

УТВЕРЖДАЮ:

Одобрена на заседании кафедры

Геофизики

(наименование кафедры)

Зав. кафедрой

Галазий А. Г.

(Фамилия И.О.)

Протокол № 8 от 17.04.2019 г.

(Дата)

Министерство образования и науки РФ
ФГБОУ

«Уральский государственный горный университет»

ОДОБРЕНО

Методической комиссией
факультета геологии
и геофизики УГГУ
мая 2018 г.

Председатель комиссии проф. Бондарев В.И.

--

В. М. Сапожников

**ГЕОЛОГО – ГЕОФИЗИЧЕСКОЕ
МОДЕЛИРОВАНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ
НЕФТИ И ГАЗА**

Учебное пособие

по дисциплине «Геолого – геофизическое моделирование
разрабатываемых залежей нефти и газа» по направлению
130200 – «Технология геологической разведки»
для студентов очного, заочного и дистанционного обучения
специализации «Геофизические исследования скважин»

Екатеринбург - 2016

УДК 550.83
С19

Рецензент: *Александров В.М.* канд. геол. – мин., наук, доцент каф. «Геологии месторождений нефти и газа» Тюменского государственного нефтегазового университета

Учебное пособие рассмотрено на заседании кафедры геофизики УГГУ (протокол №6 от 14.04.2016) и рекомендовано для издания в УГГУ

Печатается по решению Редакционно – издательского совета
Уральского государственного горного университета

Сапожников В. М.

ГЕОЛОГО _ ГЕОФИЗИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА: учебное пособие / В. М. Сапожников ; Уральский гос. горный ун – т. – Екатеринбург: Изд – во УГГУ, 2016 – 66 с.

Пособие представляет конспект лекций по курсу «Геолого – геофизическое моделирование разрабатываемых залежей нефти и газа, читаемый студентам очного обучения специализации «Геофизические исследования скважин». В нем изложены способы комплексного использования данных интерпретации сейсморазведки и ГИС, седиментационного и фациального анализа с целью построения объемных моделей залежей углеводородов на разных стадиях изучения и эксплуатации месторождений нефти и газа.

Рассмотрены методы оценки и учета геологической неоднородности при формировании представления о детальном строении залежей и определении запасов в них углеводородов. Приведены примеры геологического моделирования на этапах подсчета запасов и подготовки к проектированию и управлению разработкой месторождений нефти и газа.

Для студентов очного, заочного и дистанционного обучения по специализации «Геофизические исследования скважин».

Рис. 36, Библ. 11.

© Уральский государственный
горный университет, 2016

Введение

Геолого – геофизическое моделирование (ГГМ) залежей нефти и газа проводится для получения необходимой информации используемой при подсчёте запасов и управлении разработкой месторождений углеводородов (УВ). Данные интерпретации ГИС с учётом результатов сейсморазведки 3-D и гидродинамических исследований позволяют решать следующие задачи:

- построить объёмную модель резервуара, содержащую информацию о промысловых свойствах и распределении в пространстве коллекторов, а также литологических и тектонических экранов;
- провести по ней подсчёт балансовых запасов углеводородов с прогнозом их извлекаемости;
- проектировать сеть дополнительных (разведочных, эксплуатационных, контрольных и нагнетательных) скважин на различных этапах разработки месторождений.

Моделирование залежей осуществляется на протяжении всего периода жизни месторождения, начиная от стадии завершения основных разведочных работ и кончая этапом его консервации с оценкой остаточных запасов с учётом существующих к этому моменту технологий извлечения углеводородов. Для моделирования создаётся база данных, которая последовательно пополняется и корректируется.

Построение начальной модели и её уточнение по мере извлечения добываемого продукта требует применения современной вычислительной техники и программных систем, позволяющих получать традиционные виды моделей в виде блок-диаграмм, карт, профилей, зависимостей, таблиц и т.д.

При изучении данного курса ставится задача познакомиться с принципами геолого-геофизического моделирования и получить навыки решения отдельных задач по формированию представления о строении в пределах месторождений геологической среды, пространственном положении, фильтрационно-емкостных свойствах и насыщенности углеводородами изучаемых объектов. Геологической основой моделирования могут служить обобщения, выполненные в учебном пособии (В. И. Русский). Более подробно технология геолого-геофизического моделирования изложена в учебнике и учебных

пособиях, подготовленных преподавателями РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, накопившим опыт исследований по теме рассматриваемой дисциплины [1,2].

1. Углеводородное сырьё и геологические структуры продуктивных горизонтов и пластов-коллекторов

1.1 Нефть и природные горючие газы

Нефть-маслинистая жидкость, представляющая сложный коллоидный углеводородный раствор. На дневной поверхности нефть имеет плотность $0,82 - 0,92 \text{ г/см}^3$, и лишь при обилии в ней смолистых веществ её плотность несколько выше 1 г/см^3 . В пластовых условиях в нефти растворён газ и её плотность на 15-20 % ниже, чем на дневной поверхности. Нефти сильно разнятся по вязкости (сопротивлению перемещения при перепаде давления): от 5 до 20000 мПа·с. При высокой температуре и наличии растворённого газа их вязкость заметно (до одного порядка) ниже, чем на дневной поверхности.

Природные горючие газы представляют собой смеси в основном метановых УВ и их часто называют сухими. Газы, растворённые в нефти, называют попутными или жирными. Они резко отличаются от сухих значительным содержанием этана, пропана, бутана и высших УВ. Относительная (в сравнении с воздухом) плотность горючих газов меняется от 0,5 (сухой газ) до 1 и более (попутный газ). Растворимость газа в нефти примерно в 10 раз выше, чем в воде и повышается с ростом давления, но уменьшается с увеличением температуры.

Газоконденсаты - это газообразные смеси, состоящие из жирных газов и нефтяных УВ, находящихся в газообразном или парообразном состоянии. При снижении температуры и давления из смеси выделяется жидкая фаза - конденсаты, плотность которых колеблется в пределах $0,6-0,8 \text{ г/см}^3$.

Газогидраты представляют соединения, в которых при низких температурах молекулы газов или легких нефтей проникают в кристаллическую решетку воды. Внешне газогидраты похожи на снег и широко распространены в зоне вечной мерзлоты.

1.2 Концепции образования месторождений нефти и газа

Согласно современным воззрениям нефть и горючие газы имеют преимущественно органическое происхождение. Однако в отдельных случаях они образуются в результате дегазации из мантии реакционных смесей водорода и простейших углеродистых соединений с их превращением в высокотемпературных очагах в нефтегазовые соединения.

Наиболее распространённый способ нефтегазообразования связан с многоступенчатым преобразованием органического вещества, содержащегося в глинистых или карбонатных породах, накопленного в морских, прибрежно-морских или континентальных условиях. В этих погруженных на большие глубины нефтегазоматеринских породах под воздействием биохимических процессов, нарастания температуры и давления образуется кероген (подобие горючих сланцев с содержанием углерода (60 – 80%), водорода (6 – 10%), серы (2 – 9%) и др. компонентов). Из керогена со временем генерируются углеводороды, которые в свободном или растворённом состоянии мигрируют в вышерасположенные коллекторы. Одним из способов миграции углеводородных флюидов является газовый перенос рассеянных микрочастиц нефти. Благодаря процессам эффузии газы могут мигрировать даже через довольно плотные горные породы. Возможны поступления УВ из осадочных пород, оказавшихся из-за движения плит внутри кристаллического фундамента.

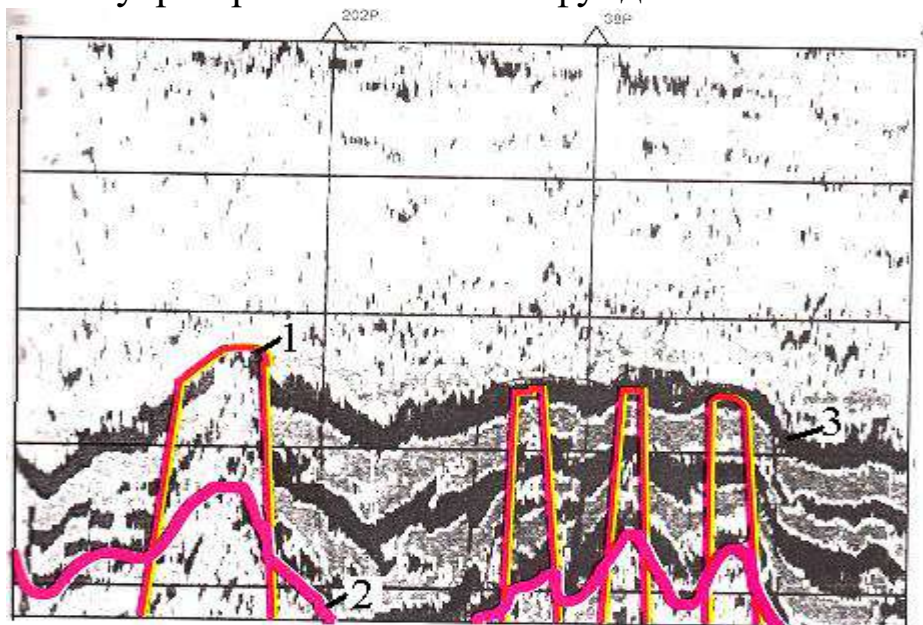


Рис.1.1. Фрагмент временного разреза с субвертикальными зонами деформации (СЗД). Краснотинский свод (западная Сибирь). 1-проявления СЗД; 2- граница фундамента; 3- отражающие горизонты [5]

Транспортировка УВ осуществляется большей частью по субвертикальным зонам разрывных нарушений или деструкций щелевой или трубчатой формы (рис.1.1). При этом важную роль играют геосолитоны, возникающие под действием импульсного геодинамического поля Земли. Эти энергетические импульсы доставляют порции УВ к породам - коллекторам, закупоренным покрышками из непроницаемых образований [5].

Существование субвертикальных зон деструкции (СЗД) в земной коре, играющих важное значение для транспортировки УВ и их размещения в высокопористых геологических телах, требует считаться с возможностью формирования как моделей сплошных, так и дискретных геолого-геофизических сред. Влияние СЗД может проявиться возникновением в пределах нефтегазоносных залежей мало-размерных участков с резко повышенными величинами проницаемости коллекторов и дебита УВ.

Миграция УВ может происходить не только из пород, в которых они образовались в коллекторы, но и из одного пласта в другой по трещинным зонам в направлении снижения давления. Миграция внутри одного наклонного пласта под действием гидродинамического напора воды приводит к образованию единой залежи или нескольких залежей в ловушках пласта с изгибами (рис.1.2).

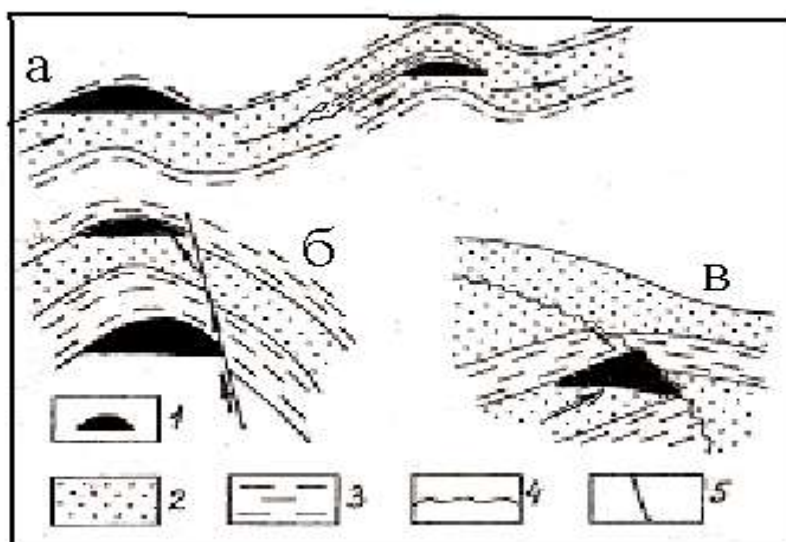


Рис. 1.2. Примеры проявления внутрипластовой и межпластовой миграция

1 – залежи УВ; 2 – пласт-коллектор; 3 – глины; 4 – поверхность несогласия; 5 – разрывное нарушение (В. И. Русский)

1.3. Формации и фации, благоприятные для нефтегазобразования и нефтегазонакопления

При построении геолого-геофизических моделей нефтегазовых месторождений необходимо учитывать их принадлежность к типам формаций и фаций, в которых они сформировались. Это позволяет использовать сведения о закономерностях присущих палеогеографическим и палеотектоническим обстановкам, в которых происходило образование этих месторождений, более успешно проводить корреляцию разрезов и прогнозировать качество пород-коллекторов и покрышек, а также распределение запасов УВ.

Формация представляет сообщество геологических тел, парагенетически связанных в возрастном и пространственном отношении, образовавшихся в определённых палеотектонических и палеогеографических условиях. По своему стратиграфическому объёму формация соответствует ярусу или отделу. Подавляющая часть нефтегазовых месторождений открыта в осадочных формациях. Для платформенных территорий типичны карбонатные, песчано-глинистые морские, песчано-глинистые угленосные и терригенно-карбонатные формации (Волго-Уральская, Западно-Сибирская, Восточно-предкавказская нефтегазоносные провинции и др.). Для складчатых областей более характерны флишoidные (чередование нескольких литотипов пород) и молассовые (чередование многочисленных мало мощных песчано-глинистых слоев) формации (Предкавказская, Закавказская, Апшеронская нефтегазоносные провинции и др.).

Фация отражает обстановку осадконакопления и сами осадки. Интерес представляют фации благоприятные для формирования ловушек структурного и неструктурного типа и накопления УВ.

Среди морских фаций наиболее перспективны фации мелководья. Именно в прибрежной части палеоморей происходило формирование разнообразных песчаных образований, потенциально благоприятных для выполнения впоследствии роли коллекторов. Среди многообразия морских аккумулятивных форм наибольший интерес представляют устьевые и вдольбереговые бары, подводные валы, барьерные острова, косы, пляжи, а также отложения, связанные с вдольбереговыми и разрывными течениями. Они представляют скопления обломочного материала, принесённого волнами или потоками течений. В процессе своего формирования эти преимущественно песчаные разноформенные тела (рис.1.3) могли быть отде-

лены от берега морем (бары, валы, тела промоин), прислонены к берегу (косы, пляжи). Могли также постепенно перемещаться в сторону берега (трансгрессивные бары, барьерные острова) или моря (регрессивные бары), формироваться в понижениях пологого берега, заливаемых во время приливов (марши), и ограничиваться крутым уступом на берегу (клифом). Схематически картина образования таких песчаных тел изображена на рис. 1.4.

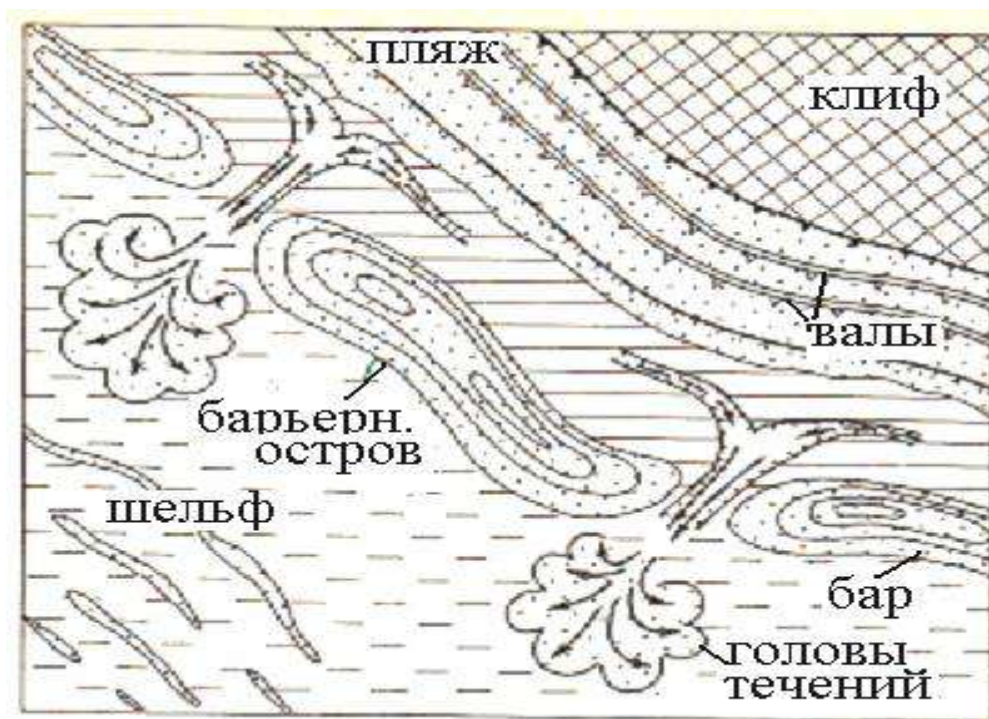


Рис. 1. 3. Схема образования и размещения аккумулятивных песчаных тел в прибрежной части мелководного моря (В. С. Муромцев)

Группа фаций мелководного шельфа формировалась в палеоморях на глубинах до ста метров. Здесь образовывались значительные скопления песчаного и алевроитового материала, связанные с различного рода стоковыми течениями, которые заполняли крупные прогибы с формированием конусов выноса большой мощности. Глинистые породы распространены ограничено.

Мелководные морские отложения представляют скопления выдержанных по простираению терригенных и карбонатных (органогенно-обломочных, рифогенных, оолитовых) пород, часто характеризующихся высокой пористостью и проницаемостью.

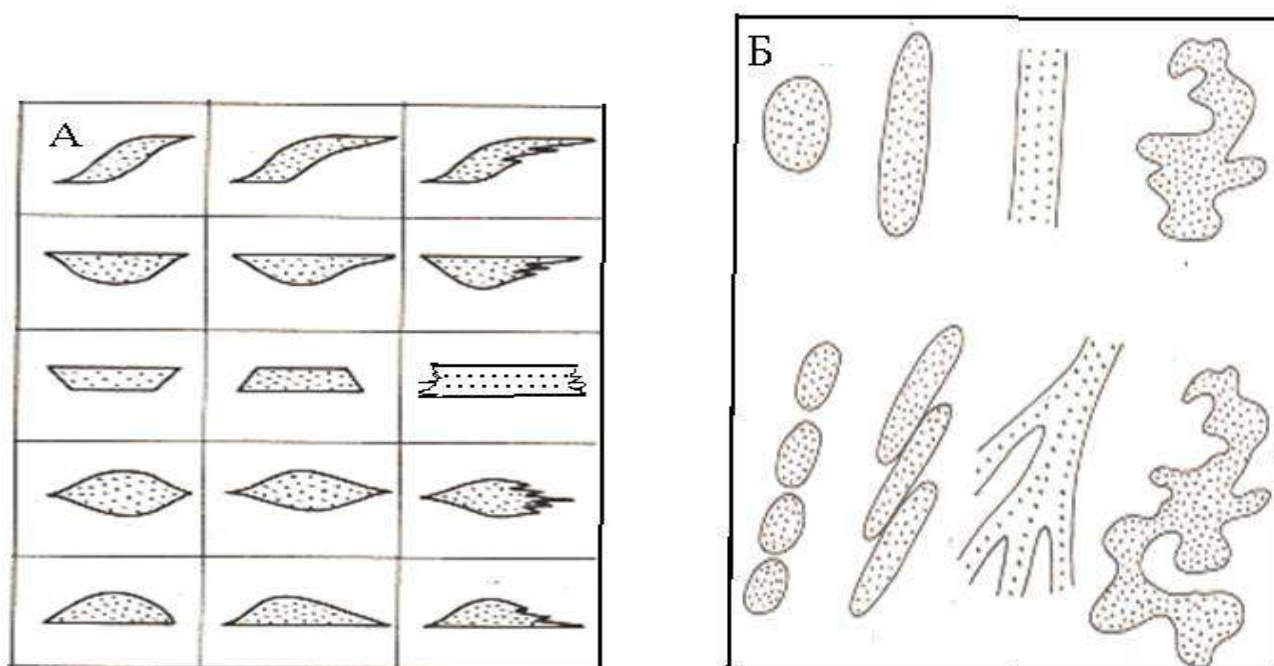


Рис. 1.4. Формы песчаных тел в поперечном сечении (А) и в плане (Б), типичные для прибрежного мелководья и шельфа (В. С. Муромцев)

Фашии умеренно-глубоководных частей шельфа представлены в большей части глинистыми отложениями, которые играют роль покрывок высокого качества. Однако встречаются песчано-алевритовые, реже - грубообломочные породы, которые могут выполнять роль коллекторов.

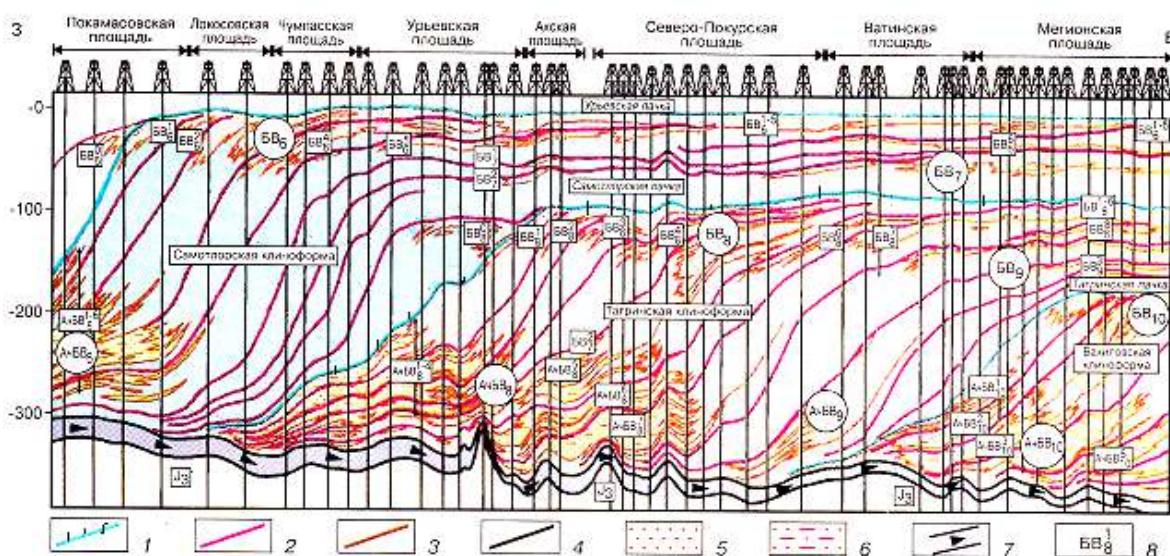


Рис.1.5. Принципиальная схема геологического строения западной части Нижневартовского свода (А. Л. Наумов)

1 -3 границы клиноформ; 4 = граница баженовской свиты; 5,6 – мелководные и глубоководные песчано-алевролитовые тела; 7 – битуминозные аргиллиты баженовской свиты; 8 – индексы продуктивных пластов

Часто при крутом погружении дна моря происходил сброс обломочных отложений с мелководья на глубину с образованием впоследствии песчаных тел, перекрытых известково-алевролитовым материалом. При этом происходило как перемещение берега, так и уровня моря. В результате формировались сложные тела, получившие название клиноформ, для которых характерны два уровня образования песчаников в одном линзообразно-вогнутом теле. Такие клиноформы типичны для многих месторождений Нижневартовского свода (Западная Сибирь) (рис. 1.5). При такой форме тел приходится учитывать различный возраст образования песчаных отложений, обнаруженных на одной глубине и единый возраст для разноглубинных тел.

Среди континентальных фаций наиболее перспективны аллювиальные отложения, образованные палеореками. Русла древних рек, выполненные песчаными и песчано-галечниковыми образованиями и перекрытые глинистыми отложениями пойм, представляют благоприятные сочетания для образования тел-коллекторов

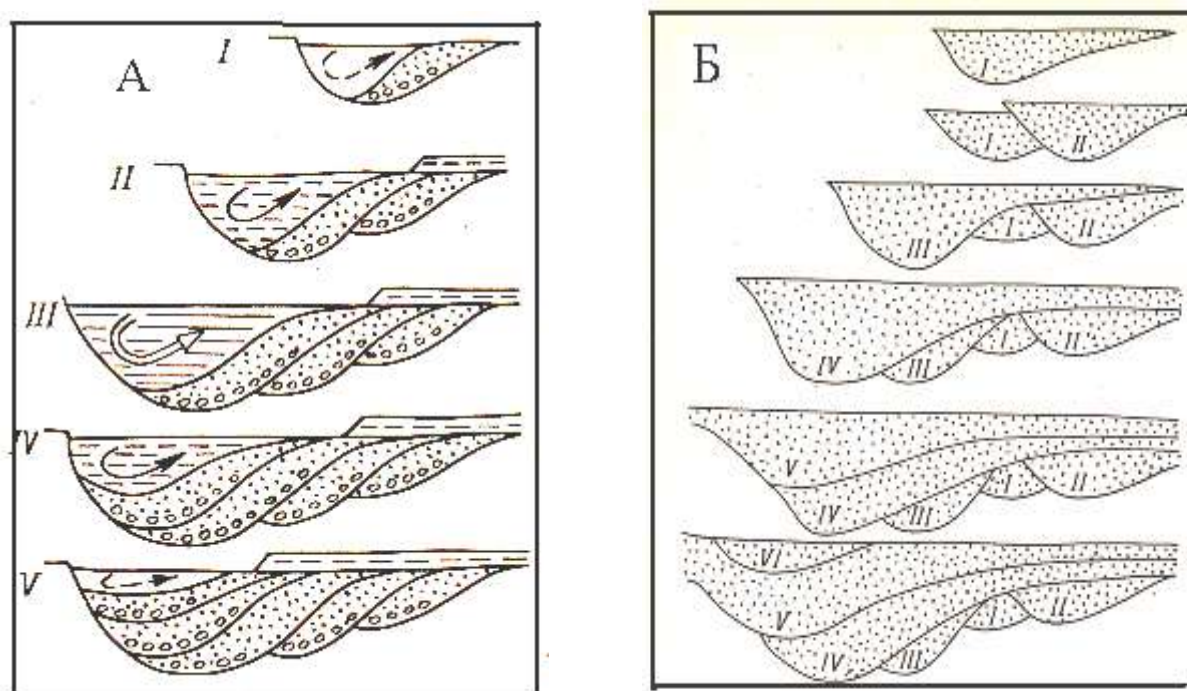


Рис. 1.6. Схемы последовательного формирования сегментов песчаных тел меандрирующей реки при различных гидродинамических и морфологических условиях

1- 1V – очередность образования песчаных тел (В. С. Муромцев)

В течение длительного (геологического) времени палеореки реагировали на изменение рельефа и климата, что находило отражение в морфологии, составе, строении песчаных и глинистых пород, выполнявших их долины. Образовывались простые и сложные формы русел с появлением серии наложенных песчаных тел у меандрирующих рек (рис.1.6).

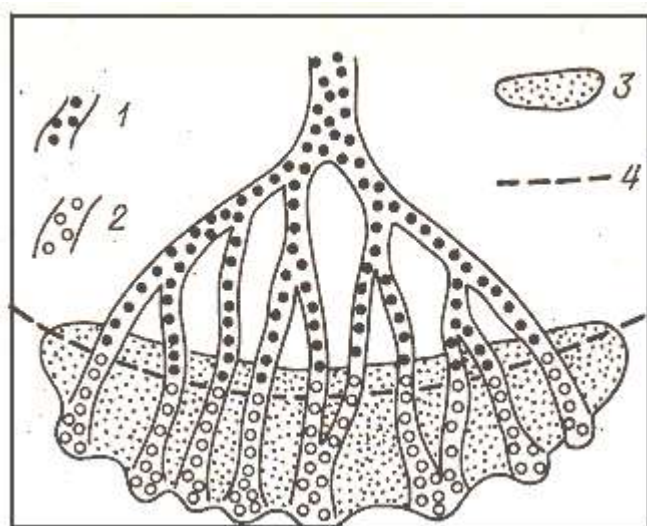


Рис. 1. 7. Схема расположения песчаных тел в пределах дельтового комплекса реки равнинного типа

1 - главные и боковые русла;
2 - подводные борозды; 3 - авидельта;
4 - морской край дельты
(В. С. Муромцев)

Многочисленные и сложные песчаные образования формировались в устьях палеорек. Дельтовый комплекс фаций включает фации нескольких групп со своими отличительными признаками: верхней и нижней равнины, морского края, подводного склона (авидельты). Упрощенная схема расположения песчаных тел дельтового комплекса показана на рис. 1.7.

Процессы осадкообразования протекают часто циклично с повторяемостью сочетаний разнотипных образований. Это связано с периодическими явлениями трансгрессии (наступление моря на сушу) и регрессии (отступление моря). Циклическое строение осадочных толщ используется для выделения структурно-формационных этажей, ярусов и более детального их расчленения на группы и отдель-

ные фации. При этом возникают сложности, связанные с тем, что в континентальных, прибрежно-морских и дельтовых отложениях отдельные песчаные пласты не всегда выдержаны по простиранию, меняются по мощности, разветвляются (бифуркируют), выклиниваются и вновь появляются. Помогает построение схем последовательности залегания разновозрастных отложений, позволяющих установить условия осадконакопления, характерные для отдельного цикла, например при проявлении регрессии или трансгрессии, и учитывать специфику формирования фаций. Так на схеме (рис.1.8) дана классификация участка разреза, для которого характерна цикличность в формировании морских и континентальных отложений при проявлении регрессии. Установлено, что на этом участке, где существовали условия мелководья, (глинистые отложения) начали формироваться песчаные тела авандельты, затем надводные фации, но впоследствии здесь снова восстановились условия мелководья.

Помогают выделить циклы формирования фаций литологические признаки отложений, а также формы аномалий на диаграммах геофизических методов исследования скважин и в первую очередь данные электрометрии. Более подробно этот вопрос рассмотрен ниже.

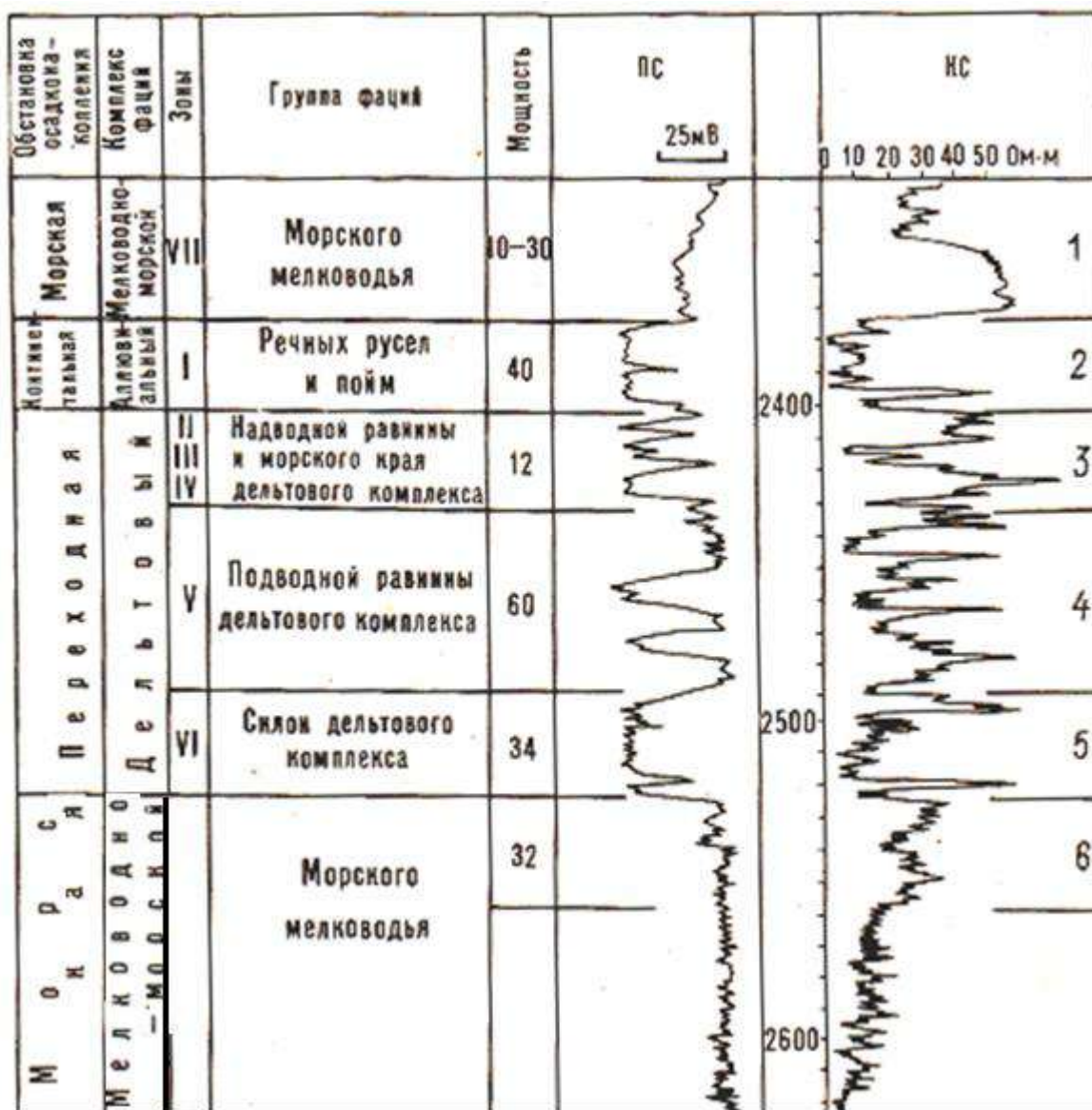


Рис. 1.8. Схема последовательности залегания группы фаций регрессивно-дельтового комплекса и их электрометрическая характеристика (В. С. Муромцев)

1.4. Природные резервуары, ловушки и залежи нефти и газа

Подземные скопления нефти и газа содержатся в так называемых *природных резервуарах*. Ими именуются пласты, толщи и массивы пористых и проницаемых для нефти и газа пород-коллекторов, которые частично или со всех сторон ограничены практически

непроницаемыми породами. Природные резервуары образованы песчано-алевролитовыми, карбонатными, а в некоторых случаях изменёнными магматическими породами. Различают три основных их типа: пластовые, массивные и литологически ограниченные резервуары.

Непроницаемые толщи (флюидоэкраны) сложены преимущественно глинистыми, сульфатными, соленосными породами, реже плотными карбонатными породами. Природные резервуары всегда в той или иной степени водонасыщены.

Будучи легче воды, нефть и газ всплывают к кровле резервуара и скапливаются в его наиболее возвышенных местах. Часть природного резервуара, в которой существуют застойные условия для подвижных флюидов, то-есть устанавливается равновесие между силами, вызывающими перемещение флюидов и препятствующими им, называется *ловушкой*. В ловушках создаются благоприятные условия для накопления нефти и газа.

Различают несколько типов ловушек:

структурные, образованные в результате изгиба слоёв (сводовые) или нарушения их сплошности (тектонически экранированные);

стратиграфические, когда близкие по литологии толщи разделены поверхностью несогласия;

литологические, сформированные в результате выклинивания песчаных пород в непроницаемых толщах,

погребённых массивов с участками высокопроницаемых пород (риффы, изменённые поднятия кристаллического фундамента).

Классификация ловушек близка к классификации залежей нефти и газа, поскольку УВ занимают часть или весь объём ловушки и имеют общие элементы строения.

Залежи нефти и газа представляют собой локальное скопление УВ в ловушке, т.е. её продуктивную часть. Совокупность залежей УВ образуют месторождение (газовое, нефтегазовое, нефтяное).

Газ, нефть и вода располагаются в ловушке в соответствии с их плотностью. Поверхности контакта газа и нефти, воды и нефти называются поверхностями газонефтяного (ГНК) и водонефтяного (ВНК) контактами соответственно (рис. 1.9 А). Линии пересечения поверхности ВНК (ГНК) подошвы с поверхностью кровли продуктивного пласта представляет внешний контур нефтеносности (газонаосности). Если поверхность контакта горизонтальна, то контур

нефтеносности (газоносности) в плане параллелен изогипсам кровли пласта. При наклонном положении поверхности ВНК (ГНК) на структурной карте контур нефтеносности (газоносности) будет пересекать изогипсы кровли, смещаясь в сторону наклона поверхности раздела.

Контакты между разнотипными флюидами могут быть не резкими из-за присутствия переходной зоны, в которой существует смесь флюидов. Например, в нефтенасыщенной части залежи с глубиной происходит её обеднение с увеличением доли воды.

Представление о примерах сосредоточения нефтегазовых залежей в некоторых типах ловушек даёт обобщение, приводимое на рис. 1.9.

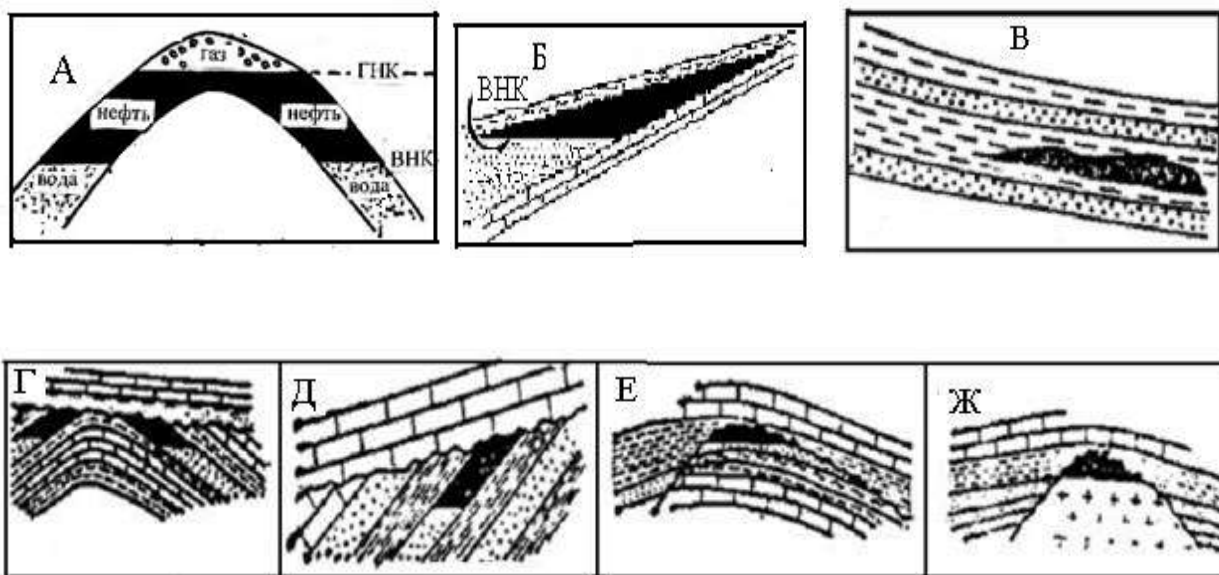


Рис. 1.9. Примеры типовых ловушек и нефтегазовых залежей

А – пластовая сводовая залежь в структурной ловушке (линейные антиклинали и брахиантиклинали) ; Б – Залежь в стратиграфической ловушке, образованной поверхностью несогласия; В – Залежь в литологической ловушке (выклинивание песков в глинах); Г,Д – пластовые залежи в стратиграфических ловушках (пласты-коллекторы срезаны эрозией и несогласно перекрыты молодыми непроницаемыми породами); Е - пластовые залежи, экранированные разрывом; Ж – массивные залежи в выступах (риффы, поднятия кристаллического фундамента) под сводовыми экранами

1.5 Исходные данные и этапы построения геолого-геофизической модели нефтегазовой залежи

Работа по созданию модели начинается со сбора данных на фиксированную дату, но впоследствии по мере поступления новых данных производится корректировка модели. Моделирование начинается с построения ёмкостной модели, затем на базе геолого-структурного и ёмкостного моделирования формируется фильтрационная модель, а завершаются построения созданием флюидно-динамической модели.

В моделировании принимают участие специалисты в различных областях знаний, так как решаются разноплановые задачи. Главными из них являются подсчёт запасов (ёмкостная модель), изучение распределения фильтрационных характеристик коллекторов с определением путей миграции флюидов и рационального размещения добывающих скважин (фильтрационная модель), исследование состава флюидальной системы и её термобарического состояния, знание которых необходимо для принятия правильных решений по нефтегазоизвлечению (флюидально-динамическая модель).

Ограничимся наиболее детальным рассмотрением процесса создания ёмкостной модели, при котором наибольший вклад вносят специалисты - геофизики, хотя их участие необходимо и при более углублённом геолого-математическом моделировании нефтегазовых залежей.

Материальной основой для моделирования являются данные ГИС, подкреплённые результатами ГТИ и исследований керна, по всем скважинам на площади природного резервуара. Эти данные, получаемые обычно для каждой скважины после завершения её бурения, включают конфигурацию и положение трассы скважины в пространстве, геологические колонки с выделенными пластами - коллекторами. В первую очередь для коллекторов определяются их эффективные толщины, характер насыщения, глинистость, остаточная водонасыщенность, плотность, пористости (общая, эффективная, динамическая), проницаемость. Для продуктивных пластов с раз-

ным характером насыщения определяют контакты участков с разными флюидами (ГНК, ГВК, ВНК), а также коэффициенты K_g , K_n (или $K_{нг}$).

Стандартными составляющими процесса разведки и ГГМ являются данные сейсморазведки. Поэтому исходные материалы для моделирования включают разрезы времён отражения, полученные при проведении 3D или 2D сейсморазведки с привязкой к скважинам, результаты вертикального сейсмического профилирования (ВСП) по отдельным скважинам.

На первом этапе ГГМ по данным сейсморазведки создаётся структурная «толстослоистая» модель всего месторождения с отображением основных горизонтов. Полученные результаты представляют некоторый каркас структуры изучаемой среды. Полученные по данным ВСП характеристики средней скорости в разрезе, а также применение моделирования сейсмотрасс по скважинам и сопоставление их с сеймотрассами полевой сейсморазведки, позволяет выполнить для волновых полей преобразование типа «время – глубина». Это позволяет на сейсмических разрезах определить глубины отражающих горизонтов и их соответствие границам пластов, выделяемых по данным ГИС.

С использованием глубинных сейсмических разрезов проводится детальная корреляция разрезов по данным ГИС. При этом уточняется литологическое расчленение разреза с определением флюидных контактов в пространстве. Завершение данной работы позволяет перейти к построению «тонкослоистого» модели месторождения в виде каркаса продуктивных пластов. Одной из важных задач является правильное стратиграфическое расчленение разрезов глубоких скважин. Как правило, выбирается в качестве эталона одна или несколько скважин, изученных наиболее детально, чьи стратиграфические разбивки переносятся на корреляционные разрезы. По корреляционным профильным разрезам, в первую очередь проложенным вкрест простирания осевых частей структуры изучаемого объекта, определяют принципиальные черты его геологического строения и историю формирования.

Совокупность собранных данных позволяет выявить пористое пространство в изучаемой среде, геометрические размеры продуктивных пластов и их насыщенность нефтью и газом. Эти размеры обычно определяют по структурной карте месторождения, на которой нанесены изогипсы какой – либо маркирующей поверхности пласта. Строятся также карты эффективных мощности ($h_{эф}$), общей и эффективной пористости (K_p , $K_{п\ эф}$), проницаемости ($K_{пр}$), коэффициентов нефтенасыщенности и газонасыщенности (K_n , K_g), линейных запасов по скважинам (произведений $h_{эф}K_pK_n$ ($h_{эф} K_pK_g$)) и др. параметров. Эти данные позволяют вычислить объёмы пористых продуктивных пластов или их частей с различным характером насыщения, а также запасы нефти и газа. Для большей наглядности по отдельным профилям строят графики линейных запасов.

Процедура геометризации залежей нефти и газа может проводиться вручную или с применением компьютерных технологий.

Дальнейшая работа с моделью залежи предполагает участие геологов и гидродинамиков.

2.Использование сейсморазведки при изучении нефтегазовых резервуаров

2.1 Предпосылки применения сейсмических исследований при геолого-геофизическом моделировании

Объединение данных бурения, ГИС и сейсморазведки, получаемых в процессе разведки и разработки нефтегазовых залежей, позволяет повысить информативность исследований строения изучаемой геологической среды и в первую очередь продуктивных объектов. Достоинство сейсморазведки состоит в том, что с её помощью удаётся получить представление о распределении геологических и петрофизических границ во всём изучаемом объёме среды, хотя детальность этих исследований по глубине ограничена.

Для того чтобы данные полевой сейсморазведки можно было использовать для геологических построений они подвергаются специализированным системам обработки (многообразные варианты

фильтрации, введение поправок во времена и амплитуды колебаний и др.). В результате строят сейсмические разрезы и кубы, на которых приводятся волновые изображения среды в виде отражающих горизонтов с отображением погрешности обработки (рис. 1.1).

Сейсмические трассы могут располагаться между скважинами, что способствует более достоверному решению задач корреляции и, следовательно, успешному геолого-геофизическому моделированию залежей.

Сейсмические трассы, получаемые в результате обработки полевых данных, состоят только из волн, образовавшихся в результате отражения от последовательности геологических границ. На рис. 2.1 представлена простейшая модель пласта (с покрывающей и подстилающей средами), толщина которого больше длины падающей импульсной сейсмической волны. В этом случае возникают отдельные отражённые волны от кровли и подошвы пласта, а времена их возвращения на дневную поверхность характеризуют глубину этих границ

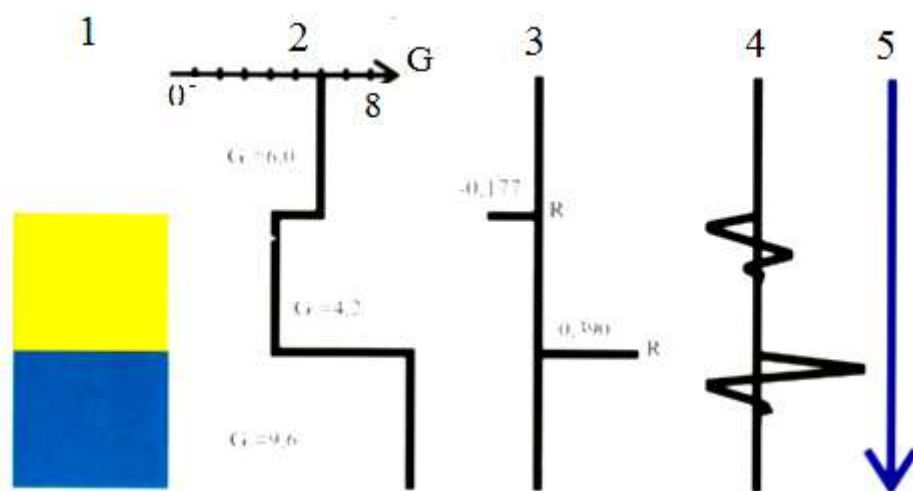


Рис. 2.1. Модель трёхслойной среды с различными величинами импеданса (G), коэффициентами отражения (R) и отражёнными волнами, соответствующими границам слоев

1 – трёхслойная среда; 2 - график G ; 3 - величины R на границах слоёв; 4 - отражённые волны; 5 – шкала времени

Как и в натуре, каждый слой пород характеризуется плотностью (σ г/см³) и скоростью (V км/с), а также сейсмическим импедансом $G=\sigma \cdot V$. В примере, иллюстрируемом рис.2.1, слои характеризуются

сверху вниз по плотности значениями 1,8, 2,05 и 2,4 г/см³, а по скорости значениями 2,3, 2,42 и 4 км/с.

Амплитуды отражений определяются величинам коэффициентов отражения R от соответствующих границ. Если контактируют слои i и $i+1$, залегающие выше и ниже границы, то для границы

$$R_i = (G_{i+1} - G_i) / (G_{i+1} + G_i). \quad (2.1)$$

Как следует из формулы (2.1) коэффициенты отражения и соответствующие им амплитуды отражения могут быть положительными и отрицательными. Так в рассматриваемом примере слоистой среды величины R имеют значения – 0,177 и 0,39.

2.2 Интерпретация сейсмических данных

Знание распределения коэффициентов отражения по глубине (по данным ГИС для одной из скважин) позволяет построить синтетическую сейсмическую трассу, с амплитудами соответствующими коэффициентам отражения. Это позволяет сопоставить её с реальной сейсмической трассой на профиле, проходящем через скважину, по которой выполнен каротаж методами ГГК и АК, и преобразовать временной сейсмический разрез в глубинный разрез. Пример выполнения привязки временного разреза к глубине изученной каротажом скважины путем сопоставления синтетической и реальной сейсмограмм приведён на рис. 2.2.

Следует только учитывать, что толщины изучаемых геологических пластов в разрезе могут быть меньше чем длины сейсмических волн (на больших глубинах это 200 – 300 м). Проблема вертикального разрешения заключается в возможности оценки временной задержки между двумя импульсами отраженными от кровли и подошвы слоя, когда из – за малой мощности этого слоя импульсы интерферируют, образуя общий импульс сложной формы. Вертикальное разрешение оценивается по отношению к видимой длине волны.

Поэтому сейсмическая трасса представляет не последовательность разделённых во времени отражённых волн, но возможно результат наложения таких волн друг на друга. В связи с этим явлением при определении и прослеживании границ отражающих горизонтов на волновых полях целесообразно ориентироваться на точки смены полярности волновых импульсов, как это показано на рис. 2.3.

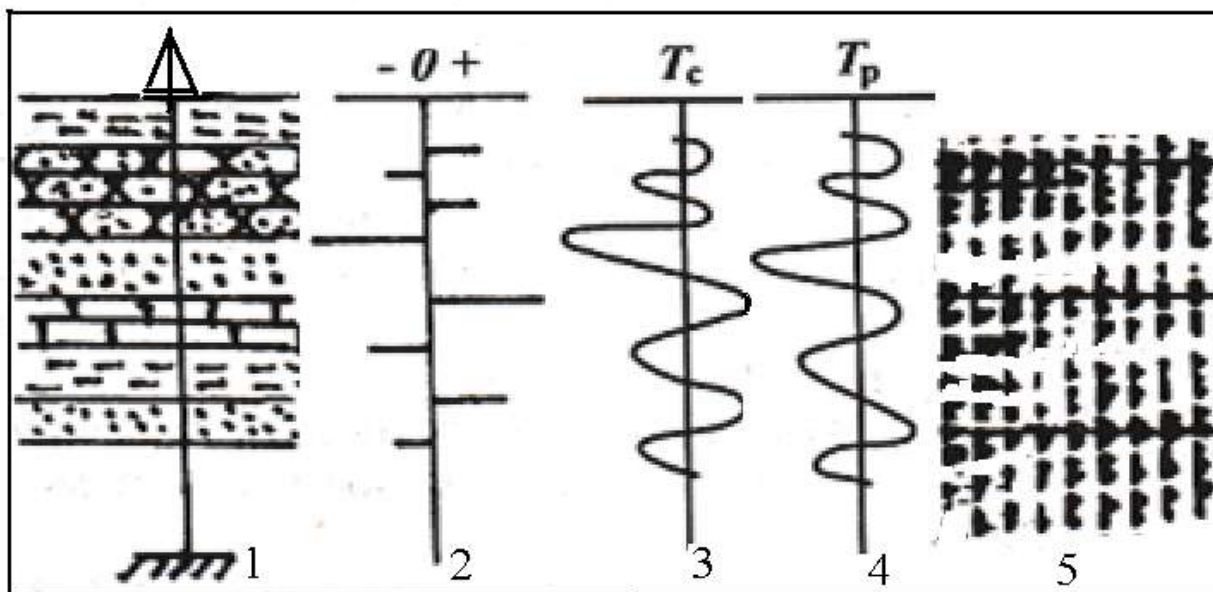


Рис. 2.2. Пример сопоставления данных изучения разреза по скважине с сейсмическим разрезом, позволяющим использовать последний для геолого-геофизического моделирования нефтяной залежи

1 – скважина с известным геологическим разрезом; 2 – графическое представление коэффициентов отражения; 3 – синтетическая трасса по скважине; 4 – сейсмическая трасса, совпадающая со скважиной; 5 – фрагмент временного сейсмического разреза, проходящего через скважину, сопоставленный со скважиной (по В. В. Стрельченко)

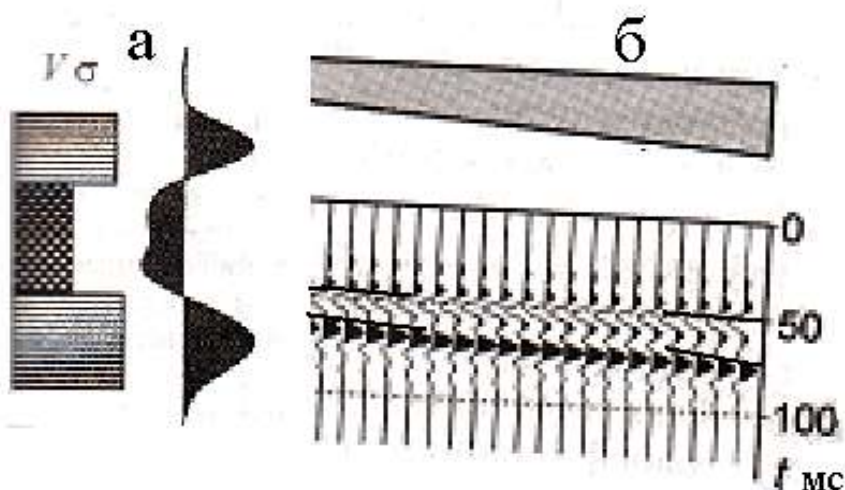


Рис. 2.3. Примеры выделения границ слоев с различными упругими свойствами по одной сейсмотрассе (а) и их совокупности (б) (по Ю. Н. Воскресенскому)

Для преобразования временных сейсмических разрезов в глубинные разрезы используют данные вертикального сейсмического профилирования (ВСП), проводимого по одной или нескольким скважинам, вскрывшим изучаемый нефтегазовый резервуар. При

ВСП устанавливается соотношение: время пробега волн – глубина в точках скважины. Суть метода иллюстрирует рис. 2.4. Данные ВСП помогают не только более точно привязать временные разрезы полевой сейсморазведки к глубинам скважин, но и получить изображение отражающих горизонтов в околоскважинном пространстве (рис. 2.4 б).

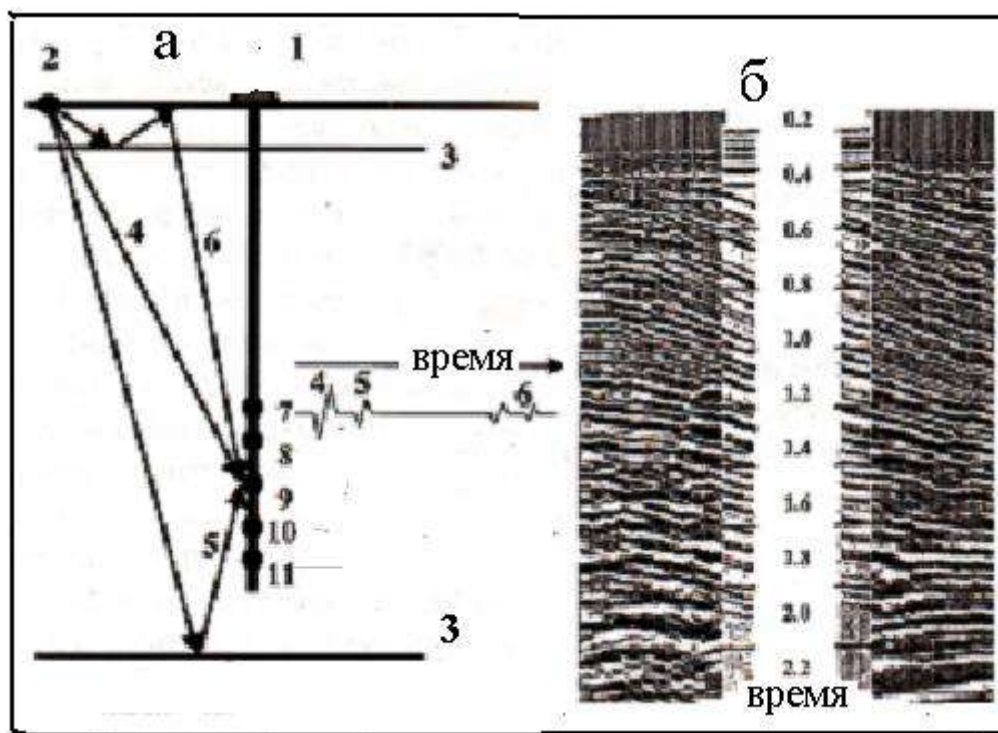


Рис. 2.4 Принцип проведения ВСП (а) и разрез волновой картины, получаемый при этом (б)

1 – скважина; 2 – источник на левом луче на земной поверхности; 3 – отражающие границы; 4 – прямая волна; 5 – отражённая восходящая волна; 6 – отражённая нисходящая волна; 7 – 11 регистрирующие датчики и одна из сейсмограмм

Одна из главных решаемых задач при проведении ВСП – это определение зависимости средней скорости $V_{\text{ср}}$ от глубины H . Для этого строится продольный вертикальный годограф $t(H)$, пример которого показан на рис. 2.5. На нем выделяют интервалы, с одинаковым градиентом, которые соответствуют однородным по свойствам пластам. Далее определяют пластовую скорость $V_{\text{пл}} = \Delta H / \Delta t$ и среднюю скорость в покрывающей толще $V_{\text{ср}} = H/t$.

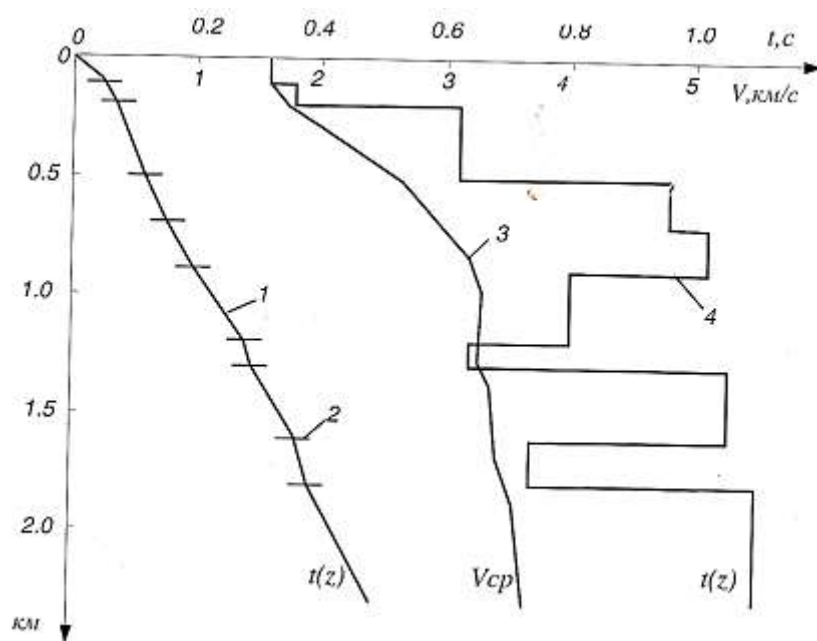


Рис. 2. 5. Пример использования вертикального годографа (1) с выделенными на нем границами пластов (2) для построения зависимости средней скорости от глубины $z \sim H$ (3) и определения графика пластовой скорости (4)

В полевой сейсморазведке преобразование временного разреза в глубинный разрез в общем случае предполагает проведение сложной математической процедуры - миграции. Однако, используя график средних скоростей (V_{cp}), полученный при ВСП или вычисленный по данным ГИС, шкалу глубин (H) для совпадающей со скважиной трассы временного разреза полевой сейсморазведки с учётом двойного времени (t) прихода волны от источника к приёмнику, можно приблизительно оценить по формуле

$$H = \sqrt{(tV)^2 - x^2} / 2, \quad (2.2)$$

где x – расстояние от источника до скважины. При больших глубинах для определения H используют приближённую зависимость:

$$H \approx tV/2. \quad (2.3)$$

Крупномасштабная детальная сейсморазведка во многих случаях фиксирует структурные особенности изучаемых нефтегазовых резервуаров. Пример фрагмента временного разреза на одном из таких объектов в интервале 1,3 – 1,6 с. приведен на рис. 2.6. На разрезе в интервале 1,3 – 1,4 с. коррелируемыми волнами с положительной

амплитудой фиксируется куполовидная кровля толщи песчаников, под экраном из глинистых отложений. Резервуар углеводородов в песчаных породах разделяется на газо и нефтенасыщенные части. Газонфтяной контакт, ниже которого породы имеют более высокий сейсмический импеданс, отчетливо фиксируется положительными амплитудами волн на уровне времени 1,4 с. В совокупности данные этого сейсмического временного разреза после определения масштаба глубин позволяют построить каркас нефтегазового резервуара по профилю.

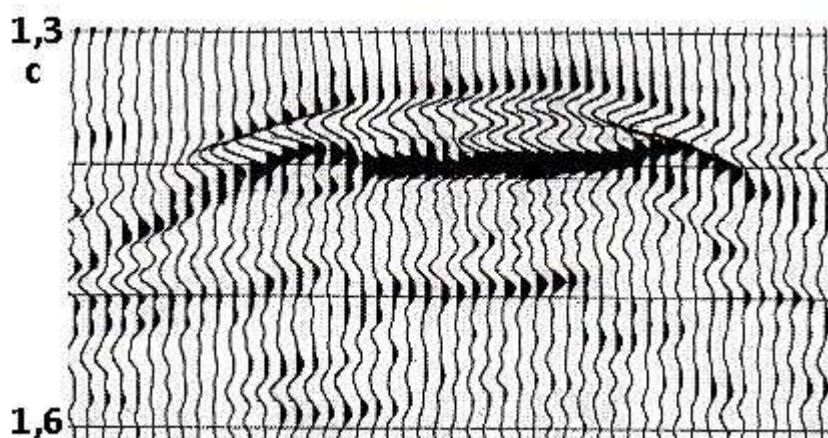


Рис. 2.6. Фрагмент временного сейсмического разреза по профилю проходящему над газонефтеносной залежью [5]

Глубинные сейсмические разрезы, полученные в результате преобразования шкалы времени в шкалу глубин, используются при решении следующих задач:

- корреляция пластов в межскважинном пространстве;
- выявление и тассирование тектонических нарушений
- картирование поверхностей коллекторов;
- уточнение пространственных контуров залежей.

2.3. Корреляция сейсмических горизонтов, выявление тектонических нарушений

Корреляция заключается в прослеживании одного и того же отражающего горизонта по площади сейсмических исследований. Эта

процедура может выполняться в автоматическом или ручном режиме. Используются совокупности признаков сходства сигналов, проявляющиеся на соседних сейсмических трассах. Корреляция начинается с прослеживания опорных отражений, наиболее устойчивых на участке исследований. Часто такими опорными горизонтами служат контакты плотных пород (плотные песчаники, известняки и др.) с рыхлыми глинами. Для менее выраженных горизонтов признаки корреляции могут нарушаться по геологическим признакам (изменение литологического состава пород, плавного выклинивания), за счёт разломов, а также вследствие вариаций толщин пластов внутри отражающей пачки. И хотя сейсмические разрезы в случае малой мощности слоёв могут по глубине не идеально совпадать с геологическими границами, они помогают установить главные закономерности в пространственном размещении большинства пластов и в первую очередь продуктивных коллекторов.

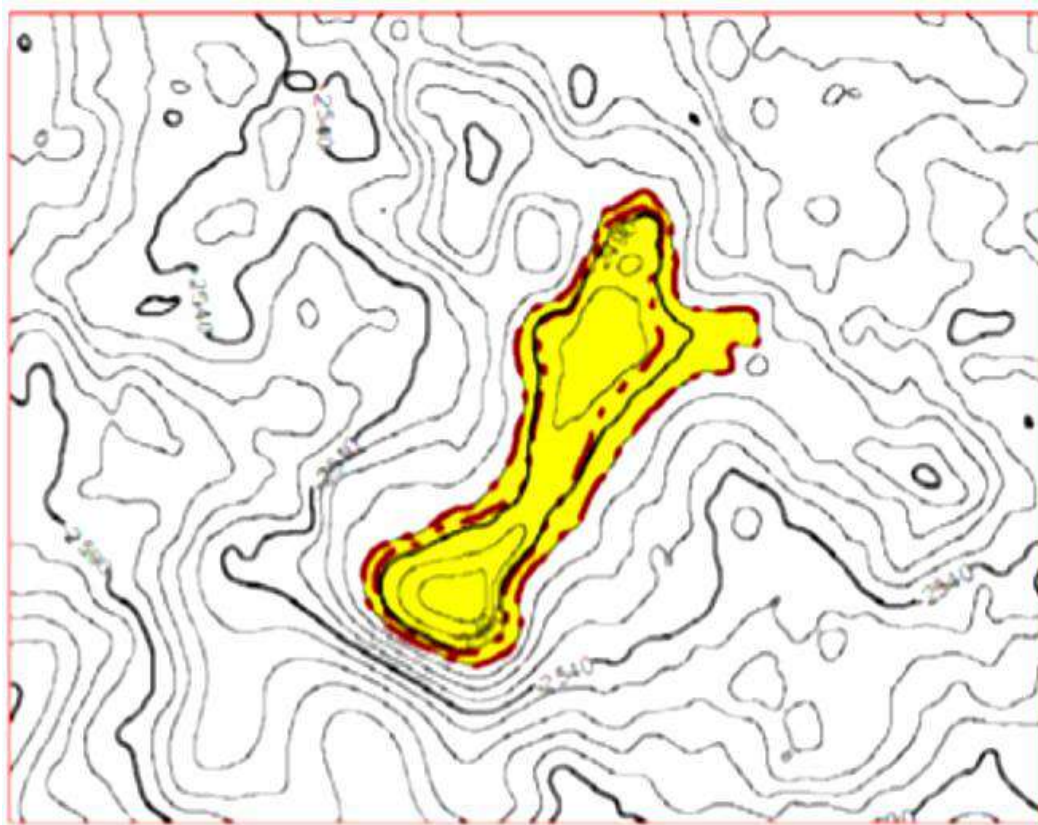


Рис. 2.6. Пример структурной карты по кровле опорного отражающего сейсмического горизонта (изолинии равных глубин кровли проведены через 10 м.) с выделенным по данным ГИС контуром залежи

Тектонические нарушения выявляют по наличию в волновом поле закономерно расположенных субвертикально ориентированных нарушений плавности в корреляции сигналов между соседними трассами, изменения времён, формы и интенсивности колебаний для отражённых волн. Примеры проявления разрывных нарушений в волновом поле можно наблюдать на рис. 1. 1.

Результаты определения положения на сейсмических профилях опорных отражающих горизонтов позволяют строить структурные карты для этих горизонтов, которые могут быть более детальными, чем структурные карты, построенные по данным ГИС. Первоочередной интерес представляют структурные карты кровли и подошвы продуктивных отложений, а также карты их мощностей. Полученные карты используют для корректировки карт данных ГИС. Пример построения по опорному горизонту структурной карты, отражающей сводовый характер изучаемого нефтегазового месторождения, показан на рис. 2.6.

2.4. Сейсмические оценки изменения свойств резервуаров в период их разработки

2.4. Сейсмические оценки изменения свойств резервуаров в период их разработки

В настоящее время применение сейсморазведки не ограничивается поисково – разведочными работами. Широко используется сейсмическая крупномасштабная съёмка на разрабатываемых нефтегазовых месторождениях. Высокая разрешающая способность современных технологий позволяет фиксировать изменения свойств изучаемых объектов, связанных с извлечением углеводородов. Успехи сейсмического мониторинга резервуаров нефти и газа позволил ввести в обращение термин *4D* сейсморазведка, в котором подчеркивается использование четвертого измерения, каким является календарное время.

Передвижение флюидов в резервуаре в процессе эксплуатации приводит к изменению упругих свойств и плотности пород, связанных с замещением одних флюидов другими. Со временем изменяются в пространстве положения газо-нефтяного водо – нефтяного контактов внутри резервуаров. Это приводит к изменению распределения акустических свойств пород, что позволяет зафиксировать эти

эффекты сейсморазведкой и использовать при изучении состояния углеводородосодержащих толщ.

Принцип использования измерений 4D сейсморазведки демонстрация на уровне нефтяного пласта, зарегистрированные при одном положении системы наблюдений, но в существенно разное время. Изменение мощности нефтенасыщенного пласта после начала добычи привело к изменению сейсмотрасс по амплитудам δA и временным сдвигам δt . По этим изменениям, относимые к новым сейсмическим атрибутам делаются заключения о современном состоянии нефтенасыщенности продуктивного участка исследуемого пласта. Разностные данные амплитуд и времен, на разрезах и планах в совокупности с данными ГИС позволяют контролировать оценивать оставшиеся запасы углеводородов, следить за изменением во времени контуров нефтегазонасыщенности в сравнении с исходными сведениями. Пример регистрации изменения контура нефтенасыщенности со временем приведен на рис. 2.6.

2.4. Сейсмические оценки изменения свойств резервуаров в период их разработки

В настоящее время применение сейсморазведки не ограничивается поисково – разведочными работами. Широко используется сейсмическая крупномасштабная съемка на разрабатываемых нефтегазовых месторождениях. Высокая разрешающая способность современных технологий позволяет фиксировать изменения свойств изучаемых объектов, связанных с извлечением углеводородов. Успехи сейсмического мониторинга резервуаров нефти и газа позволил ввести в обращение термин 4D сейсморазведка, в котором подчеркивается использование четвертого измерения, каким является календарное время.

Передвижение флюидов в резервуаре в процессе эксплуатации приводит к изменению упругих свойств и плотности пород, связанных с замещением одних флюидов другими. Со временем изменяются в пространстве положения газо-нефтяного водо – нефтяного контактов внутри резервуаров. Это приводит к изменению распределения акустических свойств пород, что позволяет зафиксировать эти эффекты сейсморазведкой и использовать при изучении состояния углеводородосодержащих толщ.

Принцип использования измерений 4D сейсморазведки демонстрационный Амотрасс на уровне нефтяного пласта, зарегистрированные при одном положении системы наблюдений, но в существенно разное время. Изменение мощности нефтенасыщенного пласта после начала добычи привело к изменению сейсмотрасс по амплитудам δA и временным сдвигам δt . По этим изменениям, относимые к новым сейсмическим атрибутам делаются заключения о современном состоянии нефтенасыщенности продуктивного участка исследуемого пласта. Разностные данные амплитуд и времен, на разрезах и планах в совокупности с данными ГИС позволяют контролировать оценивать оставшиеся запасы углеводородов, следить за изменением во времени контуров нефтегазонасыщенности в сравнении с исходными сведениями. Пример регистрации изменения контура нефтенасыщенности со временем приведен на рис. 2.6.

3. Использование данных ГИС при формировании геолого-геофизической модели залежи нефти и газа

3.1. Данные ГИС по отдельным скважинам

Для построения геолого-геофизической модели залежи нефти и газа используют результаты интерпретации данных ГИС по скважинам площади, включающей контур залежи. Необходимо иметь геологические колонки с выделением заведомо глинистых пород (высокие значения на диаграммах ГК, ПС, электропроводности). Обычно легко диагностируются плотные малопористые породы типа карбонатов, плотных песчаников (высокие величины плотности по ГК, УЭС, нейтронных свойств, низкие – естественной радиоактивности, интервального времени). Особый интерес представляет выделение коллекторов, для которых должны быть определены их фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС), характер и степень насыщения флюидами.

Выделение коллекторов производится по следующим признакам:

- наличие глинистой корочки (по уменьшению диаметра скважины) на кривой кавернометрии;

- существование радиального градиента сопротивлений, измеренного методами с разной глубиной исследования зондов (МКЗ, МБК, стандартные ПЗ и ГЗ, БК, ВИКИЗ или БКЗ, ИК);
- проявления аномалий, характерных для пористых, малоглинистых и проницаемых пород, на диаграммах методов ПС, ГК, НК, АК, ЯМК.

При этом могут быть использованы установленные по изучениям керн и испытаний скважин и на основе опыта измерений в скважинах предельные граничные значения, определяемых при ГИС параметров для разделения горных пород на «коллектор – неколлектор» также, как это выполняется для разделения по характеру насыщения (см. рис. 3.1). Как правило, применяют несколько количественных критериев.

Для характеристики горных пород с признаками коллекторов определяют коэффициенты общей пористости ($K_{\text{п}}$), эффективной пористости ($K_{\text{п эфф}}$), проницаемости ($K_{\text{пр}}$), по значениям которых принимается решение об отнесении горной породы к классу «коллектор» или «неколлектор».

Величины $K_{\text{п}}$ определяют обычно несколькими способами, контролируемыми и уточняющими друг друга. Например, по измерениям плотности пород (σ) в терригенном разрезе с преобладанием в скелете кварца и наличии глинистых минералов близких по плотности кварцу ($\sigma=2,65 \text{ г/см}^3$) $K_{\text{п}}$ можно вычислить по формуле

$$K_{\text{п}}(\%) = 160,6 - 60,6\sigma(\text{г/см}^3). \quad (3.1)$$

Пористость чистых песчаников отождествляют с пористостью матрицы ($K_{\text{пм}}$) и определяют её по скважинным измерениям или по статистическим зависимостям от глубины H . Так для месторождений нефти и газа при терригенном разрезе в З.Сибири Д. А. Кожевников установил зависимость $K_{\text{пм}}(\%) = 42,5 - 7,5H$ (км).

Эффективная пористость зависит от доли остаточной воды в поровом пространстве коллектора:

$$K_{\text{п эфф}} = K_{\text{п}}(1 - K_{\text{во}}). \quad (3.2)$$

Коэффициент остаточной водонасыщенности обычно определяют по статистическим зависимостям $K_{во}(K_{п})$, установленным для конкретной продуктивной залежи по результатам лабораторных измерений керна. Согласно исследованиям В. Н. Боганика для относительно неглубоко залегающих коллекторов З. Сибири справедливо

$$K_{во}=0,084 / K_{п (д.е.)}-0.18 \quad (3.3)$$

Установленно (Д. А. Кожевников), что остаточная водонасыщенность обладает свойством инвариантности, и при известной величине петрофизического инварианта ψ рекомендована модель, учитывающая глубину горной породы,

$$K_{во}=(\mu_0/K_{пм})^\psi, \quad (3.4)$$

где μ_0 – доля остаточной воды, связанной со скелетом коллектора. Для условий З.Сибири можно принять $\psi=1-1,43(K_{пм}- K_{п})/K_{пм}$ (Кожевников Д. А., Сапожников В. М.). Тогда, например, для глубины 3 км, где $K_{пм} \approx 0,2$ при $K_{п}=0,15$ и для $\mu_0=0,05$ (типичная величина) по (3.4) получим $K_{во}=0,41$. По опыту практики это значение ближе к реальной характеристике, чем значение 0,38, получаемое по (3.3).

Для подавляющего большинства коллекторов по Д. А. Кожевникову и К. В. Коваленко зависимость коэффициента абсолютной проницаемости $K_{пр}$ (в фм^2) от $K_{п \text{ эф}}$ (в %) в полулогарифмическом масштабе линейна:

$$\lg K_{пр}=0,22 K_{п \text{ эф}}-1. \quad (3.5)$$

Величина $K_{пр}$ используется для характеристики фильтрационных свойств коллектора и, как будет показано ниже, при оценке средних размеров зёрен скелета.

Оценка характера насыщения коллекторов включает их разделение на водоносные и нефтегазосодержащие. Разграничение проводят по значениям УЭС, измеренного зондами с большим радиусом исследования (БК, ИК, ВИКИЗ). Для этого строят графики накопленной частоты проявления нефтегазонасыщения и водонасыщения при конкретных значениях УЭС (для водонасыщенных коллекторов накопления частоты проводят в направлении уменьшения УЭС). По накопленным частотам определяют граничные значения или

интервалы УЭС, выше которых коллектор с большой вероятностью может считаться нефтегазосодержащим, а при меньших значениях – водоносным. На рис. 3.1 значение 8 Ом м, при котором отмечается пересечение графиков накопленной частоты, может быть принят граничным для разделения коллекторов на водоносные (меньше 8 Ом м) и нефтенасыщенные. С учётом треугольника ошибок надёжность выделения нефтенасыщенных пластов 97%. При сопротивлении ниже 6 Ом м коллектор заведомо водоносный.

При сложной структуре коллектора с прослоями глинистых или плотных пород определяется эффективная толщина нефтегазонасыщения как разность между общей толщиной коллектора и суммарной величиной непроницаемых прослоев. Для вычисления коэффициента нефтегазонасыщения $K_{нг}$ необходимо знать параметр насыщения P_n , показывающий во сколько раз УЭС продуктивного пласта $\rho_{нг}$ больше УЭС водоносного пласта $\rho_{вп}$ такой же пористости. Тогда в общем случае по упрощённой формуле

$$K_{нг} = 1 - \frac{1}{\sqrt{P_n}}, \quad (3.1)$$

однако при наличии дополнительных исследований этот алгоритм может быть уточнён.

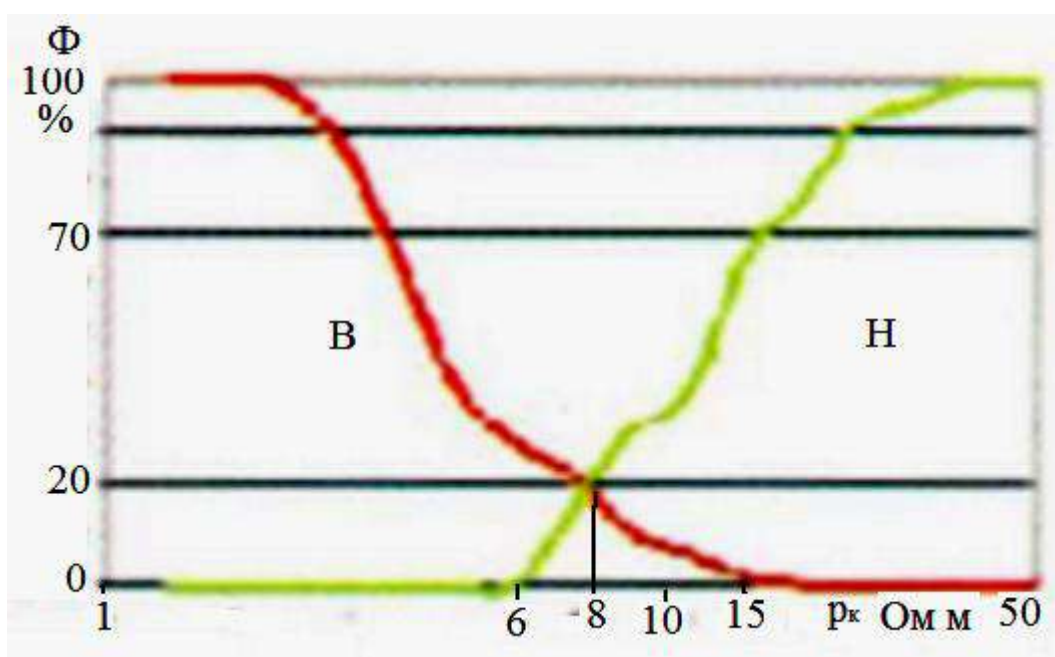


Рис. 3.1. Пример построения графиков интегральных функций распределения (Φ) параметра сопротивления, характерного для водоносных и нефтенасыщенных пластов, по которым осуществляется разделение их на эти классы; основание треугольника ошибок 6 – 15 Ом м

Разделение газонасыщенных и нефтенасыщенных интервалов коллектора производят по признакам индивидуальным для каждой залежи. Часто первые характеризуются более высокими сопротивлениями, специфическими аномалиями газового каротажа, диагонсцируются по данным исследования керна, результатов испытаний. Правильность характера флюидальной насыщенности продуктивных коллекторов подтверждают по данным применения НК в обсаженных скважинах. На диаграммах НК газонасыщенные коллекторы имеют заметно большие значения по сравнению с нефтенасыщенными коллекторами. Те же в свою очередь отличаются более высокими показаниями от водоносных коллекторов. В открытом же стволе разграничить коллекторы с одинаковой пористой, но насыщенными различными флюидами по данным ГИС удастся по данным ИК при мощности слоя больше 4 м. Маломощные пласты классифицируются неоднозначно. Малоизвестный способ рассмотрен в разделе 6.

Результаты определения положения на сейсмических профилях опорных отражающих горизонтов позволяют строить структурные карты для этих горизонтов, которые могут быть более детальными, чем структурные карты, построенные по данным ГИС. Первоочередной интерес представляют структурные карты кровли и подошвы продуктивных отложений, а также карты их мощностей. Полученные карты используют для корректировки карт данных ГИС. Пример построения по опорному горизонту структурной карты, отражающей сводовый характер изучаемого нефтегазового месторождения, показан на рис. 2.6.

3.2. Подготовка данных ГИС для интерпретации сейсморазведки

По скважинам, находящимся на сейсмических профилях и в первую очередь по тем из них, в которых выполнено ВСП, проводят дополнительную интерпретацию данных ГИС. Цель – уточнение привязки сейсмических отражающих горизонтов к геологическому

разрезу, привязка временных разрезов к продуктивным горизонтам. По этим скважинам должны быть выполнены измерения методами АК и ГГК. Используемые при этом диаграммы плотности (σ) и интервального времени (ΔT) должны охарактеризовать не только пласты – коллекторы, но и другие слои с контрастным изменением физических свойств, которые рассматриваются как опорные горизонты. К ним относятся прослой плотных пород, глины и др. Обработка кривых заключается в расчленении разреза на прослой, отличающиеся по показаниям друг от друга не менее чем на 20% и по толщине должны быть не менее, чем 5 – 6 м. Могут быть выделены и прослой меньшей толщины (1- 2 м), если они резко отличаются по показаниям от окружающих пород и встречены в нескольких скважинах. По кривым ΔT определяют пластовую скорость $V_{пл}$.

По результатам обработки диаграмм строятся графики сейсмического импеданса ($G=\sigma \cdot V_{пл}$), коэффициента отражения R и синтетическая трасса (см. рис. 2.1 и 2.2). При наличии данных ВСП для скважины приводится график средней скорости V . Значения V используются для определения глубины залегания отражающих горизонтов на временных сейсмических разрезах по формулам (2.2) или (2.3). Обычно рядом с шкалой времени прихода отраженных волн в мс. строится шкала глубин в м. Контроль за соответствием шкал производится с ориентировкой на синтетические трассы по скважинам.

Это позволяет использовать глубинные сейсмические разрезы при построении геологических разрезов по данным ГИС.

3.3 Корреляция разрезов скважин

Корреляция разрезов скважин является основным методом изучения внутреннего строения недр. На месторождениях в первую очередь представляет интерес выделение и прослеживание в геологической среде пластов-коллекторов и непроницаемых слоев, играющих роль флюидозкранов, и вклинивавшихся между проницаемыми породами.

Корреляция делится на литологическую и стратиграфическую, которые взаимосвязаны. Уже на ранней стадии разведки формируются типовой или сводный геолого-геофизические разрезы. При корреляции обычно опираются на типовой (осреднённый) разрез, на

котором отражена последовательность геологических напластований с литологическими и геофизическими характеристиками, а также со стратиграфической привязкой толщ однородного или многопластового строения. В качестве типового разреза может быть принят разрез по одной из скважин, в которой изучаемый разрез геологической среды представлен наиболее полно.

Корреляция разрезов целесообразно начинать с построения профильных геолого-геофизических разрезов, на которых имеется ряд скважин, проведены полевая и скважинная сейсморазведка. Для таких профилей, и в первую очередь проложенных вкрест простирания структуры, строят геоакустические модели по отдельным скважинам и для каждого профиля. Путём сопоставления синтетических и измеренных сейсмотрасс, а также определения по данным ВСП шкалы глубин для временных разрезов, появляется возможность использования последних в качестве основы при корреляции скважин.

На сейсмических профильных разрезах в первую очередь выделяются и коррелируются отражающие горизонты - реперы, которые наиболее чётко выделяются на сеймотрассах, выдержаны по профилю и квалифицируются по геологическим признакам. Откоррелированные в вертикальной плоскости горизонты - реперы рассматриваются как костяк геолого – геофизических разрезов. Обычно сейсмические репера являются границами и для детальных разрезов, которые строятся по данным ГИС. Сейсмогеологические разрезы строят в одинаковых или разных масштабах по глубине и горизонтали.

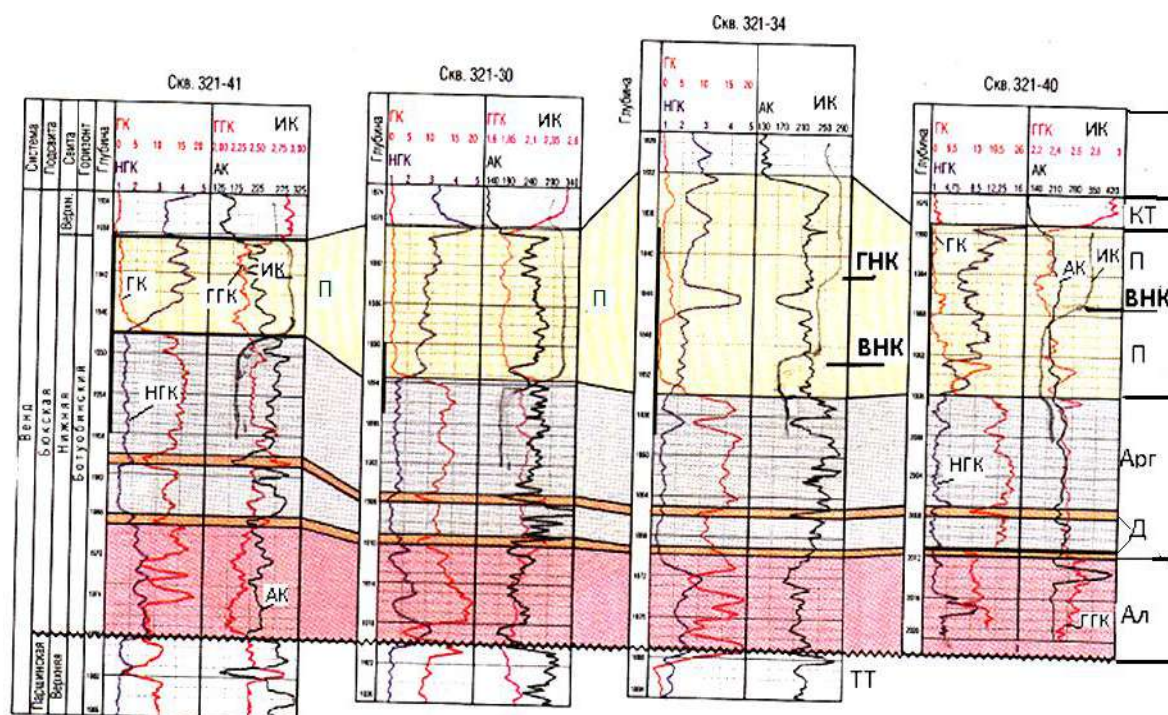


Рис. 3.2. Пример корреляционной схемы по разведочному профилю нефтегазового месторождения. Породы разреза: КТ –карбонатная толща; П –песчаники; Арг – аргиллиты; Д – доломиты; Ал – алевролиты ; ТТ – терригенная толща

Для детальной литологической корреляции разрезов скважин применяют методы ГИС, наиболее чувствительные к изменению состава горных пород, или же для этой цели используют уже построенные литологические колонки. На схемах детальной корреляции в последовательности, соответствующей расположению скважин, размещают диаграммы ГИС, выравнивая их точно и приблизительно по реперным границам. Пример представления схемы корреляции по скважинам нефтегазового месторождения приведён на рис. 3.2.

Вначале корреляция осуществляется по реперам. Как и на сейсмических разрезах наиболее чётко выделяются границы между глинистыми и плотными (карбонаты, плотные песчаники, соли) породами. Контроль осуществляется по сейсмогеологическим разрезам, но с учётом возможных небольших отклонений в глубинах. Затем соединяются границы между однотипными по геофизическим признакам пластами и прослоями, которые могут иметь переменную толщину.

На участках выклинивания пластов – коллекторов, связанных с появлением непроницаемых пород, необходимо определять не

только положение границ замещения и выклинивания пород коллекторов, но и устанавливать природу выклинивания. Типичные модели замещения пород – коллекторов приведены на рис. 3.3.

Обычно выделяется два типа границ литологического экранирования:

- потеря пластом коллекторских свойств при сохранении его толщины, которое может происходить на очень небольших расстояниях, и их трудно прогнозировать без использования дополнительных данных.

- постепенное уменьшение толщины пласта до нуля по различным геологическим причинам – стратиграфическое срезание, тектоническое нарушение и др.

Основными источниками информации для определения геологической природы и положения границ замещения (выклинивания) являются данные бурения, ГИС, детальной сейсморазведки и др. Подсказку могут дать результаты корреляции по соседним профилям. Типичные модели замещения пород – коллекторов приведены на рис. 3.3.

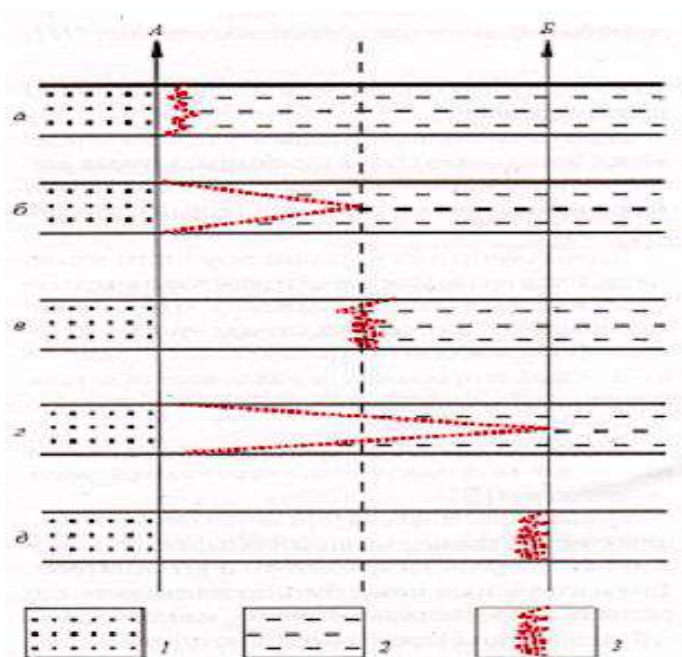


Рис. 3.3. Модели замещения коллекторов в межскважинном пространстве скважин А (скрывшей коллектор) и В (пробуренной в зоне отсутствия коллектора)
1 – коллектор; 2 – неколлектор; 3 – зона замещения пород - коллекторов неколлекторами [5]

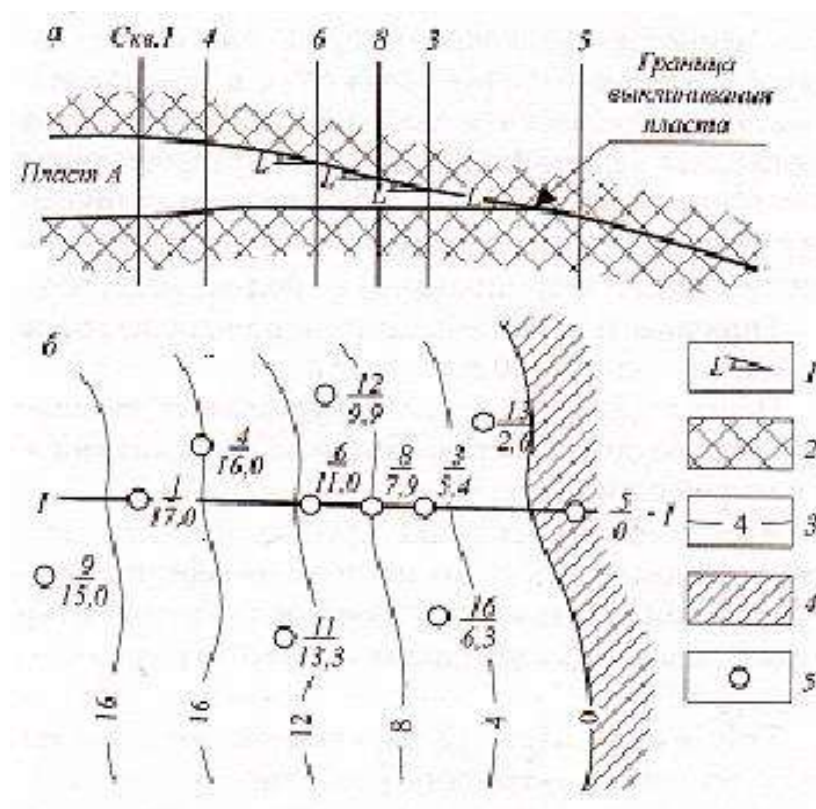
Замещение коллектора может происходить непосредственно вблизи скважины, в которой он вскрыт (рис. 3.3 а) или уменьшение толщины коллектора происходит на середине расстояния между

скважинами А и Б (рис. 3.3 б). Возможен случай, когда коллектор сохраняет свою толщину до середины расстояния между скважинами и затем резко она резко уменьшается до нуля (рис. 3.3 в).

На следующих моделях коллектор плавно или резко выклинивается к скважине, в которой он отсутствует (рис. 3.3 г и д). Определенную помощь в выборе модели выклинивания коллектора может оказать сейсмогеологический разрез.

Одним из методов определения линии выклинивания является метод экстраполяции градиента изменения эффективной толщины пласта на участке предполагаемого выклинивания. Для этого по данным замеров в скважинах толщин исследуемого пласта строится карта толщин по площади и определяется градиент изменения толщины пласта. По установленному градиенту изменения толщин определяется положение нулевой изопакиты, которая рассматривается как линия полного замещения коллектора продуктивного горизонта непроницаемыми породами (рис. 3.4).

Рис. 3.4. Пример определения границ выклинивания пласта по градиенту изменения эффективных толщин



Цифры у скважин в м.:числитель – градиент изменения толщины, знаменатель – толщина коллектора [5]

Несогласное залегание свидетельствует о том, что последовательность напластования нарушена в результате перерывов в осадконакоплении, размывов, тектонических нарушений.

Корреляция разрезов скважин может осуществляться попарно между ближайшими скважинами, находящимися на разных разведочных профилях, по принципу создания триангуляционной сети. На плане показываются скважины, в которых получены пересечения коллектора и рёбрами триангуляции обозначается связь между этими пересечениями. Триангуляционная сеть объединяет скважины пересечения коллектора единой залежи (рис. 3.5).

При большом количестве скважин и наличии нескольких продуктивных пластов с разным временем их формирования корреляция разрезов скважин может осуществляться в автоматическом режиме с применением специальных программ.

В качестве примера на рис. 3.2 приведена корреляционная схема по профилю скважин на нефтегазовом месторождении, обнаруженным в верхневендских песчаных отложениях. По совокупности диаграмм ГИС (ГК, НК, ГГК и АК) в изучаемом разрезе чётко выделяются несколько толщ, сформированных в разных условиях и времени, и квалифицированных как горизонты. Приводимые на корреляционной схеме диаграммы ИК связаны с влиянием не только литологии, но и с характером насыщения коллекторов, поэтому они использованы в корреляционной схеме для увязки пород — неколлекторов, а в дальнейшем — для определения характера и степени флюидонасыщения.

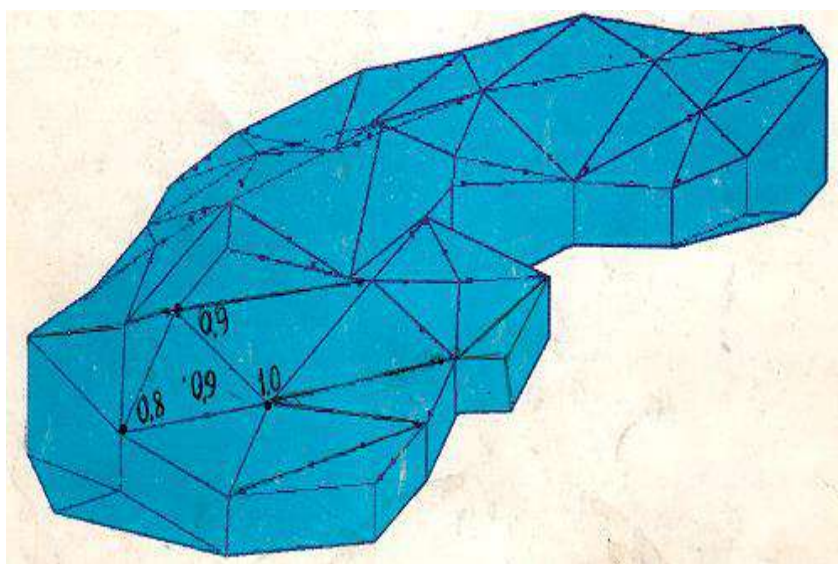


Рис. 3.5. Пример представления результатов попарной корреляции скважин, имеющих пересечения единой залежи, в виде триангуляционной сети с некоторыми значениями показателя линейного нефтегазонасыщения для точек в узлах сетки (скважины) и его средние значения для ячейки сетки

Центральное место занимает стратиграфический горизонт, получивший название Ботубинский. Сверху он перекрыт плотными, малоглинистыми, низкопористыми, высокоомными и высокоскоростными отложениями с характерными признаками карбонатов.

Карбонатная толща является покрывкой для толщи песчаников в верхах Ботубинского горизонта, характеризующихся по сравнению с породами покрывки по диаграммам НГК более высокой пористостью и меньшей плотностью (АК, ГГК). На диаграммах ИК карбонатная толща отличается от песчаников пониженной проводимостью. Подстилают толщу песчаников непроницаемые аргиллиты, имеющие повышенную радиоактивность (ГК). Корреляции разрезов скважин помогает наличие в аргиллитах маломощных прослоев доломитов, играющих роль реперов. Особенно чётко они заметны на диаграммах АК.

Рис.3.6. Геологический разрез, построенный с использованием корреляционной схемы (см. рис. 3.2)

Толща песчаников по емкостным свойствам занимает промежуточное положение между карбонатной покрывкой и подстилающими аргиллитами. Наиболее четко это заметно по диаграммам НГК, ГГК и АК. Фиксирующие в основании Ботубинского горизонта алевролиты залегают с размывом на преимущественно глинистой толще. О существовании размыва свидетельствует маломощный слой брекчии с аномальными свойствами, проявившимся особенно

чётко на диаграммах ГИС в скв. 321-30. Признаки брекчирования проявляются локальными положительными аномалиями естественной радиоактивности в верхах терригенной толщи в низах рассматриваемого разреза.

Полученная по результатам корреляции разрезов скважин профильный геологический разрез может рассматриваться как статическая геологическая модель изучаемой структуры (рис. 3.2). Она включает в себя и модель залежи нефти и газа поскольку на ней отражается распределение продуктивных коллекторов и экранирующих пород. В результате анализа обобщённых геолого-геофизических данных удаётся восстановить историю формирования природного резервуара с образованием ловушки для накопления углеводородов и образования продуктивной залежи.

Основание структуры месторождения сложено переслаивающимися алевролитами и аргиллитами, образовавшими терригенную толщу (ТТ), сформировавшуюся в морских условиях. В результате регрессии моря произошло его обмеление и рассматриваемый участок оказался в прибрежной зоне. Благодаря этому за счёт сноса с берега укрупнённого обломочного материала на мелководье сформировались отложения, превратившиеся впоследствии в песчаники с повышенными пористостью и проницаемостью, имеющими признаки коллекторов.

В результате очередной резкой трансгрессии моря песчаные отложения оказались отодвинутыми от берега и над ними начали накапливаться известняки. Пористые образования оказались запечатанными плотной и практически непроницаемой карбонатной толщей (КТ), а снизу их ограничили также непроницаемые глинистые отложения, превратившиеся впоследствии в аргиллиты. В результате образовалась ловушка, благодаря наличию которой сюда по субвертикальным диструкциям просочились углеводороды и здесь сформировалась нефтегазовая залежь. По данным метода ИК удаётся выделить в месторождении газовую шапку (по интервалам с низкой электропроводностью), нефтенасыщенный слой и ту часть песчаников, где сохранилось водонасыщение (по интервалам с повышенной электропроводностью). Для расчленения коллектора на интервалы, насыщенные различными флюидами, с учётом совокупности данных (газовый каротаж, исследования керна и шлама, испытания в скважинах, фиксация притоков) были предварительно опреде-

лены граничные значения сопротивления для ГНК и ВНК, подобно тому, как это показано на рис. 3.1.

4. Палеотектонический, седиментационный и фациальный анализ

4.1. Палеотектонический анализ

Палеотектонический анализ выполняется с целью оценки влияния тектонических процессов в период седиментации и позднее на историю формирования природных резервуаров, включающих залежи нефти и газа. Получаемые результаты углубляют представления о седиментационных циклах изучаемых отложений, что способствует построению геолого-геофизической модели месторождения.

Палеотектонический анализ состоит в применении палеоструктурных карт и палеопрофилей, методика построения которых основана установлении толщин стратиграфических пачек пород в соответствующие периоды их формирования. По изменениям толщин отдельных горизонтов судят об амплитудах тектонических движений. Считается, что при подъёме горизонта происходит уменьшение его мощности и подъём кровли нижележащего горизонта. При опускании мощность горизонта увеличивается.

В комплексе осадочных пород, принимающих участие в геологическом строении складки, выбираются реперы, чётко прослеживающие в пределах изученной площади. Каждый репер ввиду ограниченности исследуемого участка (локальные структуры) может быть принят за нулевую горизонтальную плоскость, от которой строятся палеоструктурные карты поверхности горизонта, формирование структуры которого является объектом исследования. Подобным же образом строятся палеопрофили, отражающие распределение мощности от выбранного репера до поверхности подошвы исследуемого горизонта. Такой подход позволяет отвлечься от совре-

менного строения разреза и представить конфигурацию исследуемой толщи в период завершения её формирования.

Палеотектоническая карта фактически представляет собой карту толщин стратиграфического горизонта. Такие карты наиболее наглядны и информативны для решения задач палеотектонического анализа. Они позволяют рассмотреть информацию о конседиментационном прогибании дна осадочного бассейна в различные периоды и реконструировать этапы развития потенциальных ловушек углеводородов с прогнозом характера их насыщения.

Более наглядно оценить характер тектонических движений в заданных направлениях можно по палеотектоническим разрезам. Они последовательно строятся от кровли выровненного (в виде горизонтальной линии) стратиграфического горизонта путём откладывания толщины этого горизонта вниз. В результате получают набор палеотектонических профилей.

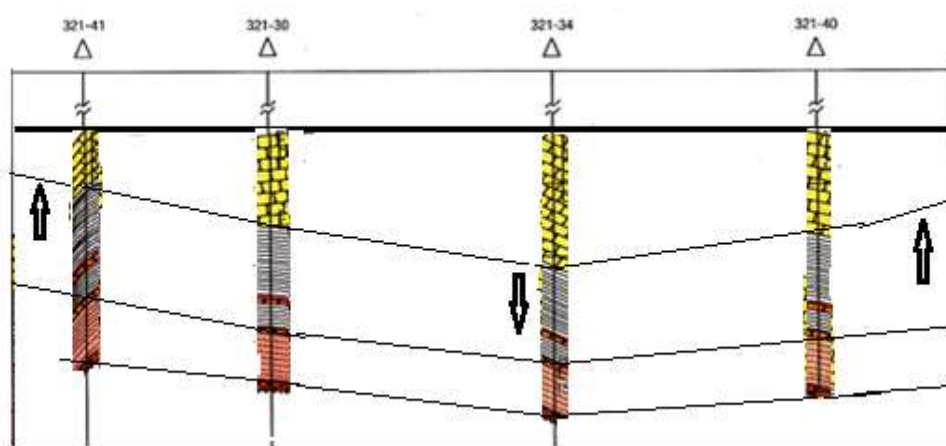


Рис. 4.1 Пример палеореконструированного горизонта песчаной толщи из разреза рис. 3.6

В качестве примера на рис. 4.1 приводится палеотектонический профиль для продуктивной толщи песчаников нефтегазового месторождения, современный разрез для которого показан на рис. 3.6. На корреляционной схеме месторождения, представленной с выравниванием по кровле нижней терригенной толщи, и палеотектоническом профиле толщи песчаников видно, что в начальный период формирования низов ботубинского горизонта условия седиментогенеза на изучаемой территории были одинаковы. На это указывают одинаковые мощности глинистых пород по всем скважинам разведочного профиля (рис. 3.2 и 4.1). Когда же стали накапливаться собственно ботубинские песчаники физико-химические условия осадконакопления претерпели существенные изменения. Следствием этих изменений в первую очередь стало то, что в западном направ-

лении происходило поднятие дна бассейна с формированием в этом направлении береговой линии. Одновременно происходило погружение дна в районе центральной части рассматриваемого профиля с увеличением толщины песчаной толщи.

Помимо наглядного графического способа палеотектонического анализа применяют графо-аналитическую обработку значений толщин. Модели палеотектонических процессов строятся на основе математической статистики. При этом устанавливают графики зависимости абсолютных глубин базисной поверхности от толщины изучаемого стратиграфического интервала с помощью линейного уравнения зависимости толщины стратиграфического интервала от абсолютной отметки глубины залегания базисного горизонта. Определяемые при этом коэффициенты уравнения имеют определённый геологический смысл.

4.2. Седиментационный анализ

Разрезы, сложенные осадочными породами представляют собой чередование пластов различного литологического состава, возраст которых последовательно уменьшается снизу вверх. При согласном залегании пластов их чередование представляет собой закономерную последовательность, которая в разрезах вскрытых разными скважинами, одинакова. При несогласном залегании пластов последовательность напластования нарушена в результате перерывов в осадконакоплении, размывов, тектонических нарушений. Это проявляется в постепенном изменении толщины отложений, в выпадении или повторении в разрезах соседних скважин пластов или больших интервалов разреза. Условия седиментации устанавливаются при стратиграфической корреляции разрезов, заключающейся в выделении и объединении разновозрастных слоёв иногда даже разного литологического состава. Такая картина наблюдается в результате латерального изменения фаций.

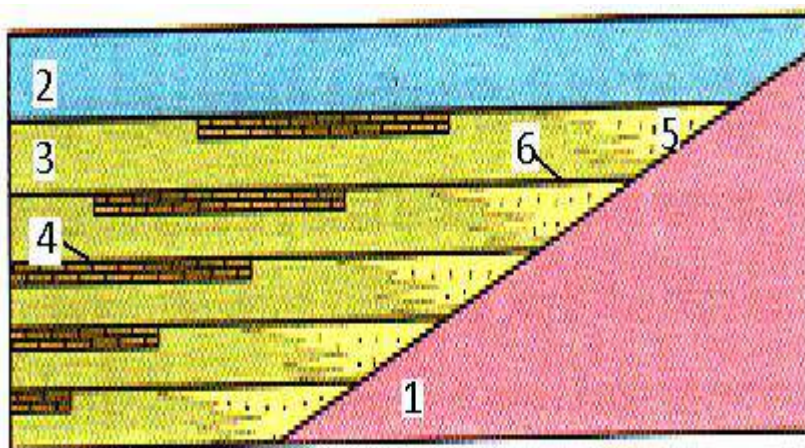
Седиментационный анализ предполагает разделение осадочных отложений на седиментационные циклы, часто именуемые как толщи непрерывного наращивания, во времени протекания однонаправленного геологического процесса. Поскольку при таком процессе во многих случаях энергия среды осадконакопления возрастает (регрессивный характер разреза) либо убывает (трансгрессивный характер разреза), седиментационные циклы проявляются в геологиче-

ском разрезе в виде определённой последовательности смены литотипов (парагенетические ряды). Смена литотипов свидетельствует о смене фациальной обстановки осадконакопления. Но поскольку различные литотипы имеют разные физические свойства, существует возможность выделять седиментационные циклы по данным ГИС, применяя при этом знания о теоретически существующих геологических структурах.

Установлено, что при применении полного комплекса методов ГИС можно выделять до 30 разновидностей осадочных пород, что позволяет с одной стороны построить детальный разрез изучаемого интервала, а с другой стороны обосновать возможность объединения нескольких литотипов в единый седиментационный цикл. Непрерывная информация о процессе осадконакопления, устанавливаемая по диаграммам каротажа, даёт возможность проследить за изменением литологической характеристики объекта и доказать, что эти изменения происходили в период единого седиментационного цикла.

Процесс расчленения разрезов скважин начинается с выделения устойчивых стратиграфических границ. Их определяют по реперам, роль которых играют выдержанные по площади и толщине пласты, литологически заметно отличающиеся от выше и ниже лежащих отложений. Если пласт имеет характерную, ярко выраженную на диаграммах ГИС поверхность, её называют реперной границей. Например, в рассмотренном выше нефтегазовом месторождении верхней реперной границей для стратиграфической ботубинской толщи с продуктивным пластом песчаников является подошва горизонта карбонатов, а нижнюю реперную границу можно отождествлять с размытой кровлей преимущественно глинистой терригенной толщи, начинающейся с прослоя брекчий. Обе эти реперные границы чётко фиксируются резкими скачками физических свойств на диаграммах всех методов ГИС (см. рис. 3. 2 и 3. 6).

Внутри выделяемых стратиграфических интервалов, как правило, существуют нерегулярные границы между литологически раз-



личными отложениями. Для обоснования корреляции нерегулярных границ необходимо установить характер цикличности

и закономерности в наращивании разреза, причиной которого являются конседиментационные тектонические процессы.

Рис. 4.2 Пример модели разреза с серией трансгрессивных седиментационных циклов

1 – континентальный склон; 2 – уровень моря; 3 – глины; 4 – карбонаты; 5 – песчаники; 6 – стратиграфические границы – уровни стояния моря [2]

Закономерность изменения толщин и связанное с ней вероятное положение нерегулярных стратиграфических границ позволяет установить палеотектонический анализ. Так для разреза на рис.3. 6 и 4. 1 нерегулярная граница может быть выделена между песчаниками и аргиллитами в пределах ботубинского горизонта. Проявление этой границы вызвано, как показано выше, сменой условий осадконакопления.

Вследствие устойчивого процесса однонаправленного процесса трансгрессии или регрессии моря может быть выделено большое количество однотипных седиментационных циклов. Примером может служить модель серии трансгрессивных седиментационных циклов, представленная на рис. 4.2.

Выделение седиментационных циклов имеет принципиально важное значение в процессе построения геологической модели месторождения и особенно модели объекта подсчёта запасов и его разработки.

4.3 Фациальный анализ

При фациальном анализе решается задача по выяснению физико – географической обстановки формирования отложений, включающих продуктивные коллекторы. Единый принцип фациального анализа основан на том, что отложения каждой фации формировались в условиях определенных палеогидродинамических режимов (уровней). Это даёт возможность определить для каждой фации свою седиментационную модель, отражающую свойственную только данной фации последовательную смену палеогидродинамических уровней во времени.

Информацию о фациальной обстановке среды осадконакопления получают методами: геологическими, сейсмо - стратиграфическими, промыслово - геофизическими. Вклад фациальной интерпретации данных ГИС в общий комплекс этих методов может быть весьма

существенным, несмотря на то, что многие характеристики фацциальной обстановки получаются косвенным путём.

Прежде всего это касается определения характерных литотипов, по присутствию которых в разрезе делается заключение об обстановке накопления осадочных толщ. В разделе 1 показано, что разделяются фации континентальных, прибрежно-морских и глубоководно-морских отложений. Так преобладание в изучаемой толще карбонатов свидетельствует о морской обстановке осадконакопления. При терригенном разрезе с прослоями известняков делается вывод о прибрежно - морской фации осадков. Преобладание песчано-аллювиальных отложений характерно для фаций континента.

Разнятся литотипы, сформированные в различных условиях и по ряду свойств. Например, в континентальных отложениях глины значительно более высокоомны, чем это характерно для морских глин. При анализе содержания естественных радиоактивных элементов (спектрометрический вариант ГК) установлено, что в континентальных глинах преобладает торий, а в морских - уран. Это связано с существованием фациально невыдержанных отложений, типичных для континентального и прибрежно - морского и дельтового генезиса, когда нарушается корреляция тел – коллекторов в пределах относительно небольших территорий. В таких условиях целесообразно свиты отождествлять с отдельными литологическими разностями, надёжно фиксирующие изменение климата или тектонических условий. В разрезе тогда выделяют ритмосвиты, которые образуют каркас стратиграфических схем. И хотя строение ритмосвит по площади может изменяться с выпадением отдельных составляющих, они объединяют горные породы, сформировавшиеся в близких фациальных условиях.

В качестве примера можно сослаться на рис.1.8, на котором изображены диаграммы электрометрии для разреза, отражающего действие регрессии моря с формированием группы фаций. Из него видно, что наряду с существованием стабильных условий для образования отложений в морском мелководье, выделяется группа фаций, связанных с временным отступлением моря на площади существования дельты крупной реки, то в надводных, то в подводных условиях. Это привело к образованию группы фаций, которые можно объединять в единую ритмофацию.

Детальное фациальное расчленение осадочных толщ возможно по параметрам, определяемым по данным ГИС. Например, по сред-

нему d_m (медианному) размеру зёрен, который характеризует энергию осадконакопления, и позволяет уточнить фациальную принадлежность отложений. Предпосылки для этого имеют методы ПС и ГК, по показаниям которых (по параметру α) устанавливают зависимости для оценки d_m . Согласно исследованиям В. С. Муромцева связь между d_m (мм) и $\alpha_{\text{ПС}}$ близка к прямой с уравнением

$$\lg d_m = 2\alpha_{\text{ПС}} - 2,4. \quad (4.1)$$

Т. С. Изотова обосновала формулу, связывающую d_m (мкм) с коэффициентами пористости K_p (д.е.) и проницаемости $K_{\text{пр}}$ (мкм²):

$$d_m = A(1 - K_p)/(0,0556 K_p^3 / K_{\text{пр}})^{1/2}, \quad (4.2)$$

где $A=6$ для уплотнённых пород и $A=12$ для коллекторов.

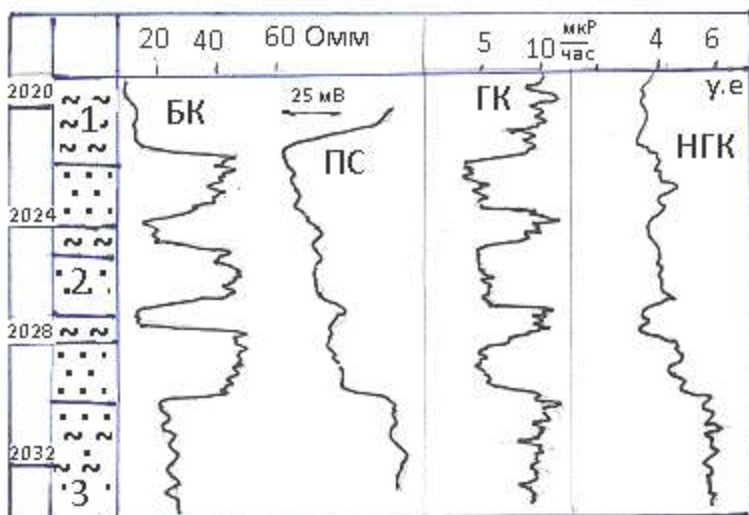
Предложен ряд способов для количественной оценки неоднородности пластов, позволяющих судить о фациальной принадлежности горных пород и в первую очередь коллекторов. Одновременно определяются условия добычи нефти или газа из этих объектов.

Часто вычисляют коэффициент песчанистости интервалов разреза мощностью H , в котором песчаник содержит глинистые или карбонатные непроницаемые прослои с общей их толщиной h

$$K_{\text{песч}} = (H - h)/H. \quad (4.3)$$

Для оценки текстуры пачки чередующихся пропластков литотипов вычисляют текстурный коэффициент C_T

$$C_T = h_{\text{ср}}/n, \quad (4.4)$$



где $h_{\text{ср}}$ – средняя толщина литотипа, а n – количество пропластков в пачке.

Рис.4.3. Пример диаграмм ГИС для неоднородного пласта - коллектора, по показаниям которых вычислены характеристики его неоднородности

Количественный анализ неоднородности пластов толщиной H с количеством N пропластков коллектора общей толщиной H_k производят с помощью коэффициента расчленённости K_P

$$K_P = H_k / H \cdot N, \quad (4.5)$$

а также по вычислениям интегрированного коэффициента неоднородности пласта K_H с учётом минимальной и максимальной пористости исследуемого пласта в разрезе скважины

$$K_H = K_P \cdot \frac{K_{п\text{ мин}}}{K_{п\text{ макс}}}. \quad (4.6)$$

Для примера на рис. 4.3 приведен фрагмент разреза с неоднородным пластом песчаников и диаграммы методов ГИС. Пласт песчаников общей мощностью 8 м содержит два прослоя глин толщиной 1 м каждый. Пористость песчаных частей пласта находится в пределах 0,2 – 0,25, т.е. они обладают коллекторскими свойствами. Вычисляя для данного пласта по приведённым выше формулам характеристики неоднородности, получим: $K_{\text{пес}}=0,75$; $C_T=0,4$; $K_P=0,25$; $K_H=0,25$.

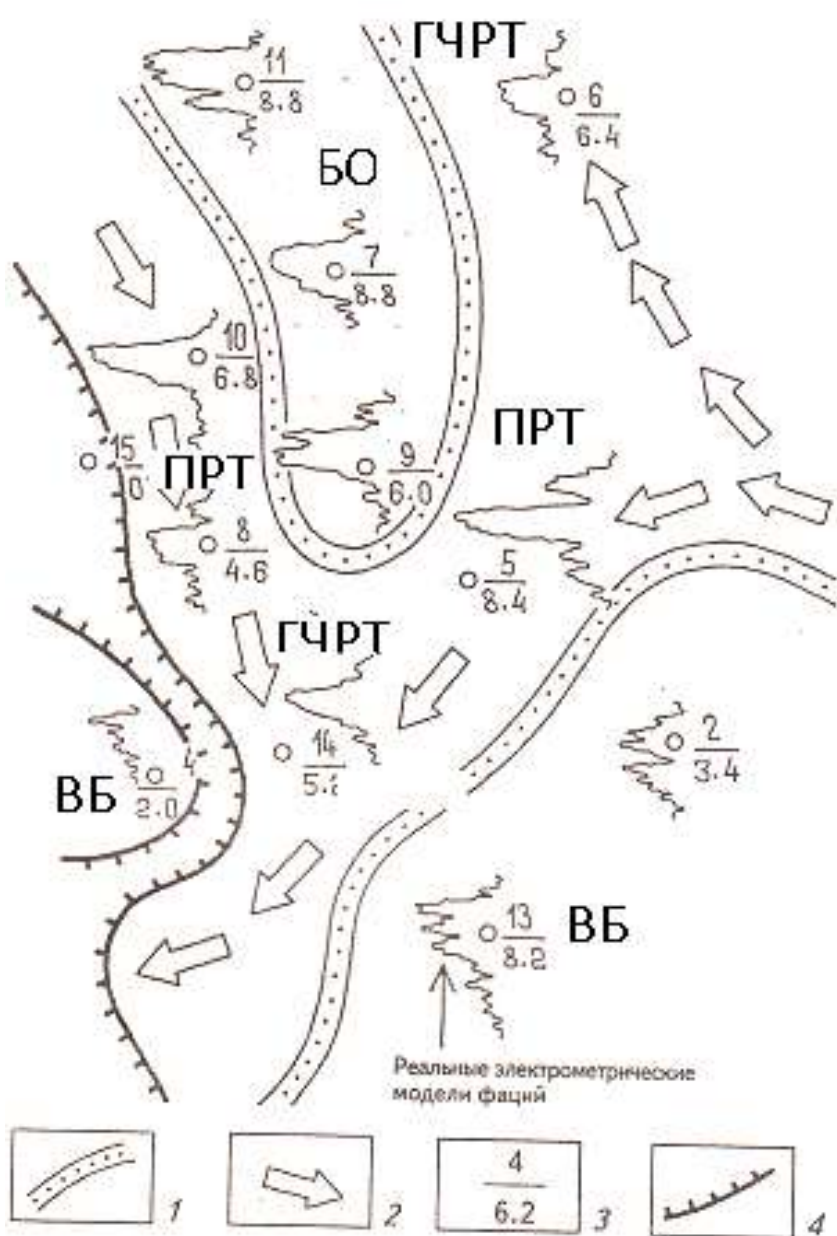
Для вскрытого на этом же месторождении однородного пласта песчаников приблизительно такой же мощности, пористость которого колеблется от 0,26 до 0,20 (с глубиной увеличивается глинистость пласта), имеем $K_{\text{пес}}=1$; $C_T=1$, $K_H=1$; $K_H=0,77$. Характерно, что упомянутые пласты резко отличались по дебиту нефти. Для первого пласта он составлял 6 м³/сут, а для второго – 72 м³/сут.

Особого внимания требует способ, основанный на использовании для фациального анализа зависимостей между литофизическими свойствами горных пород и кривых электрокаротажа и, в первую очередь, диаграмм ПС. На них наиболее отчётливо отражается смена палеодинамических условий осадконакопления, что позволяет опре-

делять генезис осадков и осуществлять реконструкцию палеогидродинамических обстановок формирования коллекторов.

Размер обломочного материала скелета и содержание глинистого вещества в породах отражают палеогидродинамические уровни водных потоков, а медианный размер зерен сопоставим с относительными амплитудами ПС. Это позволило В. С. Муромцеву и его последователям разработать и успешно применять на практике электрометрические модели фаций. Сущность способа и его эффективность рассмотрим на примере изучения юрских отложений Северо – Юрьевского нефтяного месторождения (З. Сибирь, Сургутский свод).

В рассматриваемых отложениях выделено несколько фаций, относящихся к прибрежно – морскому комплексу (все текстовые и графические сведения по А. В. Ахиярову). Это фации барьерных островов, промоин и головных частей разрывных течений, вдоль береговых баров и прибрежных валов (см. раздел 1 и рис. 1.3). Результаты выделения этих фаций приведены на рис. 4.4. При фаци-



альном районировании исполнители опирались на формализованные электрометрические модели фаций, обоснованные В. С. Муромцевым (рис. 4.5), данные оценки диаметра песчаных зёрен и характеристики неоднородности пластов.

Рис. 4.4. Пример фациального районирования песчано-глинистых отложений

1 - границы распространения фаций; 2 – предполагаемые направления движения разрывных течений; 3 – номер скважины (числитель) и

эффективная толщина коллектора (знаменатель); 4 – зона глинизации по данным сейсморазведки и ГИС; фации: БО - барьерных островов; ПРТ - промовин разрывных течений; ГЧРТ - головных частей разрывных течений; ВБ - вдоль береговых баров

Интегрированный фациальный анализ позволяет прогнозировать размещение добывающих скважин и ожидаемый их дебит (в основном качественно). Например, по результатам анализа рассматриваемой выше площади наиболее перспективной для добычи признана фация барьерных островов, так как для пластов песчаников характерна высокая степень однородности, диаметр зёрен около 0,2 мм. Практика добычи показала, что из коллекторов, отнесённых к этой фации, получены самые продуктивные притоки нефти (около 75 м³/сут). Высокой неоднородностью, а также песчано-алевритовым характером зёрен ($d_m \approx 0,05$ мм) отличались песчаные коллекторы

Формализованные электрометрические модели фации	Фация	N скв.
	Барьерных островов	7 9 11
	Головных частей разрывных течений	6 8 14
	Промоины разрывных течений	5 10
	Вдольбереговых баров и прибрежных валов (регрессивных)	4 13
	То же, в условиях резкой смены регрессивного цикла на трансгрессивный	2
	Головных частей разрывных течений	5 11 13 14
	Вдольбереговых баров и прибрежных валов (трансгрессивных)	1

Рис. 4.5. Морфология аномалий ПС, характерных для типовых фаций прибрежно - морских отложений

вдольбереговых баров и головных частей разрывных течений. Дебит скважин из пластов этой фации составил 5 – 10 м³/сут. Минимальной продуктивностью отмечены коллекторы фаций промоин разрывных течений и резкой смены регрессивного цикла на трансгрессивный (на рис. 4.5 скв 2).

5. Изучение непроницаемых неоднородностей продуктивных терригенных коллекторов методом КС

5.1 Модели неоднородностей

Для завершения формирования геолого – геофизической модели залежи углеводородов имеется возможность уточнить представление относительно внутренней структуры продуктивных коллекторов. Нередко пласты или даже горизонты песчанистых коллекторов содержат геологические неоднородности. К ним относятся непроницаемые карбонатные или глинистые прослои или их локальные линзы, а также участки развития трещиноватости. Упрощенные модели этих неоднородностей в разрезе показаны на рис. 5.1. Обычно подобные объекты отличаются от коллекторов по увеличению (карбонаты) или уменьшению (глинистые и трещиноватые породы) удельного сопротивления (УС). При изучении по данным ГИС УС и других физических свойств разделить протяжённые и локальные неоднородности часто не удаётся и выводы об их размерах делаются лишь по результатам корреляции геологических колонок скважин.

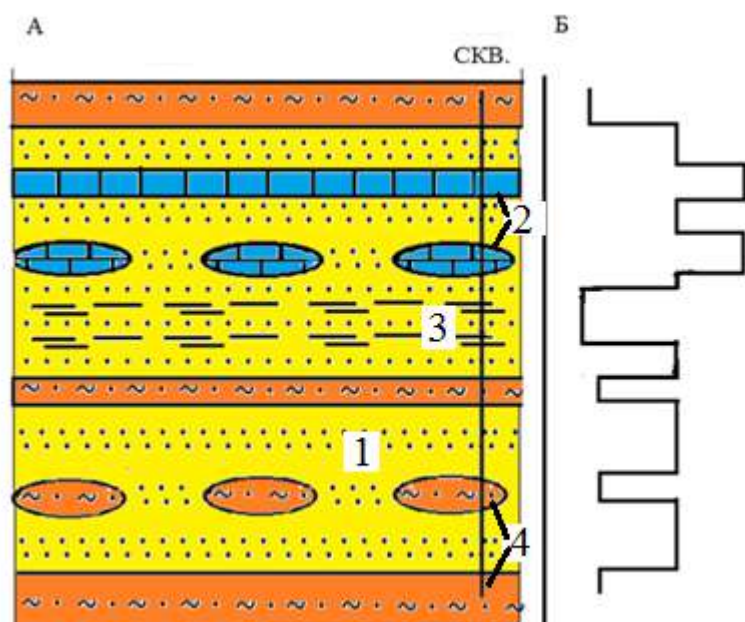


Рис. 5.1. Геоэлектрическая модель разреза с песчаным продуктивным коллектором, содержащим неоднородности, отличающиеся по удельному сопротивлению от вмещающей среды

А – разрез; Б – график УС по условной скважине

1 – песчаный коллектор; 2 – карбонаты; 3 – трещиноватость; 4 – глинистые породы

Литология неоднородностей и их УС обычно легко определяются по показаниям комплекса методов ГИС, а вот данные о форме и размерах в пространстве этих неоднородностей получить оказывается достаточно сложно. Вместе с тем при составлении геолого - геофизических моделей для подсчёта запасов, гидродинамического проектирования, планирования разработки нефтегазовых залежей и других целей получить представление о структуре неоднородных коллекторов весьма важно. Протяженные слои непроницаемых пород даже при их малой мощности изолируют разделяемые ими части пластов – коллекторов, что усложняет гидродинамическую обста-

новку, и они должны быть исключены при определении эффективной мощности коллекторов и учтены при гидродинамическом моделировании. Ограниченность неоднородностей является благоприятным признаком в коллекторе, так как не уменьшает его фильтрационно – ёмкостные характеристики и в меньшей степени усложняет структуру коллектора.

5.2 Теоретические предпосылки изучения маломощных неоднородностей

Наиболее благоприятные предпосылки для изучения неоднородностей имеют исследования с потенциал – зондом (ПЗ), условно АМ, метода КС, на показания которого влияют как электрические свойства, так и геометрия объекта.

Начнём со случая, когда мощность h пересекаемой скважиной неоднородности меньше АМ. Для оценки влияния размеров неоднородности на показания зонда воспользуемся моделью предельно тонкого диска - изолятора радиуса R . С целью формирования расчётных формул используем решение, полученное в смешанной (декартовой и эллиптической) системе координат [11]. Связь между этими системами вытекает из уравнения $x^2/R^2(\lambda^2+1) + z^2/R^2\lambda^2=1$ (рис. 5.2). Будем полагать, что УС вмещающей среды ρ_0 равно 1.

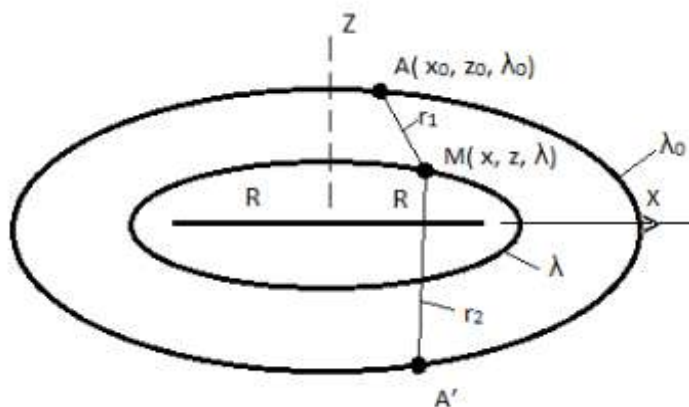


Рис. 5.2. Схема, поясняющая условия расчета ρ_k при заданных положениях точечного источника тока (A) и точки наблюдения (M) в декартовой и эллиптической системах координат в присутствии тонкого диска радиуса R

При заданных положениях точечного токового источника $A(x_0, z_0, \lambda_0)$ и точки наблюдения $M(x, z, \lambda)$, (для упрощения $y = y_0 = 0$) выражение для кажущегося сопротивления по условной скважине, нормально пересекающей диск – изолятор, имеет вид:

$$\rho_k = 1 + r_1/\pi [r^+ \arctan \frac{r_2 - r_1}{2R\lambda_0\lambda} + r^- \arctan \frac{r_2 + r_1}{2R\lambda_0\lambda}], \quad (5.1)$$

где $r^{\pm} = \frac{1}{r_2} \pm \frac{1}{r_1}$, $r_1 = [(x-x_0)^2 + (z-z_0)^2]^{\frac{1}{2}}$, $r_2 = [(x-x_0)^2 + (z+z_0)^2]^{\frac{1}{2}}$.

Для модели диска – проводника при тех же элементах схемы (рис. 5.2)

$$\rho_K = 1 + r_1 / \pi \left\{ 2/R \operatorname{arccot} \lambda_0 \operatorname{arccot} \lambda - \left[r^+ \operatorname{arc} \tan \frac{r_1 + r_2}{2R \lambda_0 \lambda} + r^- \operatorname{arc} \tan \frac{r_2 - r_1}{2R \lambda_0 \lambda} \right] \right\}. \quad (5.2)$$

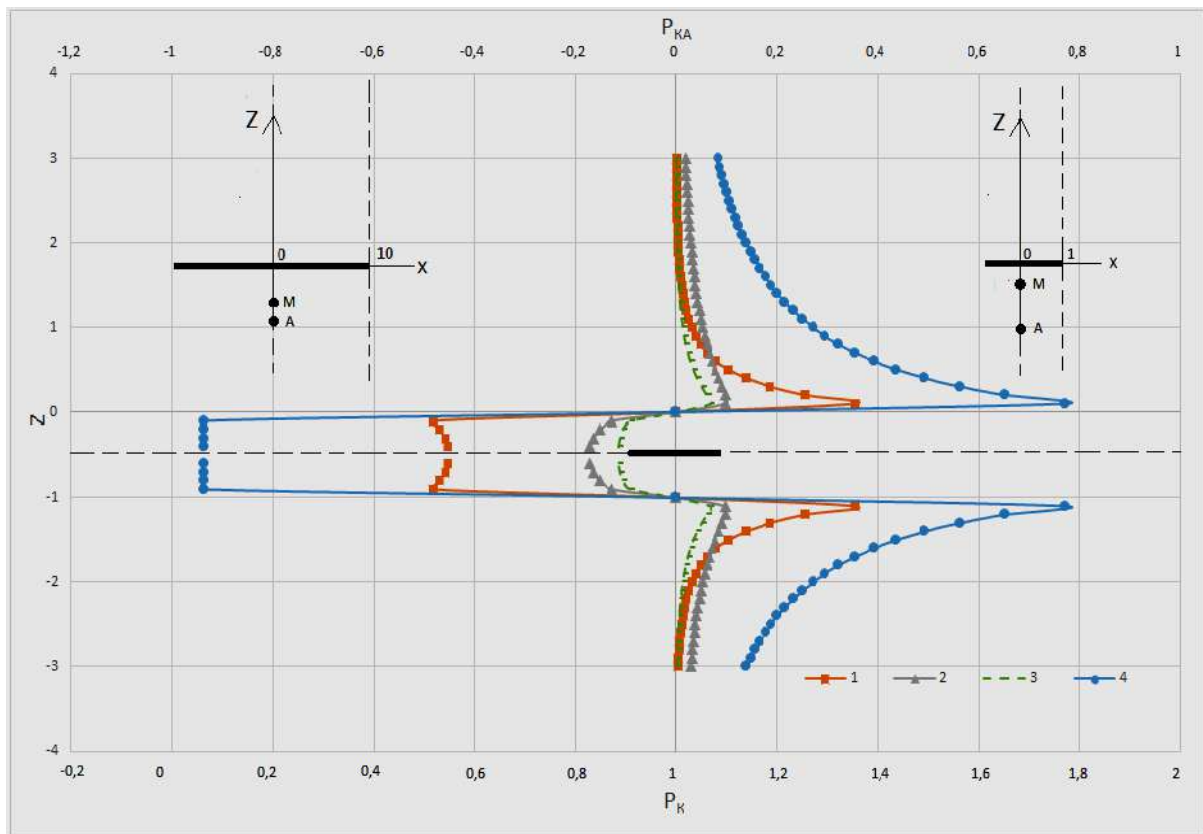


Рис. 5.3. Теоретические кривые ρ_K для потенциал – зонда АМ при различных относительных размерах тонкого диска – изолятора и положения условной скважины

1 – $x=0$, $R=1$; 2 – $x=10$, $R=10$; 3 – $x=1$, $R=1$; 4 – $x=0$, $R=10$

Из теории метода КС [6] известно, что для пласта – изолятора предельные аномальные значения ρ_K для ПЗ равны 0 и 2. На рис. 5.3 приводится серия кривых ρ_K (а также аномальной составляющей ρ_{KA}), рассчитанных для диска – изолятора ограниченного радиуса, по которым можно судить о влиянии на амплитуду аномалий величины R . Все линейные размеры даны в долях длины зонда АМ=1

Например, для $R=10$ при $x=0$ (трасса наблюдений проходит через центр диска) $\rho_k^{\max}=1,8$, а $\rho_k^{\min}=0,05$. Заметнее отличия аномальных значений ρ_k от модели бесконечного пласта при прохождении трассы наблюдений через край такого диска: $\rho_k^{\max}=1,1$ (аномалия меньше в 10 раз) и $\rho_k^{\min}=0,83$ (аномалия меньше в 6 раз). В случае же малых размеров диска ($R=1$) аномальные значения ещё меньше (см. рис. 5.3). Следовательно, уменьшение размеров модели неоднородности, а также близость скважины к краю диска вызывает заметное ослабление аномалий ρ_k относительно ожидаемых значений для бесконечного тонкого пласта – изолятора.

Основываясь на квазиподобии аномалий от объектов различной контрастности УС, можно полагать, что для тонкой неоднородности с высоким но конечным УС влияние конечных размеров объекта повлияет на аномальную составляющую ρ_k в такой же пропорции, как и в случае идеального изолятора. Например, при прохождении трассы наблюдений через край большого тонкого диска с УС равным 5, вместо $\rho_k^{\max}=1,5$ получим $\rho_k^{\max}\approx 1,05$, а вместо $\rho_k^{\min}=0,35$ получим $\rho_k^{\min}\approx 0,9$.

Реальные электрические свойства пересечений высокоомных неоднородностей могут быть охарактеризованы по данным микрозондов или малого градиент – зонда (ГЗ) одинаковой длины с ПЗ.

При изучении маломощных неоднородностей, представленных непроницаемыми глинистыми породами с пониженным УС, полезны будут результаты математического моделирования с тонким круглым диском – проводником. Используя выражение (5.2), рассчитаны и представлены на рисунке 5.4 кривые КС для нескольких случаев пересечения диска – проводника.

Видно, что в пределах в целом отрицательной аномалии от проводника можно выделить три экстремума: с минимальными значениями $\rho_k^{\min}$ по обе стороны от пересеченного диска и положительный экстремум $\rho_k^{\max}$ на самом диске. Наличие локального экстремума не характерно для протяженной неоднородности и является признаком ограниченности объекта.

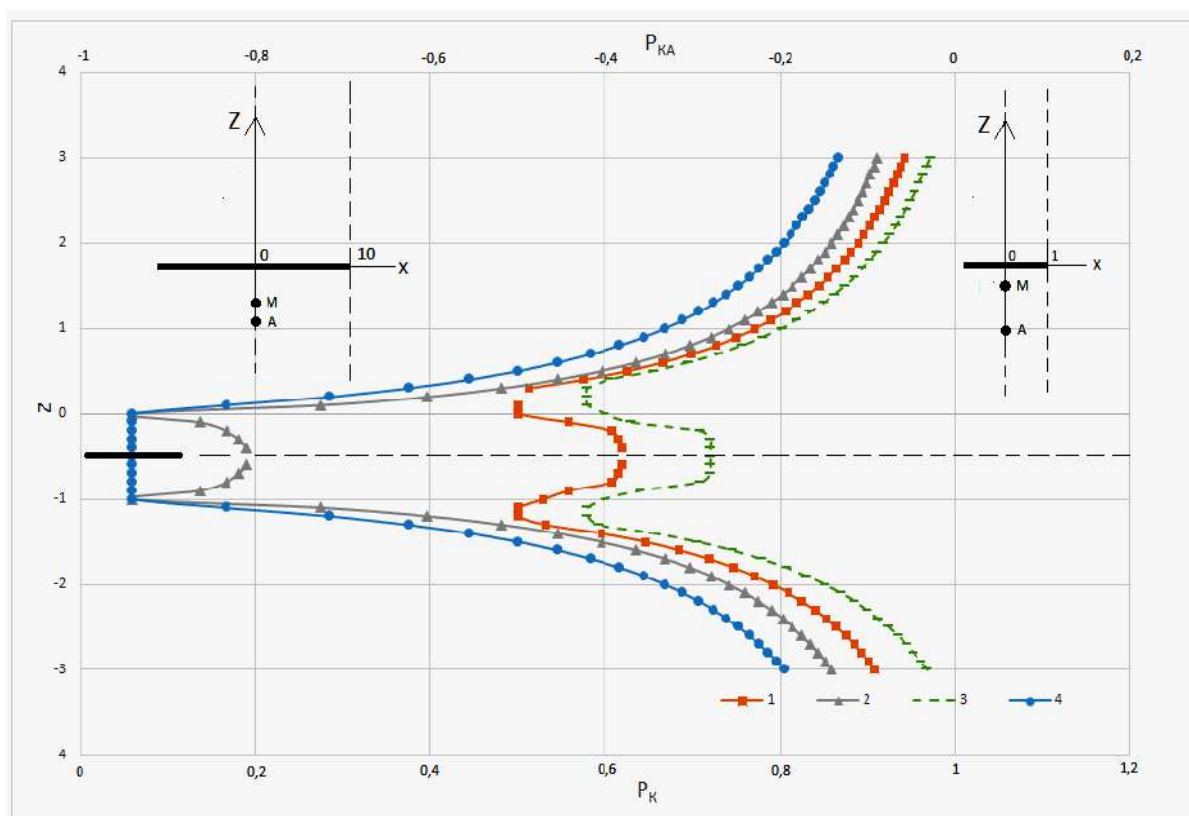


Рис. 5.4. Теоретические кривые ρ_K для потенциал – зонда АМ при различных относительных размерах тонкого диска – проводника
 1 – $x=0$, $R=1$; 2 – $x=10$, $R=10$; 3 – $x=1$, $R=1$; 4 – $x=0$, $R=10$

Также как для диска – изолятора, ограниченность размеров проводника проявляется в ослаблении аномального эффекта от него. О степени этого ослабления можно судить по приводимым на рисунке 5.4 кривым ρ_K . Заметим, что при $R=\infty$ на уровне диска, разделяющего электроды АМ $\rho_K=0$.

Следовательно, слабая аномалия ρ_K для ПЗ на изучаемом прослое – проводнике свидетельствует о его весьма ограниченных размерах по латерали.

Полезно знать признаки проявления аномальности на кривых ρ_K ПЗ при конечных значениях толщины h и УС относительно тонкого протяженного прослая. Ориентироваться проще всего по точкам с экстремальными значениям ρ_K , выраженным в долях УС (ρ_0) вмещающей среды (коллектора). Эти характерные точки показаны на образцах типичных аномальных кривых ρ_K для маломощного прослая (рис. 5.5).

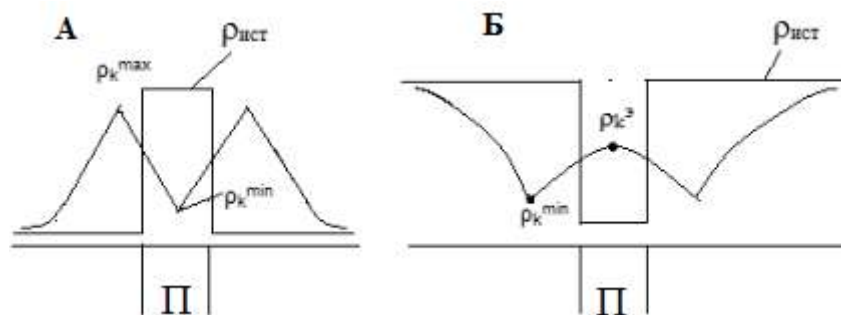


Рис. 5.5. Пример графиков ρ_k (потенциал – зонд АМ) и истинного УС ($\rho_{ист}$) для среды с тонким прослоем (Π) относительно повышенного и пониженного УС при его мощности $h=0,5AM$

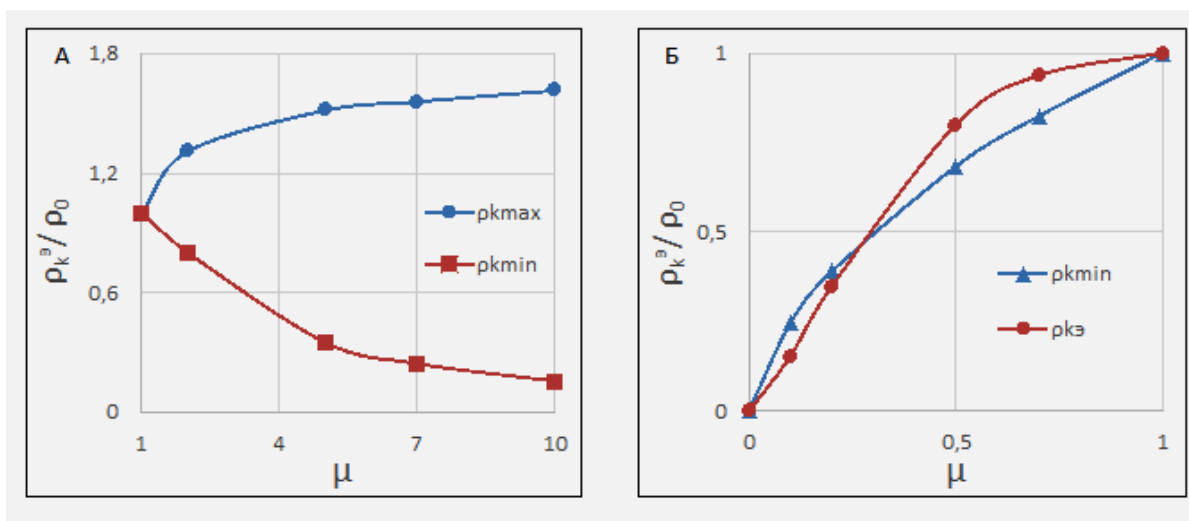


Рис. 5.6. Зависимости относительных значений УС ПЗ в точках экстремумов ($\rho_k^{\text{э}} / \rho_0$) от параметра $\mu = \rho_{ист} / \rho_0$ для маломощного протяженного прослоя при $h=0,5AM$

Для случая $h=0,5AM$ рассчитаны зависимости экстремальных значений ρ_k от контрастности объекта, то есть от параметра $\mu = \rho_{ист} / \rho_0$. По ним, как для высокоомного (А), так и низкоомного (Б) объектов (рис. 5.6), можно оценить ожидаемое экстремальное значение кривых КС при неограниченных размерах неоднородности.

Очевидно на практике, при анализе аномальных участков диаграмм в случае соответствия значений $\rho_k^{\text{э}} / \rho_0$ тем величинам, которые могут быть определены по теоретическим зависимостям рис. 5.6, обоснованно допустить вывод о большой протяженности неоднородности в коллекторе.

5.3 Обоснование методики оценки размеров неоднородностей

Перейдем к рассмотрению случая, когда мощность неоднородности превышает длину стандартного ПЗ, например, 0,5 м. Для объекта – идеального проводника о его размерах можно судить по площади поверхности S .

Для тела в виде круглого цилиндра мощностью h от поверхности S легко перейти к радиусу цилиндра R , по которому можно судить о протяженности объекта. Для идеального проводника S определяется через приведенный к току потенциал U^* заряженного тела по известной формуле [12 и др.]:

$$S = (\rho_0 / U^*)^2 / 4\pi. \quad (5.3)$$

Для тел, у которых УС больше или меньше ρ_0 выполняется принцип квазиподобия аномальных составляющих электрического потенциала $U_{ат}$ при одинаковых геометрических параметрах сравниваемых объектов. На теоретических моделях [13] доказано, что коэффициент подобия $m = U_a^* / U_a$ позволяет привести потенциал U_T заряженного тела конечной электропроводности (при определении аномальной составляющей относительно нормального потенциала U_0 : $U_{ат} = U_T - U_0$, к условиям идеального проводника:

$$U^* = U_0 + mU_{ат}. \quad (5.4)$$

После этого U^* используется для определения S и R тела.

Приведенные к току значения U_T , U_0 , $U_{ат}$ могут быть установлены по показаниям ПЗ. Для определения коэффициента подобия m необходимо располагать данными о $\Delta U_{ат}^{\Gamma 3}$ которые могут быть получены с помощью ГЗ одного размера с ПЗ: $\Delta U_{ат}^{\Gamma 3} = \Delta U_T^{\Gamma 3} - \Delta U_0^{\Gamma 3}$. Так как для приведения показаний ГЗ к условиям идеального проводника необходимо выполнение условия: $\Delta U_0^{\Gamma 3} + m\Delta U_a^{\Gamma 3} = 0$, то искомый коэффициент $m = -\Delta U_0^{\Gamma 3} / \Delta U_a^{\Gamma 3}$. Для тел с пониженным УС $m > 0$, а для относительно высокоомных тел - $m < 0$.

Применительно к технологии каротажа методом КС для определения размеров геологического тела во вмещающей среде (в нашем случае непроницаемого прослоя в коллекторе) необходимо

иметь диаграммы ρ_k ПЗ и ГЗ приблизительно одинаковой длины, но не превышающей мощность пересечения тела скважиной. Формально процедура обработки диаграмм КС, упомянутых зондов, состоит в определении значений $\rho_{кт}^Г$ и $\rho_{кт}^{ПЗ}$ в изучаемом геологическом теле в точках записи (О) при одинаковом положении токового электрода. Например, если для ПЗ значения определяются в середине пересечения, то на диаграмме ГЗ оно берётся со сдвигом на половину длины зонда в сторону от токового электрода. Значения ρ_0 в большинстве случаев по показаниям ПЗ и ГЗ близки и лишь при малых размерах коллектора наблюдаются различия. Поэтому лучше ориентироваться на ГЗ.

По показаниям ПЗ определяется характеристика вмещающей среды ρ_0 , которая соответствует свойствам коллектора, значение $\rho_{кт}^{ПЗ}$ при положении зонда внутри изучаемого тела и его аномальная составляющая $\rho_{ка}^{ПЗ} = \rho_{кт}^{ПЗ} - \rho_0$. По показаниям ГЗ в теле вычисляют аномальную составляющую $\rho_{ка}^{ГЗ} = \rho_{кт}^{ГЗ} - \rho_0$ и коэффициент подобия $m = -\rho_0 / \rho_{ка}^{ГЗ}$. Затем находят искомое значение U^* :

$$U^* = [\rho_0 + m \rho_{ка}^{ПЗ}] / k_{ПЗ}. \quad (5.$$

5)

Далее применяется формула (5.3), после чего можно оценить эффективный радиус тела R , используя уравнение $S = 2\pi R^2 + 2\pi R h$.

Выражение для S можно представить в виде

$$S = 0,08 k_{ПЗ}^2 [1 / (1 - \rho_{ка}^{ПЗ} / \rho_{ка}^{ГЗ})]^2. \quad (5.6)$$

Даже без вычислений можно определить, что если $\rho_{ка}^{ПЗ} \approx \rho_{ка}^{ГЗ}$, то изучаемое геологическое тело (прослой или другой объект) во вмещающей его среде имеет весьма большие размеры ($R \rightarrow \infty$). И, напротив, заметное превышение по модулю $\rho_{ка}^{ГЗ}$ относительно $\rho_{ка}^{ПЗ}$ свидетельствует об ограниченности размера изучаемого объекта.

При практических работах, если ориентироваться на полуметровый ПЗ, то в качестве ГЗ можно применять стандартный зонд БКЗ с длиной АО= 0,45 м. Предполагается, что используемые при вычислениях значения ρ_k для ПЗ и ГЗ получены при одном и том же положении источника тока в изучаемом прослое. Как понятно из упомянутых теоретических положений, способ пригоден для оценки размеров неоднородностей как повышенного, так и пониженного УС.

Таким образом, располагая диаграммами ρ_k ПЗ и ГЗ одинаковой длины, при сравнительно маломощных неоднородностях (например, меньше 0,5 м) возможно выделить те из них, которые фиксируются потенциал – зондом относительно слабыми аномалиями, и отнести их к классу линзовидных тел весьма ограниченных размеров. Другие же неоднородности, аномалии на которых при известной их контрастности по УС, имеют признаки, характерные для пластов безграничных размеров, следует отнести к классу протяженных прослоев. Можно считать, что их радиус не менее чем на порядок больше длины ПЗ.

5.4 Практические примеры

В качестве практических примеров служат результаты некоторых измерений ρ_k в пределах неоднородных коллекторов по скважинам Спорышевского нефтяного месторождения в ЯНАО Тюменской области. Основное внимание уделим диаграммам ПЗ (АО=0,5 м) и ГЗ (АО=0,45 м).

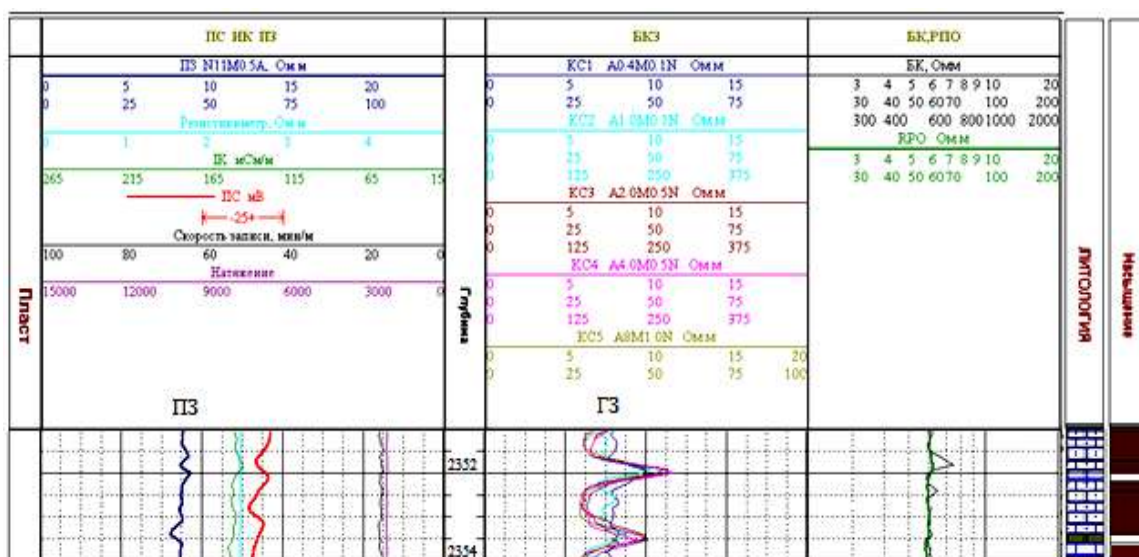


Рис. 5.7. Пример проявления ограниченности размеров маломощных включений карбонатов в продуктивном песчаном коллекторе по показаниям ПЗ и ГЗ

На рис. 5.7 приведены диаграммы ПЗ и ГЗ для пласта продуктивного коллектора с двумя пересечениями относительно высокоомных карбонатов малой мощности. Они чётко фиксируются повышением ρ_k по ГЗ, но на диаграмме ПЗ имеют отрицательные аномалии и заметно меньшие по величине, чем можно было ожидать в случае существенной протяжённости рассматриваемых неоднородностей (см. рис.5. 6 А). Следовательно, это линзовидные тела ограниченной длины, выклинивающиеся в коллекторе.

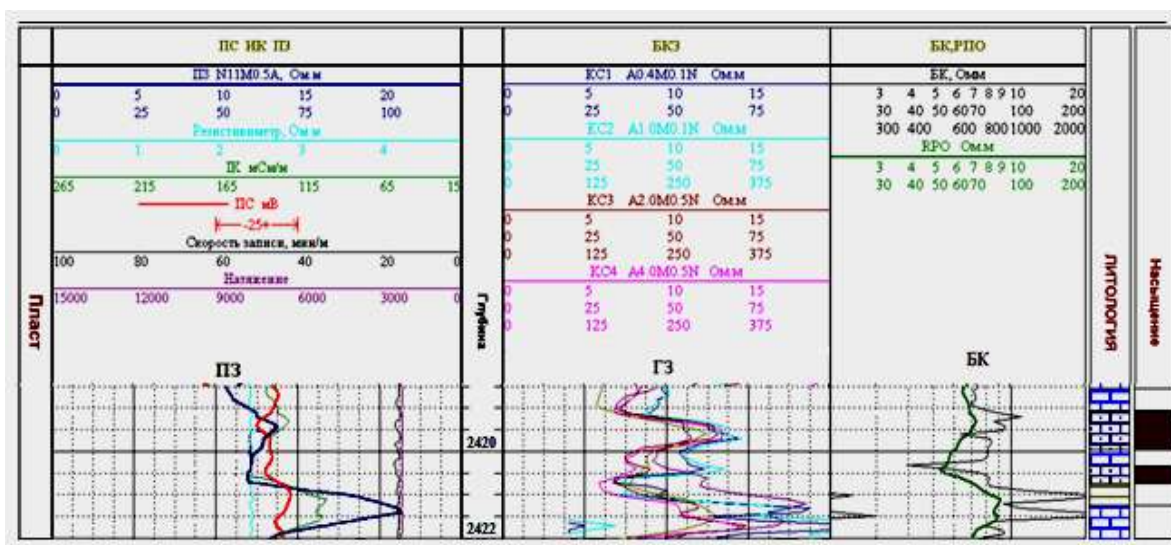


Рис. 5.8. Пример проявления ограниченного по размерам прослая глинистых пород в продуктивном песчаном коллекторе по показаниям ПЗ, ГЗ и БК

Другой пример проявления ограниченности по размерам низкоомного прослая глинистых пород на диаграммах КС иллюстрирует рис. 5.8. Так, если глинистые породы внутри нефтенасыщенного песчаного коллектора (2420 -2420,4 м), продуктивность которого уменьшается с глубиной, фиксируются четкой отрицательной аномалией на диаграммах ГЗ и БК, то по показаниям ПЗ этот объект практически не выделяется. Это свидетельствует о близости скважины к его выклинке.

Для демонстрации примеров оценки размеров неоднородностей, мощность пересечений которых превышают длину ПЗ, обратимся к рис. 5.9. На приведённых диаграммах ПЗ, ГЗ и других методов в водонасыщенном коллекторе фиксируются прослой глинистых пород пониженного УС (в верхней части рассматриваемого участка разреза) и карбонатные породы относительно более высокого УС. Для вмещающей среды – коллектора характерно значение $\rho_{к0} = 14$ Омм.

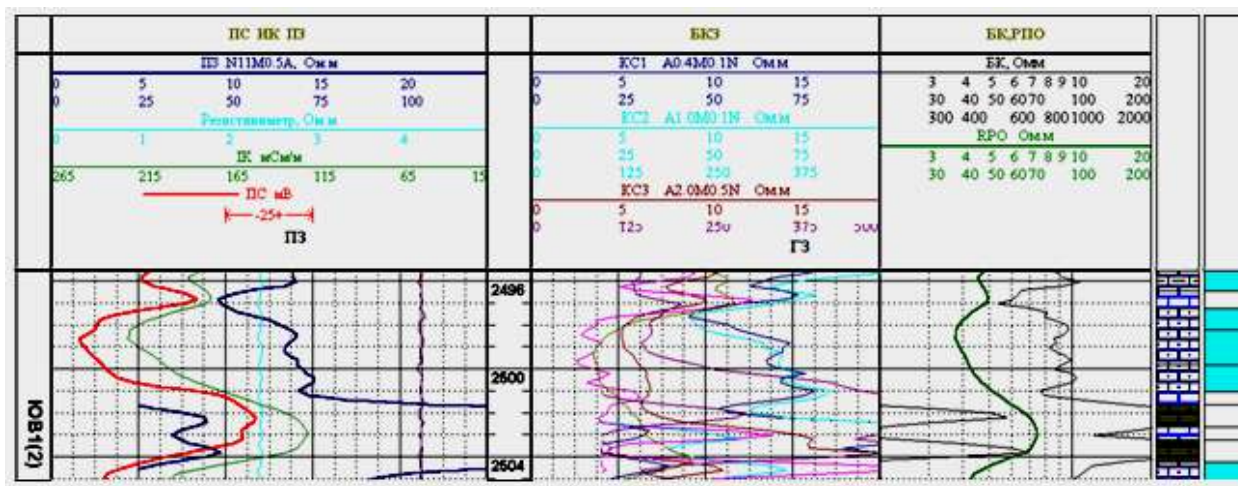


Рис. 5.9. Исходные фрагменты диаграмм КС, используемые для определения эффективного радиуса прослоев глинистых и карбонатных пород в коллекторе

Определяя аномальные значения на глинистых породах $\rho_{ка}^{ПЗ} = -3,2$ Омм, а $\rho_{ка}^{ГЗ} = -4,6$ Омм и подставляя их в выражение (5.6), получим

$S=5,4 \text{ м}^2$. При толщине глинистого прослоя 1 м его эффективный радиус приблизительно равен 0,6 м. Практически эта величина соответствует радиусу высокоомной зоны проникновения, в пределах которой глинистый прослой является аномальным объектом ограниченных размеров. Пример приведён исключительно для демонстрации техники вычислений эффективного радиуса аномального тела. В случае продуктивного коллектора полученный результат свидетельствовал бы о выклинке глинистых пород в коллекторе

На карбонатных породах значения $\rho_{\text{ка}}$ для ПЗ и ГЗ практически одинаковы. Поэтому без вычислений можно полагать, что прослой в коллекторе известняков имеет условно $R = \infty$, то – есть это тело имеет значительное распространение в разрезе.

В заключение можно отметить, что рассмотренные методики дают возможность лишь приблизительно оценить размеры непроницаемых неоднородностей в коллекторе. И, тем не менее, такие оценки представляют несомненный интерес, и их проведение во многих случаях снимает неопределённость относительно структуры разведываемых толщ коллекторов, что особенно важно для их продуктивной части.

Необходимо также подчеркнуть целесообразность изучения методами КС неоднородных коллекторов в более крупном масштабе, чем это часто принято на практике, что позволит более точно оценивать степень значительности неоднородностей.

6. Определение характера насыщения маломощных пластов – коллекторов

6.1 Предпосылки решения задачи

При малой (меньше 2 м) мощности перспективных на углеводороды пластов стандартные методы (ИК, ВИКИЗ), требующие применения относительно больших зондов, часто не позволяют уверенно определить характер насыщения изучаемых коллекторов.

Предпосылкой для определения решения задачи является различие по размерам относительно высокоомных зон в коллекторах

вблизи скважины, вскрывшей пласт. В случае водонасыщенного коллектора высокоомная часть пласта соответствует только зоне проникновения (ЗП) в пласт пресного бурового раствора, диаметр которой $D_{зп}$ не превышает 1-4 м, а её удельное сопротивление равно $\rho_{зп}$. За пределами ЗП коллектор насыщен минерализованной водой и его удельное сопротивление $\rho_{пв}$ значительно ниже чем в зоне проникновения. У нефтегазонасыщенного коллектора ЗП (с $\rho_{зп}$) и, расположенных за ней неизменённых пород с углеводородами (с $\rho_{пн}$), электропроводности близки. Поэтому диаметр высокоомного тела $D_{нг}$ в этом случае значительно превышает типичные для зоны проникновения размеры. Модели для этих двух случаев показаны на рис. 6.1.

Как показано в разделе 5, можно по показаниям одномерных потенциал- и градиент- зондов небольшой длины определить размеры геологического тела вскрытого скважиной при условии его отличия по проводимости от вмещающих горных пород. В рассматриваемой модели предполагается, что вмещающие коллектор глинистые отложения близки по электропроводности водонасыщенной части коллектора.

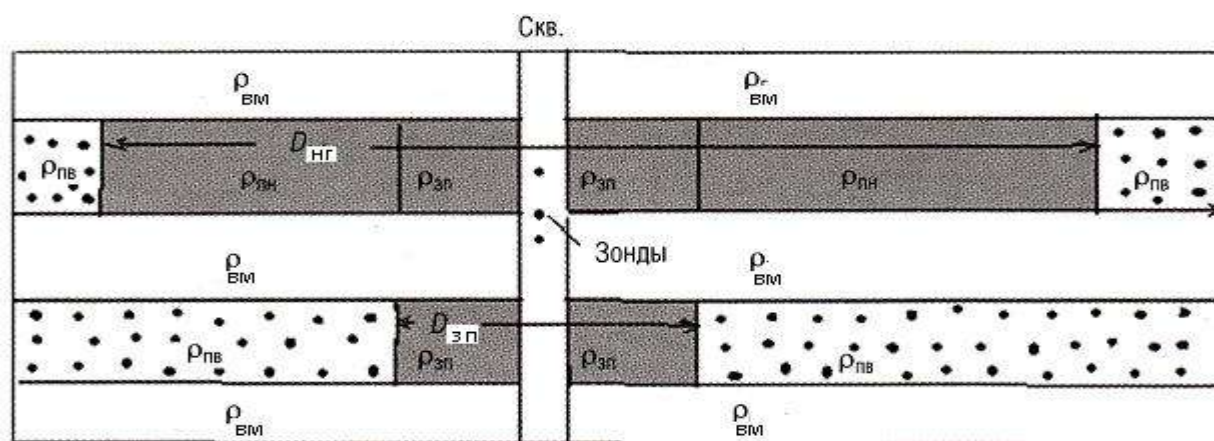
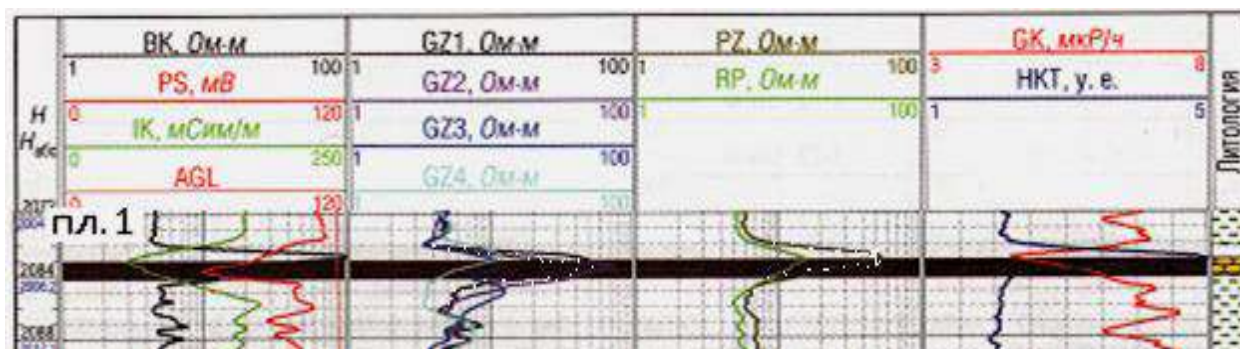


Рис.6.1. Геоэлектрическая модель разреза, содержащего нефтегазонасыщенный и водонасыщенный пласты-коллекторы среди вмещающих пород и отличающиеся размерами высокоомных зон, связанных с наличием зоны проникновения с $\rho_{зп}$ (только у водонасыщенного коллектора) и зоной нефтегазонасыщения с $\rho_{пн} \approx \rho_{зп}$

Следовательно, выполняя измерения кажущегося сопротивления одно-размерными потенциал - и градиент – зондами и вычисляя аномальные составляющие можно, как показано в разделе 5, определить по (5.6) значение площади S высокоомной зоны в коллекторе. Затем вычисляются радиус R или диаметр D этой зоны ($D \approx \sqrt{2S/\pi}$), по величине которой и делается вывод о характере насыщения коллектора. Обычно диаметр высокоомной зоны проникновения водонасыщенного пласта – коллектора не превышает 4 м, тогда как у нефтегазонасыщенного пласта такой диаметр высокоомного тела значительно больше.

6.2 Примеры из практики

В качестве примера применения рассмотренной методики обратимся к опубликованным данным по изучению коллекторов Самотлорского месторождения [9]. Характер насыщения здесь определялся по измерениям большого комплекса методов ГИС, среди которых были диаграммы полуметрового потенциал-зонда (PZ) и градиент-зонда размером 0,45 м (GZ1). Фрагменты разрезов с пластами-коллекторами (песчаники среди глинистых пород) и диаграммы комплекса ГИС приведены на рис.6.2.



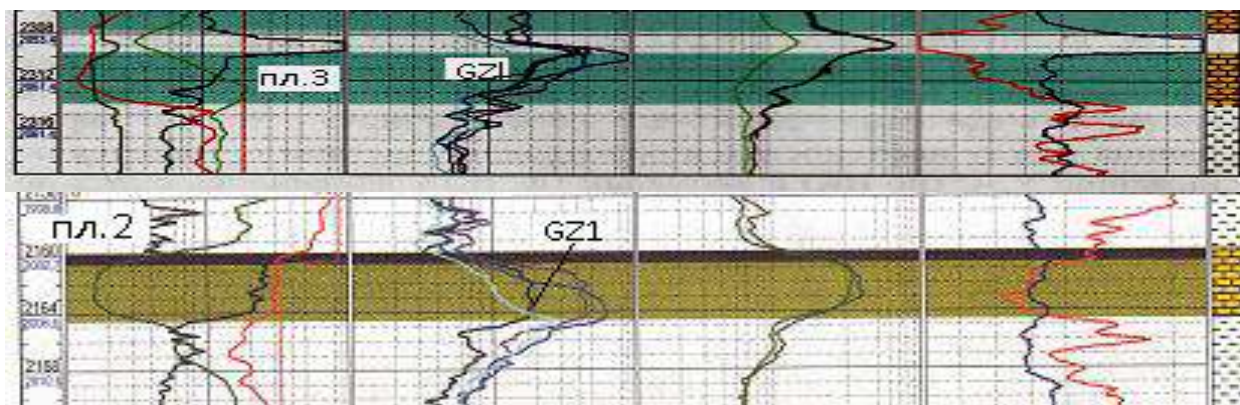


Рис.6.2. Диаграммы методов ГИС на пластах с различным характером насыщения коллекторов, в том числе диаграммы GZ1 и PZ, которые использованы для применения рассматриваемой методики

Рассмотрим три примера. Для каждого из них в средней части пласта - коллектора по диаграммам зондов определены исходные характеристики удельного сопротивления внутри коллектора и в контактирующих с ним вмещающих породах. При существенном различии свойств перекрывающей и подстилающей коллектор толщ вычислены граничные значения удельного сопротивления вмещающей среды, которое использовалось для определения нормального поля ρ_{k0} . Проведены соответствующие вычисления по алгоритмам приведённых выше с оценкой размеров высокоомной зоны исследуемых пластов. Исходные и результативные данные обобщены в таблице 6.1. Помимо величины S дана оценка диаметра высокоомной зоны D . Опыт показывает, что для нефтегазонасыщенных пластов большого размера, поскольку реальные условия не строго соответствуют теоретическим моделям и точность измерений не идеальна, возможны случаи, когда знаменатель в (5.6) не только равен нулю, но даже может быть отрицательным. Физически это не имеет смысла, но, тем не менее, данный факт является признаком больших размеров изучаемого тела.

Таблица 6.1

Результаты обработки диаграмм КС зондов с целью определения характера насыщения пластов-коллекторов

Зонды пласты		GZ1			PZ		Результаты			
№ пл.	h, м	$\rho_{к0}$ Ом м	$\rho_{кт}$ Ом м	m	$\rho_{к0}$ Ом м	$\rho_{кт}$ Ом м	U^0 Ом	S м ²	D м	Насыщение
1	1,8	5,5	50	-0,12	6	55	0,015	22600	85	нефть
2	4	3 и 7 гр 4,2	20	-0,26	5 и 10 гр 6,6	31	0,04	4300	37	Нефть + пресн. вода
3	4,2	40 и 7 гр 12	20	-1,5	70 и 10	23	1,47	2,6	1,3	Вода мине- рализ.

Первый из рассмотренных пластов по комплексу методов ГИС классифицирован как нефтеносный. К аналогичному выводу приходим после оценки диаметра высокоомной зоны исследуемого коллектора, которая составляет 85 м.

Пласт №2 интересен тем, что помимо нефти большая его часть насыщена пресной водой из нагнетательной скважины. Вода относительно высокоомна и поэтому по свойствам пласт выделяется как единое целое. В связи с этим диаметр высокоомной зоны хотя и меньше, чем у пласта №1, но достаточно большой-37м. Это исключает вариант насыщения минерализованной пластовой водой.

Пласт №3 имеет существенно различные вмещающие породы в кровле и подошве. Перекрывающие коллектор плотные известняки имеют удельное сопротивление превышающее пластовое. Тем не менее уверенно определяется малый диаметр высокоомной зоны коллектора (1,3м) типичный для ЗП. Этот факт позволяет подтвердить установленное по комплексу ГИС водонасыщение коллектора пластовой минерализованной водой.

7. Подсчёт запасов

7.1 Построение карт структурных и подсчётных параметров

В последнее время в связи с внедрением компьютерных технологий, процедура геометризации залежи существенно упростилась. В практике подсчёта запасов и проектирования разработки месторождений стали широко использоваться карты различных подсчётных параметров .

Перечень основных карт моделируемой залежи включает в себя набор следующих карт:

- структурные карты по кровле и подошве залежи;
- эффективных толщин коллектора;
- значений пористости и проницаемости;
- характеристик неоднородности пласта;
- нефтегазонасыщенности;
- линейных запасов углеводородов по пласту;

В отдельных случаях этот набор может быть дополнен построением кубов отдельных параметров (литологических, фильтрационно-ёмкостных и др.), позволяющих представить распределение демонстрируемых параметров в объёме.

Построение требуемого набора карт осуществляется с применением вычислительной техники и специального программного обеспечения, но может быть реализовано вручную. Распространённым способом построения карт является метод непересекающихся треугольников ячеек. При этом площадь наблюдений разбивается на треугольники, в вершинах которых имеются значения картируемого параметра. Исходными являются наблюждённые данные, соответствующие устьям вертикальных скважин (пример на рис. 3.5). Компьютерные технологии позволяют получить более мелкую сеть треугольников, в узлах которых значения параметра получаются с помощью линейной интерполяции. В результате площадь представляет «лоскутное одеяло» из совокупности треугольников. Размеры треугольников должны быть по возможности одинаковыми. Каждый из треугольников имеет 3 значения картируемого параметра, что позволяет охарактеризовать площадь треугольника средним значением, которое записывается в центр треугольника (см. рис.3.5). Эти значе-

ния используются для построения системы изолиний данного параметра.

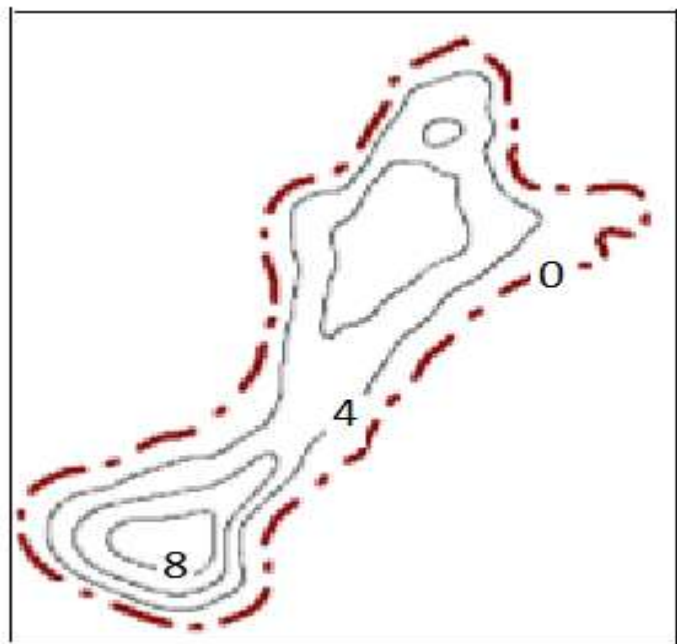


Рис. .1. Пример карты эффективной нефтенасыщенной толщины в м. для нефтяной залежи, используемой для подсчета запасов углеводородов [9]

На рис. 7.1 приводится пример карты эффективной нефтенасыщенной толщины небольшой залежи, положение которой в пределах пласта песчаников показана на структурной карте рис.

2.6. Этот параметр в каждой скважине определяется как толщина продуктивного пласта от подошвы ВНК до кровли. При наличии газовой насыщенности отдельно определяются эффективные газонасыщенные толщины? и строится соответствующая карта.

7.2 Подсчёт линейных и объёмных запасов

В результате интерпретации комплекса диаграмм ГИС по каждой скважине с нефтегазонасыщением известны эффективные мощности газонасыщенной h_g и нефтенасыщенной h_n части пласта – коллектора. Определены также коэффициенты пористости K_p , газонасыщенности K_g и нефтенасыщенности K_n . Эти данные позволяют вычислить для каждой скважины линейные запасы газа q_g и нефти q_n . Они представляют произведение трёх вышеупомянутых параметров. Например, линейные запасы нефти в районе i - ой скважины

$$q_{ni} = h_{ni} K_{pi} K_{ni}. \quad (7.1)$$

В итоге параметры линейного нефтенасыщения (газонасыщения) q приписываются устьям соответствующих скважин. Для реализации способа треугольников в центре каждой из N треугольных ячеек обозначается среднее значение $q_{срп}$ для n – ой ячейки из трёх

скважин (см. рис.3.5). По этим данным может быть построена карта линейной нефтенасыщенности.

Для определения запасов углеводородов Q в залежи необходимо знать площади для каждой треугольной ячейки т.е s_n . Тогда вычисляя произведение $q_{срп}s_n$ и их сумму для всех N ячеек, получим искомую величину Q :

$$Q = \sum q_{срп} s_n. \quad (7.2)$$

Целесообразно оценить также извлекаемые запасы нефти $Q_{изв}$ при известном среднем коэффициенте извлечения нефти $\beta_{извл}$, который определяется исходя из опыта разработки месторождений подобного типа. Очевидно $Q_{изв} = Q\beta_{извл}$. Типичные значения для коэффициента извлечения 0,6 – 0,7.

7.3. Оценка погрешности подсчёта запасов

Достоверность определения подсчётных параметров, а следовательно, запасов нефти и газа по данным промысловой геофизики зависит от многих факторов, которые можно объединить в две группы: а) полнота и качество исходной промыслово – геофизической информации; б) оптимальность интерпретации данных измерений, используемых при определении подсчётных параметров.

Комплекс ГИС на всех скважинах изучаемой залежи должен обеспечить получение всей информации для определения эффективной мощности, коэффициентов пористости и нефтегазонасыщения. Качество диаграмм ГИС должно соответствовать техническим условиям проведения измерений, т. е позволять провести количественную геофизическую и геологическую интерпретацию диаграмм. Например, определение границ коллекторов, мощность непроницаемых прослоев в них должно контролироваться несколькими методами.

Оптимальная интерпретация обеспечивается при выполнении следующих условий: 1) интерпретатор правильно определил тип коллектора в изучаемом геологическом разрезе; 2) выбранная для решения обратной задачи система уравнений, связывающая геофизические параметры и искомые подсчётные параметры, соответствует данному типу коллектора; 3) парные и многомерные петрофизические связи, используемые при индивидуальной интерпретации,

отвечают критериям надёжности и получены на представительном фактическом материале, достаточно полно характеризующем изучаемый объект.

Погрешности определения подсчётных параметров выполняются различными способами и зависят от типа разреза и вида определяемого параметра. Одним из критериев оценки качества результатов измерений является сходимость основного и повторных замеров измеряемой характеристики. Оценка воспроизводимости скважинных измерений получается использованием статистического анализа многократных исследований.

Ограничимся рассмотрением одного из подходов к оценке погрешности определения подсчёта запасов. Так как определение в м эффективной мощности продуктивных коллекторов ($h_{эф}$) может контролироваться несколькими (n) методами ГИС, то для каждой из группы скважин можно вычислить его среднее значение $h_{эф\text{ ср}}$, которое близко к точному значению. Стандартное или среднеквадратичное отклонение от среднего S_h при ограниченном комплексе методов вычисляется по формуле

$$S_h = \sqrt{[\sum_0^n (h_{эф\text{ ср}} - h_{эф\text{ i}})^2] / (n - 1)} \quad (7.3)$$

Затем для каждой скважины вычисляется относительная погрешность δ_h определения $h_{эф}$: $\delta_h = S_h / h_{эф\text{ ср}}$ и находится среднее значение для выбранной группы скважин.

При определении коэффициента пористости по скважинным измерениям $K_{п\text{ скв}}$ обычно использует зависимость между физической характеристикой, например плотностью σ , и пористостью. В интервале наиболее типичных значений $K_{п\text{ скв}}$ по группе скважин, где в тех же пересечениях коллектора имеются определения в лаборатории пористости по керну, последние приводятся к условиям скважины. Обычно на глубине особенно для глинистых коллекторов значения пористости несколько меньше, чем они оказываются при подъёме керна на дневную поверхность. Для среднеглинистых коллекторов ($\eta_{гл} \approx 0,5$) для приведения лабораторных измерений к условиям в скважине на глубине $H_{км}$ по В. М. Добрынину лабораторные определения пористости необходимо уменьшить на величину $\Delta K_{п} (\%) = 0,015 H \cdot K_{п\text{ керна}} (\%)$. Затем с учётом исправленных значений $K_{п\text{ керна}}$ вычисляют среднеквадратичное отклонение $S_{Kп}$ по n измерениям

$$S_{Kn} = \sqrt{[\sum_0^n (K_{\text{кern } i} - K_{\text{скв } i})^2] / (n - 1)}. \quad (7.4)$$

Для определения искомой относительной погрешности определения $\delta_{K\Pi}$ ориентируются на среднее значение исправленных измерений в выбранном интервале $K_{\Pi \text{ kern}}$. Вычисляют значение $\delta_{K\Pi} = S_{K\Pi} / K_{\Pi \text{ kern ср}}$, которое и рассматривается как относительная погрешность определения пористости по данным ГИС.

Аналогичным образом вычисляется относительная погрешность определения коэффициента нефтенасыщенности δ_{Kn} (газонасыщенности) по данным ГИС. В этом случае нет необходимости исправлять данные измерений на кернах. Результаты вычисления относительных погрешностей трёх подсчётных параметров позволяют вычислить относительную погрешность определения величины объёма запасов δ_Q , которая рассматривается как функция. В случае произведения трёх аргументов $\delta_Q = \delta_h + \delta_{K\Pi} + \delta_{Kn}$. Следовательно, вероятное значение искомого объёма Q объективней представить в виде некоторого интервала: $Q \pm \Delta Q$, где $\Delta Q = \delta_Q Q$.

7.5 Контроль за разработкой резервуаров в эксплуатационный период

В период разработки резервуара в исходную геолого - геофизическую модель этого объекта последовательно вносятся изменения, связанные с извлечением углеводородов. Одна из главных задач геофизических исследований заключается в контроле за изменением положения газо- и водонфтяных контактов в скважинах и в пространстве. Роль сейсморазведки при решении этой задачи рассмотрена в 2.7.

8. Заключение

Геолого-геофизические модели строятся на всех стадиях геологоразведочных работ: поисково-оценочной, разведочно-эксплуатационной, эксплуатационной. При этом учитываются особенности этапа работ и требования к соответствующей информации.

Так, если на первом из них подсчёт запасов проводится по категориям C_1 и преимущественно C_2 , то на этапе эксплуатационной разведки данные должны отвечать требованиям категорий В и А. Это достигается сгущением сети скважин и применения детальной корреляции всего фонда пропластков с целью выявления путей фильтрации по проницаемым отложениям для полного вовлечения их в разработку.

Для проектирования и реализации добычи углеводородов создаётся фильтрационная модель месторождения. Цифровая фильтрационная модель представляет объект в виде двухмерной или трёхмерной сети ячеек, каждая из которых характеризуется набором идентификаторов и параметров, как и геологическая модель. Дополнительно приводятся динамические характеристики пластовых свойств и процессов. Это данные о конструкции скважин, дебитах фаз, данные о пластовом и забойном давлении и др.

Помимо наличия дополнительных параметров фильтрационная модель может отличаться от геологической модели большей схематизацией строения, объединением нескольких геологических объектов в единый объект моделирования. Упрощение геометрического построения, осуществляемое в фильтрационной модели, обусловлено необходимостью проводить компьютерные расчёты пластовых процессов и показателей разработки при экономически допустимых затратах машинного времени. Роль промысловой геофизики сводится к обеспечению данных о динамических характеристиках пластов (проницаемость, дебиты-расходы, пластовое и забойное давление и др.), получаемых с применением специальных методик [14, 15 и др.].

В геолого – геофизическую и фильтрационную модели в процессе эксплуатации месторождения вносятся коррективы по результатам ГИС в добывающих скважинах. Эти исследования, объединяемые как контрольные за разработкой нефтяных и газовых месторождений, позволяют получить следующие данные:

- изменение положения ВНК и ГНК в скважинах;
- выделение обводнённых интервалов внутри продуктивных пластов
- текущие карты равного нефтегазосодержания,
- текущий дебит в добывающих скважинах,
- состав флюида в стволах скважин,

- пластовое давление и др.

Технологии геолого – геофизического моделирования непрерывно совершенствуются и имеют специфические особенности на различных объектах.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Основная

1. Жемжурова З. Н., Чекунова В. А., Черноглазов В. Н. Практикум по геолого – геофизическому моделированию разрабатываемых залежей нефти и газа: Учебн. пособие. М.: ИЦ РГУ нефти и газа, 2012. – 206 с.
2. Золоева Г. М., Денисов С. Б., Билибин С. И. Геолого - геофизическое моделирование залежей нефти и газа: Учебн. пособие. – 2 – е изд. доп. и перераб. – М.: МАКС Пресс, 2008. 212 с.
3. Лобусев А. В. Геолого – промысловые основы моделирования залежей нефти и газа. Учебник. М: ИЦ РГУ нефти и газа, 2010. – 247 с.

Дополнительная

4. Бембель Р. М., Мегеря В. М., Бембель С. Р. Геосолитонная концепция образования месторождений углеводородов //Геофизика, 50 лет «Хантымансийскгеофизике». 2001, С. 50-53.
5. Бондарев В. И. Сейсморазведка: Учебник для вузов. Екатеринбург: Издательство УГГУ, 2007. 690 с.
6. Воскресенский Ю. Н. Полевая геофизика: Учебн. для вузов. – М. ООО « Издательский дом Недра». 2010. – 479 с.
7. Дахнов В. Н. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин. Учебник для вузов. – М.: Недра.1982. – 448 с.
8. Ковач А. Ю., Поздеев Ж. А..Выделение обводнённых коллекторов по данным ГИС в открытом стволе на примере Самотлорского месторождения//НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 2013. Вып.11 (233).
9. Методические указания по созданию постоянно действующих геолого – технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений (часть 1. Геологические модели). – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2003. – 164 с.

10. *Перевертайло Т. Г.* Формирование 3D – геологических моделей месторождений нефти и газа в среде программного комплекса Petrel. Томск: Изд. – во Томского политехнического университета, 2010. – 93 с.
11. *Сапожников В. М.* Диск, полуплоскость и плоскость с вырезом, имеющие предельную или конечную электропроводность, в поле точечного источника тока // Известия Уральской государственной горно – геологической академии. Сер. : Геология и геофизика. – 1996. Вып. 5. С. 111 – 115
12. *Сапожников В. М.* О количественной связи между поверхностью и сопротивлением заземления // Вопросы разведочной геофизики: Тр. Свердловского горного ин – та. 1968. Вып. 54. С. 187 – 189.
13. *Сапожников В. М., Мишедченко И. В.* О степени подобия аномальных электрических полей, возбуждаемых неоднородным полем, и практика интерпретации аномалий// Вопросы теории и практики геологической интерпретации гравитационных, магнитных и электрических полей: Материалы 29 – й сессии Международного семинара им. Д. Г. Успенского. Екатеринбург: УГГ, 2002. С. 255 – 259.
14. *Сапожников В. М.* Интерпретация данных геофизических исследований скважин :Учебн. пособие, Екатеринбург: Изд. – во УГГУ, 2014. – 153 с.
15. *Сковородников И. Г.* Геофизические исследования скважин: Учебн. пособие, Екатеринбург: Институт испытаний, 2009. – 421 с.

Оглавление

Введе- ние.....	3
1. Углеводородное сырьё и геологические структуры продуктивных гори- зонтов и пластов - коллекторов	4
1.1. Нефть и природные горючи газы.....	4
1.2 Концепции образования месторождений нефти и газа.....	4
1.3. Формации и фации, благоприятные для нефтегазообразования и нефте- газонакопле- ния.....	6
1.4. Природные резервуары, ловушки и залежи нефти и газа.....	13
1.5. Исходные данные и этапы построения геолого-геофизической модели нефтегазовой зале- жи.....	15
2. Использование сейсморазведки при изучении нефтегазовых резервуаров	
2.1. Предпосылки применения сейсмических исследований при геолого- геофизическом моделирова- нии.....	17
2.2. Интерпретация сейсмических данных.....	19
2.3. Корреляция сейсмических горизонтов, выявление тектонических нару- ше- ний.....	22
3. Использование данных ГИС при формировании геолого-геофизической модели залежи нефти и га- за.....	24
3.1. Данные ГИС по отдельным скважи- нам.....	24
3.2. Подготовка данных ГИС для интерпретации сейсморазвед- ки.....	28
3.3 Корреляция разрезов скважин	29
4. Палеотектонический, седиментационный и фациальный ана- лиз.....	36
4.1. Палеотектонический ана- лиз.....	36
4.2. Седиментационный ана- лиз.....	38
4.3 Фациальный ана- лиз.....	40
5. Изучение непроницаемых неоднородностей продуктивных терригенных коллекторов методом КС.....	46
5.1 Модели неоднородно-	

стей.....	46	5.2 Теоретические
предпосылки изучения маломощных неоднородностей...	47	
5.3 Обоснование методики оценки размеров неоднородностей		
.....	51	
5.4 Практические приме-		
ры.....	54	6.Определение харак-
тера насыщения маломощных пластов – коллекторов..	57	
6.1 Предпосылки решения зада-		
чи.....	57	
6.2Примеры из практи-		
ки.....	58	
7. Подсчёт запа-		
сов.....	61	
7.1 Построение карт структурных и подсчётных парамет-		
ров.....	61	7.2 Подсчёт линейных и объёмных запа-
сов.....	62	
7. 3 Оценка погрешности подсчёта запа-		
сов.....	63	
8.Заключение.....	6	
5 Список литерату-		
ры.....	67	

Учебное издание

САПОЖНИКОВ ВАДИМ МИХАЙЛОВИЧ

ГЕОЛОГО _ ГЕОФИЗИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ
ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

Учебное пособие

Редактор издательства *Л. В. Устьянцева*
Компьютерная верстка *Н. Г. Сайгиной*

Подписано к печати
Бумага писчая. Формат 60x84 1/16
Печать на ризографе. Гарнитура Times New Roman
Печ. Л. Изд. Л. Тираж 100 Заказ №

Издательство УГГУ
620144, г. Екатеринбург, Куйбышева, 30
ФГБОУ ВПО «Уральский государственный горный универси-
тет»

Отпечатано с оригинал – макета
В лаборатории множительной техники УГГУ



Министерство образования и науки РФ

ФГБОУ ВО

**«Уральский государственный
горный университет»**

А. Г. Талалай

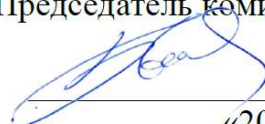
Комплексная интерпретация геофизических данных

**Методические указания
по выполнению индивидуальных заданий курса
«Комплексная интерпретация
геофизических данных»
для студентов специальности
21.05.03 Технология геологической разведки
специализации
Геофизические методы исследования скважин**

**Екатеринбург
2020**

Министерство образования и науки РФ
ФГБОУ ВО
«Уральский государственный горный университет»

ОДОБРЕНО
методической комиссией
факультета геологии и геофизики
Председатель комиссии



В. И. Бондарев
«20» марта 2020 г.

Комплексная интерпретация геофизических данных

**Методические указания
по выполнению индивидуальных заданий курса
«Комплексная интерпретация
геофизических данных»
для студентов специальности
21.05.03 Технология геологической разведки
специализации
Геофизические методы исследования скважин**

Методические указания по
выполнению индивидуальных
заданий по курсу
«Комплексная интерпретация
геофизических данных»
для студентов специальности
21.05.03 Технология
геологической разведки,
специализации «Геофизические
методы исследования скважин»

Методические указания содержат работы по построению физико-геологической модели объекта поисков, статистической обработке результатов измерений физических свойств горных пород, оценке геологической информативности геофизических методов, выделению аномалий на фоне нормальных значений геофизических полей и комплексной интерпретации геофизических наблюдений с использованием функции комплексного показателя.

Методические указания предназначены для студентов 21.05.03 Технология геологической разведки, специализации Геофизические методы исследования скважин.

Составитель: А. Г. Талалай, проф., д.г.-м.н.

I. Работа в I. ПОСТРОЕНИЕ АПРИОРНОЙ ФГМ ОБЪЕКТА ПОИСКОВ

Под физико-геологической моделью объекта геофизических поисков (ФГМ) понимается абстрактное возмущающее тело, обобщенные размеры, форма и физические свойства которого с той или иной степенью приближения аппроксимируют реальные геологические и рудные образования, подлежащие обнаружению. ФГМ является обобщенным, типизированным и формализованным представлением о целой группе подобных геологических объектов. Это абстракция типа "описание-обобщение".

От реальных геологических объектов ФГМ отличается определенными размерами и обобщенной формой. Сложные по морфологии и вещественному составу геологические объекты заменяются сочетанием геометрически правильных объектов (сфера, цилиндр) с измененными статистически усредненными физическими свойствами. Это позволяет использовать простые алгоритмы для решения обратных задач на ЭВМ.

ФГМ характеризуется следующими свойствами: носит вероятностный характер, обусловленный стохастичностью используемых для ее построения геологических и петрофизических данных, отличается простотой расчета ожидаемых физических полей, характеризуется схематизированным и обобщенным характером полей, которые отражают наиболее существенные черты данного класса объектов.

Физико-геологическая модель должна соответствовать целям и задачам геофизических исследований, типу района поисков и условиям ведения работ, отражать состояние геолого-геофизической изученности данного класса объектов, отличаться по физическим свойствам от вмещающих пород и характеризоваться оптимальной сложностью.

Отличительной чертой ФГМ является ее полиморфность в отношении физических свойств и геометрических параметров объекта. Количественные параметры ФГМ зависят от факторов, которые можно объединить в три группы: физические свойства пород и руд (ϵ , μ , ρ , σ , γ , $\dots$), размеры объекта (x , y , z , $\dots$) и его форма (Z_1 , Z_2 , Z_3 , $\dots$). Например, крупномасштабная линза сплошных медноколчеданных руд является в одно и то же время проводящим электрический ток пластом с положительной избыточной плотностью,

сжатым эллипсоидом с повышенной поляризуемостью, генератором естественного электрического поля, источником формирования ореолов рассеяния меди и т.д. Пример физико-геологической модели линзы медноколчеданных руд (по данным Г.С. Вахрамеева) приведен на рис. 1.

Построение априорной ФГМ объекта поисков производится на базе справочных и литературных источников. При построении используются принципы аналогии, корреляции и обратной связи.

Принцип аналогии состоит в том, что выбор модели объекта исследований производится на основе данных, полученных на объектах со сходными геолого-геофизическими условиями. Как показывает практика ФГМ, разработанная на примере месторождения определенного класса крупности по запасам (например, среднего), может быть справедлива для аналогичных месторождений других классов крупности (например, мелких) при условии кратного изменения размеров, формы и физических свойств модели и сохранения общих условий залегания месторождений (мощность рыхлых отложений, перекрывающих и подстилающих пород).

Принцип корреляции состоит в использовании регрессионных зависимостей параметров и физических свойств объекта исследований от наблюдаемых физических полей и от других физических свойств того же объекта. Например, при разведке железорудных месторождений можно использовать связь между магнитной восприимчивостью и содержанием железа в руде. Установлены связи между скоростью распространения продольных волн и плотностью, между электрическим сопротивлением, скоростью продольных волн и плотностью, между плотностью и магнитной восприимчивостью. Например, Н.Н. Пузыревским установлена взаимосвязь скорости и плотности в виде $V = 6\sigma - 11$, связь эта может меняться в зависимости от возраста горных пород и района исследований. В поверженных породах по мере роста основности возрастают плотность и намагниченность. Породы осадочного происхождения характеризуются обратной зависимостью плотности, электрического сопротивления и скорости распространения упругих волн от пористости и т.д.

Принцип обратной связи заключается в использовании результатов обработки и интерпретации материалов экспериментальных полевых исследований с целью совершенствования ФГМ. Полученные в результате интерпретации геофизических измерений геологические выводы используются для уточнения физических свойств, размеров и формы

объекта исследований.

Физические свойства пород и руд определяются путем исследования образцов, по данным каротажа, параметрических измерений в обнажениях и по итогам интерпретации полевых геофизических методов. Данные о физических свойствах должны характеризовать все необходимые физические параметры, обеспечивающие построение комплексной модели, обеспечивать по точности измерений решение поставленной геологической задачи, иметь пространственную и геологическую привязку, быть представленными для статистической обработки, т.е. замеры должны быть массовыми и достаточно представительными. Сведения о размерах и форме объекта поисков получают при его разведке.

1.1. Задачи

Построить априорную физико-геологическую модель объекта геофизических поисков, используя для этой цели основные принципы построения ФГМ, материалы преддипломной производственной практики, материалы по физическим свойствам и литературные источники.

1.2. Содержание работы

Составить объяснительную записку, в которой сформулировать геологические задачи, которые ставятся перед геофизическими исследованиями в районе работ, например: поиски и разведка месторождений полезных ископаемых, опробование горных пород и руд, определение процентного содержания полезных компонентов, уточнение геологического разреза по измерениям в скважинах и т.д. Разделить геологические задачи на основные и дополнительные. Перечислить материалы, на основе которых строится ФГМ.

Оценить геологические условия региона и участка работ. Дать характеристику горных пород региона и участка, проанализировать размеры и условия залегания геологических объектов, вещественный состав и наличие минералов, оказывающих влияние на физические свойства горных пород района. Охарактеризовать предполагаемый объект поисков: его физические свойства, размеры, форму, глубину залегания рудных тел, запасы руд, наличие перепревающих и подстилающих горных пород, глубины и типы коры выветривания, мощность поверхностных рыхлых отложений, наличие ореолов рассеяния элементов, рельеф местности и т.д.

Проанализировать результаты предшествующих геофизических работ в районе и аналогичных районах, физические и геологические предпосылки, характер аномальных и нормальных полей, установить регрессионные зависимости параметров и физических свойств объекта поисков от наблюдаемых физических полей и других физических свойств того же объекта. Обработать и проинтерпретировать данные предшествующих экспериментальных геофизических исследований с целью уточнения физических свойств, размеров и формы объекта исследований.

На основании имеющихся материалов и литературных источников составить априорную физико-геологическую модель объекта поисков. Результаты работы обобщить и представить в форме таблицы 1.

1.3. Материалы и оборудование

1.3.1. Геологические карты региона и участка работ

Результаты геофизических исследований района работ: графики измерений физических полей по профилям, карты физических полей с нанесенными изолиниями равных значений потенциала поля, карты векторов напряженностей физических полей, вариационные кривые и histograms физических свойств горных пород и руд, корреляционные зависимости физических свойств от вещественного состава горных пород и другие материалы производственных практик.

1.3.2. Микрокалькулятор типа БЗ-21

1.4. Порядок выполнения работы

- 1) Ознакомиться с понятием физико-геологической модели по настоящей инструкции.
- 2) Сформулировать геологические задачи.
- 3) Оценить физические свойства, размеры и форму предполагаемого объекта поисков.
- 4) Проанализировать, обработать и проинтерпретировать результаты предшествующих геофизических работ в районе. Рассчитать вариационные кривые и построить histograms физических свойств объекта поисков.
- 5) Составить объяснительную записку.

1.5. Содержание отчета

В отчете следует сформулировать геологические задачи, стоящие перед геофизическими методами в районе работ.

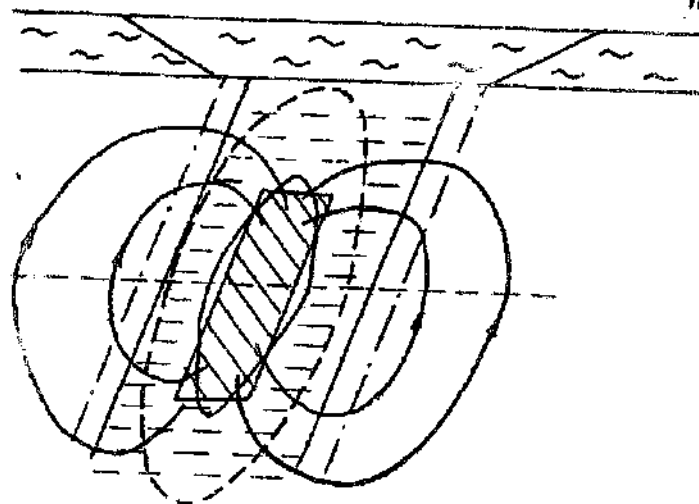
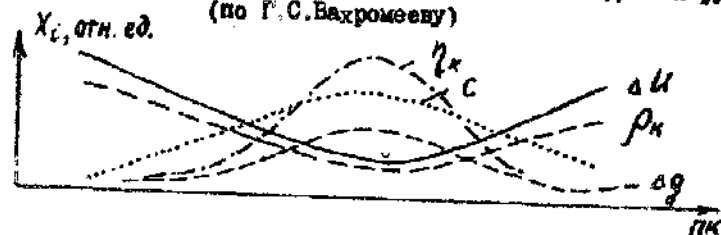
Кратко указать значение выбранного объектом поисков полезного ископаемого для народного хозяйства. Дать определение ФГМ. Привести сведения о физических свойствах, размерах и форме искомого объекта. Отчет должен содержать графики исходных данных, необходимых для построения ФГМ, результаты измерений геофизических полей по профилям или в плане, расчетные или взятые из справочников таблицы физических свойств и итоговое, схематизированное обобщенное описание комплексной полиморфной ФГМ в виде таблицы I.

Таблица I

Параметры физико-геологической модели
объекта геофизических поисков

Физические свойства ($\chi_1, \chi_2, \chi_3 \dots$)	Размеры ($y_1, y_2, y_3 \dots$)	Форма ($z_1, z_2, z_3 \dots$)
χ_1 Магнитная восприимчивость χ	y_1 Горизонтальная мощность $2b$	z_1 Показатель горизонтальной протяженности $L/2b$
χ_2 Остаточная намагниченность J_r	y_2 Глубина залегания верхней кромки h	z_2 Показатель вертикальной протяженности H/h
χ_3 Избыточная плотность $\Delta \sigma$	y_3 Глубина залегания нижней кромки H	z_3 Показатель погруженности H/h
χ_4 Удельное электрическое сопротивление ρ	y_4 Длина по простра- нию L	z_4 Показатель изометричности $L/2b$
χ_5 Поляризуемость φ	y_5 Угол падения α	z_5 Показатель изометричности $c:d:l$
χ_6 Естественная радиоактивность J	y_6 Радиус (для изометрических тел) R	z_6 Показатель изометричности $c:d:l$
χ_7 Скорость распространения упругих колебаний v	y_7 Размеры по большой c , средней d и малой l осям (для трехмерных объектов)	z_7 Показатель изометричности $c:d:l$
χ_8 Длина замедления быстрых нейтронов L_1	y_8 Расстояние до центра H_0	z_8 Показатель изометричности $c:d:l$
χ_9 Длина диффузии тепловых нейтронов L	y_9 Расстояние до центра H_0	z_9 Показатель изометричности $c:d:l$
$\dots$	$\dots$	$\dots$

Физико-геологическая модель линзы медноколчеданных руд
(по Г.С.Вахромееву)



- | | | | | |
|-----|-----|-----|-----|-----|
| - 1 | - 2 | - 3 | - 4 | - 5 |
| - 6 | - 7 | - 8 | - 9 | |

1 - контур промышленной залежи, 2 - наклонный пласт положительной избыточной плотности, 3 - зона повышенной проводимости, 4 - контур острого эллипсоида повышенной поляризуемости, 5 - первичный ореол рассеяния элементов, 6 - вторичный ореол рассеяния элементов, 7 - токовые линии естественного электрического поля, 8 - уровень подземных вод, 9 - современный элювио-делювий

Δg - аномалия силы тяжести, ρ_k - аномалия электрического сопротивления, η_k - аномалия вызванной поляризации, ΔU - аномалия естественного поля, C - аномалия содержания меди.

Рис. I

2. ГЛАВА II

СТАТИСТИЧЕСКАЯ ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЯ ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ГОРНЫХ ПОРОД

Необходимым и достаточным условием успешного применения геофизических методов является заметная дифференциация (контрастность) физических свойств горных пород в районе работ. Физические свойства пород зависят от многих геологических факторов: возраста, глубины залегания, метаморфизма горных пород, степени их выветренности, пористости, влагонасыщенности и т.д. По этой причине частные значения физических параметров обычно колеблются в широких пределах. Для получения достаточной представительности результатов необходимо, чтобы измерения носили массовый характер. Для каждой разновидности горных пород желательно иметь не менее 30-50 определений.

Перечень основных физических свойств горных пород и руд приведен в таблице 2.

Физические свойства определяются обычно путем исследований на образцах, в естественном залегании (параметрические замеры), по данным каротажа и по итогам интерпретации результатов полевых геофизических наблюдений соответствующими методами. Образцы берут из коренных обнажений пород и руд, по возможности слабо затронутых вторичными процессами. Места отбора образцов равномерно распределяют по площади и отмечают на карте с целью изучения закономерностей изменения физических параметров по площади исследований.

Изменяемость физических свойств пород и руд обуславливает широкое использование статистических методов обработки с целью компактного представления данных о физических свойствах, выявления в общей совокупности самостоятельных групп пород, определения доверительных границ изменения физических параметров горных пород, установления корреляционной зависимости между различными физическими параметрами и изучения зависимости физических свойств от состава и структуры горных пород.

2.1. Эмпирические распределения

Множество значений физического признака, обладающего свойствами случайной величины, будем называть статистической совокупностью. В статистической совокупности значения физического признака располагаются в порядке их получения и зависят при изучении геологического

Таблица 2

Перечень основных физических свойств горных пород

Вид	Физический параметр	Единица измерения
Магниторазведка	1. Магнитная восприимчивость, χ	СИ
Гравитационная разведка	2. Остаточная намагниченность, J	А/м
Электроразведка	1. Плотность, ρ	г/см ³
	1. Удельное электрическое сопротивление, ρ	Ом м
	2. Поляризуемость, η	%
Сейсморазведка	1. Скорость распространения упругих колебаний, V	м/с
	2. Модуль Юнга	кг/м ²
Радиометрия	1. Естественная радиоактивность, γ	мкр/ч
	2. Коэффициент радиоактивного равновесия, K_{pp}	
	3. Коэффициент замедления, α	%
Ядерная геофизика	1. Длина замедления быстрых нейтронов, L_s	см
	2. Длина диффузии тепловых нейтронов, L_d	см
	3. Время замедления быстрых нейтронов, τ_s	с
	4. Время жизни тепловых нейтронов, τ	с

объекта поисков. Для удобства математической обработки производят упорядочение статистической совокупности, которое заключается в том, что отдельные значения признака располагают в возрастающем или убывающем порядке. Упорядочение совокупностей непрерывных физических признаков производится методом группирования и последующего построения вариационных рядов и соответствующих им графиков.

Упорядочение непрерывных физических признаков производится в интервальной форме. Число интервалов K можно оценить по формуле $K = \sqrt{N}$, где N — объем совокупности равный общему числу наблюдений. Для выбора ширины интервала группирования используется формула Стрессека:

$$\Delta x = \frac{x_{\max} - x_{\min}}{1 + 3,3 \lg N}$$

где $x_{\max}$, $x_{\min}$ — максимальное и минимальное значения физического параметра x . Вычисленные значения Δx округляют до удобной величины.

Вариационный ряд статистической совокупности непрерывного физического признака представляется в виде таблицы, в которой в возрастающем порядке перечислены интервалы или середины интервалов группирования и соответствующие им частоты и частоты встречи физических признаков. Перед составлением таблицы вычисляют значения середины интервалов $x_i = \frac{a_i + b_i}{2}$, где a_i и b_i — соответственно, начало и конец i -го интервала группирования, подсчитывают частоту n_i и частоту $\omega_i = n_i / N$ попадания физического признака на i -ый интервал группирования. Пример построения вариационного ряда приведен в таблице 3. Проверка правильности построения вариационного ряда осуществляется по формулам $\sum_{i=1}^K n_i = N$, $\sum_{i=1}^K \omega_i = 1$.

Для компактного и наглядного представления результатов массовых измерений физических свойств горных пород вариационный ряд может быть представлен графически в виде полигона, гистограммы или кумуляты.

Полигоник называется ломаный график, построенный в декартовой системе координат. По оси абсцисс откладываются в возрастающем порядке середины интервалов группирования физического параметра, а по оси ординат соответствующие им частоты или частоты.

Таблица 3

Вариационный ряд распределения плотности перидотитов
Баженковского месторождения хризотил-асбеста

Номера интерва- лов,	Границы интерва- лов, г/см ³	Средины интервалов X_i , г/см ³	Частоты n_i	Частоты $\omega_i = \frac{n_i}{N}$
1	2,5-2,7	2,6	2	0,04
2	2,7-2,9	2,8	6	0,12
3	2,9-3,1	3,0	8	0,16
4	3,1-3,3	3,2	13	0,26
5	3,3-3,5	3,4	11	0,22
6	3,5-3,7	3,6	7	0,14

 $N = 50$

$$\sum_{i=1}^n \omega_i = 1,0$$

Гистограммой вариационного ряда называется ступенчатый график, состоящий из серии примыкающих друг к другу прямоугольников с основаниями на оси абсцисс, равными ширине интервала группирования, и высотами по оси ординат, соответствующими значениями частот или частотостей.

Кумулятой называют монотонно растущий график, который образуется, если по оси абсцисс откладывать середины интервалов группирования, а по ось ординат сумму частот или частотостей с нарастающей итогом.

Пример построения полигона, гистограммы и кумуляты вариационного ряда распределения плотности перидотитов Баженковского месторождения хризотил-асбеста приведен на рис. 2.

Наряду с построением вариационных рядов и графиков при обработке результатов измерений физических свойств вычисляются статистические характеристики положения (средняя величина, медиана, мода) и рассеяния результатов измерений (дисперсия, стандарт, коэффициент вариации, показатель асимметрии и показатель эксцесса).

Средняя величина $\bar{X}$ характеризует массовый уровень физического признака в статистической совокупности. Для вариационных рядов совокупностей с непрерывным или дискретным признаком средняя величина признака подсчитывается, как средняя взвешенная по формуле

$$\bar{X} = \frac{\sum_{i=1}^n n_i X_i}{N} \quad (2.1)$$

где K — число интервалов или отдельных значений вариант.

Медиана (Me) — значение признака, соответствующее середине упорядоченного вариационного ряда. Медиана делит упорядоченную совокупность физических признаков на две равные по объему части.

Мода (Mo) — значение признака, которое характеризуется наибольшей частотой или частотостью и совпадает с абсциссой максимума вариационной кривой.

Статистические характеристики рассеяния указывают на степень и характер концентрации или рассеяния отдельных значений физического параметра относительно характеристик положения.

Дисперсия (S^2) — это средний квадрат отклонений отдельных вариантов от средней величины. Для упорядоченной в вариационном

Пример построения полигона (а), гистограммы (б) и кумуляты (в) вариационного ряда распределения плотности периодитов Баженовского месторождения хризотил-асбеста

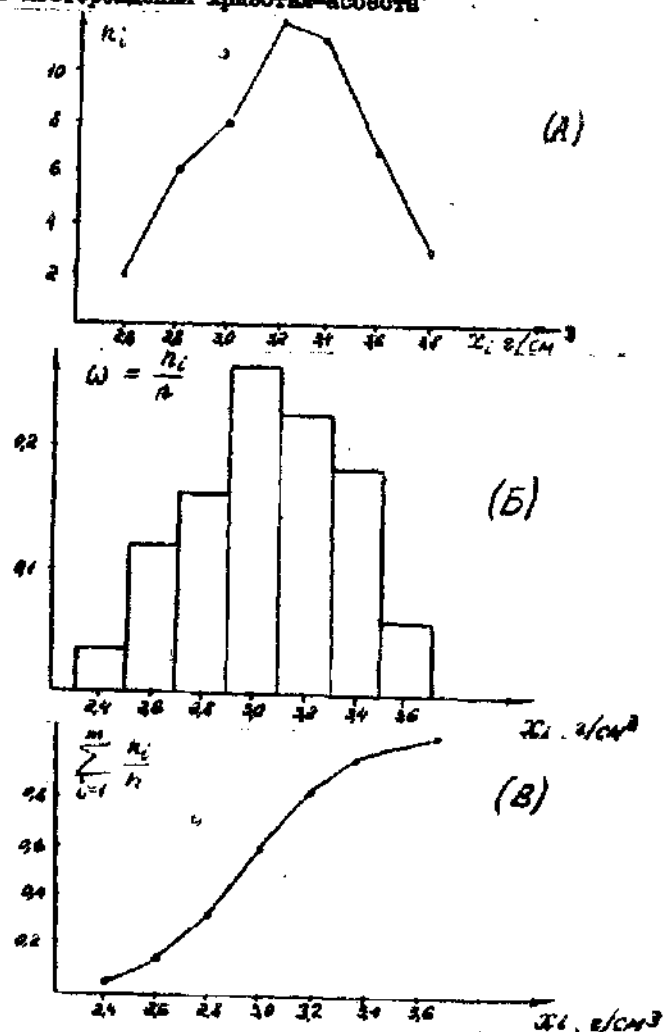


Рис. 2

совокупности дисперсия вычисляется по формуле:

$$S^2 = \frac{\sum_{i=1}^k n_i (x_i - \bar{x})^2}{N} \quad (2)$$

Стандарт (S) – среднее квадратическое отклонение, равное корню квадратному из дисперсии.

Коэффициент вариации (V) – это относительное среднее квадратическое отклонение, которое подсчитывается в процентах по формуле:

$$V = \frac{S}{\bar{x}} \cdot 100 \quad (3)$$

Показатель асимметрии (A) указывает на характер и степень симметрии вариационной кривой. Для упорядоченной совокупности показатель асимметрии вычисляется по формуле:

$$A = \frac{\sum_{i=1}^k n_i (x_i - \bar{x})^3}{S^3 N} \quad (4)$$

Показатель эксцесса ($\mathcal{E}$) характеризует степень крутовершинности вариационной кривой по отношению к вершине кривой нормального распределения. Для вариационных рядов эксцесс вычисляют по формуле:

$$\mathcal{E} = \frac{\sum_{i=1}^k n_i (x_i - \bar{x})^4}{S^4 N} - 3 \quad (5)$$

Все статистические характеристики, кроме моды и медианы, вычисляются методом моментов. Статистический момент порядка p подсчитывается по формуле:

$$M_p = \frac{\sum_{i=1}^k n_i \sigma_i^p}{N} \quad (6)$$

где $\sigma_i = x_i - x_0$ – отклонение i -го интервала вариационного ряда x_i от интервала x_0 , принятого за начало отсчета, k – количество интервалов вариационного ряда.

Различают начальные m_p и центральные μ_p моменты вариационного ряда. Момент называется начальным, если начало отсчета совпадает с нулем $x_0 = 0$ и центральным, если начало отсчета

совпадает со средней величиной ряда $x_0 = \bar{x}$.

Первый начальный момент совпадает со средним взвешенным значением измеряемого физического параметра. Второй центральный момент совпадает с дисперсией значений физического параметра.

Частные от деления центральных моментов ρ -го порядка на стандарт в ρ -ой степени называют основными моментами $\rho_p = \mu_p / S^p$. Первый основной момент ρ_1 соответствует показателю асимметрии, четвертый основной момент ρ_4 используется для вычисления показателя эксцесса.

Вычисление статистических характеристик выполняется в следующем порядке. После составления вариационного ряда и занесения данных в таблицу вычисляют условные варианты, нормированные к ширине интервала группирования, по формуле:

$$\delta_i = \frac{x_i - x_0}{\Delta x} \quad (7)$$

где x_i - середина i -го интервала вариационного ряда, x_0 - принятое начало отсчета, Δx - ширина интервала группирования.

Вычисляют начальные моменты условных вариантов m_p^{δ} до четвертого порядка включительно по формуле:

$$m_p^{\delta} = \frac{\sum_{i=1}^k n_i \delta_i^p}{N} \quad (p=1,2,3,4) \quad (8)$$

Вычисляют среднее значение физического параметра по формуле:

$$\bar{x} = x_0 + \Delta x m_1^{\delta} \quad (9)$$

Вычисляют второй, третий и четвертый центральные моменты, используя формулы их связи с начальными моментами условных вариантов

$$\mu_2 = (\Delta x)^2 [m_2^{\delta} - (m_1^{\delta})^2] = S^2 \quad (10)$$

$$\mu_3 = (\Delta x)^3 [m_3^{\delta} - 3m_2^{\delta} m_1^{\delta} + 2(m_1^{\delta})^3] \quad (11)$$

$$\mu_4 = (\Delta x)^4 [m_4^{\delta} - 4m_3^{\delta} m_1^{\delta} + 6m_2^{\delta} (m_1^{\delta})^2 - 3(m_1^{\delta})^4] \quad (12)$$

Вычисляют стандарт S , показатель асимметрии A и показате-

тель эксцесса $\mathcal{E}$ по формулам:

$$S = \sqrt{\mu_2} \quad (13)$$

$$A = \rho_3 = \frac{\mu_3}{S^3} \quad (14)$$

$$\mathcal{E} = \rho_4 - 3 = \frac{\mu_4}{S^4} - 3 \quad (15)$$

Для вариационного ряда нормального распределения $\rho_4 = 3$. Поэтому при оценке крутовершинности вариационной кривой из основного момента четвертой степени вариационной кривой вычитается основной момент четвертой степени нормального распределения физического параметра.

Вычисляют коэффициент вариации по формуле (2.3).

Подсчитывают значение моды по формуле:

$$M_0 = X_{M_0} + \Delta x \left(\frac{\Delta_1}{\Delta_1 + \Delta_2} \right) \quad (16)$$

где X_{M_0} - начало интервала группирования, в котором находится мода, Δx - ширина интервала, Δ_1 - разность частот модального и помодального интервала, Δ_2 - разность частот модального и постемодального интервала.

Подсчитывается значение медианы по формуле:

$$M_e = X_{Me} + \Delta x \left(\frac{\frac{N}{2} - n_{sMe}}{n_{Me}} \right) \quad (17)$$

где X_{Me} - начало медианного интервала, N - объем совокупности, n_{sMe} - накопленная частота интервала, предшествующего медианному, n_{Me} - частота медианного интервала. Под накопленной частотой для данного интервала понимается сумма частот, начиная с первого интервала, включая данный. Накопленная частота подсчитывается по формуле:

$$n_{s_i} = \sum_{j=1}^i n_j \quad (18)$$

Накопленные частоты служат основой для построения интегрального полигона (кумуляты) вариационного ряда.

Пример. Вычислить статистические характеристики вариационного ряда распределения содержания железа в сплошных медноколчеданных рудах Гайского месторождения меди.

Составим таблицу для вычисления исходных данных.

Таблица 4

Вариационный ряд распределения содержания железа в сплошных медноколчеданных рудах Гай

	Интервалы, %	n_i	x_i	δ_i	$n_i \delta_i$	$n_i \delta_i^2$	$n_i \delta_i^3$	$n_i \delta_i^4$
1	38-40	6	39	-2	-12	+24	-48	+96
2	40-42	10	41	-1	-10	+10	-10	+10
3	42-44	15	43	0	0	0	0	0
4	44-46	13	45	+1	+13	+13	+13	+13
5	46-48	6	47	+2	+12	+24	+48	+96
	Сумма	50			+3	+71	+3	+215

Выберем место нуля совпадающим с серединой центрального интервала $x_0 = 43$ и подсчитаем условные варианты δ_i . Проверка правильности вычисления исходных данных производится по формуле Шарлье:

$$\sum_{i=1}^k n_i (\delta_i + 1)^4 = \sum_{i=1}^k n_i \delta_i^4 + 4 \sum_{i=1}^k n_i \delta_i^3 + 6 \sum_{i=1}^k n_i \delta_i^2 + 4 \sum_{i=1}^k n_i \delta_i + \sum_{i=1}^k n_i \quad (9)$$

При правильной подготовке данных формула Шарлье обращается в тождество. Вычисляем начальные моменты ряда в условных вариантах

$$m_1^{\delta} = \frac{\sum_{i=1}^5 n_i \delta_i}{N} = \frac{+3}{50} = +0,06$$

$$m_2^{\delta} = \frac{\sum_{i=1}^5 n_i \delta_i^2}{N} = \frac{+71}{50} = +1,42$$

$$m_3^{\delta} = \frac{\sum_{i=1}^5 n_i \delta_i^3}{N} = \frac{+3}{50} = +0,06$$

$$m_4^{\delta} = \frac{\sum_{i=1}^5 n_i \delta_i^4}{N} = \frac{+215}{50} = +4,3$$

Вычисляем среднее значение содержания железа $\bar{x}$, стандарт S и центральные моменты μ_3 и μ_4 , используя формулы связи начальных моментов в условных вариантах m_p^{δ} с центральными моментами μ_p .

$$\bar{x} = m_1 = x_0 + \Delta x m_1^{\delta} = 43 + 2(+0,06) = 43,12 \% \text{ Fe}$$

$$S = \sqrt{\mu_2} = \Delta x \sqrt{m_2^{\delta} - (m_1^{\delta})^2} = 2 \sqrt{1,42 - (0,06)^2} = 2,38 \% \text{ Fe}$$

$$\mu_3 = (\Delta x)^3 [m_3^{\delta} - 3 m_2^{\delta} m_1^{\delta} + 2 (m_1^{\delta})^3] =$$

$$= 2^3 [+0,06 - 3(+1,42)(+0,06) + 2(+0,06)^3] = -1,56$$

$$\mu_4 = (\Delta x)^4 [m_4^{\delta} - 4 m_3^{\delta} m_1^{\delta} + 6 m_2^{\delta} (m_1^{\delta})^2 - 3 (m_1^{\delta})^4] =$$

$$= 2^4 [+4,3 - 4(+0,06)(+0,06) + 6(+1,42)(+0,06)^2 - 3(+0,06)^4] =$$

$$= 69,12$$

Определяем основные моменты и показатели асимметрии A и эксцесса E .

$$A = \rho_3 = \frac{M_3}{S^3} = \frac{-1,56}{(2,38)^3} = -0,12$$

$$E = \rho_4 - 3 = \frac{M_4}{S^4} - 3 = \frac{69,12}{(2,38)^4} - 3 = 2,15 - 3 = -0,85$$

Находим коэффициент вариации:

$$V = \frac{S}{\bar{x}} \cdot 100 = \frac{2,38}{43,12} \cdot 100 = 5,5\%$$

По формуле (2.16) определяем модальное значение:

$$M_0 = x_{M_0} + \Delta x \frac{\Delta_1}{\Delta_1 + \Delta_2} = 42 + \frac{2(N-10)}{(15-10) + (15-13)} = 43,43\% \text{ Fe}$$

Для вычисления медианы составим таблицу накопленных частот расследуемого вариационного ряда:

Таблица 5

Интервалы вариационного ряда, %	38-40	40-42	42-44	44-46	46-48
Частоты, n_i	6	10	15	13	6
Накопленные частоты, $n_{\Sigma i}$	6	16	31	44	50

По формуле (17) находим значение медианы:

$$M_e = x_{M_e} + \Delta x \frac{\left(\frac{N}{2} - n_{\Sigma i/M_e}\right)}{n_{M_e}} = 42 + \frac{2(25-16)}{15} = 43,2\% \text{ Fe}$$

Таким образом вариационный ряд распределения содержания железа в сплошных медноколчеданных рудах Гайского месторождения меди практически симметричный, так как значение средней величины содержания, моды и медианы совпадают друг с другом в пределах погрешности $\pm 1,0\%$ нейтронного активационного метода апробования, который использовался для определения содержания железа в рудах. О симметрии вариационного ряда свидетельствует также

небольшое значение показателя асимметрии $A = -0,12$. Степень изменчивости содержания железа в сплошных медных колчеданах весьма равномерна, так как вычисленные значения коэффициента вариации $V = 5,5\%$ не превышают 6% . По значению показателя эксцесса $E = -0,84$ вариационный ряд относится к плосковершинному.

2.2. Теоретические распределения

Результаты измерений физических свойств горных пород осложнены погрешностями наблюдений, поэтому они носят случайный характер и обладают свойствами случайной величины. Случайной величиной называется величина, которая в результате опыта может принять то или иное значение, заранее неизвестное.

Если перечислить все возможные значения случайной величины и указать вероятности этих значений, то получится распределение случайной величины. Характеристикой непрерывной случайной величины является плотность вероятности с которой распределяется её значения в окрестности данной точки $f(x)$. Плотность распределения вероятностей называют дифференциальной функцией распределения или дифференциальным законом распределения. Кривая, изображающая плотность распределения случайной величины, называется дифференциальной кривой распределения.

Вероятность того, что случайная величина x примет значение, лежащее в границах от a до b , равна определённому интервалу в тех же пределах от плотности вероятности

$$P(a < x < b) = \int_a^b f(x) dx$$

Геометрически эта вероятность выражается площадью криволинейной фигуры (рис.3).

Кроме дифференциальной функции распределения вероятностей часто используется кумулятивная функция распределения случайной величины, которая подсчитывается по формуле:

$$F(x) = \int_{-\infty}^x f(x) dx \quad (10)$$

Кумулятивная функция непрерывной случайной величины харак-

характеризует вероятность того, что случайная величина X примет значение меньше $X < x$.

Кумулятивная функция распределения называется также интегральной функцией или интегральным законом распределения. Она является универсальной характеристикой случайной величины. Кумулятивная функция монотонно возрастает в пределах $0 \leq F(x) \leq 1$. При $x \rightarrow -\infty$ она убывает до нуля, при $x \rightarrow +\infty$ стремится к единице (рис. 3).

Аналогично статистическим характеристикам при описании случайных величин вводятся их числовые характеристики (математическое ожидание, дисперсия, среднее квадратическое отклонение, коэффициент вариации, показатель асимметрии и показатель эксцесса).

Математическое ожидание M_x непрерывной случайной величины определяется по формуле:

$$M_x = \int_{-\infty}^{+\infty} x f(x) dx \quad (I1)$$

По смыслу математическое ожидание является мерой положения и эквивалентно среднему значению вариационного ряда.

Дисперсия $D(x)$ непрерывной случайной величины характеризует степень рассеяния отдельных значений от математического ожидания случайной величины и подсчитывается по формуле:

$$D_x = \int_{-\infty}^{+\infty} (x - M_x)^2 f(x) dx \quad (I2)$$

Среднее квадратическое отклонение σ_x и коэффициент вариации V_x являются мерами рассеяния случайной величины около ее математического ожидания и определяются по формулам $\sigma_x = \sqrt{D_x}$ и $V_x = \sigma_x / M_x$. Мерами рассеяния случайной величины являются также показатель асимметрии A_x и показатель эксцесса $\mathcal{E}_x$, которые по своему смыслу аналогичны показателям асимметрии и эксцесса вариационного ряда. Для непрерывной случайной величины:

$$A_x = \frac{1}{\sigma_x^3} \int_{-\infty}^{+\infty} (x - M_x)^3 f(x) dx \quad (I3)$$

$$\mathcal{E}_x = \frac{1}{\sigma_x^4} \int_{-\infty}^{+\infty} (x - M_x)^4 f(x) dx \quad (I4)$$

График дифференциальной и интегральной функции распределения непрерывной случайной величины

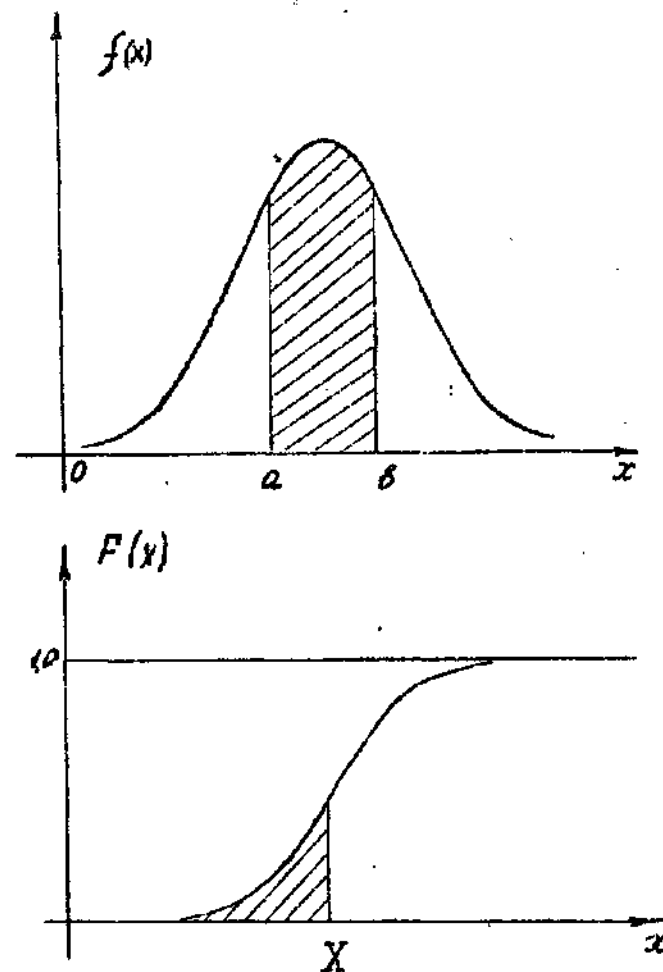


Рис. 3

Статистические характеристики вариационных рядов при достаточной статистике отсчетов стремятся, как к пределу, к числовым характеристикам случайных величин, распределение которых является предметом исследования теории вероятностей и носит закономерный характер.

Законы распределения случайной величины могут быть различными. Для непрерывных случайных величин, к которым относятся физические свойства горных пород, чаще всего встречаются нормальное (Гауссово) распределение и логарифмически нормальное распределение случайной величины.

Случайная величина x распределена нормально, если функция плотности вероятности $f(x)$ имеет вид

$$f(x) = \frac{1}{\sigma_x \sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{(x - M_x)^2}{2\sigma_x^2}\right] \quad (15)$$

где M_x - математическое ожидание, σ_x - среднее квадратическое отклонение (стандарт). Математическое ожидание соответствует среднему арифметическому отдельных измерений случайной величины:

$$M_x = \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{n} \quad (16)$$

Стандарт подсчитывается по формуле:

$$\sigma_x = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - M_x)^2}{n}} \quad (17)$$

Функция нормального распределения характеризуется двумя параметрами M_x и σ_x и имеет колоколообразную форму. При всех значениях x функция $f(x)$ принимает только положительные значения. Ветви кривой асимптотически приближаются к оси абсцисс $\lim_{x \rightarrow \pm\infty} f(x) = 0$. При $x = M_x$ нормальное распределение достигает максимума $f(x)_{\max} = 1/\sigma_x \sqrt{2\pi}$. Ветви кривой симметричны относительно прямой $x = M_x$, так как $x - M_x$ содержится в формуле (15) в квадрате. Параметр M_x не оказывает влияния на форму кривой $f(x)$, но сдвигает её вдоль оси x . Параметр σ_x определяет вытянутость или скатость кривой по оси x . Математическое ожидание величины x совпадает с модой и медианой $M_x = M_o = M_e$. Асимметрия и эксцесс нормального распределения равны нулю $A = 3 = 0$ (Рис 4).

Внешний вид дифференциальной функции нормального распределения

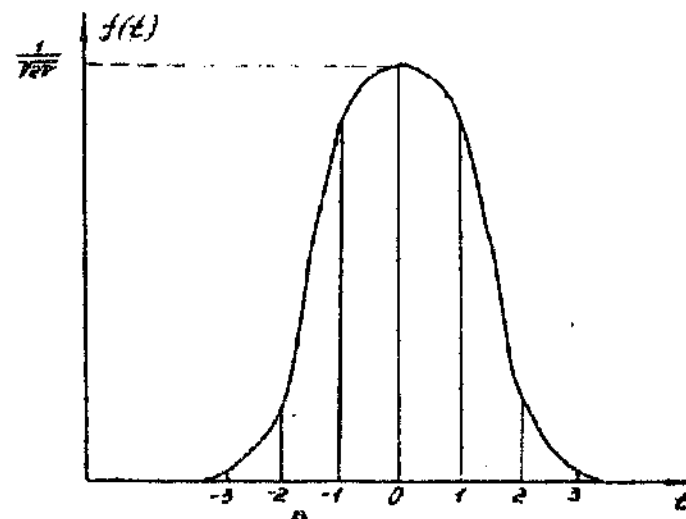
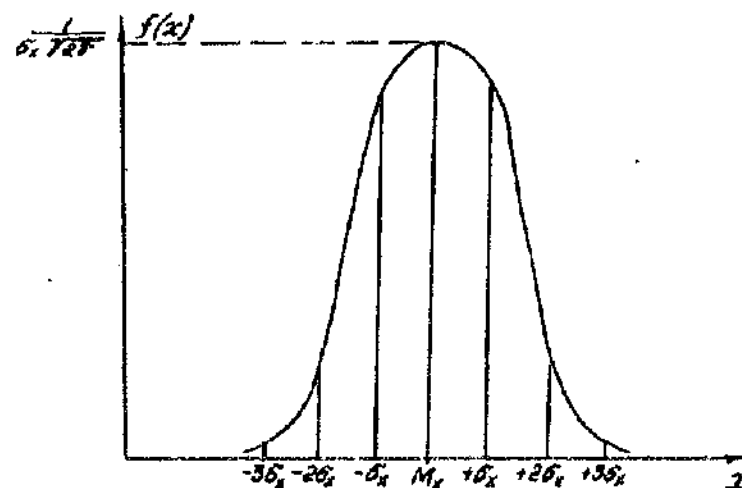


Рис. 4

Заменой переменных $t = \frac{x - M_x}{\sigma_x}$ любое нормальное распределение может быть приведено к простейшему виду

$$f(t) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{t^2}{2}} \quad (18)$$

Такое преобразование переменной называется нормированием случайной величины к её среднему квадратическому отклонению. При этом начало отсчета переносится в точку M_x , а в качестве единицы масштаба используется среднее квадратическое отклонение σ_x . Функция нормированного нормального распределения зависит от одного параметра, аргумента $t = (x - M_x)/\sigma_x$. Кривая простейшего нормального распределения симметрична относительно оси ординат. При $t=0$ она имеет максимум равный $f(t)_{max} = 1/\sqrt{2\pi} \approx 0,4$. Площадь, ограниченная кривой $f(t)$ и осью t равна 0,683 в пределах от -1 до +1, 0,954 в пределах от -2 до +2, 0,997 в пределах от -3 до +3 и единица в пределах от $-\infty$ до $+\infty$ (рис. 4).

Кумулятивная функция нормального распределения имеет вид:

$$F(x) = \frac{1}{\sigma_x \sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^x e^{-\frac{(x-M_x)^2}{2\sigma_x^2}} dx \quad (19)$$

Нормированная кумулятивная функция нормального распределения подсчитывается по формуле

$$F(t) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^t e^{-\frac{t^2}{2}} dt \quad (20)$$

Функция табулирована [1, 2].

Непрерывная случайная величина x распределена логарифмически нормально, если логарифмы её значений распределены по закону Гаусса

$$f(y) = \frac{1}{\sigma_y \sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{(y - M_y)^2}{2\sigma_y^2}\right] \quad (21)$$

где $y = \lg x$, M_y - математическое ожидание случайной величины y , σ_y - среднее квадратическое отклонение y от его математического ожидания (логарифмический стандарт), M - переводной коэффициент от натуральных логарифмов к десятичным.

Математическое ожидание $\lg x$ соответствует среднему гео-

метрическому самой случайной величиной x .

$$\text{antlg}(M_{\lg x}) = \tilde{x} = \sqrt[n]{\prod_{i=1}^n x_i} \quad (22)$$

Логарифмический стандарт подсчитывается по формуле

$$\sigma_y = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (\lg x_i - M_{\lg x})^2}{n}} \quad (23)$$

Кривая логарифмически нормального распределения имеет положительную (правостороннюю) асимметрию, причем $M_0 < M_0 < M_x$ тем сильнее, чем больше σ_y . Эта кривая симметризуется с помощью логарифмического масштаба по оси абсцисс (рис. 5).

Кумулятивная функция логарифмически нормального распределения имеет вид

$$F(x) = \frac{1}{\sigma_y \sqrt{2\pi}} \int_0^{\lg x} e^{-\frac{(\lg x - M_{\lg x})^2}{2\sigma_y^2}} d \lg x \quad (24)$$

2.3. Сопоставление эмпирических и теоретических распределений

Распределение физических параметров однородного геологического объекта чаще всего подчиняется нормальному закону (например, плотность горной породы) или логнормальному закону (магнитная восприимчивость, удельное электрическое сопротивление, концентрация химических элементов). Для правильной обработки результатов измерений необходимо знать какому закону соответствует распределение данного физического свойства. В соответствии с законом распределения при построении вариационных кривых интервалы группирования физических свойств выбираются равными между собой в линейном масштабе при нормальном распределении. При построении полигонов и кумулянт всегда показывают точки, по которым они строятся.

Для сравнения распределений графики накопления частот удобно строить на вероятностном трафарете, который характеризуется вероятностной шкалой по оси ординат. На вероятностном трафарете нормальное распределение описывается прямой линией.

Совокупление результатов эксперимента в виде гистограммы и графика накопления частот с теоретическим нормальным распределением позволяет выявить отклонения.

Кривые плотности вероятностей логарифмически нормального распределения

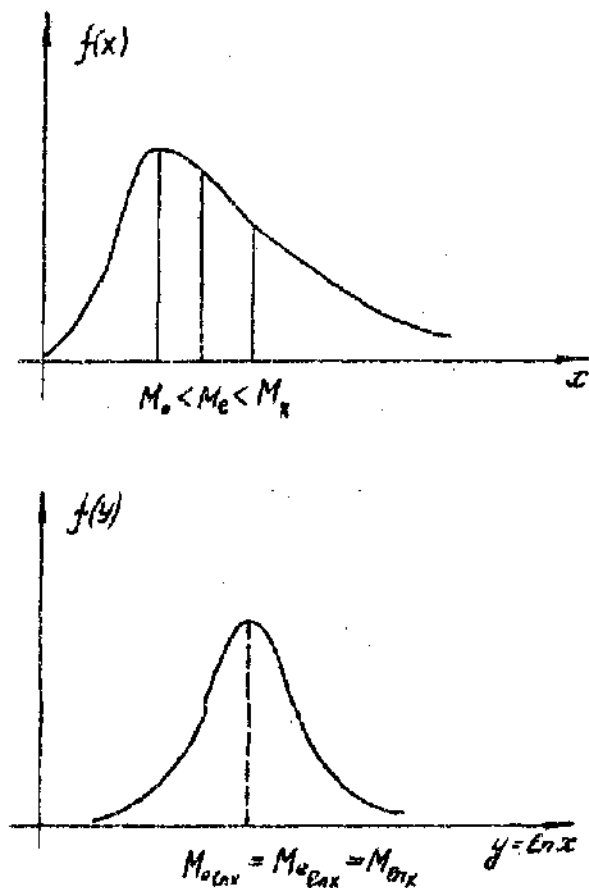


Рис. 5

Характер экспериментального (1) и теоретического нормального (2) распределений физического свойства X в виде гистограммы (а), графиков накопления частот в обычном масштабе (б) и на вероятностном бланке (в)

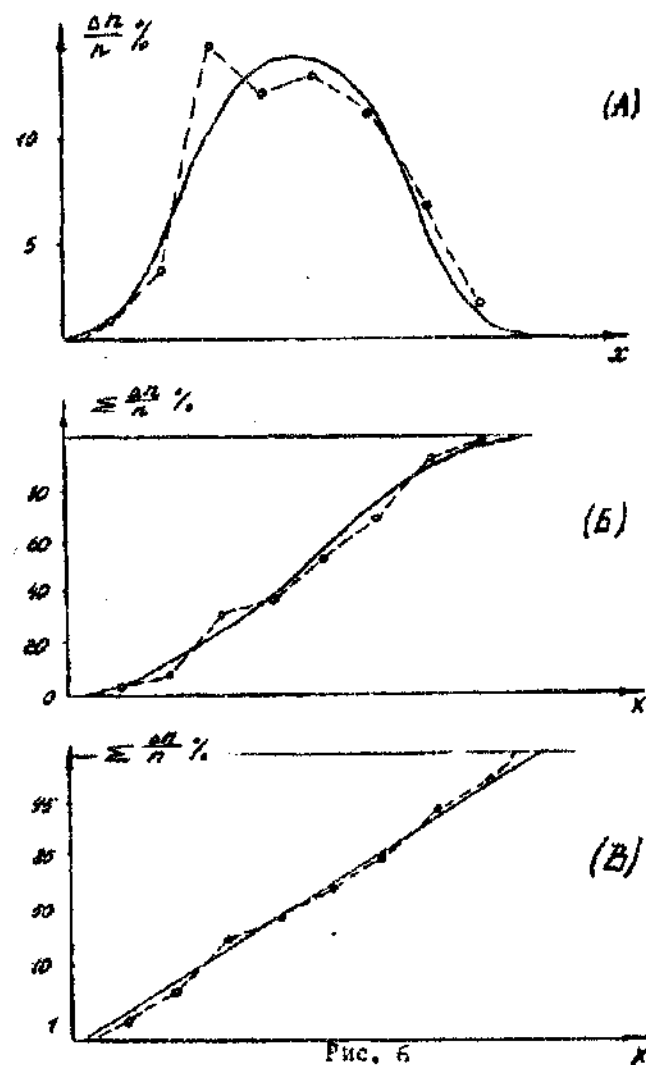


Рис. 6

Для проверки близости эмпирического и теоретического распределений используется критерий согласия χ^2 (хи-квадрат) Пирсона или А.Н. Колмогорова.

Критерий Пирсона основан на оценке статистической значимости расхождений эмпирических частот n_i вариационного ряда и частот n_i^* соответствующего теоретического распределения, рис. 6, в. Разности $n_i - n_i^*$ возводятся в квадрат и делятся на n_i откуда получают формулу критерия согласия χ^2

$$\chi^2 = \sum_{i=1}^k \frac{(n_i - n_i^*)^2}{n_i} \quad (25)$$

где χ^2 - найденное значение критерия Пирсона, k - число интервалов вариационного ряда.

Критерий Пирсона зависит от числа степеней свободы f и уровня значимости α . Число степеней свободы определяют по формуле

$$f = k - 1 \quad (26)$$

в которой k - количество наложенных связей при вычислении теоретических частот. Для нормального распределения количество наложенных связей равно двум, так как при расчете теоретических частот необходимо знать два параметра: математическое ожидание M_x и стандарт σ_x . Поэтому при оценке близости эмпирической кривой к нормальному распределению число степеней свободы определяется по формуле $f = k - 2$. Уровень значимости обычно задается в виде $\alpha = 0,05$ или $\alpha = 0,01$. Зная α и f определяют теоретическое значение $\chi^2_{\alpha, f}$ для чего используют специальные таблицы / 1 /.

Найденное значение χ^2 сравнивают с табличным $\chi^2_{\alpha, f}$. Если $\chi^2 < \chi^2_{\alpha, f}$, то эмпирическое распределение не противоречит теоретическому, если $\chi^2 > \chi^2_{\alpha, f}$, то наблюдается статистически значимое различие между эмпирическим распределением и теоретическим. Если гипотеза о нормальном распределении не подтверждается, то необходимо провести проверку исходных данных и выявить причины приходящие к нарушению нормального распределения.

Для проведения вычисления составляется специальная таблица 6. В качестве примера рассмотрим вариационный ряд распределения

таблица 6

Расчет исходных данных для определения критерия согласия χ^2

№ п/п	Интервалы содержания, %	X_i	n_i	...	$A_i = X_i - \bar{X}$	$\frac{A_i}{S}$	$\varphi(t)$	$n_i^* = k \varphi(t)$	$n_i - n_i^*$	$\frac{(n_i - n_i^*)^2}{n_i}$
1	38-40	39	6	...	-4,12	1,73	0,0893	3,75	2,25	5,06
2	40-42	41	10	...	-2,12	0,89	0,2685	11,28	1,28	1,64
3	42-44	43	15	...	-0,12	0,05	0,3384	16,73	1,73	2,99
4	44-46	45	13	...	+1,88	0,80	0,2897	12,17	0,83	0,69
5	46-48	47	6	...	+3,88	1,63	0,1057	4,44	1,56	2,43
Σ	2	3	4	...	8	9	10	11	12	13
										14
Сумма										$\chi^2 = 2,29$

Примечание. $\bar{X} = 43,12\% Fe$, $S = 2,38\% Fe$, $k = \frac{N \cdot X}{S} = \frac{50 \cdot 2}{2,38} = 42$, $f = 5 - 2 = 3$

содержания железа в окисных медноколчеданных рудах Гайского месторождения меди (таблица 4). Первые семь графов таблицы 6 совпадают с графами таблицы 4. Эти графы необходимы для нахождения среднего значения содержания железа $\bar{X} = 43,12\%$ и стандарта $S = 2,38\%$. Затем вычисляют для каждого интервала вариационного ряда отклонения Δ_i , значений середины интервалов X_i от среднего значения $\bar{X}$ $\Delta_i = X_i - \bar{X}$ (графа 8). Подсчитывают нормированное отклонение $z = \frac{\Delta_i}{S}$, где S — стандарт вариационного ряда (графа 9). Подсчитывается нормированная плотность вероятности нормального распределения $\varphi(z)$ без учета знака z (графа 10). Значения функции $\varphi(z)$ приведены в таблице 8. Подсчитывается переходный коэффициент K от функции $\varphi(z)$ к теоретическим частотам нормального распределения по формуле

$$K = \frac{N \Delta X}{S} \quad (.27)$$

где N — объем выборки, ΔX — ширина интервала группирования, S — стандарт. Вычисляются теоретические частоты n_i' нормального распределения $n_i' = K \varphi(z)$ (графа 11). Находятся отклонения эмпирических частот от теоретических $n_i - n_i'$ (графа 12), квадраты этих отклонений (графа 13) и частные от деления этих квадратов на n_i' (графа 14). Наблюдаемое значение критерия Пирсона находится как сумма значений четырнадцатой графы.

Найденное значение критерия Пирсона χ^2 сравнивается с теоретическим $\chi^2_{\alpha, f}$, приведенным в таблице 9. При уровне значимости $\alpha = 0,05$ и числе степеней свободы $f = 5 - 2 = 3$ $\chi^2_{0,05, 3} = 7,82 > 2,26 = \chi^2$. Следовательно, вариационный ряд распределения содержания железа в рудах Гайского месторождения не противоречит нормальному закону. Вероятность случайного расхождения между теоретическим и статистическим распределением достаточно велика и можно считать правдоподобной гипотезу о нормальном распределении статистической совокупности.

Критерий согласия λ А.Н. Колмогорова основан на подсчете максимального значения модуля разности между графиком накопленных частот (кумулятой) вариационного ряда (рис. 6) и теоретической функцией распределения

$$D = \max |W - F(x)| \quad (.28)$$

W — кумулята вариационного ряда, $F(x)$ — нормированная кумулятивная функция нормального распределения (интеграл вероятности).

Значения кумулятивной функции нормального распределения подсчитываются по формуле

$$F(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^x e^{-\frac{z^2}{2}} dz \quad (.29)$$

В таблице 10 приведены значения функции

$$F'(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{z^2}{2}} \quad (.30)$$

Используя эту таблицу можно найти кумулятивную функцию нормального распределения по формулам

$$\begin{aligned} F(x) &= 0,5 + F'(x) \\ F(-x) &= 0,5 - F'(x) \end{aligned} \quad (.31)$$

Критерий согласия А.Н. Колмогорова определяется соотношением $\lambda = D\sqrt{N}$, где N — число независимых наблюдений (объем выборки). Найденное значение критерия λ_n сравнивается с теоретическим при уровне значимости $\alpha = 0,05$ $\lambda_{0,05} = 1,36$. Если найденное значение $\lambda_n < \lambda_{0,05}$, то вариационный ряд не противоречит нормальному распределению. Если $\lambda_n > \lambda_{0,05}$, то вариационный ряд не согласуется с нормальным распределением.

Для проведения вычислений составляется таблица 7.

Максимальное значение модуля разности между кумулятой вариационного ряда и нормированной кумулятивной функцией распределения в рассматриваемом случае равно $D = \max |W - F(x)| = 0,025$. При этом найденное значение критерия А.Н. Колмогорова равно

$\lambda_n = D\sqrt{N} = 0,025\sqrt{59} = 0,18$. Поскольку найденное значение λ_n меньше критического для 5% -ного уровня значимости $\lambda_n < \lambda_{0,05}$ (1,36), то вариационный ряд распределения содержания железа в рудах Гайского месторождения не противоречит нормальному закону.

Способ построения кумулятивных кривых на вероятностном графике рис. 6.8 имеет ряд преимуществ перед методом построения

Таблица 7

Расчет исходных данных для определения критерия согласия χ^2

Номер г/г	Интервалы содержания, % $a - b$	n_i	Частость $n_i = \frac{n_i}{N}$	Наполненная частость w	$z = \frac{b - \bar{x}}{S}$	$F(z)$	$ w - F(z) $
1	2	3	4	5	6	7	8
1	38-40	6	0,12	0,12	-1,31	0,095	0,025
2	40-42	10	0,20	0,32	-0,47	0,319	0,001
3	42-44	15	0,30	0,62	0,37	0,644	0,024
4	44-46	13	0,26	0,88	+1,21	0,889	0,007
5	46-48	6	0,12	1,00	+2,05	0,998	0,020
Сумма		50					

Примечание. a и b - соответственно начало и конец i -го интервала.
 $\bar{x} = 43,12\% Fe$; $S = 2,58\% Fe$ $N = 50$

вариационных кривых. Главными преимуществами являются: универсальность, пригодность для обработки нормального и логнормального распределений, простота аппроксимации семейства точек прямой линией, особенно в крайних частях распределения, возможность группировки в неравных интервалах группирования, возможность простой, но строгой оценки гипотезы нормальности (или логнормальности) с использованием критериев А.Н.Колмогорова.

ЗАДАНИЕ

по статистической обработке результатов измерения физических свойств горных пород.

1. Выполнить статистическую обработку результатов измерения физических свойств горных пород медноколчеданного месторождения Абей-Сая-Таш-Тау (Баймакский район ЯкуССР). Составить вариационные ряды значений электропроводности и плотности кварцевых альбитофинов, которые приведены в таблице II. Построить графики, вычислить статистические характеристики, подсчитать критерии согласия эмпирических вариационных рядов и теоретических распределений

2. Выполнить статистическую обработку результатов измерения физических свойств горных пород. Для этого построить графики, вычислить статистические характеристики и подсчитать критерии согласия эмпирических вариационных рядов с нормальным распределением физических параметров.

Варианты заданий по статистической обработке.

Вариант 1. Распределение плотности хромовой руды, г/см³.

Вариант 2. Распределение плотности оникитной никелевой руды, г/см³.

Вариант 3. Распределение влажности силикатной никелевой руды, %.

Таблица вариационных рядов

Таблица 8.

Вариант 1		Вариант 2		Вариант 3	
Классы	Частоты	Классы	Частоты	Классы	Частоты
3,0-3,1	1	1-1,2	1	10-20	1
3,1-3,2	2	1,2-1,4	2	20-30	8
3,2-3,3	7	1,4-1,6	3	30-40	29
3,3-3,4	11	1,6-1,8	8	40-50	23
3,4-3,5	19	1,8-2,0	33	50-60	10
3,5-3,6	16	2,0-2,2	14	60-70	3
3,6-3,7	8	2,2-2,4	10	70-80	2
3,7-3,8	7	2,4-2,6	4		
3,8-3,9	2	2,6-2,8	1		
	$\Sigma = 73$		$\Sigma = 76$		$\Sigma = 76$

Таблица значений функции $\varphi(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{x^2}{2}}$

x	0	1	2	3	4	5	6	7	8
0,0	0,3989	0,3989	0,3989	0,3989	0,3989	0,3989	0,3989	0,3989	0,3989
0,1	0,3970	0,3970	0,3970	0,3970	0,3970	0,3970	0,3970	0,3970	0,3970
0,2	0,3944	0,3944	0,3944	0,3944	0,3944	0,3944	0,3944	0,3944	0,3944
0,3	0,3913	0,3913	0,3913	0,3913	0,3913	0,3913	0,3913	0,3913	0,3913
0,4	0,3876	0,3876	0,3876	0,3876	0,3876	0,3876	0,3876	0,3876	0,3876
0,5	0,3834	0,3834	0,3834	0,3834	0,3834	0,3834	0,3834	0,3834	0,3834
0,6	0,3787	0,3787	0,3787	0,3787	0,3787	0,3787	0,3787	0,3787	0,3787
0,7	0,3736	0,3736	0,3736	0,3736	0,3736	0,3736	0,3736	0,3736	0,3736
0,8	0,3681	0,3681	0,3681	0,3681	0,3681	0,3681	0,3681	0,3681	0,3681
0,9	0,3623	0,3623	0,3623	0,3623	0,3623	0,3623	0,3623	0,3623	0,3623
1,0	0,3562	0,3562	0,3562	0,3562	0,3562	0,3562	0,3562	0,3562	0,3562
1,1	0,3499	0,3499	0,3499	0,3499	0,3499	0,3499	0,3499	0,3499	0,3499
1,2	0,3433	0,3433	0,3433	0,3433	0,3433	0,3433	0,3433	0,3433	0,3433
1,3	0,3365	0,3365	0,3365	0,3365	0,3365	0,3365	0,3365	0,3365	0,3365
1,4	0,3295	0,3295	0,3295	0,3295	0,3295	0,3295	0,3295	0,3295	0,3295
1,5	0,3223	0,3223	0,3223	0,3223	0,3223	0,3223	0,3223	0,3223	0,3223
1,6	0,3150	0,3150	0,3150	0,3150	0,3150	0,3150	0,3150	0,3150	0,3150
1,7	0,3075	0,3075	0,3075	0,3075	0,3075	0,3075	0,3075	0,3075	0,3075
1,8	0,3000	0,3000	0,3000	0,3000	0,3000	0,3000	0,3000	0,3000	0,3000
1,9	0,2923	0,2923	0,2923	0,2923	0,2923	0,2923	0,2923	0,2923	0,2923
2,0	0,2843	0,2843	0,2843	0,2843	0,2843	0,2843	0,2843	0,2843	0,2843
2,1	0,2761	0,2761	0,2761	0,2761	0,2761	0,2761	0,2761	0,2761	0,2761
2,2	0,2677	0,2677	0,2677	0,2677	0,2677	0,2677	0,2677	0,2677	0,2677
2,3	0,2591	0,2591	0,2591	0,2591	0,2591	0,2591	0,2591	0,2591	0,2591
2,4	0,2503	0,2503	0,2503	0,2503	0,2503	0,2503	0,2503	0,2503	0,2503
2,5	0,2413	0,2413	0,2413	0,2413	0,2413	0,2413	0,2413	0,2413	0,2413
2,6	0,2321	0,2321	0,2321	0,2321	0,2321	0,2321	0,2321	0,2321	0,2321
2,7	0,2227	0,2227	0,2227	0,2227	0,2227	0,2227	0,2227	0,2227	0,2227
2,8	0,2131	0,2131	0,2131	0,2131	0,2131	0,2131	0,2131	0,2131	0,2131
2,9	0,2033	0,2033	0,2033	0,2033	0,2033	0,2033	0,2033	0,2033	0,2033
3,0	0,1933	0,1933	0,1933	0,1933	0,1933	0,1933	0,1933	0,1933	0,1933
3,1	0,1831	0,1831	0,1831	0,1831	0,1831	0,1831	0,1831	0,1831	0,1831
3,2	0,1727	0,1727	0,1727	0,1727	0,1727	0,1727	0,1727	0,1727	0,1727
3,3	0,1621	0,1621	0,1621	0,1621	0,1621	0,1621	0,1621	0,1621	0,1621
3,4	0,1513	0,1513	0,1513	0,1513	0,1513	0,1513	0,1513	0,1513	0,1513
3,5	0,1403	0,1403	0,1403	0,1403	0,1403	0,1403	0,1403	0,1403	0,1403
3,6	0,1291	0,1291	0,1291	0,1291	0,1291	0,1291	0,1291	0,1291	0,1291
3,7	0,1177	0,1177	0,1177	0,1177	0,1177	0,1177	0,1177	0,1177	0,1177
3,8	0,1061	0,1061	0,1061	0,1061	0,1061	0,1061	0,1061	0,1061	0,1061
3,9	0,0943	0,0943	0,0943	0,0943	0,0943	0,0943	0,0943	0,0943	0,0943
4,0	0,0823	0,0823	0,0823	0,0823	0,0823	0,0823	0,0823	0,0823	0,0823

Таблица 10
Значения статистики χ^2 -квдрат ($f_{\alpha, f}$)

f	f^2	f	f^2	f	f^2
Уровень значимости $\alpha = 0,05$					
1	3,84	11	19,67	21	32,67
2	5,99	12	21,03	22	33,92
3	7,82	13	22,36	23	35,17
4	9,49	14	23,68	24	36,41
5	11,07	15	25,00	25	37,65
6	12,59	16	26,30	26	38,88
7	14,07	17	27,59	27	40,11
8	15,51	18	28,87	28	41,34
9	16,92	19	30,14	29	42,56
10	18,31	20	31,41	30	43,77
Уровень значимости $\alpha = 0,01$					
1	6,63	11	24,73	21	38,93
2	9,21	12	26,22	22	40,29
3	11,34	13	27,69	23	41,64
4	13,28	14	29,14	24	42,96
5	15,09	15	30,58	25	44,31
6	16,81	16	32,00	26	45,64
7	18,48	17	33,41	27	48,96
8	20,00	18	34,80	28	48,28
9	21,57	19	36,19	29	49,59
10	23,07	20	37,57	30	50,89

Таблица значений функции $F(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_0^x e^{-\frac{z^2}{2}} dz$

x	0	1	2	3	4	5	6	7	8
0,0	0,0000	00399	00798	01197	01595	01994	02392	02790	03188
0,1	03583	04380	04776	05172	05567	05962	06356	06750	07143
0,2	07926	08317	08706	09095	09483	09871	10257	10642	11026
0,3	11791	12172	12552	12930	13307	13683	14058	14431	14803
0,4	15542	15910	16276	16640	17003	17364	17724	18082	18439
0,5	19146	19497	19847	20194	20540	20884	21226	21566	21904
0,6	22575	22907	23237	23565	23891	24215	24537	24857	25175
0,7	25804	26115	26424	26730	27035	27337	27637	27935	28230
0,8	28814	29103	29389	29673	29955	30234	30511	30786	31058
0,9	31594	31859	32121	32381	32639	32894	33147	33398	33646
1,0	34134	34375	34614	34850	35083	35314	35543	35769	35993
1,1	36433	36650	36864	37076	37286	37493	37698	37902	38103
1,2	38493	38686	38877	39065	39251	39435	39617	39796	39973
1,3	40320	40490	40658	40824	40988	41149	41309	41466	41621
1,4	41924	42073	42220	42364	42507	42647	42786	42922	43057
1,5	43319	43448	43574	43699	43822	43943	44062	44179	44295
1,6	44520	44630	44738	44845	44950	45053	45154	45252	45352
1,7	45543	45637	45728	45818	45907	45994	46080	46164	46246
1,8	46407	46485	46562	46638	46712	46784	46856	46926	46995
1,9	47126	47193	47257	47320	47381	47441	47500	47558	47615
2,0	47725	47778	47831	47882	47932	47982	48030	48077	48124
2,1	48214	48257	48300	48341	48382	48422	48461	48500	48537
2,2	48610	48645	48679	48713	48745	48778	48809	48840	48871
2,3	48928	48956	48983	49010	49036	49061	49086	49111	49134
2,4	49180	49202	49224	49245	49266	49286	49305	49324	49343
2,5	49379	49396	49413	49430	49446	49461	49477	49492	49507
2,6	49534	49547	49560	49573	49585	49598	49609	49621	49632
2,7	49653	49664	49674	49683	49693	49702	49711	49720	49728
2,8	49744	49752	49760	49767	49774	49781	49788	49795	49801
2,9	49813	49819	49825	49831	49836	49841	49846	49851	49856
3,0	0,49865		3,1	49903	3,2	49931	3,3	49952	3,4
3,5	49977		3,6	49984	3,7	49989	3,8	49993	3,9
4,0	499968								
4,5	499997								
5,0	4999997								

Таблица 12

Физические свойства кварцевых альбитофиров кесторождения
Абей-Сая-Тайг-Тай

Номер	ρ (г/см ³)	σ (г/см ³)	Номер	ρ (г/см ³)	σ (г/см ³)
1	920	2,67	31	1100	2,74
2	970	2,69	32	1300	2,75
3	1200	2,63	33	700	2,73
4	1300	2,65	34	660	2,81
5	4200	2,61	35	1100	2,64
6	3700	2,64	36	1600	2,72
7	2200	2,71	37	810	2,80
8	3500	2,71	38	1300	2,94
9	5700	2,68	39	740	2,77
10	5800	2,69	40	920	2,90
11	6000	2,68	41	560	2,75
12	4800	2,71	42	940	2,75
13	3900	2,73	43	930	2,74
14	7600	2,71	44	1300	2,74
15	3900	2,58	45	450	2,59
16	840	2,72	46	2400	2,68
17	420	2,65	47	5800	2,67
18	660	2,74	48	1600	2,73
19	3000	2,95	49	5400	2,77
20	830	2,75	50	3200	2,68
21	1000	2,75	51	420	2,97
22	670	2,81	52	1600	2,89
23	1200	2,74	53	1600	2,83
24	1400	2,75	54	1500	2,71
25	750	2,91	55	400	2,72
26	2500	2,75	56	370	2,75
27	1900	2,74	57	2000	2,68
28	1000	2,75	58	480	2,73
29	1700	2,74	59	690	2,76
30	1000	2,75	60	2000	2,68

Номер	ρ (г/см ³)	σ (г/см ³)	Номер	ρ (г/см ³)	σ (г/см ³)
61	1300	2,77	91	350	2,91
62	1500	2,64	92	480	2,81
63	2500	2,78	93	190	2,77
64	9600	2,72	94	300	2,80
65	680	2,73	95	640	2,90
66	5000	2,80	96	160	2,74
67	500	2,75	97	800	2,70
68	1500	2,75	98	1200	2,70
69	890	2,76	99	1100	2,71
70	1000	2,70	100	1000	2,92
71	3500	2,72	101	750	2,70
72	2900	2,73	102	610	2,81
73	7700	2,58	103	930	2,73
74	1100	2,60	104	1100	2,74
75	1200	2,74	105	8500	2,72
76	5700	2,70	106	10000	2,73
77	580	2,66	107	10000	2,70
78	230	2,75	108	12000	2,60
79	240	2,70	109	2000	2,77
80	200	2,87	110	4100	2,66
81	200	2,84	111	8700	2,63
82	350	2,73	112	12000	2,78
83	1100	2,82	113	10000	2,67
84	220	2,73	114	8000	2,69
85	220	2,70	115	9000	2,56
86	91	2,71	116	9500	2,65
87	180	2,80	117	2200	2,72
88	300	2,66	118	9300	2,68
89	400	2,87	119	4200	2,70
90	17	2,86	120	7000	2,71

Номер	ρ (г/см ³)	σ (г/см ³)	Номер	ρ (г/см ³)	σ (г/см ³)
121	3700	2,67	151	610	2,60
122	4400	2,66	152	360	2,90
123	6100	2,71	153	940	2,82
124	9300	2,65	154	660	2,84
125	1400	2,73	155	900	2,75
126	6400	2,67	156	1000	2,83
127	210	2,68	157	930	2,93
128	260	2,76	158	150	2,89
129	220	2,83	159	470	2,81
130	450	2,81	160	630	2,84
131	360	2,85	161	770	2,82
132	270	2,81	162	690	2,79
133	490	2,76	163	300	2,83
134	370	2,77	164	63	2,86
135	400	2,82	165	290	2,85
136	170	2,72	166	310	2,84
137	400	2,78	167	380	2,80
138	240	2,80	168	5200	2,81
139	210	2,81	169	5500	2,80
140	450	2,79	170	3300	2,81
141	310	2,84	171	7100	2,69
142	260	2,83	172	4400	2,79
143	260	2,81	173	4800	2,71
144	410	2,87	174	4000	2,81
145	400	2,86	175	59	2,75
146	270	2,84	176	41	2,77
147	980	2,83	177	193	2,90
148	820	2,83	178	220	2,70
149	630	2,86	180	316	2,71
150	720	2,83	181	336	2,79
			182	270	2,77
			183	240	2,72

3. Работа № 3. ОЦЕНКА ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАТИВНОСТИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ

При картировании горных пород геологическая эффективность геофизических методов может быть оценена по их информативности. Расчет информативности основан на оценке среднего количества информации о системе горных пород Y , содержащейся в сообщении о состоянии системы значений физического поля X . Для численных расчетов необходимо ознакомиться с некоторыми понятиями теории информации.

3.1. Теоретические предпосылки

Из курса теории информации известно понятие физической системы [1]. Для геофизиков-разведчиков физической системой может быть система значений физического поля, набор геологических объектов, система типов горных пород и т.д.

Пусть X физическая система, которая случайным образом может оказаться в том или ином состоянии, т.е. системе X присуща какая-то степень неопределенности. Мера неопределенности состояния физической системы будем называть энтропией. Сведения тем ценнее и содержательнее, чем больше была неопределенность системы X априори до их получения.

Степень неопределенности состояния системы определяется числом ее возможных состояний и вероятностью этих состояний. Например, монета может оказаться в одном из двух состояний "герб" или "решка". Кубик имеет шесть возможных состояний. Степень неопределенности состояний кубика больше, чем монеты. Априорные вероятности состояний монеты равны 0,5. Двигатель внутреннего сгорания тоже может оказаться в одном из двух состояний рабочем или нерабочем. Однако вероятность запущенного двигателя оказаться в рабочем состоянии равна 0,99. Степень неопределенности такой системы значительно меньше, чем у монеты. Таким образом, для описания неопределенности состояния системы необходимо знать количество возможных состояний и их вероятности.

В общем случае система X принимает состояния $x_1, x_2, x_3, x_4, \dots, x_n$ с вероятностями $p_1, p_2, p_3, \dots, p_n$, где $p_i = P(X \sim x_i)$ - вероятность того, что система X примет состояние x_i . Символом $X \sim x_i$ будем обозначать событие, состоящее в том, что система X находится в состоянии x_i . При этом все состояния образуют полную группу попарно несовмест-

ных событий, которые в сумме дают достоверное событие

$$\sum_{i=1}^n p_i = 1$$

Запишем данные о состоянии системы X в виде таблицы:

x_i	x_1	x_2	x_3	...	x_n
p_i	p_1	p_2	p_3	...	p_n

В верхней строке таблицы записаны возможные состояния системы, а в нижней строке вероятности возможных состояний. Эта таблица сходна с рядом распределения непрерывной случайной величины X с возможными значениями $x_1, x_2, x_3, \dots, x_n$, имеющими вероятности $p_1, p_2, p_3, \dots, p_n$. Для того, чтобы свести состояния физической системы к случайной величине X , достаточно приписать каждому состоянию какое-то числовое значение, например, его номер.

Мерой априорной неопределенности состояния системы является энтропия. Энтропией системы называется сумма произведений вероятностей различных состояний системы на логарифмы этих вероятностей, взятая с обратным знаком

$$H(X) = - \sum_{i=1}^n p_i \log_a p_i \quad (3.1)$$

Знак минус перед суммой поставлен для того, чтобы энтропия была положительной, т.к. $p_i < 1$ и $\log p_i < 0$. Основание логарифма может быть любым $a > 1$. Перемена основания равносильна умножению энтропии на постоянное число, а выбор основания равносильно выбору единицы измерения энтропии. Например, при $a = 10$ единицы называются десятичными, при $a = 2$ единицы называются двоичными.

Двоичные единицы хорошо совпадают с двоичной системой счисления ЭВМ. При выборе основания логарифма $a = 2$ за единицу измерения энтропии принимается энтропия физической системы X , которая имеет два равновероятных состояния, например, энтропия монеты, ячейки памяти на ферритах или энтропия одного разряда двоичного числа, которое может принимать значения 0 или 1.

Систему с двумя равновероятными состояниями можно представить в виде:

x_i	x_1	x_2
p_i	0,5	0,5

Энтропия такой системы равна единице, которая называется двоичной единицей энтропии

$$H(X) = - \left(\frac{1}{2} \log_2 \frac{1}{2} + \frac{1}{2} \log_2 \frac{1}{2} \right) = 1$$

Двоичная единица энтропии называется битом, от слова *bit* (сокращения от *binary digit* - двоичный знак). Это энтропия одного разряда двоичного числа.

В качестве примера подсчитаем в двоичных единицах энтропию системы X , имеющую n равновероятных состояний:

X_1	X_1	X_2	...	X_n
P_i	$\frac{1}{n}$	$\frac{1}{n}$	...	$\frac{1}{n}$

По формуле (3.1)

$$H(X) = -n \frac{1}{n} \log_2 \frac{1}{n} = -\log_2 1 + \log_2 n = \log_2 n \quad (3.2)$$

т.е. энтропия такой системы равна двоичному логарифму числа состояний.

Энтропия физической системы, подсчитанная по формуле (3.1), удовлетворяет трем основным свойствам:

- она обращается в нуль, когда одно из состояний системы достоверно, а другие состояния невозможны;
- при заданном числе состояний n , она обращается в максимум, когда состояния равновероятны;
- обладает свойством аддитивности, т.е. при объединении независимых систем их энтропии складываются.

Таким образом, подсчет энтропии по формуле (3.1) правильно характеризует степень неопределенности физического состояния системы, что и обусловило выбор формулы (3.1) для количественных подсчетов энтропии.

Для подсчета энтропии удобно использовать функцию:

$$\eta(p) = -p \log_2 p,$$

значения которой табулированы от нуля до единицы через 0,01 и приведены в приложении (таблица 3.1). Используя функцию $\eta(p)$, выражение (3.1) можно переписать в виде

$$H(X) = \sum_{i=1}^n \eta(p_i) \quad (3.3)$$

Рассмотрим примеры количественных подсчетов энтропии геофизических систем.

Пример 1. Определить энтропию системы, состоящей из двух методов магниторазведки и гравиразведки, привлеченных к помощи геофизическому картированию участка работ. В результате съемки система геофизических измерений X может оказаться в одном из четырех возможных состояний: $X \sim X_1$ - оба измерения высокие, $X \sim X_2$ - магниторазведка представлена высокими значениями, а гравиразведка низкими, $X \sim X_3$ - магниторазведка представлена низкими значениями, а гравиразведка высокими, $X \sim X_4$ - оба измерения низкие. Вероятности этих состояний, соответственно равны 0,2, 0,3, 0,4, 0,1.

Решение. Запишем условие задачи в виде таблицы состояний

X_i	X_1	X_2	X_3	X_4
P_i	0,2	0,3	0,4	0,1

По формуле (3) находим:

$$H(X) = \sum_{i=1}^n \eta(p_i) = \eta(0,2) + \eta(0,3) + \eta(0,4) + \eta(0,1)$$

Используя таблицу (3.1) получаем

$$H(X) = 0,4644 + 0,5211 + 0,5288 + 0,3322 = 1,85 \text{ bit}$$

Пример 2. Определить максимальную возможную энтропию системы из трех геофизических методов (магниторазведка, гравиразведка и электроразведка), каждый из которых может быть в четырех возможных состояниях.

Решение. Общее число возможных состояний равно $n = 4 \cdot 4 \cdot 4 = 64$. Максимальная возможная энтропия системы будет в том случае, когда все состояния системы равновероятны. При этом по формуле (3.2) находим $H(X) = \log_2 64 = 6 \text{ bit}$.

Под объединением двух систем X и Y с возможными состояниями $X_1, X_2, \dots, X_n$ и $Y_1, Y_2, \dots, Y_m$ понимается сложная система (X, Y) , состояние которой (X_i, Y_j) представляет собой набор всех возможных состояний X_i и Y_j . Число таких комбинаций будет $n \cdot m$.

Обозначим $P_{ij} = P(X \sim X_i, Y \sim Y_j)$ вероятностью того, что система (X, Y) будет в состоянии (X_i, Y_j) . Вероятности P_{ij} можно представить в виде таблицы.

y_j	x_i			
	x_1	x_2	...	x_n
y_1	p_{11}	p_{21}	...	p_{n1}
y_2	p_{12}	p_{22}	...	p_{n2}
...	...	...	...	...
y_m	p_{1m}	p_{2m}	...	p_{nm}

Энтропия сложной системы по определению равна

$$H(X, Y) = - \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m p_{ij} \log p_{ij} \quad (3.4)$$

Если X и Y независимы, то при объединении систем их энтропии складываются

$$H(X, Y) = H(X) + H(Y) \quad (3.5)$$

Если объединяются зависимые системы, то энтропия объединенная меньше энтропий составных частей.

Обозначим $P(y_j/x_i)$ условную вероятность того, что система Y примет состояние y_j при условии, что система X находится в состоянии x_i

$$P(y_j/x_i) = P(Y \sim y_j / X \sim x_i)$$

Условную энтропию системы Y при условии, что система X находится в состоянии x_i , обозначим $H(Y/x_i)$.

По определению

$$H(Y/x_i) = - \sum_{j=1}^m P(y_j/x_i) \log P(y_j/x_i) \quad (3.6)$$

Условная энтропия системы Y зависит от того, какое состояние x_i приняла система X . Таких состояний n . Вероятность этих состояний известна. Система Y может принимать разные состояния с вероятностью p_i .

Полную (среднюю) энтропию системы Y обозначим $H(Y/X)$. По определению среднего

$$H(Y/X) = \sum_{i=1}^n p_i H(Y/x_i) = - \sum_{i=1}^n p_i \sum_{j=1}^m P(y_j/x_i) \log P(y_j/x_i) \quad (3.7)$$

Условная энтропия $H(Y/X)$ характеризует степень неопределенности системы Y , оставшейся после того, как состояние системы X полностью определится. Это полная условная энтропия системы Y . Порядок выполнения расчетов по формуле (3.7) проиллюстрируем на примере.

Пример. Имеются две системы Y и X , объединенные в одну (X, Y) , где Y - система типов горных пород, X - система интервалов значений физического поля.

Каротажные диаграммы измерений радиоактивности и электрического поля исследуемых типов горных пород приведены на рис. 3.1. Горные породы сложены глинами y_1 , песчаниками y_2 и известняками y_3 . По скважине выполняется каротаж ГК (гамма-каротаж), ПС (каротаж потенциалов собственной поляризации горных пород), КС (каротаж кажущегося сопротивления) и НГК (нейтронный гамма-каротаж).

Требуется оценить степень неопределенности состояния системы горных пород Y , оставшейся после того, как состояние системы интервалов значений физического поля X полностью определится, т.е. все измерения выполнены.

Для определенности в качестве системы X выберем интервалы значений радиоактивного поля. Глины имеют повышенное значение радиоактивности 20-30 мкР/ч и выше, песчаники средние значения 10-20 мкР/ч, известняки имеют низкую радиоактивность 0-10 мкР/ч. Учитывая сказанное, интервалы значений естественной радиоактивности горных пород выберем следующим образом: x_1 в пределах 20-30 мкР/ч и выше, x_2 в пределах 10-20 мкР/ч, x_3 в пределах 0-10 мкР/ч.

Решение. Посчитаем вероятности состояний $P_{ij} = P(X \sim x_i, Y \sim y_j)$ объединенной системы (X, Y) . Для этого воспользуемся геометрической трактовкой понятия вероятности. Геометрическая вероятность обобщает классическое определение вероятности, как частоты появления события при многократном воспроизведении эксперимента, на бесконечное множество исходов эксперимента.

К понятию геометрической вероятности приложим задачу о брошении точки в некоторую ограниченную область G , содержащую

в себе меньшую по размерам область g . Если событие A состоит в попадании точки в область g , то $P(A) = \text{mes } g / \text{mes } G$, где $\text{mes } g$ и $\text{mes } G$ - меры областей g и G ; Это могут быть отрезки длин, площади, объемы. В нашем случае это отрезки длин по оси скважины.

С учетом сказанного, вероятность встречи горной породы j -го типа y_j равна:

$$P(y_j) = L(y_j) / L, \quad (3.8)$$

вероятность наблюдения гамма-поля в i -ом интервале значений x_i равна

$$P(x_i) = L(x_i) / L \quad (3.9)$$

вероятность одновременной встречи горной породы j -го типа и наблюдения гамма-поля в i -ом интервале значений x_i равна

$$P(y_j, x_i) = L(y_j, x_i) / L \quad (3.10)$$

где $L(y_j)$ - суммарный интервал встречи скважины с породой j -го типа, $L(x_i)$ - суммарный интервал наблюдения гамма-поля в интервале значений x_i , L - полная длина профиля наблюдений.

Составим таблицу P_{ij} вероятностей состояния системы (X, Y)

y_j		X_i			$P_j = P(Y=y_j)$
		$X \sim x_i$			
		x_1 (0-10)	x_2 (10-20)	x_3 (20-30)	
$Y \sim y_j$	y_1 (глина)	0	0,02	0,43	0,45
	y_2 (песчаник)	0	$P_{ij}=0,39$	0,03	0,42
	y_3 (известняк)	0,12	0,01	0	0,13
$P_i = P(X \sim x_i)$		0,12	0,42	0,46	1,0

По теореме умножения вероятностей

$$p_i P(y_j/x_i) = P_{ij} \quad (3.11)$$

откуда следует, что условные вероятности того, что система типов горных пород Y примет состояние y_j при условии, что система интервалов радиоактивного поля X находится в состоянии x_i , будут равны

$$P(y_j/x_i) = P_{ij}/p_i \quad (3.12)$$

Помножив каждое значение таблицы P_{ij} на вероятности появления интервалов значений радиоактивного поля p_i , получим таблицу условных вероятностей $P(y_j/x_i)$, которая имеет вид:

y_j		X_i			
		$X \sim x_i$			
		x_1 (0-10)	x_2 (10-20)	x_3 (20-30)	
$Y \sim y_j$	y_1 (глина)	0	0,05	0,94	
	y_2 (песчаник)	0	$P(y_j/x_i)=0,93$	0,06	
	y_3 (известняк)	1	0,02	0	
	$P_i = P(X \sim x_i)$	0,42	0,42	0,46	

Подсчитаем условную энтропию системы типов горных пород Y , оставшуюся после того, как состояние системы интервалов значений радиоактивного поля X полностью определялось. Для этого используем формулу полной условной энтропии (3.7):

$$H(Y/X) = - \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m p_i \gamma [P(y_j/x_i)] \quad (3.13)$$

где $p(p) = -p \log_2 p$ - табулированная функция, приведенная в таблице 3.1.

Воспользуемся таблицей 3.1, находим:

$$\begin{aligned} H(Y/X) &= 0,12[\eta(0) + \eta(1) + \eta(2)] + 0,42[\eta(0,05) + \eta(0,93) + \\ &+ \eta(0,02)] + 0,46[\eta(0,94) + \eta(0,06) + \eta(0)] = 0,42[0,2161 + \\ &+ 0,0974 + 0,1128] + 0,46[0,0839 + 0,2436] = 0,328 \text{ bit} \end{aligned}$$

Таким образом, неопределенность системы Y , оставшаяся после того, как состояние системы X полностью определялось, характеризуется энтропией 0,328 bit.

Установим связь между энтропией и информацией. Любые сведения (информация) уменьшают неопределенность системы (энтропию). Поэтому, естественно, количество информации измерять уменьшением энтропии.

Если до получения информации (априори) энтропия была $H(X)$, а после получения сведений состояние системы полностью определилось, т.е. энтропия стала равной нулю, то

$$I_X = H(X) - 0 = H(X) \quad (3.14)$$

где I_X - информация о системе X .

Таким образом, количество информации, приобретаемое при полном выяснении состояния системы равно энтропии этой системы

$$I_X = - \sum_{i=1}^n p_i \log p_i \quad (3.15)$$

где $p_i = P(X \sim x_i)$ - вероятность того, что система находится в состоянии x_i .

Естественно, каждое слагаемое выражения (3.15) рассматривать как частную информацию I_{x_i} отдельного сообщения о том, что система X находится в состоянии x_i

$$I_{x_i} = - \log p_i \quad (3.16)$$

Тогда I_X будет средней (полной) информацией, получаемой от всех возможных отдельных сообщений с учетом их вероятностей. Если все возможные состояния априори равновероятны $p_1 = p_2 = \dots = p_n = \frac{1}{n}$, то частная информация от отдельного сообщения $I_{x_i} = -\log p_i = \log n$ равна средней информации $I_X = -n \frac{1}{n} \log \frac{1}{n} = \log n$.

Измеряя информацию в двоичных единицах, мы характеризуем ее числом ответов "да" или "нет".

Действительно, для того чтобы выяснить состояние системы X , которая может оказаться в одном из двух состояний

x_1	x_1	x_2
p_1	p_1	p_2

Надо задать вопрос. Находится ли система X в состоянии x_1 ? Ответ "да" или "нет" доставляет информацию, которая достигает своего максимального значения $I_X = 1$, когда оба состояния априори равновероятны $p_1 = p_2 = \frac{1}{2}$ например, состояние системы "монета". Таким образом, максимальная информация, даваемая ответом "да" или "нет", равна одной двоичной единице. Если информации равна n bit, то она равносильна информации, даваемой n ответами "да" или "нет" на вопросы, поставленные таким образом, что ответы "да" или "нет" одинаково вероятны.

Информация равна разности энтропий до и после получения сообщения о результатах измерений физического поля. Подсчитаем информацию, которую доставляют результаты измерений физического поля при определении типов исследуемых горных пород на участке работ. Такой подсчет позволяет оценить геологическую информативность используемого геофизического метода или комплекса методов.

Сформулируем задачу следующим образом. Получены сведения о результатах наблюдений физического поля X , которое связано с системой типов горных пород на участке работ Y . Какую информацию о системе Y дает наблюдение системы X ?

Определим среднюю (полную) информацию о системе Y , содержащейся в системе X , как уменьшение энтропии системы Y в результате получения сведений о X

$$I_{X-Y} = H(Y) - H(Y/X) \quad (3.17)$$

где $H(Y)$ - априорная энтропия системы Y , $H(Y/X)$ - апостериорная (остаточная) энтропия системы Y , оставшаяся после получения сведений о системе X .

Заметим, что $I_{X \rightarrow Y} = I_{Y \rightarrow X}$. Из двух систем каждая содержит относительно другой одну и ту же информацию, т.е. $H(X) - H(X/Y) = H(Y) - H(Y/X)$.

Пример. Найти информации о системе типов горных пород Y , которая содержится в результатах измерений их естественной радиоактивности X .

Решение. Полная (средняя) информации о системе Y , содержащаяся в системе X , подсчитывается по формуле (3.17). Энтропия системы Y априори равна:

$$H(Y) = \sum_{j=1}^n p_j [p(y_j)]$$

где $q(p) = -p \log_2 p$ - табулированная функция, приведенная в таблице 3.1. Априорные геометрические вероятности состояний системы Y равны: для глины $p_1 = 0,45$, для песчанников $p_2 = 0,42$, для известняков $p_3 = 0,13$.

Воспользовавшись таблицей 3.1 находим априорную энтропию системы Y

$$H(Y) = q(0,45) + q(0,42) + q(0,13) = 0,5184 + 0,5266 + 0,3826 = 1,4266 \text{ в.и.т.}$$

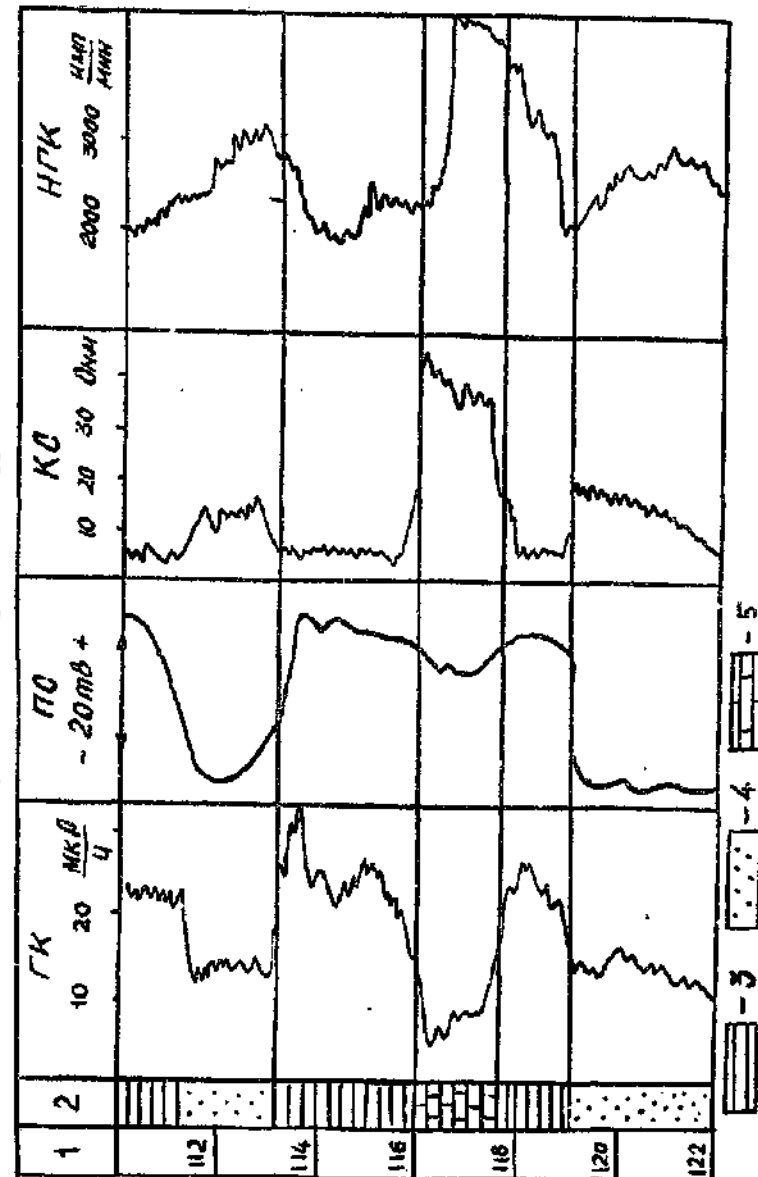
Апостериорная энтропия системы Y , оставшаяся после выполнения измерений естественной радиоактивности горных пород, подсчитана ранее и равна $H(Y/X) = 0,328 \text{ в.и.т.}$

Таким образом, информация о системе Y , содержащаяся в системе X , равна

$$I_{X \rightarrow Y} = 1,4266 - 0,328 = 1,0986 \text{ в.и.т.}$$

Для сравнения геологической информативности различных геофизических методов удобно использовать понятие относительной информации, которая получается путем нормировки абсолютной информации к априорной энтропии системы типов горных пород Y . Относительная информация, доставляемая измерением естественной радиоактивности горных пород, в рассматриваемом случае равна

Каротажные диаграммы в терригенных отложениях



1 - колонка глубин, 2 - геологическая колонка, 3 - глины, 4 - песчанники, 5 - известняки.
Рис. 3.1

$$I_{\gamma \rightarrow \gamma} / H(\gamma) = \frac{1,0986}{1,4266} \cdot 100\% = 77\%$$

Затем подсчитывается относительная геологическая информативность других геофизических методов. В комплексе геофизических методов для решения задачи литологического расчленения горных пород, изображенных на рис. 3.1, кроме гамма-каротажа /ГК/ входят методы электрического каротажа кажущегося сопротивления /КС/, потенциалов собственной поляризации горных пород /КС/ и нейтронный гамма-каротаж /НГК/. Если в результате расчета относительная информация, доставляемая измерениями КС, КС и НГК окажется выше, чем у метода ГК, то предпочтение отдается тому методу, у которого информативность при решении задачи литологического расчленения горных пород будет максимальной.

Удобство относительной информации заключается в том, что она не зависит от априорной энтропии системы горных пород.

3.2. Задание

Расчитать абсолютную и относительную геологическую информативность каротажа потенциалов собственной поляризации горных пород (КС), каротажа кажущегося сопротивления (КС) и нейтронного гамма-каротажа (НГК) при расчленении территориальных горных пород, приведенных на рис. 3.1. С этой целью определить априорную энтропию системы горных пород и апостериорную энтропию, возникающую после применения каждого метода в отдельности. Для определения вероятностей встречи горных пород j -го типа, вероятностей наблюдения физического поля в i -ом интервале значений и вероятностей одновременной встречи горных пород j -го типа и наблюдений физического поля в i -ом интервале значений использовать геометрическое определение вероятности. Сравнить относительные геологические информативности использованных геофизических методов и выделить наиболее информативный метод для решения задачи о литологическом расчленении горных пород по данным каротажа.

ЛИТЕРАТУРА

1. Вентцель Е.С. Теория вероятностей. - М.: Физматгиз, 1962. - 564 с.

Таблица №3.1

Таблица значений функции $\gamma(p) = -p \log_2 p$

p	$\gamma(p)$	p	$\gamma(p)$	p	$\gamma(p)$
0	0	0,34	0,5292	0,68	0,3784
0,01	0,0664	0,35	0,5301	0,69	0,3694
0,02	0,0664	0,36	0,5306	0,70	0,3602
0,03	0,1518	0,37	0,5307	0,71	0,3508
0,04	0,1858	0,38	0,5305	0,72	0,3412
0,05	0,2161	0,39	0,5298	0,73	0,3314
0,06	0,2435	0,40	0,5288	0,74	0,3215
0,07	0,2686	0,41	0,5274	0,75	0,3113
0,08	0,2915	0,42	0,5256	0,76	0,3009
0,09	0,3126	0,43	0,5236	0,77	0,2903
0,10	0,3322	0,44	0,5210	0,78	0,2796
0,11	0,3503	0,45	0,5184	0,79	0,2687
0,12	0,3671	0,46	0,5153	0,80	0,2575
0,13	0,3826	0,47	0,5120	0,81	0,2462
0,14	0,3971	0,48	0,5083	0,82	0,2348
0,15	0,4105	0,49	0,5043	0,83	0,2231
0,16	0,4230	0,50	0,5000	0,84	0,2112
0,17	0,4346	0,51	0,4954	0,85	0,1992
0,18	0,4453	0,52	0,4906	0,86	0,1871
0,19	0,4552	0,53	0,4854	0,87	0,1748
0,20	0,4644	0,54	0,4800	0,88	0,1623
0,21	0,4728	0,55	0,4744	0,89	0,1496
0,22	0,4806	0,56	0,4686	0,90	0,1368
0,23	0,4877	0,57	0,4623	0,91	0,1238
0,24	0,4941	0,58	0,4558	0,92	0,1107
0,25	0,5000	0,59	0,4491	0,93	0,0974
0,26	0,5053	0,60	0,4422	0,94	0,0839
0,27	0,5100	0,61	0,4350	0,95	0,0703
0,28	0,5142	0,62	0,4276	0,96	0,0565
0,29	0,5179	0,63	0,4199	0,97	0,0426
0,30	0,5211	0,64	0,4121	0,98	0,0286
0,31	0,5238	0,65	0,4040	0,99	0,0144
0,32	0,5260	0,66	0,3957	1,00	0
0,33	0,5276	0,67	0,3871		

4. Работа и 4. НОРМАЛЬНОЕ ПОЛЕ, АНОМАЛИИ, ПОМЕХА

4.1. Общие сведения

При геологическом истолковании геофизических данных важное значение имеют понятия нормального поля, аномалии и помехи.

Под геофизической аномалией понимается отклонение физического поля от его нормальных значений. Нормальным полем считается геофизическое поле, обусловленное однородными по физическому параметру горными породами.

Нормальное поле может быть искусственным и естественным. Нормальное искусственное поле определяется полем заданного источника в однородной бесконечной среде. Нормальное естественное поле задается полем Земли.

В частности нормальное поле силы тяжести g_0 вычисляется по Ф.Гельмерту

$$g_0 = g_{\text{экв}} (1 - \beta_1 \sin^2 \varphi + \beta_2 \sin^2 2\varphi) \quad (4.1)$$

где $g_{\text{экв}}$ — значение силы тяжести на экваторе,
 φ — широта местности,

β_1, β_2 — константы по Ф.Гельмерту.

Аномалией считается отклонение измеренного значения g от нормального $\Delta g = g - g_0$ с поправкой за высоту точки наблюдения (аномалия Фая) и за промежуточный слой (аномалия Буге).

Нормальное магнитное поле T_0 является суммарным магнитным полем диполя Земли T_d , материков T_m и космического пространства T_e

$$T_0 = T_d + T_m + T_e \quad (4.2)$$

Аномалией считается отклонение измеренного магнитного поля T от нормального $\Delta T = T - T_0$. В настоящее время составлены подробные карты нормального магнитного поля (изодинамы) и градиента нормального поля (изопоры).

Аномалии делятся на региональные и локальные. В качестве модели поля принимается аддитивная модель, т.е. результаты измерений в i -ой точке f_i имеют вид

$$f_i = a_{i, \text{рег}} + a_{i, \text{лок}} + n_{i, \text{пом}} \quad (4.3)$$

где $a_{i, \text{рег}}$ — региональная (фоновая) составляющая аномалии,
 $a_{i, \text{лок}}$ — локальная аномалия,
 $n_{i, \text{пом}}$ — помеха.

При разделении полей на региональную и локальную составляющие модель поля упрощается. При выделении региональной составляющей локальную составляющую относят к помехам

$$f_i = a_{i, \text{рег}} + n_{i, \text{пом}} \quad (4.4)$$

При выделении локальной составляющей региональная составляющая относится к помехам

$$f_i = a_{i, \text{лок}} + n_{i, \text{пом}} \quad (4.5)$$

При выделении аномалий действует принцип относительности. От крупных и мелких структурных единиц выделяются аномалии различных порядков. Поэтому часто используют понятие местного нормального поля, под которым понимают относительно спокойное поле, типичное в среднем для участка геофизической съемки.

При выделении локальных и региональных аномалий следует помнить, что локальная аномалия по своим линейным размерам в пять раз и более меньше изучаемой площади (профиля). Региональная аномалия по линейным размерам в пять раз и более превышает локальные аномалии.

По физико-геологической природе аномалии делятся на три группы. Одни связаны с месторождениями полезных ископаемых (рудные), другие с геологическими структурами, нарушениями, контактами (структурные), а третьи с глубинным строением Земли, земной коры (глубинные).

Под помехами понимаются факторы, осложняющие измерения геофизических полей и интерпретацию результатов измерений.

Помехи делятся на геологические, связанные с влиянием геологических неоднородностей или рельефом, и негеологические, связанные с вариацией геофизических полей во времени, слуддан-

ными токами и т.д.

Помехи бывают случайными и неслучайными. Случайные помехи обусловлены большим числом неконтролируемых факторов, действия каждого из которых незначительно. К неслучайным помехам относятся фоновые помехи и систематические расхождения.

Для выделения аномалий на фоне помех используются статистические критерии. Аномальными считаются точки, на которых амплитуда измеренного поля превышает уровень разрешенной изменчивости нормального поля. Уровень изменчивости характеризуется величиной общей дисперсии наблюдаемого поля $\mathcal{D}_0$, которая складывается из природной дисперсии $\mathcal{D}_2$, определяемой геологическими факторами, и дисперсии геофизической съемки $\mathcal{D}_c$, определяемой точностью измерений,

$$\mathcal{D}_0 = \mathcal{D}_2 + \mathcal{D}_c \quad (4.6)$$

По определению $\mathcal{D} = \sigma^2$, где σ — среднеквадратическое отклонение случайной величины от ее математического ожидания. Поэтому выражение (4.6) можно переписать в виде

$$\sigma_0^2 = \sigma_2^2 + \sigma_c^2 \quad (4.7)$$

где σ_0 — общее среднеквадратическое отклонение наблюдаемого поля (стандарт),

σ_2 — среднеквадратическая погрешность геологических помех,

σ_c — среднеквадратическая погрешность съемки

Если фоновые значения поля распределены по нормальному закону, нижний аномальный предел A_{min} , ограничивающий уровень разрешенных колебаний нормального поля, определяется соотношением

$$A_{min} = A_p \pm 3\sigma_0 \quad (4.8)$$

где A_p — среднее арифметическое частных значений нормального фона,

σ_0 — общий стандарт наблюдаемого поля.

Если фоновые значения поля подчинены логнормальному

закону, нижний аномальный предел, ограничивающий уровень разрешенных колебаний нормального поля, определяется

$$A_{min} = A_p \varepsilon^{\pm 3} \quad (4.9)$$

где A_p — среднее геометрическое частных значений нормального поля,

ε — стандартный множитель.

Фоновые значения могут превышать предел A_{min} . Однако вероятность этого равна 0,0028, а вероятность закономерной эволюции 0,9972.

Требования к уровню A_{min} могут быть снижены в случае коррелируемости точек с повышенными значениями поля по m профилям или при наличии m высоких значений подряд по профилю. При этом

$$A_{min} = A_p \pm \frac{3\sigma_0}{\sqrt{m}} \quad (m \leq 9) \quad (4.10)$$

если фоновые значения распределены по нормальному закону и

$$A_{min} = A_p \varepsilon^{\pm 3/\sqrt{m}} \quad (m \leq 9) \quad (4.11)$$

если фоновые значения подчинены логнормальному закону.

В требованиях (4.10) и (4.11) $m \leq 9$, т.к. вероятность того, что 9 пикетов подряд в области нормального поля будут превышать нижний аномальный предел незначительна. По теореме умножения вероятностей $P(A_p > A_{min}) = 5 \cdot 10^{-8}$, т.е. высокие помехи одного знака, как независимые события маловероятны.

При планировании точности наблюдений следует руководствоваться следующими положениями.

Наблюдения с неоправданно высокой точностью ведут к увеличению затрат средств и времени, а недостаточная точность приводит к пропуску объекта.

Точность геофизической съемки определяется уровнем помех. При интенсивных помехах повышение точности измерений приводит к увеличению затрат труда и времени, но не дает желаемого ре-

результата. Возрастает лишь фиктивная, кажущаяся, а не истинная точность.

Планирование точности наблюдений основано на трех параметрах: минимальной амплитуде аномалии, подлежащей обнаружению, или нижнем аномальном пределе A_{min} , среднеквадратической погрешности геофизической съемки σ_c , среднеквадратической погрешности геологических помех σ_2 .

Нижний аномальный предел определяется путем решения прямой задачи для заданной физико-геологической модели (ФГМ) объекта поисков при наиболее неблагоприятных условиях от минимальных промышленных рудных тел или из опыта предыдущих геофизических работ.

Среднеквадратическая погрешность съемки оценивается по результатам повторных наблюдений и подсчитывается по формуле:

$$\sigma_c = \pm \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (f_i^o - f_i^n)^2}{2n}} \quad (4.12)$$

где f_i^o и f_i^n — основной и повторный замеры,
 n — число парных замеров.

Повторные наблюдения выполняются в пределах нормальных или фоновых значений в количестве 3–5% от числа основных замеров.

Среднеквадратическая погрешность геологических помех определяется из соотношения (4.7)

$$\sigma_2^2 = \sigma_o^2 - \sigma_c^2 \quad (4.13)$$

Общая среднеквадратическая погрешность наблюдений определяется по разности N наблюденных значений f_i от их нормальных (фоновых) значений f_p по формуле

$$\sigma_o = \pm \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (f_i - f_p)^2}{N-1}} \quad (4.14)$$

где f_p — среднее арифметическое результатов измерений в нормальном поле, которое подсчитывается по формуле

$$f_p = \frac{\sum_{i=1}^N f_i}{N} \quad (4.15)$$

Обычно точность наблюдений, методику работ и аппаратуру подбирают так, чтобы расчетная аномалия от заданной физико-геологической модели объекта поисков превышала нижний аномальный предел

$$A \geq A_{min} \geq A_p \pm 3\sigma_o \quad (4.16)$$

При выполнении геофизических работ возможны два случая, определяемые уровнем геологических помех.

Если уровень помех геологического происхождения мал $\sigma_2^2 \gg \sigma_c^2$, то разрешающая способность геофизической съемки σ_c определяется аппаратурой и методикой работ. В этом случае целесообразно применять высокоточную прецизионную аппаратуру. Например, высокоточная магниторазведка $\sigma_c = 1 + 2n\mu$ позволяет разделять слабомангнитные бокситы на фоне немагнитных известняков.

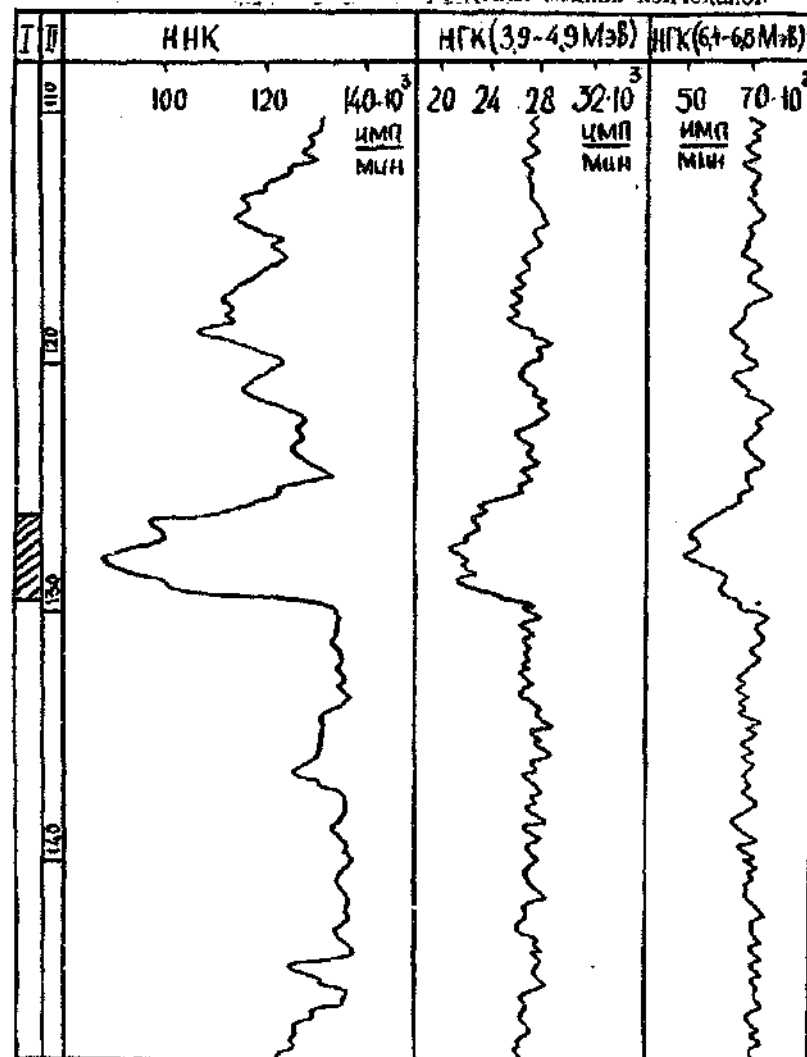
Если дисперсия геологических помех велика $\sigma_2^2 \gg \sigma_c^2$, то использовать прецизионную съемку не имеет смысла. Например, нецелесообразно применять высокоточную магниторазведку в горных районах из-за помех, связанных с рельефом местности.

В качестве примера рассмотрим результаты измерений в методе вызванных потенциалов. Путем измерений установлено, что $\sigma_c^2 = 0,12$, общая дисперсия наблюдений $\sigma_o^2 = 1,3$. При этом $\sigma_2^2 = \sigma_o^2 - \sigma_c^2 = 1,18$, т.е. дисперсия геологических помех велика $\sigma_2^2 \gg \sigma_c^2$ и повышение точности наблюдений нецелесообразно.

Для снижения дисперсии съемки σ_c^2 и дисперсии геологических помех σ_2^2 используются следующие приемы.

Дисперсия съемки зависит от порога чувствительности прибора, количества измерений на точке n с последующим усред-

Результаты ядерно-геофизических измерений по скв. 242А
Восточно-Семеновского месторождения медных колчеданов



□ - 1 ▨ - 2

1 - геологическая колонка; 11 - глубина, м; 1 - серицито-кварцевая порода, 2 - медно-цинковый колчедан

Рис. 4.1

нением $\overline{\sigma_c^2} = \frac{\sigma_c^2}{n}$, и мешающих факторов, таких как вариации поля во времени, градиентов поля, установки и центровки прибора на точку и других. Поэтому снижение дисперсии съемки достигается с помощью более точной аппаратуры, методики работ и введения поправок за влияние мешающих факторов. Влияние каждого фактора оценивается отдельно при неизменности влияния остальных факторов.

Уменьшение дисперсии геологических помех достигается статистической обработкой исходных данных. Обычное осреднение в пределах скважины из n точек позволяет уменьшать дисперсию геологических помех в n раз $\overline{\sigma_c^2} = \sigma_c^2/n$. Кроме того помехи могут коррелировать между собой и отличаться от аномалий по частотной характеристике (по спектру). Поэтому, помехи геологического происхождения можно уменьшить путем соответствующих приемов обработки исходных данных (корреляционный и спектральный анализ).

4.2. Содержание задания

По данным ядерно-геофизических измерений в скважине определить расположение вероятностей залежи медноколчеданной руды путем выделения аномальных значений регистрируемого нейтронного или гамма-поля. Полевые измерения проведены на Восточно-Семеновском месторождении медно-цинковых колчеданов нейтрон-нейтронным и нейтронным гамма-методом. Результаты измерений изображены в виде диаграмм нейтрон-нейтронного (ННК) и нейтронного гамма-каротажа (НГК) на рис.4.1 и приведены в табл.4.1.

Измерения нейтронного поля выполнены по тепловым нейтронам в интегральном варианте. Нейтронные гамма-измерения выполнены в спектрометрическом варианте в области захватного гамма-излучения породобразующих элементов (3,3-4,9 МэВ) и в области рудных элементов (6,4-6,8 МэВ).

Для исследования скважины методом НГК использовалась аппаратура СГСМ-2 и каротажный подъемник СК-1. Нейтронное поле создавалось с помощью Рс-Ве-источника мощностью $4 \cdot 10^7$ нейтрон/с. Методикой работ предусматривалось выполнение нейтрон-нейтронного каротажа по тепловым нейтронам. Для регистрации нейтронов использовался детектор типа ДДНМ.

Наличие шихта и калии в медных рудах месторождений приводит к тому, что рудные интервалы выделяются минимумами скорости счета тепловых нейтронов и захватного гамма-излучения. Содержание породобразующих элементов определялось по скорости счета захватного гамма-излучения в области аналитических линий кремния 3,9-4,9 МэВ. Для определения содержания меди использовалась область спектра 6,4-6,8 МэВ.

Таблица 4.1

РЕЗУЛЬТАТЫ

ЯДЕРНО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИЗМЕРЕНИЙ ПО СКРАЖИНЕ № 2428
ВОСТОЧНО-СЕМЕНОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ МЕДНО-ЦИНКОВЫХ КОМПЛЕКСОВ

Глубина м	Значения НКК, имп/мин		Значения НКК, (3,9-4,9 МэВ), имп/мин		Значения НКК (6,4-6,8 МэВ), имп/мин	
	основн.	повторн.	основн.	повторн.	основн.	повторн.
I11	129.10 ³	128.10 ³	27,0.10 ³	27,5.10 ³	73.10 ²	72.10 ²
I12	126	126	26,5	26,8	68	70
I13	119	120	27,2	27,0	70	71
I14	113	114	27,2	27,0	70	71
I15	120	119	27,6	27,5	76	74
I16	121	122	27,0	28,0	70	70
I17	114	114	26,0	27,0	73	72
I18	113	111	27,0	26,0	75	74
I19	109	111	28,0	27,0	68	70
I20	122	121	27,0	27,0	73	72
I21	115	115	27,8	27,6	70	70
I22	123	122	28,5	28,3	75	74
I23	126	125	26,0	26,0	70	72
I24	127	125	27,8	27,6	75	74
I25	121	121	26,0	26,0	70	70
I26	110	107	24,0	24,5	62	62
I27	97	98	22,0	22,5	52	50
I28	87	89	22,0	22,0	55	53
I29	100	102	22,0	21,5	60	61
I30	134	134	27,5	27,4	78	76

Продолжение таблицы 4.1

Глубина м	Значения НКК, имп/мин		Значения НКК (3,9-4,9 МэВ), имп/мин		Значения НКК (6,4-6,8 МэВ), имп/мин	
	основн.	повт.	основн.	повторн.	основн.	повторн.
I31	133.10 ³	134.10 ³	27,0.10 ³	27,0.10 ³	74.10 ²	74.10 ²
I32	134	134	26,7	26,5	72	72
I33	135	135	26,5	26,3	67	68
I34	133	134	28,0	27,5	68	68
I35	130		27,8		72	
I36	128		27,5		73	
I37	134		28,0		70	
I38	136		27,0		70	
I39	135		27,5		72	
I40	136		27,5		73	
I41	135		27,5		70	
I42	136		27,0		75	
I43	133		28,0		70	
I44	130		28,0		72	
I45	135		28,0		75	
I46	128		27,0		73	
I47	126		27,0		75	
I48	120		27,5		68	
I49	121		28,0		73	
I50	128		28,0		72	
I51	123		27,2		75	
I52	129		26,5		70	
I53	125		27,2		75	
I54	118.10 ³		26,5.10 ³		72.10 ²	

В таблице приведены результаты основных и повторных измерений нейтронного и гамма-поля при выполнении нейтрон-нейтронного и нейтронного гамма-каротажа. Результаты повторных наблюдений предназначены для оценки точности данных НКК и НКК.

Требуется выполнить следующее.
Скопировать на кальку диаграммы нейтрон-нейтронного каро-

така по тепловым нейтронам и нейтронного гамма-каротажа в интервалах энергий 3,9–4,9 МэВ и 6,4–6,8 МэВ. Оценить структуру поля. Выделить местное нормальное поле для каждой диаграммы каротажа, учитывая, что рудная залежь выделяется понижениями значения поля на диаграммах ННК и НГК.

Для каждой из наблюдаемых кривых вычислить значения общей среднеквадратической погрешности наблюдений σ_0 , среднеквадратической погрешности съемки σ_s и среднеквадратической погрешности геологических помех σ_g , используя для этого соотношения (4.14), (4.12), (4.13). Найти нижний аномальный предел для каждого вида ядерногеофизических измерений, используя для этого соотношение (4.8). Сопоставить уровень помех геологического происхождения с точностью геофизических наблюдений. Дать рекомендации о необходимой точности измерений в каждом методе и целесообразности увеличения точности для решения поставленной задачи.

По вычисленным значениям нижнего аномального предела выделить аномалии нейтронного и гамма-поля на диаграммах ННК и НГК. Дать геологическое истолкование выделенных аномалий.

5. Работа № 5. КОМПЛЕКСНАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ НАБЛЮДЕНИЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ФУНКЦИИ КОМПЛЕКСНОГО ПОКАЗАТЕЛЯ

5.1. Общие положения

Функция комплексного показателя (ФКП) применяется в тех случаях, когда объект исследований не создает устойчивых сигналов в полях разных методов, когда эти сигналы малы и сопоставимы с инструментальными и геологическими помехами. Способ предложен Г.С. Вахромеевым [1]. Суть способа заключается в составлении обобщенной функции комплексного показателя θ , которая представляет собой результат смещения сигналов разной природы, выраженных в цифровой форме.

Функция комплексного показателя служит для свертывания информации, полученной несколькими геофизическими методами, приведения наблюдений к уровню нормального поля, выделения слабых аномалий на фоне помех и разделения выявленных комплексных аномалий на перспективные и неперспективные.

Для определения ФКП необходимо предварительно перевести результаты всех частных методов в равнозначные безразмерные величины показателей контрастности γ . Показатель контрастности γ_j -го метода в i -ой точке подсчитывается по формуле

$$\gamma_{ji} = \frac{A_{ji} - \bar{A}_j}{S_j} \quad (5.1)$$

где γ_{ji} — показатель контрастности j -го метода в i -ой точке,

A_{ji} — значение j -го измеренного признака в i -ой точке профиля,

$\bar{A}_j$ — среднеарифметическое (фоновое) значение j -го признака,

S_j — стандарт j -го признака, который подсчитывается по формуле

$$S_j = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (A_{ji} - \bar{A}_j)^2}{n-1}} \quad (5.2)$$

где n — число измерений j -го признака по профилю.

Преимуществом использования понятия контрастности в виде (5.1), когда значения сигнала нормируются по стандарту, является то, что значения показателя контрастности δ_{ji} распределены по закону Гауса с нулевым средним $\overline{\delta_{ji}} = 0$ и единичным стандартом $S(\delta_{ji}) = 1$.

Вид функции комплексного показателя выбирается над эталонным объектом по материалам натурального моделирования или исходя из физико-геологической модели искомого объекта так, чтобы добиться максимальной контрастности аномалий ФКП над объектом при одновременном подавлении аномалий ФКП над объектами-помехами.

В зависимости от формы и знака аномалий отдельных методов различают четыре возможных случая.

1. Полезные сигналы частных методов имеют одинаковую форму и одинаковый знак. В этом случае

$$Q_i = \sum_{j=1}^P \delta_{ji} \quad (5.3)$$

где Q_i - значение функции комплексного показателя в точке i профиля,

P - количество частных методов,

δ_{ji} - значение j -го частного метода в i -ой точке профиля в безразмерных величинах показателя контрастности.

Примером для рассматриваемого случая могут служить аномалии Δg и ΔZ над вертикально намагниченным шаром с избыточной плотностью, которые имеют сходный вид.

2. Полезные сигналы частных методов имеют примерно одинаковую форму, но различны по знаку, тогда

$$Q_i = \sum_{j=1}^P |\delta_{ji}| \quad (5.4)$$

Примером может служить положительная гравитационная аномалия и отрицательная аномалия естественного поля над залежью медной руды.

3. Полезные аномалии имеют примерно одинаковую форму и знак, но для некоторых методов наличие сигнала - не положи-

Пример обработки сигналов при подсчете ФКП над обводненным контактом двух горных пород

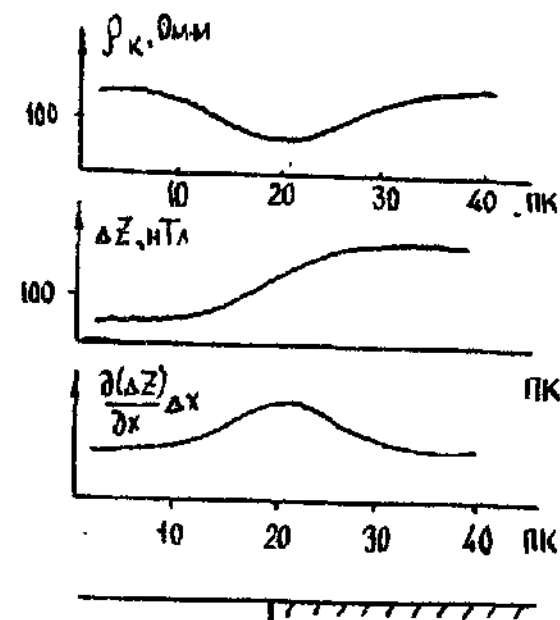


Рис. 5.1

тельный фактор контроля искомого объекта, а отрицательный. При этом

$$Q_i = \sum_{j=1}^p \gamma_{ji} - \sum_{k=1}^q \gamma_{ki} \quad (5.5)$$

где p и q - число методов, аномалии которых являются, соответственно, положительными и отрицательными факторами контроля искомого объекта. Например, при поисках сульфидных кобальто-пиритовых зон, положительные аномалии ΔZ является фактором неперспективности оруденения, так как связаны с дайками диабазов. Перевод магниторазведки в разряд негативных факторов подчеркивает комплексную аномалию над кобальто-пиритовыми рудами и одновременно подавляет неперспективные ореолы кобальта над дайками диабазов, которые в рассматриваемом случае относятся к разряду помех.

4. Полезные сигналы различны по форме и знаку. В этом случае один из сигналов обрабатывается так, чтобы в результате обработки его вид был сходен с видом других сигналов.

Например, контакт двух горных пород выделяется по данным электроразведки (СЭП) минимумом.

По данным магниторазведки (ΔZ) аномалия имеет вид ступени, рис.5.1. Для получения сходных кривых достаточно результаты магниторазведки графически продифференцировать

$$\Delta Z'_x = \frac{d(\Delta Z)}{dx} \Delta x$$

а затем перейти к расчету ФКП по формуле, соответствующей второму случаю (5.4)

$$Q = |\gamma_{\rho_x}| + |\gamma_{\Delta Z'_x}|$$

Другим примером может служить мощный намагнитченный пласт с избыточной плотностью. Он выделяется по данным гравитационной разведки положительной аномалией Δg .

По данным магниторазведки (ΔZ) аномалия имеет несимметричный вид с двумя экстремумами, рис.5.2. Для получения сходного вида кривых из аномалии ΔZ следует выделить кривую арктангенса и после этого перейти к подсчету ФКП по формуле (5.5).

Пример обработки сигналов при подсчете ФКП на мощном намагнитченном вертикально намагнитченном пластом с избыточной плотностью

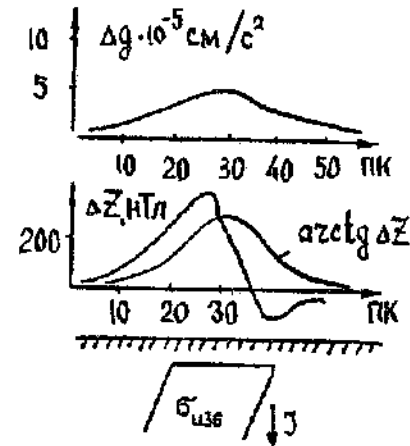
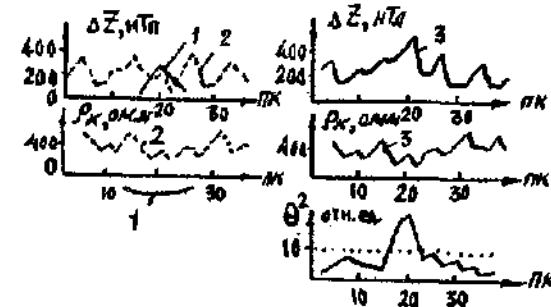


Рис. 5.2

Модельный пример использования ФКП в виде при поисках кимберлитовых тел в траппах /по Г.С.Рахмоеву/



1 - вид искомой аномалии от кимберлитовых тел, 2 - график помехи, 3 - суммарный сигнал аномалии и помехи

Рис. 5.3

$$Q = \chi_{ag} + \chi_{act} \chi_{az}$$

Учет знака полезных сигналов можно осуществить также с помощью ФКП, заданной в виде квадратов контрастностей отдельных методов. При этом подсчет ведется по формуле

$$Q_i^2 = \sum_{j=1}^m \chi_{ji}^2 - \sum_{k=1}^n \chi_{ki}^2 \quad (5.6)$$

где m и n — число методов, аномалии которых являются, соответственно, положительными и отрицательными факторами контроля искомого объекта.

Значимость результата оценивается по критерию χ^2 (или квадрат). При $Q^2 > \chi^2$ аномалия Q^2 значима.

Возможности методики задания ФКП в виде квадратов контрастностей отдельных методов рассмотрены на модельном примере, рис. 5.3, где решается задача поисков кимберлитовых тел в трапах по данным магниторазведки (ΔZ) и электроразведки (ρ_k). Согласно физико-геологической модели кимберлитовой трубки над ней складывается положительная аномалия ΔZ и пониженное значение ρ_k . В каждом из методов отмечается интенсивные помехи, превосходящие по величине аномалию от кимберлитовой трубки. На графике суммарного поля полезный сигнал визуально не обнаруживается. Расчет функции комплексного показателя в виде Q^2 дает в центральной части профиля отчетливую аномалию, надежно превышающую предельную величину χ^2 -критерия, который при 2%-ном уровне значимости равен $\chi^2_{0.02} = 9.8$. Аномалия ФКП в виде Q^2 позволяет локализовать местоположение кимберлитовой трубки.

Введем понятие показателя контрастности ФКП соотношением

$$\chi_{ai} = \frac{Q_i - Q_p}{S_Q} \quad (5.7)$$

где χ_{ai} — показатель контрастности ФКП в i -ой точке профиля, Q_i — значение ФКП в i -ой точке профиля, Q_p — фоновое значение ФКП, S_Q — стандарт ФКП.

Значимость аномалий ФКП оценивается по нижнему аномальному

пределу $Q_a = 3S_Q$, где S_Q — стандартное отклонение ФКП.

Для аномалий коррелированных по n точкам или профилям ($n \leq 9$) нижний аномальный предел можно снизить. Он будет равен $Q_a = 3\sqrt{m/n}$.

Преимуществом использования ФКП является то, что контрастность аномалий ФКП существенно превышает контрастность отдельных методов. Амплитуда аномалий ФКП складывается из амплитуд аномалий отдельных методов. Она пропорциональна числу методов m , т.е.

$Q \sim m$. Если значения сигналов отдельных методов представлены в виде показателей контрастности (5.1), то дисперсии их единичны, т.е. $D(\chi_1) = D(\chi_2) = D(\chi_3) = \dots = D(\chi_m) = 1$, где m — число методов. При этом дисперсия ФКП для некоррелированных признаков будет равна

$$D_Q = \sum_{i=1}^m D(\chi_i) = m D(\chi_i) = m$$

Откуда следует

$$S_Q = \sqrt{m} \quad (5.8)$$

При подсчете ФКП показатели отдельных методов суммируются. Поскольку фоновые значения показателей контрастности отдельных методов равны нулю, то и сумма их равна нулю, т.е. фоновые значения ФКП равны нулю $Q_p = 0$.

При этом контрастность ФКП будет

$$\chi_Q = \frac{Q - Q_p}{S_Q} = \frac{m}{\sqrt{m}} = \sqrt{m} \quad (5.9)$$

Таким образом, контрастность аномалии ФКП в $\sqrt{m}$ раз больше, чем контрастность отдельных методов.

Например, обнаружен комплексный рудный ореол, содержащий медь, цинк и свинец. В условных единицах фоновые содержания свинца, цинка и меди составляют $Pb_f = 10$, $Zn_f = 20$, $Cu_f = 50$. Максимальные концентрации, соответственно, равны $Pb_{max} = 15$,

$Zn_{max} = 30$, и $Cu_{max} = 65$. Стандартные отклонения примем равными единице $S_{Cu} = S_{Zn} = S_{Pb} = 1$. Подсчитаем контрастность суммарного ореола, если показатели контрастности отдельных измерений подсчитываются по формуле (5.1).

В рассматриваемом случае максимальные значения показателей контрастности отдельных измерений будут

$$\gamma_{ps} = \frac{15-10}{1} = 5$$

$$\gamma_{zn} = \frac{30-20}{1} = 10$$

$$\gamma_{cu} = \frac{65-50}{1} = 15$$

Фоновые значения контрастностей отдельных измерений равны нулю. Максимальное значение ФКП суммарного ореола будет равно

$$Q_{max} = \gamma_{ps} + \gamma_{zn} + \gamma_{cu} = 5 + 10 + 15 = 30$$

Фоновое значение ФКП суммарного ореола равно нулю $Q_p = 0$. Стандартное отклонение ФКП суммарного ореола будет

$$S_Q = \sqrt{S_{ps}^2 + S_{zn}^2 + S_{cu}^2} = \sqrt{3}$$

При этом контрастность ФКП суммарного ореола равна

$$\gamma_Q = \frac{Q_{max} - Q_p}{S_Q} = 17$$

Таким образом, контрастность аномалии ФКП превышает значения контрастностей отдельных методов.

Контрастность аномалии ФКП можно повысить трансформацией исходных данных, например, подавлением высокочастотной помехи путем сглаживания методом среднего арифметического.

Если n число точек в сглаживающем окне, то вычисление скользящего среднего уменьшает дисперсию фона в n раз.

Действительно, контрастность сглаженной аномалии будет

$$\tilde{\gamma}_{ji} = \frac{A_{ji} - \bar{A}_j}{\tilde{S}_j} \quad (5.11)$$

где $\tilde{\gamma}_{ji}$ - сглаженные значения контрастности j -го метода в i -ой точке,

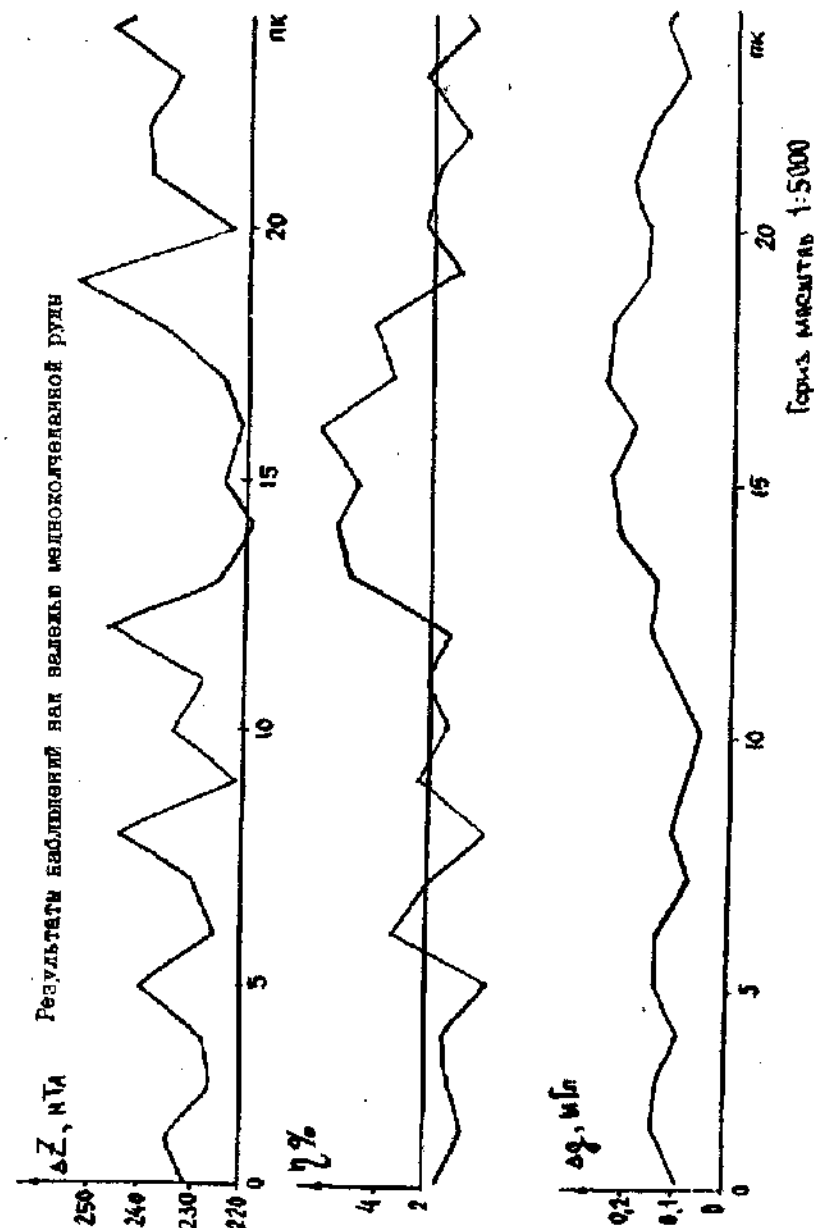


Рис. 5.4

$\tilde{S}_j$ - стандарт сглаженных значений контрастности, который связан со стандартом несглаженных значений соотношением

$$\tilde{S}_j = \frac{S_j}{\sqrt{n}} \quad (5.12)$$

Подставляя (5.12) в (5.11) находим

$$\tilde{S}_{ji} = S_{ji} \sqrt{n} \quad (5.13)$$

Таким образом, простое сглаживание измеренных значений по точкам повышает контрастность аномалии в $\sqrt{n}$ раз.

ЗАДАНИЕ

Определить на профиле местоположение вероятной залежи медноколчеданной руды путем вычисления ФКП. Полевые измерения проводились тремя методами: магнитометрией, гравиметрией и электрометрией (метод вызванных потенциалов). Результаты наблюдений изображены в виде графиков на рис. 5.4 и приведены в таблице 5.1. Из значений Δg и ΔT предварительно была исключена региональная составляющая.

Требуется определить структуру ФКП, учитывая следующие физико-геологические условия. Залежь медноколчеданной руды имеет форму круто-падающей линзы небольшой мощности до 15 метров в поперечнике, залегает внутри вулканогенной толщи и имеет первичный ореол сульфидной минерализации вдоль плоскости линзы. На участке залежи наблюдается повышение электропроводности и поляризуемости горных пород.

Руда представлена массивным медным и серным колчеданом. Минералы магнетита и пирротина в области залежи отсутствуют. Таким образом, зона рудной залежи характеризуется избыточной плотностью и относительным понижением магнитных свойств. Рудомещающая толща покрыта рыхлыми осадками с переменной мощностью 10-20 м.

Необходимо вычислить значения показателя контрастности для каждого метода используя для этой цели данные таблицы 5.1. Оценить надежность выделения отдельных экстремумов наблюдаемых полей,

сравнив величины $(\Delta g_i - \Delta \bar{g})$, $(\Delta Z_i - \Delta \bar{Z})$ и $(\eta_i - \bar{\eta})$ со значениями тройного стандарта соответствующего метода. Экстремум можно считать надежной аномалией в том случае, если его амплитуда A превосходит величину тройного стандарта $A \geq 3\sigma$.

Определив структуру ФКП, подсчитать ее значения на всех пикетах профиля. Построить график ФКП по профилю. Указать на профиле положение предполагаемой залежи медноколчеданной руды, используя для оценки надежности выделения аномалии ФКП правило трех сигм. Для этого рассчитать и провести на профиле с результатами расчета ФКП линии тройного стандарта ФКП.

Таблица 5.1

Результаты наблюдения геофизических полей
по профилю на месторождении медных колчеданов

Пикеты	Значения $\Delta T, \text{ мГн}$		Значения $\Delta \rho, \text{ мГн}$		Значения $\varphi, \%$	
	варианты		варианты		варианты	
	1	2	1	2	1	2
1	10	21	1,2	2,1	5	7
2	13	23	0,7	1,8	2	5
3	5	16	1,4	1,5	4	6
4	7	15	0,5	1,4	5	8
5	20	30	2,2	3,1	0	3
6	5	15	1,7	2,6	10	12
7	10	20	1,0	2,0	6	8
8	25	35	1,7	2,7	1	3
9	2	12	1,9	2,8	6	9
10	15	25	1,2	2,1	5	8
11	8	18	2,2	3,2	6	9
12	14	24	2,3	3,4	9	12
13	5	15	2,7	3,7	15	17
14	0	10	4,2	5,2	16	18
15	4	14	3,6	4,6	14	16
16	1	11	5,7	6,6	17	21
17	4	14	3,2	4,2	10	13
18	15	25	1,9	2,9	12	15
19	20	30	2,1	3,0	4	7
20	2	12	1,7	2,7	7	10
21	20	30	1,5	2,5	6	9
22	20	30	1,7	2,7	3	6
23	13	23	0,7	1,6	7	10
24	26	36	2,1	3,2	2	5
25	5	16	1,6	2,6	6	8
26	16	26	1,0	1,1	2	6
27	16	25	1,7	2,5	5	7

ЛИТЕРАТУРА

1. Комплексная интерпретация геофизических данных: учебное пособие / Ю. Б. Давыдов, А. Г. Талалай, И. Е. Шинкарьук. Урал. госуд. горный ун-т. – Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2018. – 128 с.
2. Сапожников В. М. Комплексирование геофизических методов: учебное пособие/ Уральский гос. горный ун-т. – Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2010. – 76 с.
3. Никитин А.А., Хмелевской В.К. Комплексирование геофизических методов: учебник. – М.: ВНИИГеосистем, 2012. – 346 с. Гриф УМО.
4. Долгаль А. С. Комплексирование геофизических методов: учебное пособие. – Пермь: Пермский гос. нац. исслед. ун-т, 2012. – 167 с.

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ФГБОУ ВО «Уральский государственный горный университет»

УТВЕРЖДАЮ
Проректор по учебно-методическому

комитету

С.А. Уиоров



**ЛАБОРАТОРНЫЙ ПРАКТИКУМ
ПО РАДИАЦИОННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ**

Специальность:

21.05.03 Технология геологической разведки

форма обучения: очная, заочная

Автор: Александрова Ж. Н.

Екатеринбург

2020



ФГБОУ ВО

**«Уральский государственный горный
университет»**

Ж. Н. Александрова

ЛАБОРАТОРНЫЙ ПРАКТИКУМ ПО РАДИАЦИОННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

Учебно-методическое пособие
к практическим занятиям и самостоятельной работе
по дисциплине «Радиационная безопасность» для студентов
специализаций «Геофизические методы исследования скважин» и
«Геофизические методы поисков и разведки МПИ»
специальности 21.05.03 Технология геологической разведки
очной и заочной формы обучения

Часть 1

Расчет доз внешнего и внутреннего облучения

**Екатеринбург
2020**

ФГБОУ ВО
«Уральский государственный горный университет»

ОДОБРЕНО
методической комиссией
факультета геологии и геофизики
Председатель комиссии



В. И. Бондарев
«20» марта 2020 г.

Ж. Н. Александрова

ЛАБОРАТОРНЫЙ ПРАКТИКУМ ПО РАДИАЦИОННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

Учебно-методическое пособие
к практическим занятиям и самостоятельной работе
по дисциплине «Радиационная безопасность» для студентов
специализаций «Геофизические методы исследования скважин» и
«Геофизические методы поисков и разведки МПИ»
специальности 21.05.03 Технология геологической разведки
очной и заочной формы обучения

Часть 1
Расчет доз внешнего и внутреннего облучения

Рецензент: Шапов В.А., старший научный сотрудник
Института геофизики УрО РАН, д-р геол.-мин. наук

Александрова Ж.Н.

- А46 Лабораторный практикум по радиационной безопасности: учебно-методическое пособие к практическим занятиям и самостоятельной работе по дисциплине "Радиационная безопасность" для студентов специализаций «Геофизические методы исследования скважин» и «Геофизические методы поисков и разведки МПИ» специальности 21.05.03 – «Технология геологической разведки» очной и заочной формы обучения; Часть 1. Расчет доз внешнего и внутреннего облучения / Ж. Н. Александрова; Уральский гос. горный ун-т. – Екатеринбург: изд-во УГГУ, 2020. – 32 с.

В учебно-методическом пособии кратко изложены сведения об ионизирующих излучениях и их основных свойствах, рассмотрено воздействие ионизирующего излучения на ткани организма, приведены специальная терминология по вопросам радиационной безопасности и значения предельно допустимых уровней облучения, описана методика расчета доз при внешнем и внутреннем облучении. Пособие содержит руководства к выполнению трех лабораторных работ по расчету доз облучения в различных ситуациях.

Учебное пособие предназначено для студентов, обучающихся специализациям «Геофизические методы исследования скважин» и «Геофизические методы поисков и разведки МПИ» по специальности «Технология геологической разведки»

© Александрова Ж.Н., 2020
© Уральский государственный
горный университет, 2020

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
1. ОСНОВНЫЕ ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ПОЛОЖЕНИЯ	5
1.1. Ионизирующие излучения и их свойства	5
1.2. Специальная терминология по вопросам радиационной безопасности	9
1.3. Воздействие ионизирующего излучения на ткани организма	12
1.4. Расчет доз облучения	17
1.5. Предельно допустимые уровни облучения	21
2. ЛАБОРАТОРНЫЙ ПРАКТИКУМ	22
2.1. Определение предельно допустимого времени пребывания на различных расстояниях от источника гамма-излучения	22
Задание	22
Материалы и оборудование	22
Порядок выполнения работы	22
Контрольные вопросы	24
Содержание отчета	24
2.2. Определение дозы внутреннего облучения при попадании радиоактивного вещества внутрь организма	25
Задание	25
Материалы и оборудование	26
Порядок выполнения работы	26
Контрольные вопросы	27
Содержание отчета	27
2.3. Определение дозы внешнего облучения при работе на территориях с по- вышенной радиоактивностью	27
Задание	27
Материалы и оборудование	29
Порядок выполнения работы	29
Контрольные вопросы	31
Содержание отчета	31
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	32

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время во многих отраслях практической деятельности человека применяются радиоактивные вещества и ионизирующие излучения. Расширяется применение радиоактивных изотопов и источников ионизирующих излучений в промышленности, медицине, науке, технике, геологоразведочной отрасли. В условиях роста количества работающих с ионизирующими излучениями вопросам радиационной безопасности должно придаваться большее значение.

Радиационная безопасность – это составная часть экологической безопасности человека. Обеспечение экологической безопасности при обращении с радиоактивными веществами предполагает такое обращение с ними, при котором наступление вредных последствий для здоровья и жизни человека было бы невозможно.

"Граждане Российской Федерации, иностранные граждане и лица без гражданства, проживающие на территории Российской Федерации, имеют право на радиационную безопасность. Это право обеспечивается за счет проведения комплекса мероприятий по предотвращению радиационного воздействия на организм человека ионизирующего излучения выше установленных норм, правил и нормативов, выполнения гражданами и организациями, осуществляющими деятельность с использованием источников ионизирующего излучения, требований к обеспечению радиационной безопасности" (статья 22 Федерального закона «О радиационной безопасности населения»).

Радиационная безопасность достигается совокупностью мер: правовых, технических, экономических, воспитательных и т.д. Ряд мер находится в ведении государства и специальных служб. Но многое зависит непосредственно от лиц, работающих с радиоактивными веществами – от их теоретических знаний и практических навыков при обращении с источниками ионизирующих излучений. Поэтому обучение персонала в области обеспечения радиационной безопасности приобретает важное значение.

1. ОСНОВНЫЕ ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Ионизирующие излучения и их свойства

Ионизация. Ионизация – это процесс образования разделенных электрических зарядов. Процесс образования положительного иона состоит в вырывании электрона с электронной оболочки нейтрального атома, для чего необходимо затратить некоторую энергию. Для большинства атомов эта энергия лежит в пределах от 9 до 30 эВ. Если энергия, переданная атому, меньше энергии, необходимой для вырывания электрона, то ионизации не происходит. В этом случае может произойти возбуждение атома. Возбужденный атом обладает избытком энергии, которая освобождается в виде излучения (обычно ультрафиолетового) при возвращении атома в нормальное состояние.

Электрон, вырванный из атома в результате ионизации, как правило, не остается долго в свободном состоянии, он “прилипает” к нейтральному атому или нейтральной молекуле, образуя отрицательный ион. Таким образом, в обычных условиях ионы образуются парами. Возникшие ионы исчезают в результате их рекомбинации, т.е. процесса воссоединения отрицательных и положительных ионов, в котором образуются нейтральные атомы или молекулы.

Число ионов, исчезающих из единицы объема среды в единицу времени в результате рекомбинации q_α , пропорционально концентрации положительных и отрицательных ионов:

$$q_\alpha = \alpha n_1 n_2, \quad (1)$$

где n_1 – число положительных ионов в 1 см^3 , n_2 – число отрицательных ионов в 1 см^3 , α – коэффициент рекомбинации, $\text{см}^3/\text{с}$ (для малых ионов в воздухе при нормальных условиях $\alpha = 1,6 \cdot 10^{-6} \text{ см}^3/\text{с}$).

Ионизирующие излучения. Ионизирующими называются излучения, которые прямо или косвенно способны ионизировать среду. К ним относятся рентгеновское и γ -излучение, а также излучения, состоящие из потоков заряженных или нейтральных частиц, обладающих достаточными для ионизации энергиями.

Радиоактивные препараты обычно испускают ионизирующие α - и β -частицы, γ -лучи и нейтроны. Кроме перечисленных видов излучений могут быть использованы потоки протонов, тяжелых ядер, а также частицы, возникающие при различных ядерных реакциях.

Альфа-частицы — это положительно заряженные ядра атомов гелия. Обладают малой проникающей способностью. Оценить пробег α -частиц в воздухе можно с помощью следующей эмпирической формулы:

$$R_{\alpha}(E) = 0,316 \cdot E_{\alpha}^{3/2},$$

где $R_{\alpha}(E)$ - пробег α -частицы в воздухе в см; E_{α} - энергия α -частицы в МэВ.

Наиболее проникающие α -частицы могут пройти слой воздуха при нормальном атмосферном давлении не более 11 см. В твердом веществе пробег α -частиц составляет микроны и может быть найден с помощью эмпирической зависимости *Брегга-Климэна* :

$$L_{\alpha}(E) = 3,2 \cdot 10^{-4} \cdot R_{\alpha}(E) \cdot \frac{\sqrt{A}}{\rho},$$

где A - атомный вес, а ρ - плотность среды переноса α -частицы с начальной энергией E .

Например, в воде пробег α -частиц не превышает 150 микрон, а верхний слой отмерших клеток кожи человека (эпидермис) защищает его от внешнего α -излучения.

Альфа-частицы обладают большой ионизирующей способностью. Вследствие большой начальной энергии при столкновении с молекулами поглощающей среды α -частица на пути своего движения образует сотни тысяч пар ионов.

Бета-частицы — это поток электронов или позитронов. Их проникающая способность значительно выше, чем у α -частиц. Оценить пробег электронов в среде можно, используя следующую эмпирическую связь:

$$\begin{cases} R_m = 0,407 \cdot E_{\max}^{1.38} & \text{при } E_{\max} \leq 0,8 \text{ МэВ}, \\ R_m = 0,54 \cdot E_{\max} & \text{при } E_{\max} > 0,8 \text{ МэВ}, \end{cases}$$

где R_m - массовый пробег электронов в г/см^2 ; $E_{\max}$ - максимальная энергия электронов в МэВ.

Наиболее быстрые β -частицы могут пройти слой алюминия до 5 мм. Ионизирующая способность меньше, чем у α -частиц.

Рентгеновские и γ -лучи — это электромагнитное излучение высокой энергии. Обладают большой проникающей способностью, изменяющейся в широких пределах. Ионизирующая способность значительно меньше, чем у α - и β -частиц.

Нейтроны — нейтральные частицы, обладающие большой проникающей способностью. Ионизирующая способность меньше, чем у α - и β -частиц.

Протоны — положительно заряженные ядра водорода. При одинаковой энергии с α - и β -частицами протоны занимают промежуточное положение между ними по проникающей и ионизирующей способностям.

Космические лучи — лучи, приходящие на Землю из космического пространства. До поверхности Земли космические лучи доходят значительно преобразованными в результате их взаимодействия с атмосферой. Первичные космические лучи состоят в основном из протонов и ядер тяжелых элементов. В результате их взаимодействия с воздухом атмосферы возникают новые частицы: мезоны, электроны, нейтроны и т.д. В результате взаимодействия нейтронов космического излучения с ядрами атомов азота в атмосфере постоянно образуется радиоактивный изотоп углерода — C^{14} . Радиоактивный изотоп водорода — тритий также образуется в атмосфере под действием космического излучения. Космические лучи обладают очень большой проникающей способностью.

В таблицах 1 – 3 приведены данные по прохождению α - и β -частиц и протонов в некоторых средах.

Пробеги α -частиц и полная ионизация в ткани плотностью 1 г/см³ [4]

таблица 1

Энергия α -частиц, МэВ	В воздухе, см	В алюминии, мкм	В биологической ткани, мкм	Полная ионизация, число пар ионов $\times 10^5$
4,0	2,5	16	31	1,1
4,5	3,0	20	37	1,3
5,0	3,5	23	43	1,4
5,5	4,0	26	49	1,6
6,0	4,6	30	56	1,7
6,5	5,2	34	64	1,9
7,0	5,9	38	72	2,0
7,5	6,6	43	81	2,1
8,0	7,4	48	91	2,3
8,5	8,1	53	100	2,4
9,0	8,9	58	110	2,6
9,5	9,8	64	120	2,7
10,0	10,6	69	130	2,9

Средний пробег протонов и полная ионизация в воздухе и ткани плотностью 1 г/см³ [3]

таблица 2

Энергия протонов, МэВ	Воздух, см	Мягкие биологические ткани, мкм	Полная ионизация, число пар ионов
1	2,3	23	9154
2	7,3	73	15841
3	14,7	147	22344
4	24,1	241	28438
5	35,5	355	34293
6	48,6	486	39901
7	64,2	642	45967
8	81,3	813	51707
9	100,4	1004	57529
10	121,1	1211	63214
15	238,0	2380	-

Максимальный пробег β -частиц в различных средах [8]

таблица 3

Энергия β -частиц, МэВ	В воздухе, м	В алюминии, мм	В мягкой ткани, мм
0,01	0,00229	0,00127	0,00247
0,5	1,601	0,837	1,77
1,0	3,936	2,059	4,38
2,0	8,732	4,593	9,84
3,0	13,411	7,741	15,30
4,0	17,858	9,841	20,60
5,0	22,281	11,889	25,80
6,0	25,156	14,259	31,00
8,0	34,377	-	41,30

1.2. Специальная терминология по вопросам радиационной безопасности

Число распадов в секунду в радиоактивном образце называется его **активностью**. Единицу измерения активности (в системе СИ) называют беккерелем (*Бк*) в честь французского ученого Анри Беккереля, открывшего явление радиоактивности.

$$1 \text{ Бк} = 1 \text{ распад/с}$$

Кюри (внесистемная единица) - активность препарата данного изотопа, в котором в одну секунду происходит $3,7 \cdot 10^{10}$ актов распада.

$$1 \text{ Ки} = 3,7 \cdot 10^{10} \text{ Бк}$$

Концентрация радиоактивного вещества обычно характеризуется концентрацией его активности. Концентрация активности выражается в единицах активности на единицу веса (удельная активность) или на единицу объема (активная концентрация). Единицы измерения концентрации радиоактивного вещества *Бк/кг* (внесистемная единица *Ки/кг*), *Бк/л* и *Бк/м³* (внесистемные единицы *Ки/л*, *Ки/м³*, *эман*).

$$1 \text{ эман} = 1 \cdot 10^{-10} \text{ Ки/л} = 3,7 \text{ Бк/л}$$

Повреждений, вызванных в живом организме излучением, будет тем больше, чем больше энергии оно передаст тканям. Количество переданной организму энергии называется **дозой**.

Дозу излучения организм может получить от любого радионуклида или их смеси независимо от того, находятся ли они вне организма или внутри его (в результате попадания с пищей, водой или воздухом).

Дозы можно рассчитывать по-разному, с учетом того, каков размер облученного участка и где он расположен, один ли человек подвергся облучению или группа людей и в течении какого времени это происходило.

Поглощенная доза - количество энергии излучения, поглощенное единицей массы облучаемого тела (тканями организма). Единица измерения в системе СИ - Грей (*Гр*).

$$1 \text{ Гр} = 1 \text{ Дж/кг}$$

Но эта величина не учитывает того, что при одинаковой поглощенной дозе альфа излучение гораздо опаснее бета- или гамма-излучений. Если принять во внимание этот факт, то дозу следует умножить на коэффициент, отражающий способность излучения данного вида повреждать ткани организма. Альфа-излучение считается при этом в *20 раз* опаснее других видов излучений. Пересчитанную таким образом дозу называют **эквивалентной дозой**. Ее в системе СИ измеряют в зивертах (*Зв*). Для рентгеновского, гамма- и бета-излучений

$$1 \text{ Зв} = 1 \text{ Дж/кг}$$

Следует учитывать также, что одни части тела (органы, ткани) более чувствительны, чем другие: например при одинаковой эквивалентной дозе облучения возникновение рака в легких более вероятно, чем в щитовидной железе, а облучение половых желез особенно опасно из-за риска генетических повреждений. Поэтому дозы облучения органов и тканей также следует учитывать с разными коэффициентами (табл. 4). Умножив эквивалентные дозы на соответствующие коэффициенты и просуммировав по всем органам и тканям, получим **эффективную эквивалентную дозу**, отражающую суммарный эффект облучения для организма. Она также измеряется в зивертах.

Эти три понятия описывают только индивидуально получаемые дозы. Просуммировав индивидуальные эффективные эквивалентные дозы, получен-

ные группой людей, мы получим **коллективную эффективную эквивалентную дозу**, которая измеряется в человеко-зивертах (чел·Зв).

Коэффициенты радиационного риска [7]

таблица 4

Красный костный мозг	0,12
Костная ткань	0,03
Щитовидная железа	0,03
Молочная железа	0,15
Легкие	0,12
Половые железы	0,25
Другие ткани	0,30
Организм в целом	1,00

Соотношение между внесистемными единицами измерения активности и характеристик поля излучения и единицами СИ

таблица 5

Величина	Обозначения и наименования единиц		Связь между единицами
	Внесистемная	Единица СИ	
Активность	<i>Ku</i> (кюри)	<i>Bk</i> (беккерель)	$1 Ku = 3,7 \cdot 10^{10} c^{-1} = 3,7 \cdot 10^{10} Bk$ $1 Bk = 1 c^{-1} = 0,27 \cdot 10^{-10} Ku$
Удельная активность	<i>Ku/кг</i>	<i>Bk/кг</i>	$1 Ku/кг = 3,7 \cdot 10^{10} Bk/кг$ $1 Bk/кг = 0,27 \cdot 10^{-10} Ku/кг$
Объемная активность	<i>Ku/л, эман</i>	<i>Bk/м³</i>	$1 Ku/л = 3,7 \cdot 10^{13} Bk/м³$ $1 Bk/м³ = 0,27 \cdot 10^{-13} Ku/л$ $1 эман = 1 \cdot 10^{-10} Ku/л = 3,7 Bk/л$
Поглощенная доза	<i>рад</i>	<i>Гр</i> (грей)	$1 рад = 100 эрг/г = 0,01 Гр$ $1 Гр = 10^4 эрг/г = 100 рад$
Мощность поглощенной дозы	<i>рад/с</i>	<i>Гр/с</i>	$1 рад/с = 0,01 Гр/с$ $1 Гр/с = 100 рад/с$
Эквивалентная доза	<i>бэр</i> (биологический эквивалент <i>рада</i>)	<i>Зв</i> (зиверт)	$1 бэр = 1 рад/Q^* = 0,01 Гр/Q = 0,01 Зв$ $1 Зв = 1 Гр/Q = 100 рад/Q = 100 бэр$
Мощность эквивалентной дозы	<i>бэр/с</i>	<i>Зв/с</i>	$1 бэр/с = 0,01 Зв/с$ $1 Зв/с = 100 бэр/с$
Экспозиционная доза	<i>P</i> (рентген)	<i>Кл/кг</i>	$1 P = 2,58 \cdot 10^{-4} Кл/кг$ $1 P = 0,88 \cdot 10^{-2} Гр$ в воздухе $1 Кл/кг = 3,88 \cdot 10^3 P$
Мощность экспозиционной дозы	<i>P/с</i>	$\frac{Кл}{кг \cdot с}$	$1 P/с = 2,58 \cdot 10^{-4} Кл/кг \cdot с$ $1 P/с = 0,88 \cdot 10^{-2} Гр/с$ в воздухе $1 Кл/кг \cdot с = 3,88 \cdot 10^3 P/с$

* - коэффициент качества излучения

1.3. Воздействие ионизирующего излучения на ткани организма

Радиация по самой своей природе вредна для жизни. Малые дозы облучения могут "запустить" не до конца еще установленную цепь событий, приводящих к раку или к генетическим повреждениям. При больших дозах радиация может разрушать клетки, повреждать ткани органов и явиться причиной скорой гибели организма.

Повреждения, вызываемые большими дозами облучения, обыкновенно проявляются в течение нескольких часов или дней. Раковые заболевания, однако, проявляются спустя много лет после облучения - как правило, не ранее, чем через одно-два десятилетия. А врожденные пороки развития и другие наследственные болезни, вызываемые повреждением генетического аппарата, проявляются лишь в следующем или последующих поколениях: это дети, внуки и более отдаленные потомки человека, подвергшегося облучению.

Чтобы вызвать острое поражение организма, дозы облучения должны превышать определенный уровень, но нет никаких оснований считать, что это правило действует в случае таких последствий, как рак или повреждение генетического аппарата. По крайней мере, теоретически для этого достаточно самой малой дозы. Однако в то же самое время никакая доза облучения не приводит к этим последствиям во всех случаях. Даже при относительно больших дозах облучения далеко не все люди обречены на эти болезни: действующие в организме человека репарационные механизмы обычно ликвидируют все повреждения. Точно также любой человек, подвергшийся действию радиации, совсем не обязательно должен заболеть раком или стать носителем наследственных болезней; однако вероятность, или риск, наступления таких последствий у него больше, чем у человека, который не был облучен. И риск этот тем больше, чем больше доза облучения.

Механизм воздействия ионизирующего излучения на ткани организма следующий.

Заряженные частицы. Проникающие в ткани организма альфа- и бета-

частицы теряют энергию вследствие электрических взаимодействий с электронами тех атомов, близ которых они проходят. Гамма-излучение и рентгеновские лучи передают свою энергию веществу несколькими способами (фотоэффект, комптон-эффект, эффект образования электрон-позитронных пар), которые в конечном счете также приводят к электрическим взаимодействиям.

Электрические взаимодействия. За время порядка десяти триллионных секунды после того, как проникающее излучение достигнет соответствующего атома в ткани организма, от этого атома отрывается электрон. Последний заряжен отрицательно, поэтому остальная часть исходно нейтрального атома становится положительно заряженной. Этот процесс называется ионизацией. Оторвавшийся электрон может далее ионизировать другие атомы.

Физико-химические изменения. И свободный электрон, и ионизированный атом обычно не могут долго пребывать в таком состоянии и в течение следующих десяти миллиардных долей секунды участвуют в сложной цепи реакций, в результате которых образуются новые молекулы, включая и такие чрезвычайно реакционноспособные, как "свободные радикалы".

Химические изменения. В течение следующих миллионных долей секунды образовавшиеся "свободные радикалы" реагируют как друг с другом, так и с другими молекулами и через цепочку реакций, еще не изученных до конца, могут вызывать химическую модификацию важных в биологическом отношении молекул, необходимых для нормального функционирования клетки.

Биологические эффекты. Биохимические изменения могут произойти как через несколько секунд, так и через десятилетия после облучения и явиться причиной немедленной гибели клеток или таких изменений в них, которые могут привести к раку.

Основную часть облучения население земного шара получает от естественных источников радиации (рис. 1). Большинство из них таковы, что избежать облучения от них совершенно невозможно. На протяжении всей истории существования Земли разные виды излучения падают на поверхность Земли из

космоса и поступают от радиоактивных веществ, находящихся в земной коре, а также полученных человеком в результате его техногенной деятельности.

Человек подвергается облучению двумя способами. Радиоактивные вещества могут находиться вне организма и облучать его снаружи. В этом случае говорят о внешнем облучении. Или же они могут оказаться в воздухе, которым дышит человек, в пище или воде и попасть внутрь организма. Такой способ облучения называют внутренним.

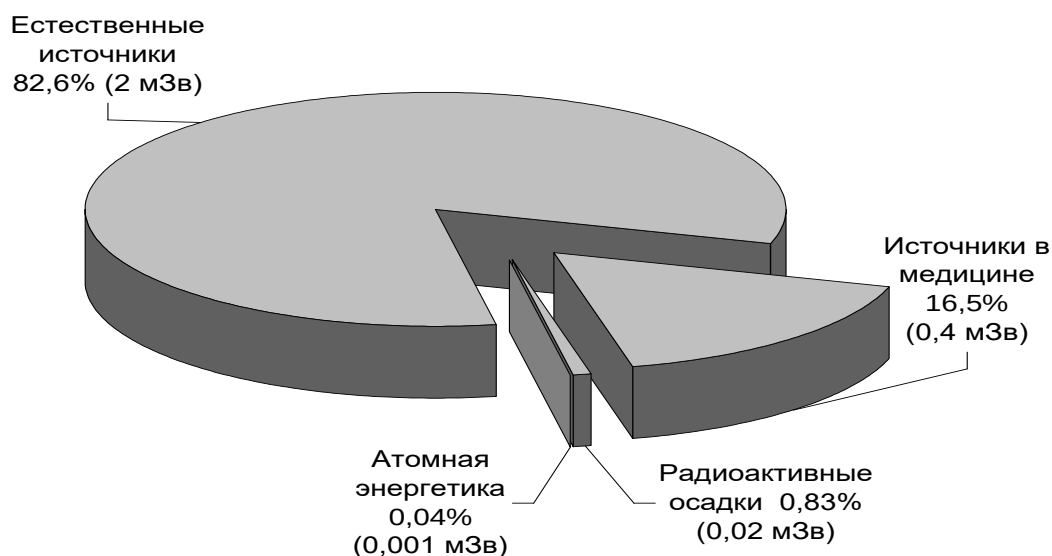


Рис. 1. Источники радиации [7]

Степень радиационного воздействия изотопов, содержащихся в организме человека, определяется создаваемой ими тканевой дозой облучения различных органов и тканей, избирательно накапливающих эти изотопы. Накопление изотопов в организме зависит от скорости их поступления в организм с пищевыми продуктами, водой и воздухом в желудочно-кишечный тракт или легкие, степени усвояемости изотопа из желудочно-кишечного тракта или легких, характера его распределения и времени удержания в организме (табл. 6).

Повреждений, вызванных в живом организме излучением, будет тем больше, чем больше энергии оно передаст тканям (табл. 7).

Биологические и физические константы для некоторых изотопов [5]

Таблица 6

Изотоп	Масса критического органа, г	Периоды полураспада и полу-выведения, дни			Доля изотопа, попадающая в рассматриваемый орган от общего его количества в организме	Доля изотопа, попадающая в рассматриваемый орган при	
		T _{физ}	T _{биол}	T _{эфф}		заглатывании	вдыхании
-1-	-2-	-3-	-4-	-5-	-6-	-7-	-8-
H ³	все тело, 7*10 ⁴	4,5*10 ³	12	12	1,0	0,75	1,0
C ¹⁴	все тело, 7*10 ⁴	2*10 ⁶	10	10	1,0	1,0	0,75
Na ²⁴	все тело, 7*10 ⁴	0,63	11	0,6	1,0	1,0	0,75
P ³²	все тело, 7*10 ⁴	14,3	257	13,5	1,0	0,75	0,63
	кости, 7*10 ³	14,3	1155	14,1	0,21	0,15	0,13
	гол. мозг, 1,5*10 ³	14,3	257	13,5	7·10 ⁻³	5,3·10 ⁻³	4,4·10 ⁻³
K ⁴²	все тело, 7*10 ⁴	0,52	58	0,52	1,0	1,0	0,75
	селезенка, 150	0,52	58	0,52	4·10 ⁻³	4·10 ⁻³	3·10 ⁻³
	гол. мозг, 1,5*10 ³	0,52	58	0,52	0,04	0,04	0,03
	печень, 1,7*10 ³	0,52	58	0,52	0,02	0,02	0,015
Ca ⁴⁵	все тело, 7*10 ⁴	164	16400	162	1,0	0,6	0,55
	кости, 7*10 ³	164	18000	162	0,9	0,54	0,5
Mn ⁵⁶	все тело, 7*10 ⁴	0,11	17	0,11	1,0	0,1	0,3
Fe ⁵⁵	все тело, 7*10 ⁴	1100	800	463	1,0	0,1	0,3
	селезенка, 150	1100	600	388	0,02	0,002	0,006
Fe ⁵⁹	все тело, 7*10 ⁴	45,1	800	42,7	1,0	0,1	0,3
	селезенка, 150	45,1	600	41,9	0,02	0,002	0,006
Co ⁶⁰	все тело, 7*10 ⁴	1900	9,5	9,5	1,0	0,3	0,4
	печень, 1,7*10 ³	1900	9,5	9,5	0,02	0,007	0,02
Ni ⁶⁵	все тело, 7*10 ⁴	0,11	667	0,11	1,0	0,3	0,4
	кости, 7*10 ³	0,11	800	0,11	0,5	0,15	0,2

-1-	-2-	-3-	-4-	-5-	-6-	-7-	-8-
Cu ⁶⁴	все тело, 7*10 ⁴	0,53	80	0,53	1,0	0,28	0,39
	печень, 1,7*10 ³	0,53	150	0,53	0,08	0,02	0,03
	гол. мозг, 1,5*10 ³	0,53	800	0,53	0,01	0,003	0,004
Zn ⁶⁵	все тело, 7*10 ⁴	245	933	194	1,0	0,1	0,3
	кости, 7*10 ³	245	0,001	206	0,16	0,015	0,045
	мышцы, 3*10 ⁴	245	1959	218	0,34	0,03	0,09
Sr ⁹⁰	все тело, 7*10 ⁴	10 ⁴	13000	5700	1,0	0,3	0,4
	кости, 7*10 ³	10 ⁴	18000	6400	0,99	0,09	0,12
Y ⁹⁰	все тело, 7*10 ⁴	2,68	14000	2,68	1,0	0,0001	0,25
	кости, 7*10 ³	2,68	18000	2,68	0,75	7,5·10 ⁻⁵	0,19
J ¹³¹	все тело, 7*10 ⁴	8	138	7,6	1,0	1,0	0,75
	щит. железа., 20	8	138	7,6	0,3	0,3	0,23
Cs ¹³⁷	все тело, 7*10 ⁴	1,1*10 ⁴	70	70	1,0	1,0	0,75
	мышцы, 3*10 ⁴	1,1*10 ⁴	140	138	0,79	0,4	0,3
Ba ¹⁴⁰	все тело, 7*10 ⁴	12,8	65	10,7	1,0	0,05	0,28
	кости, 7*10 ³	12,8	65	10,7	0,7	0,035	0,19
Po ²¹⁰	все тело, 7*10 ⁴	138,4	30	25	1,0	0,06	0,28
	печень, 1,7*10 ³	138,4	41	32	0,22	0,01	0,05
Ra ²²⁶	все тело, 7*10 ⁴	5,9*10 ⁵	8100	900	1,0	0,3	0,4
	кости, 7*10 ³	5,9*10 ⁵	16400	16000	0,99	0,04	0,03
Th ²³²	все тело, 7*10 ⁴	5,1*10 ¹²	57000	57000	1,0	0,0001	0,25
	кости, 7*10 ³	5,1*10 ¹²	73000	73000	0,9	7·10 ⁻⁵	0,18
Th ²³⁴	все тело, 7*10 ⁴	24,1	57000	24,1	1,0	0,0001	0,25
	кости, 7*10 ³	24,1	73000	24,1	0,7	7·10 ⁻⁵	0,18
U ²³⁸	все тело, 7*10 ⁴	1,6*10 ¹²	100	100	1,0	0,0001	0,25
	кости, 7*10 ³	1,6*10 ¹²	300	300	0,85	3,3·10 ⁻⁵	0,083
U ²³⁵	все тело, 7*10 ⁴	2,6*10 ¹¹	100	100	1,0	0,0001	0,25
	кости, 7*10 ³	2,6*10 ¹¹	300	300	0,85	3,3·10 ⁻⁵	0,083
Pu ²³⁹	все тело, 7*10 ⁴	8,9*10 ⁶	65000	64000	1,0	3·10 ⁻⁵	0,25
	кости, 7*10 ³	8,9*10 ⁶	73000	72000	0,9	2,4·10 ⁻⁵	0,2

Эффективная энергия основных радиоактивных изотопов,
передаваемая ткани при каждом акте их распада [5]

Таблица 7

Радиоактивный изотоп	Критический орган	$E_{\Sigma}, \text{МэВ}$
H^3	Все тело	0,01
C^{14}	Все тело, жировая ткань	0,054
	Кости	2,7
Na^{24}	Все тело	2,7
	Легкие	1,5
P^{32}	Все тело,	0,69
	Кости	3,5
Co^{60}	Все тело	1,5
	Легкие, печень	0,72
	Селезенка, почки	0,56
Zn^{65}	Все тело, мышцы	0,32
	Легкие, печень	0,15
	Почки	0,11
	Кости	0,094
Sr^{90}	Все тело, легкие	0,21
	Кости	1,1
Y^{90}	Все тело	0,89
	Легкие	0,87
	Кости	4,4
J^{131}	Все тело	1,6
	Щитовидная железа	0,69
Cs^{137}	Все тело, мышцы	0,59
Ba^{140}	Все тело, мышцы	2,3
	Кости	4,2
Po^{210}	Все тело, легкие, селезенка, почки, печень	55
Ra^{226}	Все тело, кости	110
Th^{232}	Все тело	62
	Кости	270
U^{235}	Все тело, почки, легкие	46
U^{238}	Все тело, легкие, почки	43
	Кости	220
Pu^{239}	Все тело, легкие, печень	53
	Кости	270

1.4. Расчет доз облучения

Тканевую дозу от внешнего γ -излучения радиоактивных изотопов можно определить по величине измеренной ионизации.

Хультковист [10] вывел соотношения для вычисления величины ионизации, создаваемой над поверхностью земли γ -излучением естественных радио-

активных изотопов Ra^{226} , U , Th (в случае равновесия с продуктами их распада) и K , содержащихся в почве (табл. 8).

Данные по ионизации над поверхностью земли [10]

таблица 8

Изотоп	Ионизация, пар ионов/ $см^3 \cdot с$	
	без учета рассеянного излучения *	с учетом многократного рассеяния γ -квантов
Радий-226	$0,6 \cdot 10^{12} C_{Ra}$	$1,26 \cdot 10^{12} C_{Ra}$
Природный уран	$0,2 \cdot 10^6 C_U$	$0,44 \cdot 10^6 C_U$
Торий-232	$0,104 \cdot 10^6 C_{Th}$	$0,21 \cdot 10^6 C_{Th}$
Калий	$48 \cdot C_K$	$91 \cdot C_K$

* C - концентрация радиоактивного изотопа, г/г почвы

Ионизация, создаваемая γ -излучением, и мощность дозы P в воздухе (в Гр/сутки) связаны между собой следующим соотношением:

$$P = \frac{n \cdot 34 \cdot 8,64 \cdot 10^4 \cdot 1,6 \cdot 10^{12} \cdot 770 \cdot 1,12}{10^4} = 4 \cdot 10^{-7} \cdot n \quad (2)$$

где n - число пар ионов, образованных в $1 см^3$ за $1 с$; 34 - величина средней работы ионизации в воздухе для γ -квантов средних энергий, эВ; $8,64 \cdot 10^4$ - число секунд в сутках; $1,6 \cdot 10^{12}$ - число эргов в 1 эВ; 770 - объем, занимаемый 1 г воздуха, $см^3$; 1,12 - множитель перехода от поглощенной дозы в воздухе к поглощенной дозе в ткани (для γ -квантов средних энергий одному рентгену соответствует поглощенная в 1 г воздуха доза $0,88 \cdot 10^{-2}$ Гр, а в 1 г мягких тканей - $0,98 \cdot 10^{-2}$ Гр).

Используя эту зависимость, Хультквист [10] вывел соотношения, позволяющие определить величину мощности поглощенной дозы на поверхности земли в зависимости от концентрации изотопов Ra^{226} , U , Th и K (с учетом рассеянного излучения в почве):

$$\begin{aligned}
P &= 5 \cdot 10^5 \cdot C_{Ra}, \\
P &= 0,176 \cdot C_U, \\
P &= 8,4 \cdot 10^{-2} \cdot C_{Th}, \\
P &= 3,64 \cdot 10^{-5} \cdot C_K,
\end{aligned}
\tag{3}$$

где C_{Ra} , C_U , C_{Th} и C_K - концентрация радиоактивного изотопа в г/г почвы; P - мощность поглощенной дозы в Гр/сут.

Для естественных радиоактивных изотопов Rn и Tn (и продуктов их распада), содержащихся в атмосферном воздухе, при условии их постоянной концентрации по высоте над поверхностью земли мощность поглощенной дозы можно рассчитать, используя соотношения (4), также полученные Хульткови-стом в предположении, что 60 % аэрозольных частиц, несущих радиоактив-ность продуктов распада Rn и Tn , задерживаются в легочной ткани. Объем лег-ких принят 3000 см^3 , вес 800 г :

$$\begin{aligned}
P &= 1,05 \cdot 10^{-5} \cdot Q_{Rn}, \\
P &= 1,03 \cdot 10^{-5} \cdot Q_{Tn},
\end{aligned}
\tag{4}$$

где P - мощность поглощенной дозы в Гр/сут; Q_{Rn} , Q_{Tn} - концентрация радона и торона в атмосферном воздухе в Бк/л.

В атмосфере постоянно находятся естественные радиоактивные изотопы Rn , Tn и их дочерние продукты, которые непрерывно поступают в легкие чело-века с вдыхаемым воздухом; в легочной ткани накапливаются дочерние про-дукты распада Rn и Tn .

Дозы облучения легких, обусловленные излучением Rn и Tn и их дочер-них продуктов, находящихся в состоянии радиоактивного равновесия в легких, могут быть вычислены с помощью соотношений [9]:

$$\begin{aligned}
P_{Rn} &= 1,35 \cdot 10^2 Q_{Rn}, \\
P_{Tn} &= 17,97 \cdot 10^2 Q_{Tn},
\end{aligned}
\tag{5}$$

где P_{Rn} , P_{Tn} - мощности доз, создаваемых соответственно радоном и тороном в

мЗв/год ; Q_{Rn} и Q_{Tn} - концентрации радона и торона в воздухе в Бк/л .

Если известны мощность дозы P и время облучения t , то доза от внешнего облучения равна их произведению:

$$D = P t \quad (6)$$

Тканевая доза облучения критического органа, в котором отложилась некоторая доля от попавшего в организм радиоактивного изотопа, может быть вычислена по следующему соотношению:

$$D = \frac{C \cdot k \cdot E_{\Sigma} \cdot 1,6 \cdot 10^{-6} \cdot t}{M \cdot 10^4}, \quad (7)$$

где D - доза облучения критического органа в Гр ; C - активность изотопа, попавшего в организм, в Бк или расп/с ; k - доля изотопа, отложившегося в критическом органе, от его общего количества во всем организме; E_{Σ} - эффективная энергия, передаваемая ткани органа при каждом акте распада радиоактивного изотопа, в МэВ ; t - время облучения критического органа в с ; M - масса критического органа, в г ; $1,6 \cdot 10^{-6}$ - число эргов в 1 МэВ ; 10^4 - число эрг/г на 1 Гр .

Активность радиоактивного препарата, попавшего в организм, можно рассчитать, если известна его масса :

$$C = \frac{\ln 2 \cdot N_o \cdot m}{T_{1/2} \cdot A}, \quad (8)$$

где $N_o = 6,02 \cdot 10^{23}$ - число Авогадро; m - масса изотопа в г ; $T_{1/2}$ - период его полураспада в с ; A - атомная масса изотопа.

Как видно из соотношения (7), доза в органе, в котором содержится радиоактивный изотоп, зависит от массы облучаемого органа, активности изотопа, содержащейся в этом органе, и энергии испускаемых изотопом частиц и γ -квантов, приходящейся на один распад. На получаемую дозу также будет влиять время пребывания радиоактивного изотопа в органе, которое в свою очередь зависит от периода полураспада радионуклида и периода его полувыведения из органа.

По соотношению (7) можно рассчитывать дозу, если концентрация ра-

диоизотопа в критическом органе практически не меняется во времени (период эффективного полувыведения изотопа очень велик), то есть когда изотоп медленно распадается и выводится.

Если концентрация изотопа в критическом органе во времени ощутимо уменьшается из-за биологического выведения и радиоактивного распада, то через время t после окончания поступления изотопа в орган доза будет равна:

$$D = \frac{C \cdot k \cdot E_{\Sigma} \cdot 1,6 \cdot 10^{-6}}{M \cdot 10^4} \cdot \frac{(1 - e^{-\lambda t})}{\lambda}, \quad (9)$$

где λ - постоянная эффективного выведения ($\lambda = \ln 2 / T_{эфф}$) в c^{-1} .

Если доза рассчитывается за достаточно большой промежуток времени, когда практически весь радиоактивный изотоп удалится из организма, то необходимо использовать следующее соотношение:

$$D = \frac{C \cdot k \cdot E_{\Sigma} \cdot 1,6 \cdot 10^{-6}}{M \cdot 10^4} \cdot \frac{1}{\lambda}. \quad (10)$$

1.5. Предельно допустимые уровни облучения

Предельно допустимые дозы внешнего и внутреннего облучения регламентируются Нормами радиационной безопасности (НРБ-99/2009) и приведены в таблице 9.

таблица 9

Нормируемые величины	Дозовые пределы, мЗв/год		
	персонал категории А*	персонал категории Б**	население
Эффективная доза	50	12,5	5
Эквивалентная доза в			
1) хрусталике глаза, кроветворных органах, гонадах	150	37,5	15
2) коже, щитовидной железе, костях, легких, печени, почках, мышцах и др.	500	125	50
3) кистях и стопах	500	125	50

* лица, работающие непосредственно с источниками ионизирующих излучений,

** лица, работающие в помещениях, смежных с помещениями, в которых ведутся работы с радиоактивными веществами и источниками ионизирующих излучений, но не занятых непосредственно работой с радиоактивными веществами и источниками ионизирующих излучений.

Для студентов и учащихся в возрасте до 21 года, проходящих обучение с использованием источников ионизирующего излучения, годовые накопленные дозы не должны превышать значений, установленных для населения.

2. ЛАБОРАТОРНЫЙ ПРАКТИКУМ

2.1. Определение предельно допустимого времени пребывания на различных расстояниях от источника гамма-излучения

Задание

а) Предварительно отградуированным радиометром измерить мощность экспозиционной дозы на различных расстояниях от источника гамма-излучения Ra^{226} (3,7 МБк).

б) По результатам эксперимента найти предельно допустимое время пребывания на различных расстояниях от источника излучения.

в) Рассчитать теоретически предельно допустимое время пребывания на различных расстояниях от данного источника излучения.

г) Сравнить экспериментальные результаты и теоретические расчеты. Сделать выводы.

Материалы и оборудование

1. Отградуированный радиометр типа СРП-68-01 или СРП-88-01.
2. Радиоизотопный источник Ra^{226} (эталон С-41; 0,1 мг Ra; 3,7 МБк).
3. Калькулятор, миллиметровка, карандаш, резинка, линейка.

Порядок выполнения работы

а) Радиометр установить в 10-ти положениях на различных расстояниях от источника Ra^{226} и измерить мощность экспозиционной дозы P . Расстояние изменять от 0,1 до 1 м с шагом 0,1 м. Для перемещения источника использовать дистанционный инструмент.

б) Рассчитать предельно допустимое время пребывания на различных расстояниях от источника излучения по формуле:

$$t_{max} = \frac{D_{np}}{P}, \quad (11)$$

где D_{np} - предельно допустимая доза за один рабочий день при пятидневной рабочей неделе (для персонала – 0,2 мГр, для населения – 0,02 мГр), P - мощность поглощенной дозы в мГр/ч ($1 \text{ мГр/ч} = 1,13 \cdot 10^5 \text{ мкР/ч}$).

Результаты замеров и последующих расчетов занести в таблицу:

Расстояние R , м	Мощность дозы P		t_{max} , ч	$t_{max}^{теор}$, ч
	в мкР/ч	в мГр/ч		
1	2	3	4	5

в) Теоретически рассчитать предельно допустимое время пребывания на различных расстояниях от источника излучения по формуле:

$$t_{max}^{теор} = \frac{D_{np}}{84} \cdot R^2, \quad (12)$$

где D_{np} - предельно допустимая доза за один рабочий день при пятидневной рабочей неделе (для персонала – 0,2 мГр, для населения – 0,02 мГр), 84 – постоянная источника Ra^{226} типа С-41, R – расстояние до источника излучения в м.

Результаты теоретических расчетов занести в таблицу.

г) По экспериментальным данным и теоретическим расчетам на одних координатных осях построить графики зависимости $t_{max} = f(R)$ и $t_{max}^{теор} = f(R)$ для персонала и населения (рис.2).

д) Сделать выводы. Объяснить, почему кривая $t_{max} = f(R)$ лежит ниже теоретически рассчитанной кривой $t_{max}^{теор} = f(R)$ или почему теоретически рассчитанное время пребывания возле источника больше найденного экспериментально.

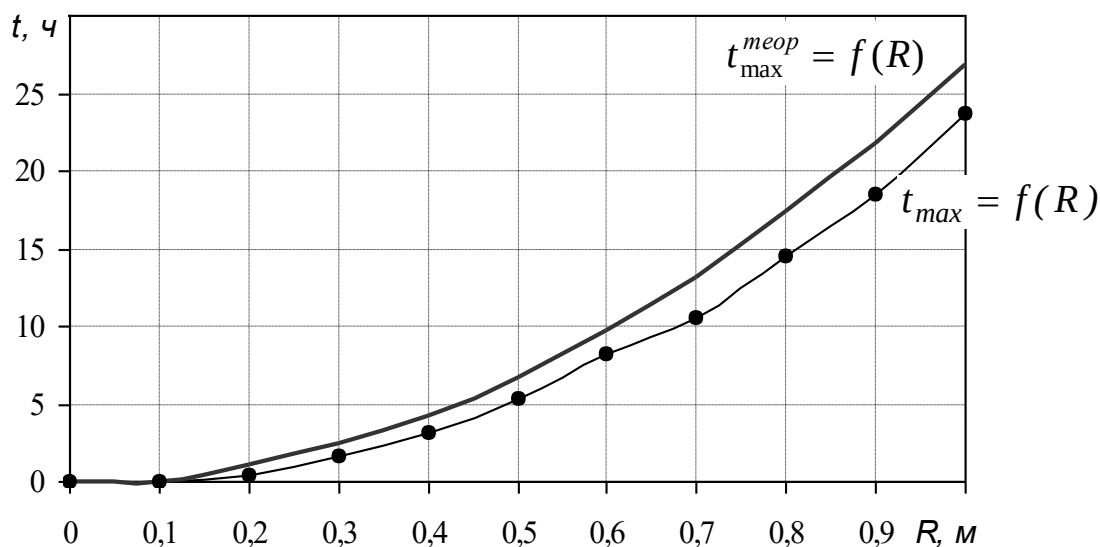


Рис. 2. Образец оформления графиков зависимости $t_{\max} = f(R)$ и $t_{\max}^{\text{теор}} = f(R)$.

Контрольные вопросы

1. Дайте определение экспозиционной дозы.
2. Дайте определение поглощенной дозы.
3. Какова связь между мкР и мГр ?
4. Какова связь между дозой и мощностью дозы ?
5. Как зависит доза от расстояния между источником ионизирующего излучения и детектором ?
6. Как зависит доза от времени пребывания возле источника ?
7. Как влияет рассеянное гамма-излучение источника на дозу внешнего облучения ?

Содержание отчета

1. Краткое изложение основных теоретических положений.
2. Порядок выполнения измерений и расчетов.
3. Результаты измерений и расчетов.
4. Графики зависимости $t_{\max} = f(R)$ и $t_{\max}^{\text{теор}} = f(R)$ для персонала и населения.
5. Выводы.

2.2. Определение дозы внутреннего облучения при попадании радиоактивного вещества внутрь организма

Задание

а) Познакомиться с основными теоретическими положениями при расчете тканевых доз облучения.

б) По заданному преподавателем варианту условий рассчитать дозу внутреннего облучения от радиоактивного вещества, попавшего внутрь организма, за период, равный времени полного выведения радионуклида из организма. При расчете пользоваться справочными данными табл. 6 и табл. 7.

в) Сделать выводы о последствиях внутреннего облучения всего организма или отдельных органов данным радиоактивным веществом.

г) Варианты условий расчета дозы внутреннего облучения

таблица 10

Вариант задания	Радиоактивный изотоп, попавший внутрь организма	Количество радиоактивного изотопа, г	Орган или ткань организма для расчета дозы
-1-	-2-	-3-	-4-
1	H ³	10 ⁻⁶	все тело
2	C ¹⁴	10 ⁻⁶	все тело
3	Na ²⁴	10 ⁻⁹	все тело
4	P ³²	10 ⁻⁹	все тело
5	P ³²	10 ⁻⁹	кости
6	Co ⁶⁰	10 ⁻⁹	все тело
7	Co ⁶⁰	10 ⁻⁹	печень
8	Zn ⁶⁵	10 ⁻⁹	все тело
9	Zn ⁶⁵	10 ⁻⁹	кости
10	Zn ⁶⁵	10 ⁻⁹	мышцы
11	Sr ⁹⁰	10 ⁻⁹	все тело
12	Sr ⁹⁰	10 ⁻⁹	кости
13	Y ⁹⁰	10 ⁻⁹	все тело
14	Y ⁹⁰	10 ⁻⁹	кости
15	J ¹³¹	10 ⁻⁹	все тело
16	J ¹³¹	10 ⁻⁹	щитовидная железа
17	Cs ¹³⁷	10 ⁻⁹	все тело
18	Cs ¹³⁷	10 ⁻⁹	мышцы
19	Ba ¹⁴⁰	10 ⁻⁹	все тело

-1-	-2-	-3-	-4-
20	Ba ¹⁴⁰	10 ⁻⁹	кости
21	Po ²¹⁰	10 ⁻⁹	все тело
22	Po ²¹⁰	10 ⁻⁹	печень
23	Ra ²²⁶	10 ⁻⁹	все тело
24	Ra ²²⁶	10 ⁻⁹	кости
25	Th ²³²	10 ⁻⁹	все тело
26	Th ²³²	10 ⁻⁹	кости
27	U ²³⁵	10 ⁻⁹	все тело
28	U ²³⁵	10 ⁻⁹	кости
29	U ²³⁸	10 ⁻⁹	все тело
30	U ²³⁸	10 ⁻⁹	кости
31	Pu ²³⁹	10 ⁻⁹	все тело
32	Pu ²³⁹	10 ⁻⁹	кости

Материалы и оборудование

1. Справочная информация из табл. 6 и 7 настоящего методического пособия.
2. Калькулятор.

Порядок выполнения работы

а) По формуле (8) рассчитать активность радиоактивного препарата, попавшего в организм.

б) Если изотоп медленно распадается и выводится, и концентрация радиоизотопа в критическом органе или всем теле практически не меняется во времени, то есть когда период эффективного полувыведения изотопа очень велик (см. табл. 6), то при расчете дозы использовать формулу 7. Время t принять равным времени полного выведения радионуклида из организма, то есть $t = T_{эфф}/\ln 2$

Если концентрация изотопа в критическом органе или всем теле ощутимо уменьшается во времени вследствие биологического выведения и радиоактивного распада, то при расчете дозы использовать формулу 9, также приняв время t равным $T_{эфф}/\ln 2$.

в) Сделать выводы об опасности либо безопасности рассчитанной дозы и возможных последствиях.

Контрольные вопросы

1. Как влияет период полураспада и атомная масса радионуклида на величину его активности ?
2. Как влияет масса критического органа или ткани человека на величину поглощенной дозы ?
4. Как влияет время пребывания радионуклида в критическом органе или ткани человека на величину поглощенной дозы ?
5. Как влияет энергия частиц, излучаемых радионуклидом, на величину поглощенной дозы ?
6. От чего зависит период эффективного полувыведения радионуклида из организма ?
7. Если период полураспада радионуклида велик, а период его биологического полувыведения из организма мал, то каков будет период эффективного полувыведения радионуклида ? Почему ?
8. Если период полураспада радионуклида мал, а период его биологического полувыведения из организма велик, то каков будет период эффективного полувыведения радионуклида ? Почему ?

Содержание отчета

1. Краткое изложение основных теоретических положений.
2. Порядок выполнения расчетов.
3. Результаты расчетов.
4. Выводы.

2.3. Определение дозы внешнего облучения при работе на территориях с повышенной радиоактивностью

Задание

- а) Рассчитать дозу внешнего облучения оператора-радиометриста, выполняющего профильную спектрометрическую гамма-съемку в зоне уран-тори-

евого оруденения (рудное тело выходит на дневную поверхность). Скорость перемещения оператора по профилю – 3 км/ч. Время измерений на точке – 2 мин. Расстояние между точками измерений – 50 м. Исходными данными для расчета считать результаты измерений концентрации урана, тория и калия по профилю (табл. 11).

б) Построить графики распределения по профилю концентрации урана, тория, калия и суммарной мощности поглощенной дозы (рис. 3).

в) Сравнить рассчитанную дозу с дозовым пределом для населения (табл.9). Оценить возможность работы оператора в данных условиях в течение месяца при условии, что рабочий день составляет 8 часов. Дать объяснения.

г) Варианты условий расчета:

таблица 11

№ пи- кета	Вариант 1			Вариант 2			Вариант 3			Вариант 4		
	C _u , %	C _{Th} , %	C _k , %	C _u , %	C _{Th} , %	C _k , %	C _u , %	C _{Th} , %	C _k , %	C _u , %	C _{Th} , %	C _k , %
1	0,01	0,02	1,28	0,01	0,02	1,69	0,01	0,02	2,07	0,00	0,02	2,07
2	0,01	0,02	1,28	0,01	0,02	1,68	0,01	0,02	2,06	0,01	0,02	2,06
3	0,02	0,02	1,36	0,02	0,01	1,70	0,02	0,04	2,07	0,02	0,04	2,07
4	0,09	0,10	1,4	0,09	0,03	1,90	0,09	0,17	1,90	0,04	0,17	1,90
5	0,40	0,17	1,35	0,4	0,28	2,10	0,15	0,37	2,10	0,07	0,37	1,97
6	0,60	0,27	1,34	0,74	0,46	2,16	0,32	0,63	2,16	0,19	0,63	2,06
7	0,70	0,33	1,30	1,20	0,54	2,40	0,38	0,71	2,40	0,38	0,71	2,14
8	1,20	0,35	1,43	1,39	0,55	2,17	0,29	0,55	2,17	0,61	0,87	2,17
9	1,50	0,37	1,72	1,08	0,45	2,53	0,13	0,37	2,21	0,69	1,13	2,21
10	1,00	0,34	1,80	0,58	0,34	2,19	0,68	0,96	2,19	0,87	1,26	2,29
11	0,50	0,36	1,54	0,50	0,36	2,07	1,00	1,36	2,36	0,99	1,45	2,36
12	0,60	0,57	1,46	0,60	0,35	1,97	0,90	1,53	2,19	0,90	1,35	2,19
13	0,70	0,82	1,42	0,53	0,29	1,83	0,65	1,16	2,07	0,65	1,16	2,07
14	0,90	1,00	1,35	0,39	0,27	1,80	0,47	0,75	2,03	0,47	0,75	2,03
15	0,40	0,50	1,35	0,30	0,20	1,74	0,30	0,48	1,98	0,30	0,48	2,04
16	0,20	0,30	1,32	0,20	0,13	1,67	0,11	0,196	1,90	0,11	0,20	2,02
17	0,10	0,20	1,35	0,10	0,06	1,75	0,05	0,08	1,91	0,07	0,08	1,97
18	0,04	0,08	1,34	0,04	0,03	1,60	0,03	0,03	1,82	0,04	0,03	1,92
19	0,02	0,01	1,35	0,02	0,01	1,64	0,02	0,01	1,94	0,02	0,01	1,99
20	0,01	0,01	1,40	0,01	0,01	1,64	0,01	0,01	1,98	0,01	0,01	2,06

продолжение таблицы 11

№ пи- кета	Вариант 5			Вариант 6			Вариант 7			Вариант 8		
	$C_U, \%$	$C_{Th}, \%$	$C_K, \%$	$C_U, \%$	$C_{Th}, \%$	$C_K, \%$	$C_U, \%$	$C_{Th}, \%$	$C_K, \%$	$C_U, \%$	$C_{Th}, \%$	$C_K, \%$
1	0,00	0,02	1,79	0,00	0,02	2,14	0,00	0,02	2,14	0,02	0,02	2,05
2	0,04	0,02	1,88	0,03	0,02	2,12	0,02	0,02	2,12	0,02	0,02	2,04
3	0,02	0,04	1,86	0,02	0,04	2,02	0,02	0,00	2,02	0,02	0,01	2,02
4	0,04	0,04	1,90	0,20	0,04	2,02	0,04	0,06	2,02	0,09	0,01	2,02
5	0,07	0,17	1,97	0,27	0,09	2,12	0,07	0,15	2,12	0,39	0,03	2,12
6	0,18	0,45	2,06	0,28	0,10	2,18	0,18	0,22	2,18	0,59	0,08	2,36
7	0,38	0,65	2,20	0,38	0,07	2,29	0,29	0,4	2,29	0,29	0,16	2,29
8	0,29	0,85	2,23	0,52	0,1	2,36	0,52	0,61	2,36	0,92	0,36	2,23
9	0,77	1,08	2,30	0,77	0,53	2,40	0,94	0,98	2,65	1,60	0,64	2,55
10	0,89	1,20	2,35	0,89	0,12	2,35	1,80	1,52	2,85	2,18	0,83	2,96
11	0,30	0,26	2,10	0,64	0,07	2,23	0,87	1,13	2,59	1,10	0,55	2,59
12	0,90	0,15	2,19	0,54	0,15	2,19	0,30	0,57	2,42	0,30	0,11	2,42
13	0,65	0,06	2,13	0,60	0,10	2,13	0,18	0,32	2,37	0,12	0,07	2,37
14	0,14	0,04	2,03	0,39	0,06	2,10	0,28	0,92	2,21	0,07	0,03	2,21
15	0,30	0,04	2,04	0,30	0,04	2,10	0,13	0,36	2,28	0,04	0,07	2,10
16	0,11	0,02	2,02	0,11	0,01	2,11	0,04	0,13	2,11	0,04	0,01	2,00
17	0,02	0,01	2,04	0,03	0,01	2,12	0,03	0,04	2,12	0,03	0,02	1,97
18	0,04	0,03	2,07	0,04	0,01	2,16	0,01	0,02	2,07	0,04	0,01	2,07
19	0,02	0,01	2,12	0,02	0,01	2,12	0,02	0,05	2,12	0,02	0,03	2,05
20	0,01	0,01	2,06	0,01	0,01	2,06	0,01	0,01	2,06	0,01	0,01	2,15

Материалы и оборудование

1. Справочная информация из таблицы 9 настоящего методического пособия.
2. Калькулятор, миллиметровка, карандаш, резинка, линейка.

Порядок выполнения работы

а) Используя соотношения (3) рассчитать мощности поглощенных доз P_U , P_{Th} , P_K на поверхности земли в зависимости от концентрации изотопов U , Th и K . Следует иметь в виду, что в приведенных соотношениях концентрации радиоактивных изотопов C_U , C_{Th} и C_K представлены в г/г почвы, а мощности поглощенных доз P получают в Гр/сут. Чтобы C_U , C_{Th} и C_K подставлять в %, а P получать в Гр/ч, необходимо правую часть равенств умножить на 10^{-2} ($1\% = 10^{-2}$ г/г) и разделить на 24 (1 сут. = 24 ч.):

$$\begin{aligned}
 P_U &= 7,33 \cdot 10^{-5} \cdot C_U, \\
 P_{Th} &= 3,5 \cdot 10^{-5} \cdot C_{Th}, \\
 P_K &= 1,52 \cdot 10^{-8} \cdot C_K
 \end{aligned}
 \tag{12}$$

Чтобы мощности поглощенных доз выразить в $мГр/ч.$, следует полученные значения P_U, P_{Th}, P_K умножить на 10^3 .

б) Общую мощность поглощенной дозы в i -той точке профиля от ионизирующего действия γ -излучений U (и продуктов его распада), Th (и продуктов его распада) и K , содержащихся в почве, находят суммированием:

$$P_{\Sigma i} = P_{Ui} + P_{Thi} + P_{Ki} . \tag{13}$$

Распределения по профилю концентрации урана, тория, калия и суммарной мощности поглощенной дозы вынести на график, образец оформления которого представлен на рис.3.

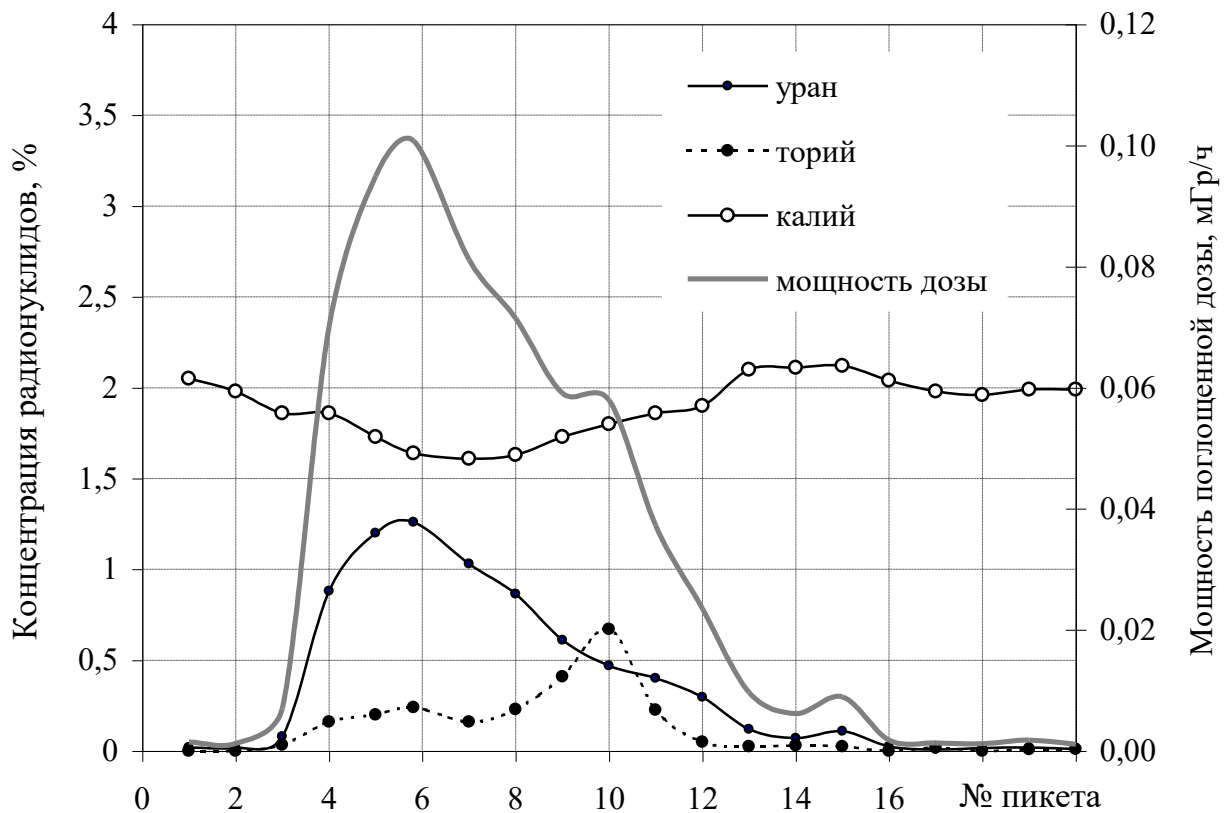


Рис. 3. Образец оформления графиков распределения по профилю концентрации урана, тория, калия и суммарной мощности поглощенной дозы

в) Величину поглощенной дозы находят

$$D = \sum_{i=1}^n P_{\Sigma i} \cdot t_i, \quad (14)$$

где $P_{\Sigma i}$ - общая мощность поглощенной дозы в i -той точке профиля; t_i - время пребывания в i -той точке профиля (с учетом времени перехода от одной точки к другой).

Контрольные вопросы

1. Как связаны между собой величина ионизации, создаваемая γ -излучением, и мощность поглощенной дозы ?
2. Как связаны между собой доза и мощность дозы ?
3. Как оценить возможное время пребывания в условиях повышенного гамма-фона, если известна мощность экспозиционной или поглощенной дозы ?
4. В каких единицах измеряют поглощенную дозу и мощность поглощенной дозы ?
5. Какой из изотопов U , Th или K вносит наибольший вклад в суммарную мощность поглощенной дозы ? Почему ?

Содержание отчета

1. Краткое изложение основных теоретических положений.
2. Порядок выполнения расчетов.
3. Графики распределения по профилю концентрации урана, тория, калия и суммарной мощности поглощенной дозы.
4. Результаты расчета величины поглощенной дозы оператором-радиометристом.
5. Выводы.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Герфорд Л., Кох Х., Хюбнер К.* Практикум по радиоактивности и радиохимии: пер. с нем. – М.: Мир, 1984.
2. *Голубев В.П.* Дозиметрия и защита от ионизирующих излучений - М.: Энергоатомиздат, 1986.
3. *Гусев Н.Г.* Защита от ионизирующих излучений. Том 1. Физические основы защиты от излучений – М.: Энергоатомиздат, 1989.
4. *Краткий справочник инженера-физика..* Ядерная физика. Атомная физика / Под ред. Федорова Н.Д. – М.: Госатомиздат, 1961.
5. *Моисеев А.А., Иванов В.И.* Краткий справочник по радиационной защите и дозиметрии. – М.: Атомиздат, 1964.
6. *Нормы радиационной безопасности (НРБ-99/2009)* – М.: Федеральный центр гигиены и эпидемиологии Роспотребнадзора, 2009.-100 с.
7. *Основные санитарные правила обеспечения радиационной безопасности (ОСПОРБ-99/2010)* - М.: Федеральный центр гигиены и эпидемиологии Роспотребнадзора, 2010. – 83 с.
8. *Радиация. Дозы, эффекты, риск:* пер. с англ. – М.: Мир, 1990.
9. *Холл Э. Дж.* Радиация и жизнь: пер. с англ. – М.: Медицина, 1989.
10. *Хультквист Б.* Ионизирующее излучение естественных источников: пер. с англ. – М.: Изд-во иностр. лит., 1959.

Учебное издание

Александрова Жанна Николаевна

ЛАБОРАТОРНЫЙ ПРАКТИКУМ ПО РАДИАЦИОННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

Учебно-методическое пособие
к практическим занятиям и самостоятельной работе
по дисциплине «Радиационная безопасность» для студентов
специализаций «Геофизические методы исследования скважин» и
«Геофизические методы поисков и разведки МПИ»
специальности 21.05.03 – «Технология геологической разведки»
очной и заочной формы обучения

Часть 1

Расчет доз внешнего и внутреннего облучения

Редактор _____
Компьютерная верстка автора

Подписано в печать ____ . ____ . 2018 г.
Бумага писчая. Формат 60 x 84 1/16.
Гарнитура Times New Roman. Печать на ризографе.
Печ. л. _____. Уч.-изд. л. _____. Тираж 100. Заказ _____

Издательство УГГУ
620144, г. Екатеринбург, ул. Куйбышева, 30
Уральский государственный горный университет
Отпечатано с оригинал-макета
в лаборатории множительной техники УГГУ

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ФГБОУ ВО «Уральский государственный горный университет»

УТВЕРЖДАЮ
Проректор по учебно-методическому

комитету

С.А. Уиоров



**ЛАБОРАТОРНЫЙ ПРАКТИКУМ
ПО РАДИАЦИОННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ**

Специальность:

21.05.03 Технология геологической разведки

форма обучения: очная, заочная

Автор: Александрова Ж. Н.

Екатеринбург

2020



0

ФГБОУ ВО

**«Уральский государственный горный
университет»**

Ж. Н. Александрова

ЛАБОРАТОРНЫЙ ПРАКТИКУМ ПО РАДИАЦИОННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

Учебно-методическое пособие
к практическим занятиям и самостоятельной работе
по дисциплине «Радиационная безопасность» для студентов
специализаций «Геофизические методы исследования скважин» и
«Геофизические методы поисков и разведки МПИ»
специальности 21.05.03 Технология геологической разведки
очной и заочной формы обучения

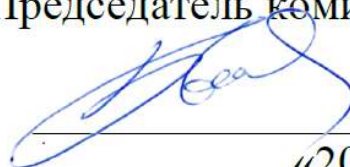
Часть 2

Реабилитация радиоактивно загрязненных территорий

**Екатеринбург
2020**

Федеральное агентство по образованию
ФГБОУ ВО
«Уральский государственный горный университет»

ОДОБРЕНО
методической комиссией
факультета геологии и геофизики
Председатель комиссии



В. И. Бондарев
«20» марта 2020 г.

Ж. Н. Александрова

ЛАБОРАТОРНЫЙ ПРАКТИКУМ ПО РАДИАЦИОННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

Учебно-методическое пособие
к практическим занятиям и самостоятельной работе
по дисциплине «Радиационная безопасность» для студентов
специализаций «Геофизические методы исследования скважин» и
«Геофизические методы поисков и разведки МПИ»
специальности 21.05.03 Технология геологической разведки
очной и заочной формы обучения

Часть 2
Реабилитация радиоактивно загрязненных территорий

Рецензент: Щапов В.А., старший научный сотрудник
Института геофизики УрО РАН, д-р геол.-мин. наук

Александрова Ж.Н.

- А46 Лабораторный практикум по радиационной безопасности: учебно-методическое пособие к практическим занятиям и самостоятельной работе по дисциплине "Радиационная безопасность" для студентов специализаций «Геофизические методы исследования скважин» и «Геофизические методы поисков и разведки МПИ» специальности 21.05.03 – «Технология геологической разведки» очной и заочной формы обучения; Часть 2. Реабилитация радиоактивно загрязненных территорий / Ж. Н. Александрова; Уральский гос. горный ун-т. – Екатеринбург: изд-во УГГУ, 2020. – 26 с.

В учебно-методическом пособии дан краткий обзор существующих способов реабилитации радиоактивно загрязненных территорий, приведены приближенная теория и сведения о практическом применении ботанической реабилитации зараженных почв. Пособие содержит руководства к выполнению двух лабораторных работ по изучению распределения радионуклидов в почвах Чернобыльского следа и факторов перехода радионуклида Cs^{137} из почв в растения.

Учебное пособие предназначено для студентов, обучающихся специализациям «Геофизические методы исследования скважин» и «Геофизические методы поисков и разведки МПИ» по специальности «Технология геологической разведки».

© Александрова Ж.Н., 2020

© Уральский государственный
горный университет, 2020

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
1. БОТАНИЧЕСКАЯ РЕАБИЛИТАЦИЯ РАДИОАКТИВНО ЗАГРЯЗНЕННЫХ ТЕРРИТОРИЙ	5
1.1. Краткий обзор существующих способов дезактивации радиоактивно загрязненных территорий	5
1.2. Теория ботанической реабилитации	6
1.2.1. Предпосылки к применению метода ботанической реабилитации ..	6
1.2.2. Основные количественные соотношения	11
1.2.3. Оценка сроков реабилитации	13
1.2.4. Понятие о факторе ботанической реабилитации и способы его количественной оценки	15
1.3. Практическое применение ботанической реабилитации	16
2. ЛАБОРАТОРНЫЙ ПРАКТИКУМ	20
2.1. Изучение распределения радионуклида Cs^{137} в почвах Чернобыльского следа	20
Задание	20
Материалы и оборудование	20
Порядок выполнения работы	20
Контрольные вопросы	22
Содержание отчета	22
2.2. Определение факторов перехода радионуклида Cs^{137} из почв в растения ..	
Задание	23
Материалы и оборудование	24
Порядок выполнения работы	24
Контрольные вопросы	25
Содержание отчета	25
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	26

ВВЕДЕНИЕ

В течение последних десятилетий в биосфере нашей планеты появились новые компоненты - искусственно синтезированные человеком радиоактивные изотопы. Загрязнение биосферы радиоактивными материалами связано с быстрым ростом атомной промышленности и увеличением применения энергии расщепленного ядра атома.

Проблема радиоактивного загрязнения биосферы привлекает внимание широкого круга специалистов: медиков, биофизиков, геофизиков, радиоэкологов, так как стала очевидна возможная опасность серьезных последствий, вызванных действием на живые организмы ионизирующих излучений, источником которых являются рассеиваемые в природе радиоактивные изотопы.

Особую актуальность эти проблемы приобретают в случае аварийных ситуаций, связанных с выбросами радиоактивных веществ в атмосферу. Такие случаи могут приводить к выведению из сельскохозяйственного оборота больших площадей, где будет невозможно проживание людей и получение продукции, отвечающей нормативным требованиям.

Многие радиоактивные вещества, образующиеся в результате деления тяжелых ядер, играют важную роль в биотическом цикле, в том числе долгоживущие радиоактивные изотопы (например, Sr^{90} и Cs^{137} с периодами полураспада соответственно 28 и 30 лет), так как растворимы в воде и могут участвовать в пищевой цепочке человека. Они активно поглощаются растениями из зараженного почвенного слоя и попадают в продукты питания как растительного, так и животного происхождения.

Повышение уровня радиоактивности в сельском хозяйстве в результате радиоактивного загрязнения почв после выпадения радиоосадков и других возможных причин загрязнения почвенного покрова указывает на необходимость дезактивационных мероприятий, целью которых является исключение неблагоприятных последствий распространения радиоактивных продуктов в природе.

1. БОТАНИЧЕСКАЯ РЕАБИЛИТАЦИЯ РАДИОАКТИВНО ЗАГРЯЗНЕННЫХ ТЕРРИТОРИЙ

1.1. Краткий обзор существующих способов дезактивации радиоактивно загрязненных территорий

В настоящее время в качестве способов дезактивации загрязненных радионуклидами почв используются механические и химические способы [5], а также пассивное ожидание уменьшения радиационного фона за счет естественного распада радионуклидов.

Механическая дезактивации почвы осуществляется путем удаления верхнего слоя почвы с последующим его захоронением на специально отведенных территориях, либо путем глубокой вспашки, в результате которой верхний горизонт сбрасывается ниже границы корнеобитаемого слоя, а более глубокие горизонты переносятся на дневную поверхность [5]. Указанные приемы существенно снижают плодородие почв, так как они связаны с удалением поверхностного, наиболее плодородного слоя почвы или захоронением этого слоя на глубину. На естественное восстановление изъятого слоя почвы, в зависимости от климатических условий, требуются многие десятки и даже сотни лет [4]. Кроме того, механическая дезактивация абсолютно не пригодна для песчаных почв с тонким плодородным слоем, как, например, в Белоруссии, поскольку ее осуществление может привести к невозможности дальнейшего сельскохозяйственного использования таких территорий. Другим ограничивающим фактором для применения механической дезактивации является трудность, связанная с транспортировкой большой снятой массы почвы и организацией специальных "могильников". Здесь возникают проблемы ветровой эрозии и загрязнения грунтовых и питьевых вод.

При химической дезактивации почв предлагается проводить выщелачивание радиоактивных изотопов Cs^{137} и Sr^{90} с помощью химических агентов. Однако применение этой технологии связано с проблемой выбора химического агента. Невозможно подобрать такой агент, который действовал бы только на

атомы Cs^{137} и Sr^{90} , поскольку в системе почва - почвенный раствор будут всегда находиться различные соединения других элементов, которые так же, как соединения Cs^{137} и Sr^{90} , будут вступать в реакции с этим агентом. Применение химических соединений может ухудшать физические и химические свойства почв и приводить их в состояние, когда нормальная жизнедеятельность растений будет затруднена или исключена вовсе. Кроме того, химическое выщелачивание опасно применять на территориях с неглубоким уровнем грунтовых вод, так как это может привести к загрязнению последних.

Пассивное ожидание снижения уровня радиоактивности за счет естественного распада изотопов Cs^{137} и Sr^{90} предусматривает исключение загрязненных территорий из сельскохозяйственного использования и может растянуться, в зависимости от степени загрязнения, на сотни лет, так как указанные радионуклиды имеют большие периоды полураспада. Активность изотопов до безопасных пределов в 1000 раз уменьшается за десять периодов.

Таким образом, возникает необходимость в такой технологии дезактивации, которая была бы лишена отмеченных недостатков - не наносила бы экологического ущерба почвам и другим экосистемам и позволяла бы сократить сроки их реабилитации. Указанных недостатков лишена ботаническая дезактивация радиоактивно загрязненных территорий.

1.2. Теория ботанической реабилитации

1.2.1. Предпосылки к применению метода ботанической реабилитации

О способности растений накапливать различные химические элементы известно давно. Еще древние римляне предполагали, что растительный покров отражает до некоторой степени характер подпочвы. Взаимосвязь между растительностью и ее подпочвой использовали рудоискатели Европы и Китая уже 400 лет назад при поисках месторождений.

Русский геолог Карпинский А.М. [3] был одним из первых, кто установил, что отдельные ассоциации растений существуют на отличительных под-

почвах, таких как песчаники, глины, известняки и т.д., и что распределение растительного покрова может быть использовано для характеристики геологических особенностей района. Его классические работы в конечном итоге служат введением в геоботанику индикаторов, которая стала изучать растительный покров и его разновидности, указывающие на условия окружающей среды.

Способность растений по-разному аккумулировать химические элементы можно использовать в практических целях для очищения загрязненных территорий от радиоактивных продуктов деления с помощью отчуждения выращенной растительной массы и последующей ее утилизации.

Эффективность технологии фитодезактивации загрязненных территорий зависит от ряда факторов: используемых видов растительности, их морфобиологических особенностей, длительности вегетационного периода, а также от свойств дезактивируемых почв и применяемых агрохимических и агротехнических приемов, которые позволяли бы усиливать поступление радионуклидов из почв в растения, то есть управлять выносом радиоактивных элементов [3].

Существует несколько возможностей управления переходом радиоизотопов из почв в растения: 1) использование растений-гипераккумуляторов радиоактивных элементов, 2) стимуляция роста растений-гипераккумуляторов для получения наибольшей биомассы, 3) улучшение доступности радионуклидов для корневого питания растений

Способность растений накапливать радиоактивные элементы оценивается по факторам перехода радионуклида из почв в растения [2].

Фактор перехода (доля радиоактивности, переходящая из загрязненной почвы в зеленую массу растения) представляет собой следующее отношение:

$$\varphi_{ij} = \frac{A_{ij}}{A_i}, \quad (1)$$

где A_{ij} - удельная активность [Бк/кг] i -го радионуклида в j -ом растении; A_i - удельная активность [Бк/кг] i -го радионуклида в почве.

В таблице 1 приведены экспериментально установленные величины фак-

торов перехода радионуклида Cs^{137} для некоторых растений локального участка Чернобыльского следа [1], среди которых как культурные (*рожь посевная*, *клевер белый*, *клевер луговой красный*, *люцерна* и др.), так и дикие представители флоры. Растения ранжированы в порядке убывания их факторов перехода.

таблица 1

	Название растения	Φ , отн.ед.		Название растения	Φ , отн.ед.
1	<i>Кипрей болотный</i>	0,671	34	<i>Повой заборный</i>	0,040
2	<i>Очиток пурпурный</i>	0,244	35	<i>Будра плющевидная</i>	0,039
3	<i>Осока острая</i>	0,242	36	<i>Крестовник луговой</i>	0,035
4	<i>Шлемник обыкновенный</i>	0,230	37	<i>Зверобой продырявленный</i>	0,034
5	<i>Мышиный горошек</i>	0,221	38	<i>Астрагал болотный</i>	0,034
6	<i>Жерушник</i>	0,208	39	<i>Вербейник обыкновенный</i>	0,034
7	<i>Горец земноводный</i>	0,208	40	<i>Вязель пестрый</i>	0,034
8	<i>Язвенник Линнея</i>	0,199	41	<i>Донник желтый</i>	0,034
9	<i>Черёда трехраздельная</i>	0,194	42	<i>Пижма обыкновенная</i>	0,031
10	<i>Клевер белый</i>	0,168	43	<i>Поручейник широколистный</i>	0,030
11	<i>Двукисточник тростниковый</i>	0,147	44	<i>Дрок красильный</i>	0,029
12	<i>Дудник обыкновенный</i>	0,146	45	<i>Болиголов пятнистый</i>	0,029
13	<i>Горичник Любименко</i>	0,129	46	<i>Девясил британский</i>	0,026
14	<i>Чистец болотный</i>	0,116	47	<i>Полынь обыкновенная</i>	0,024
15	<i>Люттик ползучий</i>	0,113	48	<i>Льнянка обыкновенная</i>	0,022
16	<i>Чахотная трава</i>	0,109	49	<i>Марь белая</i>	0,022
17	<i>Папоротник мужской</i>	0,104	50	<i>Щавель конский</i>	0,021
18	<i>Вероника длиннолистная</i>	0,098	51	<i>Кострец безостый</i>	0,020
19	<i>Хвоц приречный</i>	0,090	52	<i>Подмаренник мягкий</i>	0,019
20	<i>Дербенник иволистный</i>	0,089	53	<i>Одуванчик лекарственный</i>	0,017
21	<i>Люцерна хмелевидная</i>	0,082	54	<i>Луговик дернистый</i>	0,016
22	<i>Донник белый</i>	0,072	55	<i>Марь узколистная</i>	0,016
23	<i>Звездчатка злаковая</i>	0,069	56	<i>Лопух большой</i>	0,016
24	<i>Клевер луговой красный</i>	0,064	57	<i>Цикорий обыкновенный</i>	0,015
25	<i>Икотник серый</i>	0,063	58	<i>Тысячелистник обыкновенный</i>	0,015
26	<i>Мята болотная</i>	0,062	59	<i>Молочай обыкновенный</i>	0,014
27	<i>Клевер сходный</i>	0,053	60	<i>Бальзамин</i>	0,014
28	<i>Рожь посевная</i>	0,047	61	<i>Клевер шуршащий</i>	0,013
29	<i>Чистотел большой</i>	0,046	62	<i>Василек луговой</i>	0,012
30	<i>Редька дикая</i>	0,043	63	<i>Зюзник европейский</i>	0,011
31	<i>Подорожник большой</i>	0,043	64	<i>Мальва культурная</i>	0,010
32	<i>Ежа сборная</i>	0,042	65	<i>Спаржа лекарственная</i>	0,007
33	<i>Частуха подорожная</i>	0,041	66	<i>Пырей ползучий</i>	0,007

Обращает на себя внимание тот факт, что все растения в той или иной мере накапливают радиоактивный цезий. Диапазон изменения факторов перехода для различных видов растений очень велик и достигает трех порядков.

Максимальными факторами перехода характеризуются *кипрей болотный* (0,671), *очиток пурпурный* (0,244), *осока* (0,242), *шлемник обыкновенный* (0,23), *мышинный горошек* (0,221), *жерушник* (0,208) и другие растения, которые можно отнести к гипераккумуляторам радиоактивного цезия.

Минимальными факторами перехода обладают *полынь горькая* (0,001), *пырей ползучий* (0,007), *спаржа лекарственная* (0,007), которые можно назвать гипоаккумуляторами Cs^{137} .

Обращает на себя внимание тот факт, что некоторые виды растений способны в больших количествах накапливать радионуклиды (более 20 % от содержания последних в почве). Это обстоятельство является предпосылкой для ботанической реабилитации площадей, загрязненных по типу Чернобыльского следа.

Сущность указанного способа реабилитации заключается в следующем. На почвах, подлежащих очистке от радиоактивного загрязнения, систематически выращиваются растения, характеризующиеся максимальной способностью к извлечению радиоактивного элемента из питающей среды (почвы), то есть растения-гипераккумуляторы Cs^{137} (*мышинный горошек*, *шлемник обыкновенный* и другие). Урожай, обогащенный частично выведенными из почвы радионуклидами скашивается, озоляется и утилизируется. При этом цикл "выращивание гипераккумуляторов - скашивание - утилизация" повторяется до тех пор, пока уровень радиоактивности почвы не окажется соответствующим нормам радиационной безопасности.

Описанный способ позволяет сохранить плодородный почвенно-растительный слой и значительно сокращает срок реабилитации загрязненных площадей, если иметь в виду только естественную убыль активности загрязняющего радионуклида за счет распада.

При использовании технологии ботанической реабилитации почв, загрязненных радионуклидом Cs^{137} , важно знать характер распределения этого радионуклида в почвенном слое. Это может иметь значение при решении вопроса: доступен ли Cs^{137} для корневой системы растений.

На рис. 1 представлены результаты исследования распределения Cs^{137} по глубине почвенных разрезов [5]. Приведенные данные характеризуют ситуацию на 1995 год – спустя 9 лет после аварийного выброса на Чернобыльской АЭС. Из рисунка видно, что вся радиоактивность сосредоточена в верхнем 20-сантиметровом слое, а основная ее доля (около 90 %) - в 10-сантиметровом слое. Таким образом, скорость вертикальной миграции радионуклида Cs^{137} невелика, и ожидать значительного "самоочищения" почвы в ближайшие десятилетия не приходится. В настоящее время радиоцезий находится в корнеобитаемом почвенном слое и доступен растениям.

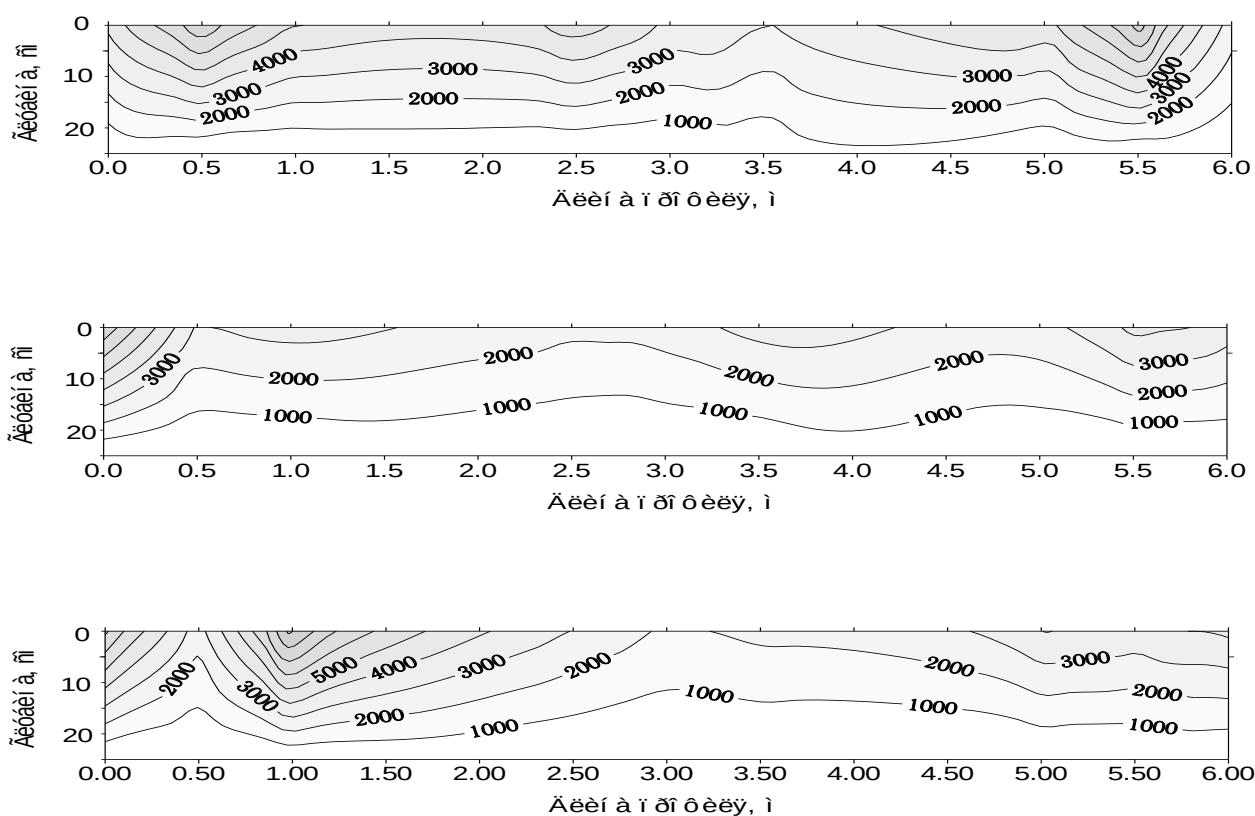


Рис. 1. Распределение удельной активности Cs^{137} по глубине нескольких почвенных разрезов Чернобыльского следа. Отметки изолиний соответствуют Бк/кг [1].

1.2.2. Основные количественные соотношения

Оценим время t , необходимое для снижения активности i -го радионуклида от начального a_{oi} до заданного $a_i(t)$ значения. При этом ограничимся только двумя из возможных факторов реабилитации – естественным остыванием и ботаническим выведением i -ой компоненты из среды загрязнения при культивировании растений j -го вида.

Предполагается, что в процессе "отсасывания" растениями i -го радионуклида, его количество, переходящее при прочих равных условиях из почвы в зеленую массу (подлежащую после созревания обязательной утилизации) составляет определенную, характерную для данного нуклида i и данного растения j долю активности i -ой компоненты, находящейся в среде загрязнения (почве).

Другими словами, фактор перехода ϕ_{ij} i -го радионуклида в зеленую массу j -го растения является константой, хотя результаты прямых измерений свидетельствуют о неустойчивости параметра ϕ_{ij} .

С учетом указанного выше допущения, формула для срока ботанической реабилитации почвы, загрязненной радионуклидом i , остывающим с постоянной распада λ_i , выглядит следующим образом:

$$t = - \left(\frac{\tau_i \tau_{ij}}{\tau_i + \tau_{ij}} \right) \ln \frac{a_i(t)}{a_{oi}} \quad (2)$$

где τ_i - средняя продолжительность жизни ядер i -го радионуклида; τ_{ij} - средняя продолжительность пребывания i -го радионуклида в загрязненной почве с учетом его выведения (эвакуации) j -ым растением (при заданных параметрах урожайности).

Из формулы (2) видно, что для оценки сроков реабилитации необходимо иметь количественные сведения о параметре τ_{ij} , поскольку остальные величины либо табулированы (τ_{ij}), либо известны из результатов непосредственных измерений (a_{oi}) или заданы [$a_i(t)$].

Прежде всего, оценим величину t для частных случаев.

1. Если $\tau_i \ll \tau_{ij}$, то

$$t \approx -\tau_{ij} \ln \frac{a_i(t)}{a_{oi}} \quad (3)$$

В этом случае срок реабилитации будет определяться средней продолжительностью пребывания радионуклида i в среде загрязнения в связи с ботаническим фактором.

2. Допустим, что $\tau_i \gg \tau_{ij}$, тогда

$$t \approx -\tau_i \ln \frac{a_i(t)}{a_{oi}} \quad (4)$$

Если средняя продолжительность естественного остывания i -го радионуклида невелика в сравнении с продолжительностью ботанического выведения, то срок реабилитации будет определяться параметром τ_i .

3. В частном случае, когда $\tau_i = \tau_{ij}$

$$t = -\frac{\tau_i}{2} \ln \frac{a_i(t)}{a_{oi}}, \quad (5)$$

то есть в этом случае срок реабилитации сокращается вдвое по сравнению с естественным остыванием.

Сопоставляя сроки реабилитации с использованием механизма ботанического выведения (t_{ij}) и без него (t_i) имеем при прочих равных условиях

$$\frac{t_i}{t_{ij}} = 1 + \frac{\tau_i}{\tau_{ij}}. \quad (6)$$

Поскольку параметры τ_i , τ_{ij} больше нуля, то правая часть (6) будет больше единицы.

Другими словами, при любых соотношениях между параметрами естественного остывания τ_i и ботанического выведения τ_{ij} срок реабилитации с применением технологии ботанического выведения оказывается меньше, чем без его использования, то есть в любом случае $t_{ij} < t_i$.

Для расчета параметра τ_{ij} введем понятие периода ботанического полувыведения T_{ij} , под которым будем понимать время, необходимое для выноса половины i -ой компоненты j -ым растением при некотором уровне урожайности.

Учитывая отмеченное, имеем для функции выживания i -го радионуклида в среде культивирования j -го аккумулятора:

$$1 - n \frac{m_j}{M} \varphi_{ij} = 2^{-k_{ij}}, \quad (7)$$

где m_j - урожайность (масса с единицы площади) аккумулирующей зеленой массы; M - масса загрязненного корнеобитаемого почвенного слоя единичной площади; n - кратность утилизации (количество урожаев за сезон); k_{ij} - срок выращивания j -го растения (промежуток времени Δt) в нормировке к периоду полувыведения j -ым растением i -го радионуклида (T_{ij}), то есть

$$k_{ij} = \frac{\Delta t}{T_{ij}}. \quad (8)$$

Если отношение nm_j/M обозначить через μ_j , тогда

$$T_{ij} = - \left(\frac{\ln 2}{\ln(1 - \mu_j \varphi_{ij})} \right) \Delta t, \quad (9)$$

откуда для τ_{ij} имеем

$$\tau_{ij} = - \frac{\Delta t}{\ln(1 - \mu_j \varphi_{ij})}. \quad (10)$$

Подставляя выражение для параметра τ_{ij} в формулу (2), получим выражение для оценки срока ботанической реабилитации почвы:

$$t = \left(\frac{\tau_i \Delta t}{\tau_i \ln(1 - \mu_j \varphi_{ij}) - \Delta t} \right) \ln \frac{a_i(t)}{a_{oi}}. \quad (11)$$

1.2.3. Оценка сроков реабилитации

Оценим время t для предельных случаев.

1. Если $\mu_j \varphi_{ij} \rightarrow 0$, то есть переход i -го радионуклида из почвы в растительную массу практически отсутствует. Тогда

$$t \rightarrow -\tau_i \ln \frac{a_i(t)}{a_{oi}}. \quad (12)$$

Это означает, что срок реабилитации почвы будет определяться лишь естественным остыванием i -го радионуклида.

2. Если $\mu_j \varphi_{ij} \rightarrow 1$, то есть практически вся активность за время Δt из почвы переходит в растительную массу. При этом

$$\frac{a_i(t = \Delta t)}{a_{oi}} \rightarrow 0 \quad (13)$$

и тогда

$$t \rightarrow \Delta t \quad (14)$$

В этом случае срок реабилитации почвы будет определяться лишь длительностью вегетационного периода Δt и может составить несколько месяцев.

Для большинства растений $0 < \mu_j \varphi_{ij} < 1$. На рис. 2 представлена оценка по соотношению (11) срока реабилитации почвы, загрязненной радионуклидом Cs^{137} , при использовании в качестве средства дезактивации растения *мышинный горошек*.

Так, для гипераккумулятора *мышинный горошек* $\varphi_{ij} = 0,221$, его урожайность m_j при благоприятных условиях составляет 11 т/га . Масса загрязненного почвенного слоя площади 1 га , мощности 10 см и плотности 1 г/см^3 равна 1000 т . При двух укосах ($n=2$) за вегетационный период ($\Delta t = 0,25$ года) величина $\mu_j = 0,022$. Для уменьшения активности радионуклида Cs^{137} ($\tau_i = 43$ года) в загрязненной почве в 10 раз потребуется время равное 55 годам, для снижения почвенной радиоактивности в 5 раз - примерно 38 лет, в 2 раза - примерно 16 лет (рис. 2).

Рассчитанные сроки оказываются значительно меньше сроков реабилитации почвы без ботанического выведения радиоактивной компоненты. Так, за

счет естественного распада Cs^{137} его активность в почве снижается в 10 раз через 104 года. Это примерно в 2 раза больше, чем при использовании в качестве средства дезактивации *мышинного горошка*.

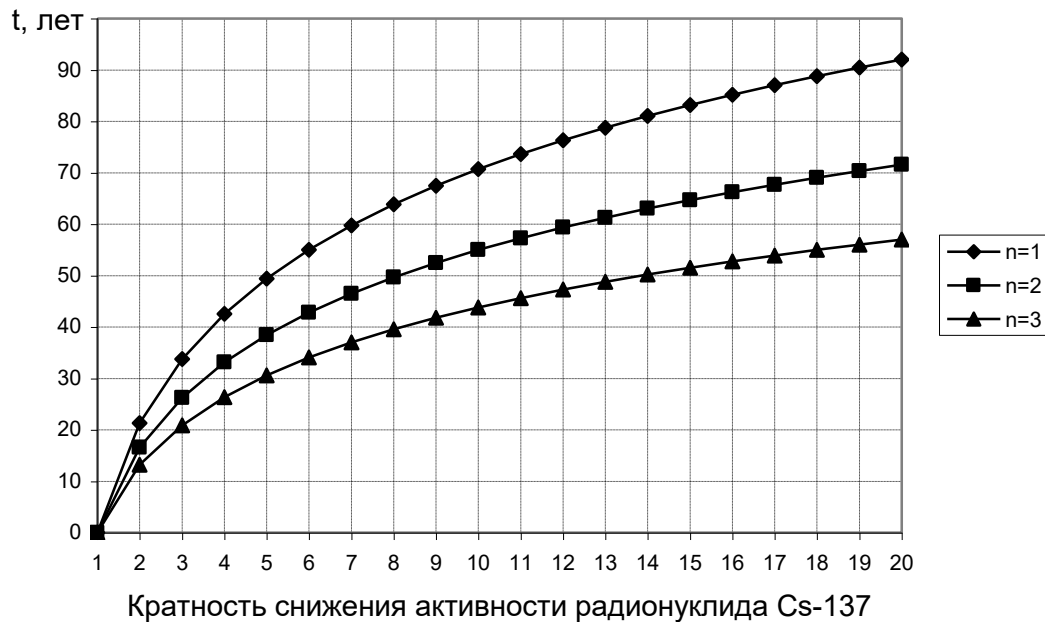


Рис. 2. Оценка срока реабилитации почвы, загрязненной радионуклидом Cs^{137} , при использовании в качестве средства дезактивации растения *мышинный горошек*.

1.2.4. Понятие о факторе ботанической реабилитации и его количественная оценка

Выражение (11) для срока ботанической реабилитации почвы, загрязненной радионуклидом i , можно упростить, имея в виду разложение

$$\ln(1-a)|_{a \ll 1} \approx -a. \quad (15)$$

С учетом (15) формула (11) выглядит следующим образом:

$$t \approx - \left(\frac{\tau_i \Delta t}{\tau_i \varphi_{ij} \mu_j + \Delta t} \right) \ln \frac{a_i(t)}{a_{oi}}, \quad (16)$$

или

$$t_i \approx - \left(\frac{\tau_i}{1 + \frac{\tau_i}{\Delta t} \varphi_{ij} \mu_j} \right) \ln \frac{a_i(t)}{a_{oi}}. \quad (17)$$

Обозначив $\theta_i = \tau_i / \Delta t$, получим:

$$t_i \approx - \left(\frac{\tau_i}{1 + \theta_i \varphi_{ij} \mu_j} \right) \ln \frac{a_i(t)}{a_{oi}}, \quad (18)$$

или

$$t_i \approx - \left(\frac{\tau_i}{1 + R} \right) \ln \frac{a_i(t)}{a_{oi}}, \quad (19)$$

где $R = \mu_j \theta_i \varphi_{ij}$ - фактор ботанической реабилитации.

Из формулы (19) видно, что при $R = 0$ реабилитация будет связана только с естественным остыванием радиоактивной компоненты, то есть

$$t_i \approx -\tau_i \ln \frac{a_i(t)}{a_{oi}}. \quad (20)$$

С возрастанием фактора реабилитации R , который включает в себя несколько составляющих, сроки дезактивации почвы уменьшаются и наоборот.

1.3. Практическое применение ботанической реабилитации

Результаты практического применения технологии ботанической реабилитации подтверждают ее основные теоретические положения и указывают на возможности очистки почв от радиоактивного загрязнения путем систематического отчуждения фитомассы, обогащенной радионуклидами.

Примером может служить один из участков Восточно-Уральского радиоактивного следа (ВУРСа), сформировавшегося в результате Кыштымской аварии 1957 года на ПО "Маяк". Участок располагается в южной части Каменского района Свердловской области в окрестностях оз. Тыгиш, где в настоящее время наблюдаются наибольшие остаточные уровни радиоактивного загрязнения, Содержание Sr^{90} в отдельных почвенных пробах соответствует плотности поверхностного загрязнения 5 и более Ки/км^2 .

Участок представлен почвами, с которых велся регулярный в послеаварийный период укос травы, и почвами, где отчуждение фитомассы не производилось (рис. 3а). Уровень загрязнения участка по Sr^{90} на 1997 год – до 1 Ки/км^2 .

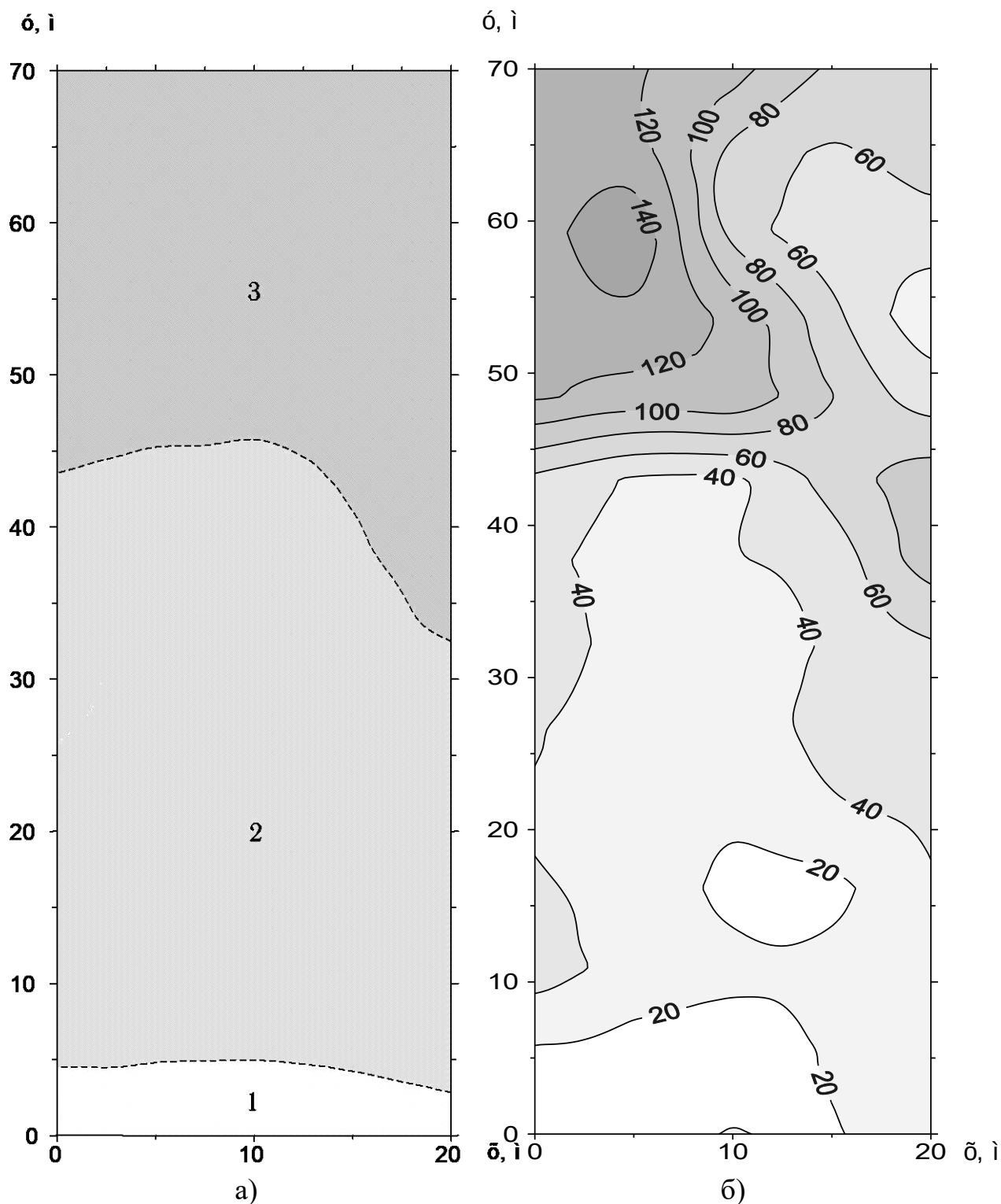


Рис. 3. а) Схема расположения различных по использованию почв на участке радиоэкологических исследований. б) Распределение β -активности по площади исследованного участка. Отметки изолиний соответствуют *имп/мин*.

Обозначения: 1 - сенокос на рекультивированной почве, 2 - сенокос на целинной почве, 3 - участок леса, где скашивание травы в послеаварийный период не производилось [1].

Так, северо-западную часть участка занимают почвы с погребенным гумусовым горизонтом, образование которого связано с проведением в начальный послеаварийный период серии дезактивационных работ. Последние были проведены на территории ВУРСа в зонах с максимальной плотностью загрязнения, и они представляют собой высокую отвальную вспашку, в результате которой верхняя часть гумусового профиля оказалась перемещенной на глубину 50-90 см. В настоящее время на этой почве производится выращивание многолетних трав, скашивание ведется с применением техники.

Средняя часть участка занята почвами, незатронутыми дезактивационными мероприятиями и которые с 1957 года используются местными жителями как естественный сенокос, скашивание ведется вручную.

И, наконец, юго-западную часть занимает лес. Эти почвы также не затронуты дезактивационными работами, но укос травы с них не производится даже вручную из-за наличия большого количества древесной растительности.

Исследования распределения β -активности по площади участка (Sr^{90} и его дочерний продукт Y^{90} являются β -излучателями) показали, что активность по β -лучам в той части участка, где производилось регулярное с момента загрязнения скашивание растительности, оказалась заметно ниже, чем в точках наблюдений, расположенных за пределами этой части, то есть где укос травы не производился (рис. 3б).

Контраст в аппаратном отклике по β -лучам хорошо виден на рис. 4, где представлена интенсивность β -излучения по одному из съемочных профилей участка. Так, минимальной β -активностью – 20 *имп/мин* характеризуются вспаханные рекультивированные почвы, на сенокосе β -отклик составил 30-40 *имп/мин*, а на территории леса отмечается максимальная активность по β -лучам – 80-140 *имп/мин*, что примерно в 3 раза больше, чем на сенокосе.

Систематическое скашивание и эвакуация растительности с фактором перехода по радиостронцию $\varphi_{ij} = 0,25$ с зараженной территории за 39 лет умень-

шили активность почв в 10 раз. Это сократило время, необходимое на такое снижение активности, более чем в 2 раза. Выращивание и утилизация *шлемника обыкновенного* с фактором перехода $\varphi_{ij} = 0,93$ могло бы обеспечить снижение активности Sr^{90} в почве в 10 раз, которое удалось зарегистрировать на участке, не за 39 лет, а примерно за 15 лет. Таким образом, возможность использования технологии ботанической реабилитации радиоактивно загрязненных почв получила экспериментальное подтверждение на локальном участке Восточно-Уральского радиоактивного следа [1].

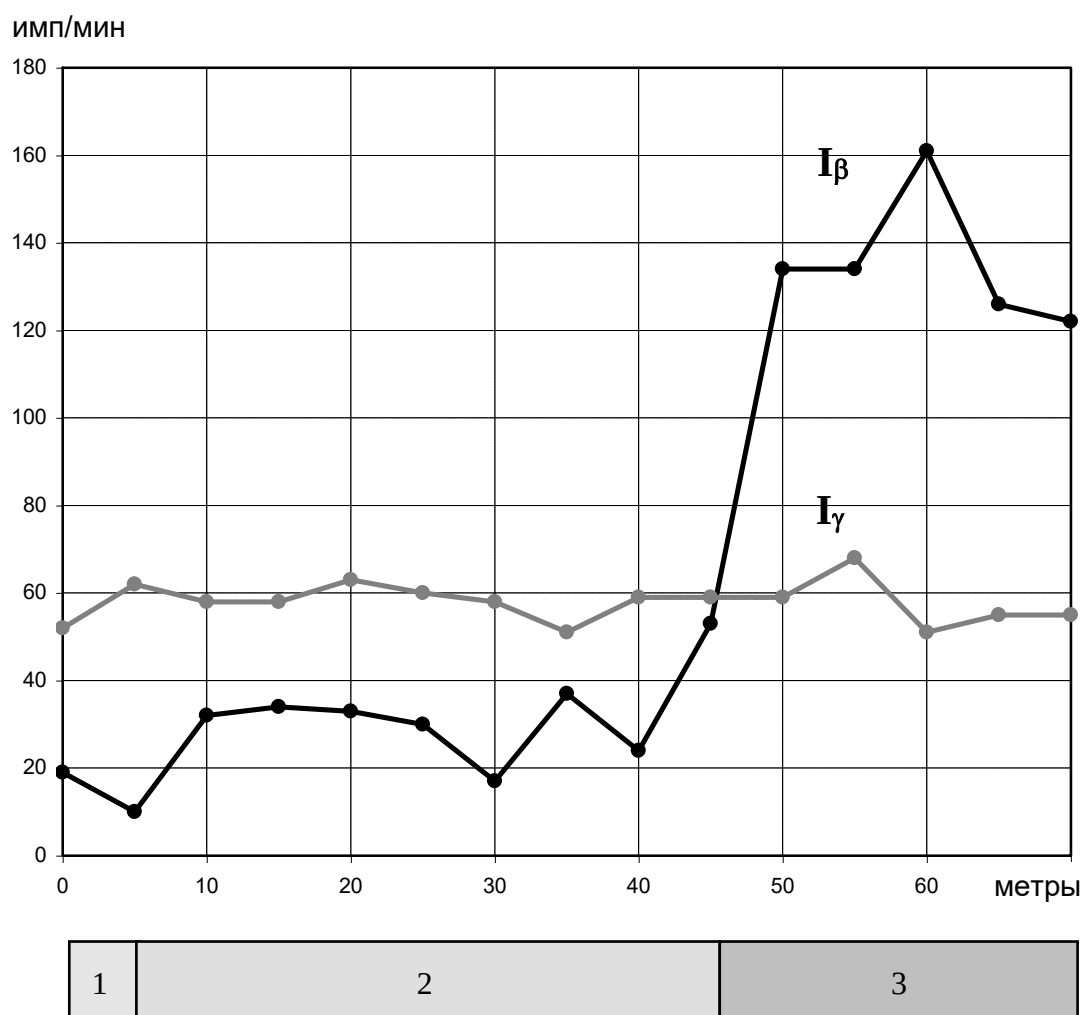


Рис. 4. Интенсивность β - и γ -излучения по съемочному профилю. Обозначения: 1- сенокос на рекультивированной почве, 2 - сенокос на целинной почве, 3 - лес.

2. ЛАБОРАТОРНЫЙ ПРАКТИКУМ

2.1. Изучение распределения радионуклида Cs^{137} в почвенном слое Чернобыльского следа

Задание

а) С помощью лабораторного гамма-спектрометра "Гамма-01С" зарегистрировать спектры гамма-излучения почвенных проб, отобранных на территории Чернобыльского следа с разной глубины почвенного слоя.

б) Произвести обработку полученных спектров и вычислить удельную активность радионуклида Cs^{137} в почвенных образцах.

в) Построить график вертикального распределения удельной активности Cs^{137} в почвенном слое.

г) Сделать выводы о соответствии удельной активности Cs^{137} в почвенных образцах нормам радиационной безопасности и максимальной концентрации радиоактивного цезия в почвенном разрезе.

Материалы и оборудование

1. Лабораторный гамма-спектрометр "Гамма-01С".
2. Набор почвенных проб, отобранных на территории Чернобыльского следа с разной глубины почвенного слоя.
3. Эталон Cs^{137} с известной удельной активностью.
4. Набор образцовых спектрометрических гамма-источников (ОСГИ).
5. Калькулятор, миллиметровка, карандаш, резинка, линейка.

Порядок выполнения работы

а) Лабораторный спектрометр подготовить к работе: прогреть в течение 10 минут, произвести градуировку энергетической шкалы с помощью образцовых спектрометрических гамма-источников (ОСГИ).

б) Зарегистрировать спектр гамма-излучения эталонного образца Cs^{137} с экспозицией 10 мин. Найти площадь фотопика Cs^{137} на спектре гамма-излучения эталона $S_{\text{эт}}$.

в) Зарегистрировать спектр фонового гамма-излучения с экспозицией 10 мин. Найти площадь S_{ϕ} , соответствующую энергетическому интервалу фотопика Cs^{137} на спектре фонового гамма-излучения эталона.

г) Взвесить почвенные образцы. Зарегистрировать спектры их гамма-излучения с экспозицией 10 мин (рис. 5). Найти площадь фотопика Cs^{137} на спектре гамма-излучения каждой почвенной пробы S_{ni} .

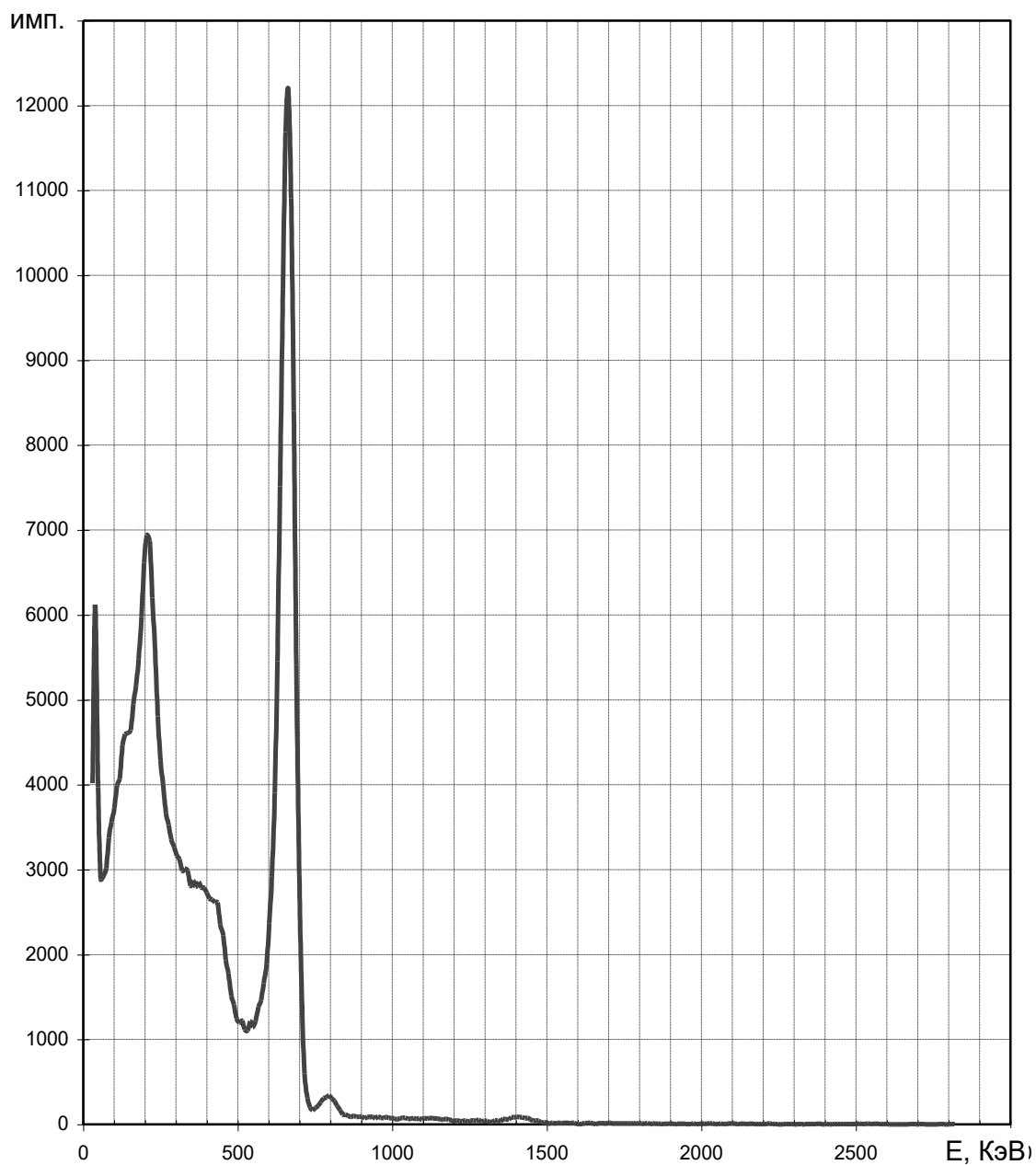


Рис. 5. Спектр гамма-излучения почвенной пробы локального участка Чернобыльского следа. Время измерения – 10 мин., масса – 100 г.

д) Вычисление удельной активности Cs^{137} в i -ом почвенном образце производится по формуле:

$$A_{ni} = A_{эм} \cdot \frac{S_{ni}}{S_{эм}} \cdot \frac{t_{эм}}{t_n} \cdot \frac{m_{эм}}{m_n}, \quad (21)$$

где $A_{эм}$ - удельная активность Cs^{137} в эталонном образце в $Bк/кг$; S_{ni} - площадь фотопика Cs^{137} на спектре γ -излучения i -ой почвенной пробы в $имп$; $S_{эм}$ - площадь фотопика Cs^{137} на спектре γ -излучения эталона в $имп$; $t_{эм}$ - время регистрации спектра эталонной пробы в $с$; t_n - время регистрации спектра почвенной пробы в $с$; $m_{эм}$ - масса эталонной пробы в $г$; m_n - масса почвенной пробы в $г$.

е) График вертикального распределения удельной активности Cs^{137} в почвенном слое представить в виде гистограммы, образец которой приведен на рис. 6.

ж) Описать полученные результаты. Указать, находится ли Cs^{137} в корнеобитаемом почвенном слое, или он недоступен для корневого питания растений.

Контрольные вопросы

1. Какова основная цель изучения распределения радионуклида Cs^{137} в почвах Чернобыльского следа ?
2. Какова скорость вертикальной миграции радионуклида Cs^{137} в почвах?
3. Чем определяется скорость вертикальной миграции радионуклида Cs^{137} в почвах ?
4. Какие радионуклиды, кроме Cs^{137} , обнаружены Вами в почвенных образцах ?

Содержание отчета

1. Краткое изложение основных теоретических положений.
2. Порядок выполнения измерений и последующей обработки данных.
3. График вертикального распределения удельной активности Cs^{137} в почвенном разрезе.
4. Выводы.

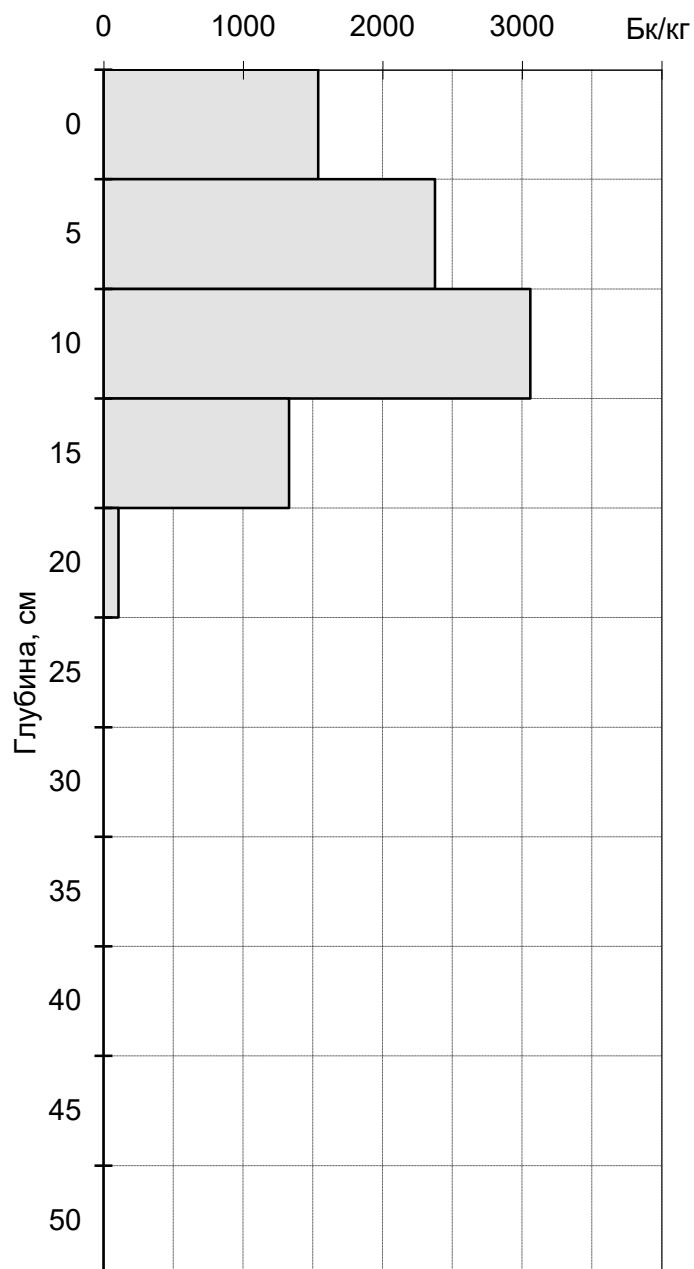


Рис. 6. Образец оформления графика вертикального распределения удельной активности Cs^{137} в почвенном разрезе.

2.2. Определение факторов перехода радионуклида Cs^{137} из почв в растения

Задание

а) С помощью лабораторного гамма-спектрометра "Гамма-01С" зарегистрировать спектры гамма-излучения растительных и почвенных проб, отобранных на территории Чернобыльского следа.

- б) Произвести обработку полученных спектров и вычислить удельную активность радионуклида Cs^{137} в растительных и почвенных образцах.
- в) Рассчитать факторы перехода радионуклида Cs^{137} из почв в растения.
- г) Сделать выводы.

Материалы и оборудование

1. Лабораторный гамма-спектрометр "Гамма-01С".
2. Эталон Cs^{137} с известной удельной активностью.
3. Набор образцовых спектрометрических гамма-источников (ОСГИ).
4. Пробы растений *мышинный горошек* и *шлемник обыкновенный*.
5. Пробы почв, соответствующие растениям *мышинный горошек* и *шлемник обыкновенный*.
6. Калькулятор, карандаш, резинка.

Порядок выполнения работы

а) Лабораторный спектрометр подготовить к работе: прогреть в течение 10 минут, произвести градуировку энергетической шкалы с помощью образцовых спектрометрических гамма-источников (ОСГИ).

б) Зарегистрировать спектр гамма-излучения эталонного образца Cs^{137} с экспозицией 10 мин. Найти площадь фотопика Cs^{137} на спектре гамма-излучения эталона $S_{\text{эт}}$.

в) Зарегистрировать спектр фонового гамма-излучения с экспозицией 10 мин. Найти площадь $S_{\text{ф}}$, соответствующую энергетическому интервалу фотопика Cs^{137} на спектре фонового гамма-излучения эталона.

г) Взвесить подготовленные растительные образцы для *мышинного горошка* и *шлемника обыкновенного*. Зарегистрировать спектры их гамма-излучения с экспозицией 15 мин. Найти площадь фотопика Cs^{137} на спектре гамма-излучения каждой растительной пробы $S_{\text{рj}}$.

д) Взвесить почвенные образцы, соответствующие растениям *мышинный горошек* и *шлемник обыкновенный*. Зарегистрировать спектры их гамма-излу-

чения с экспозицией 5 мин. Найти площадь фотопика Cs^{137} на спектре гамма-излучения каждой почвенной пробы S_{nj} .

е) По формуле (21) рассчитать удельную активность Cs^{137} в растительных и соответствующих им почвенных образцах.

ж) По соотношению (1) вычислить факторы перехода радионуклида Cs^{137} из почв в растения *мышинный горошек* и *шлемник обыкновенный*.

з) Сделать заключение, относятся ли исследованные растения к гипераккумуляторам радиоактивного цезия или нет.

Контрольные вопросы

1. Какие существуют способы реабилитации радиоактивно загрязненных территорий ? Каковы их недостатки и преимущества ?
2. Что такое фактор перехода радионуклида из почвы в растение ?
3. Какие растения-гипераккумуляторы радиоактивного цезия Вы можете назвать ?
4. Как можно оценить срок ботанической реабилитации почвы ?
5. Какие факторы влияют на срок ботанической реабилитации почвы ?
6. Что такое фактор ботанической реабилитации почвы ?
7. Как влияет фактор ботанической реабилитации на сроки снижения почвенной активности ?

Содержание отчета

1. Краткое изложение основных теоретических положений.
2. Порядок выполнения измерений и последующей обработки данных.
3. Результаты расчета факторов перехода радионуклида Cs^{137} из почв в растения *мышинный горошек* и *шлемник обыкновенный*.
4. Выводы.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Александрова Ж.Н.* Ядерно-физические измерения параметров ботанической реабилитации радиоактивно загрязненных площадей: Диссертация на соискание ученой степени кандидата геол.- минерал. наук. – Екатеринбург, 1998. – 147 с.
2. *Александрова Ж.Н., Возжеников Г.С.* О возможности ботанической реабилитации загрязненных площадей Восточно-Уральского радиоактивного следа // Международная выставка-семинар "Уралэкология-95": Тез. докл. – Екатеринбург, 1995. – с.190-191.
3. *Антропогенная радионуклидная аномалия и растения* / Гродзинский Д.М., Коломиец К.Д., Кутлахмедов Ю.А. и др. – Киев: Лыбидь, 1991. – 156 с.
4. *Брукс Р.Р.* Биологические методы поисков полезных ископаемых: Пер. с англ. – М.: Недра, 1986. – 311 с.
5. *Поляков Ю.А.* Радиоэкология и дезактивация почв. – М.: Атомиздат, 1970. – 142 с.

Учебное издание

Александрова Жанна Николаевна

ЛАБОРАТОРНЫЙ ПРАКТИКУМ ПО РАДИАЦИОННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

Учебно-методическое пособие
к практическим занятиям и самостоятельной работе
по дисциплине «Радиационная безопасность» для студентов
специализаций «Геофизические методы исследования скважин» и
«Геофизические методы поисков и разведки МПИ»
специальности 21.05.03 – «Технология геологической разведки»
очной и заочной формы обучения

Часть 2

Реабилитация радиоактивно загрязненных территорий

Редактор _____
Компьютерная верстка автора

Подписано в печать ____ . ____ . 2018 г.
Бумага писчая. Формат 60 x 84 1/16.
Гарнитура Times New Roman. Печать на ризографе.
Печ. л. _____. Уч.-изд. л. _____. Тираж 100. Заказ _____

Издательство УГГУ
620144, г. Екатеринбург, ул. Куйбышева, 30
Уральский государственный горный университет
Отпечатано с оригинал-макета
в лаборатории множительной техники УГГУ

2020



ФГБОУ ВО

**«Уральский государственный горный
университет»**

Ж. Н. Александрова, Ю. В. Бельшев

ЛАБОРАТОРНЫЙ ПРАКТИКУМ ПО РАДИАЦИОННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

Учебно-методическое пособие
к практическим занятиям и самостоятельной работе
по дисциплине «Радиационная безопасность» для студентов
специализаций «Геофизические методы исследования скважин» и
«Геофизические методы поисков и разведки МПИ»
специальности 21.05.03 Технология геологической разведки
очной и заочной формы обучения

**Часть 3
Определение радона в воде**

**Екатеринбург
2020**

ФГБОУ ВО
«Уральский государственный горный университет»

ОДОБРЕНО
методической комиссией
факультета геологии и геофизики
Председатель комиссии



В. И. Бондарев
«20» марта 2020 г.

Ж. Н. Александрова, Ю. В. Бельшев

ЛАБОРАТОРНЫЙ ПРАКТИКУМ ПО РАДИАЦИОННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

Учебно-методическое пособие
к практическим занятиям и самостоятельной работе
по дисциплине «Радиационная безопасность» для студентов
специализаций «Геофизические методы исследования скважин» и
«Геофизические методы поисков и разведки МПИ»
специальности 21.05.03 Технология геологической разведки
очной и заочной формы обучения

Часть 3
Определение радона в воде

Рецензент: Шапов В.А., старший научный сотрудник
Института геофизики УрО РАН, д-р геол.-мин. наук

Александрова Ж.Н., Бельшев Ю.В.

- А46 Лабораторный практикум по радиационной безопасности: учебно-методическое пособие к практическим занятиям и самостоятельной работе по дисциплине "Радиационная безопасность" для студентов специализаций «Геофизические методы исследования скважин» и «Геофизические методы поисков и разведки МПИ» специальности 21.05.03 – «Технология геологической разведки» очной и заочной формы обучения; Часть 3. Определение радона в воде / Ж. Н. Александрова, Ю. В. Бельшев; Уральский гос. горный ун-т. – Екатеринбург: изд-во УГГУ, 2020. – 23 с.

В учебно-методическом пособии приводятся сведения о радиоактивном газе радоне, дан краткий обзор существующих способов его определения. Описан полевой эманометр «Радон» и порядок работы с ним. Пособие содержит руководство к выполнению лабораторной работы по определению концентрации радона в воде.

Учебное пособие предназначено для студентов, обучающихся специализациям «Геофизические методы исследования скважин» и «Геофизические методы поисков и разведки МПИ» по специальности «Технология геологической разведки».

© Александрова Ж.Н., Бельшев Ю.В., 2018
© Уральский государственный горный
университет, 2018

СОДЕРЖАНИЕ

1. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ЭМАНАЦИОННЫХ МЕТОДОВ	4
1.1 Свойства радона	4
1.2 Радон в воздухе зданий	6
1.3 Радон в питьевой воде	7
1.4 Способы определения радона	8
2. ПОЛЕВОЙ ЭМАНОМЕТР «РАДОН»	13
2.1 Основные технические данные и характеристики прибора	14
2.2 Устройство и принцип работы прибора	14
2.3 Подготовка прибора и измерительной установки к работе	15
2.4 Градуирование прибора	16
3. ПРОГРАММА ИЗМЕРЕНИЙ	18
4. КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ	22
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	23

1. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ЭМАНАЦИОННЫХ МЕТОДОВ

1.1 Свойства радона

После открытия радия, когда ученые познавали тайны радиоактивности, было установлено, что твердые вещества, находившиеся в близком соседстве с солями радия, становились радиоактивными. Однако, спустя несколько дней радиоактивность этих веществ исчезала бесследно. В 1902 году Дорн, изучавший это явление, пришел к выводу, что радий непрерывно испускает радиоактивное вещество, невесомые количества которого оседают на близлежащих предметах. Это вещество оказалось радиоактивным газом, который Резерфордом был назван эманацией радия. Слово "эманация" было заимствовано из латинского языка и означает "истечение".

Радиоактивные газы (эманации) - радон ${}^{222}\text{Rn}$ ($T_{1/2} = 3,82$ сут), торон ${}^{220}\text{Rn}$ (Tn, $T_{1/2} = 55,6$ с) и актинон ${}^{219}\text{Rn}$ (An, $T_{1/2} = 3,96$ с) входят в радиоактивные цепочки последовательно превращающихся *естественных* радионуклидов уранового ${}^{238}\text{U}$ ($T_{1/2} = 4,47 \cdot 10^9$ лет), ториевого ${}^{232}\text{Th}$ ($T_{1/2} = 14 \cdot 10^9$ лет) и актиноуранового ${}^{235}\text{U}$ ($T_{1/2} = 7,04 \cdot 10^8$ лет) рядов.

Радон – самый тяжелый из благородных газов. Он в 110 раз тяжелее водорода, в 55 раз тяжелее гелия. Не имеет ни запаха, ни вкуса, прозрачен и бесцветен.

Плотность радона при 0 °С равна 9,81 кг/м³, т.е. почти в 7,5 раз больше плотности воздуха. Однако пока эти сведения не проверены, так как чтобы получить один литр радона из солей радия, нужно около 500 кг радия. Если бы такой объем газа и был получен каким-либо образом, то, по словам Резерфорда, ученого, открывшего радон, "никакой сосуд не мог бы удержать его, так как количество тепла, испускаемое радоном, расплавило бы сосуд, в который его заключили".

Радон химически инертен и реагирует только с сильными фторирующими реагентами.

Радон образуется при распаде ${}^{226}\text{Ra}$ ($T_{1/2} = 1620$ лет), входящего в радиоактивное семейство ${}^{238}\text{U}$. Он является α -излучателем.

В результате радиоактивного распада ${}^{226}\text{Ra}$ образующийся радон попадает в кристаллическую решетку минералов. Процесс выделения радона из минералов и горных пород в поровое или трещинное простран-

ство получил название *эманирования*. Не все атомы радона могут выделиться в поровое пространство, поэтому для характеристики степени высвобождения радона из горных пород используется *коэффициент эманирования*:

$$\eta = \frac{Q_{\text{п}}}{Q_0} 100\% = \frac{C_{\text{п}} V_{\text{п}}}{C V} 100\% = \frac{C_{\text{п}}}{C} k_{\text{п}} \cdot 100\%, \quad (1)$$

где $Q_{\text{п}}$ - количество эманации, выделяемой в поровое пространство за некоторое время; Q_0 - полное количество эманации (включая «замурованную» часть в минеральных зернах), образующейся за тот же промежуток времени; $C = Q_0/V$ - общая концентрация эманации, находящейся в объеме V ; $V_{\text{п}}$ - объем пор; $k_{\text{п}} = V_{\text{п}}/V$ - коэффициент пористости породы.

Величина коэффициента эманирования зависит от характера породы, ее структуры и степени ее раздробленности. Чем меньше зерна породы, тем больше внешняя поверхность зерен, тем активнее идет процесс эманирования. Коэффициент эманирования может меняться от первых процентов (скальные породы) до 30-40 % (песчаники, угли) и даже 60 % (торфяники).

Попадая в поры горной породы эманации и в дальнейшем распространяются путем диффузии или конвективного переноса (по трещинам, разломам), образуя *газовый ореол рассеяния*. Растворенные в воде радиоактивные элементы и эманации могут мигрировать с подземными водами на значительные расстояния (до десятков километров), образуя *водный ореол рассеяния*.

Проводниками радона под землей являются региональные разломы, заложенные в допалеозойское время, и разломы, активизированные в мезо-кайнозойское время, с помощью которых радон появляется на поверхности земли и частично концентрируется в рыхлых отложениях.

Если в породе известна массовая доля P_U (%) урана, то концентрация $R_{\text{п}}$ в объеме порового пространства вычисляется по формуле:

$$C_{\text{Ra}}^{\text{пор}} = 3,4 \cdot 10^4 \frac{\eta}{k_{\text{п}}} \rho K_{\text{pp}} P_U, \quad (2)$$

где ρ - плотность горной породы (г/см^3); K_{pp} - коэффициент радиоактивного равновесия между радием и ураном.

$$K_{\text{pp}} = \frac{P_{\text{Ra}}}{P_U} \frac{1}{3,4 \cdot 10^{-7}}, \quad (3)$$

где P_{Ra} и P_U - содержания радия и урана соответственно.

Концентрация эманаций измеряется в долях удельной активности (Бк/л, Бк/м³ или Ки/л, Ки/м³) - количества ядерных превращений в секунду, происходящих в единице объема вещества.

$$1 \text{ Ки} = 3,7 \cdot 10^{10} \text{ Бк}, 1 \text{ эман} = 10^{-10} \text{ Ки/л} = 3,7 \text{ Бк/л}$$

При оценке концентрации T_n используется следующая формула:

$$C_{Tn}^{\text{пор}} = 2,6 \cdot 10^4 \frac{\eta}{k_{\Pi}} \rho P_{Th}. \quad (4)$$

Экспериментальными исследованиями установлено, что распределение Rn между жидкой и газообразной фазами подчиняется закону Генри:

$$C_{\text{ж}} = \alpha(T) C_{\text{г}}, \quad (5)$$

где $C_{\text{ж}}$ - концентрация Rn в жидкости; $C_{\text{г}}$ - концентрация Rn в газе; $\alpha(T)$ - коэффициент растворимости (коэффициент Генри).

Установлена следующая эмпирическая зависимость растворимости радона в воде в зависимости от температуры:

$$\alpha(T) = 0,105 + 0,405 e^{-0,0502 \cdot T}. \quad (6)$$

Из формулы видно, что коэффициент α уменьшается с ростом температуры. При температурах 10, 20, 30, 40 °C он равен соответственно 0,35; 0,25; 0,20 и 0,16. При кипячении воды радон полностью удаляется.

В природе радона очень мало - его можно отнести к числу наименее распространенных на нашей планете химических элементов. Концентрация Rn в атмосфере оценивается цифрой $7 \cdot 10^{-17} \%$ по весу. В земной коре его тоже очень мало, поскольку радон образуется из сверхредкого элемента - радия. Тем не менее, даже ничтожное присутствие радона можно обнаружить с помощью специальных приборов - эманометров.

1.2 Радон в воздухе зданий

Основным источником поступления радона в воздух помещений является геологическое пространство под зданием. Содержание радона в воздухе помещений зависит от его содержания в почве и подстилающих породах, их эманацирующей способности, климатических условий, конструкции зданий и системы их вентиляции, кратностью воздухообмена в помещении. Концентрации и потоки радона крайне неравномерны, они изменяются в очень широких пределах для различных регионов и видов зданий.

Свой вклад в поток радона, поступающий в помещение, создает и его выход из строительных конструкций - радон может генерироваться строительными материалами при достаточно большом содержании в них урана и тория. Генерируется он вследствие того, что при строительстве здания мог быть использован кирпич, изготовленный из глины, характеризующейся повышенной радиоактивностью.

При проектировании новых зданий жилищного и общественного назначения должно быть предусмотрено, чтобы объемная активность радона и торона и их дочерних продуктов распада в воздухе помещений не превышала **100 Бк/м³**.

В эксплуатируемых зданиях концентрация Rn^{222} и Rn^{220} и их дочерних продуктов распада в воздухе не должна превышать **200 Бк/м³**. При более высоких значениях объемной активности должны проводиться защитные мероприятия, направленные на снижение поступления радона в воздух помещений и улучшение вентиляции помещений.

Изотоп Rn^{222} (продукт распада ${}_{92}U^{238}$) дает примерно 50–55 % дозы облучения, которое ежегодно получает каждый житель Земли. Изотоп Rn^{220} (продукт распада ${}_{90}Th^{232}$) прибавляет к этому еще примерно 5–10 %. Однако исследования показали, что в отдельных местностях радоновое облучение во много раз и даже на несколько порядков может превышать средние величины.

1.3 Радон в питьевой воде

Каким образом радон попадает в питьевую воду? Он попадает в воду из окружающих пород (гранитов, базальтов и др.), с которыми соприкасаются водоносные слои. Поэтому концентрация радона в водах зависит от концентрации материнских элементов в горных породах, омываемых ею, коэффициента эманирования, пористости или трещиноватости горных пород и скорости движения воды (расхода потока). Рыхлые или трещиноватые породы характеризуются повышенными концентрациями радона (зоны тектонических нарушений, кора выветривания и т.д.).

Подземные воды трещинных массивов кислых кристаллических пород обычно отличаются наиболее высокой концентрацией радона, достигающей 500 Бк/л и выше. Значительно ниже концентрация радона в водах основных изверженных пород. Трещинные воды известняков, песчаников,

сланцев обычно имеют концентрацию радона в пределах 10-100 Бк/л. Однако, в отдельных случаях, и в этих породах могут встречаться повышенные концентрации радона. Подземные воды в горизонтах грунтовых вод, залегающих недалеко от поверхности, обычно имеют более низкую концентрацию радона, составляющую менее 50 Бк/л. В поверхностных водах концентрация радона, как правило, не превышает 2-5 Бк/л, главным образом, из-за того, что радон успевает распасться в течение существования воды в поверхностных условиях или уйти в атмосферу за счет аэрации.

В зависимости от геологических и гидрогеологических условий в различных районах земли создаются условия для формирования широкого спектра фоновых концентрации радона. Наряду с районами с пониженными фоновыми концентрациями радона в водах имеются территории с весьма высокими, “ураганными” содержаниями радона. Такие территории обнаружены в Бразилии, Индии, Канаде. В Иране известны родники с высокими концентрациями радона. Повышенными фоновыми концентрациями радона характеризуются скандинавские страны. Многочисленные зоны с высокой концентрацией радона в водах выявлены в США. В России выявлены зоны с концентрацией радона в воде в 300-400 Бк/л. Из-за разнообразия условий радононакопления в водах в разных странах приняты различные величины предельно допустимых концентраций радона, которые ограничивают использование вод с высоким содержанием радона. Так, в Финляндии предельно допустимые концентрации установлены на уровне 300 Бк/л, в Швеции - 300 Бк/л, в Ирландии - 200 Бк/л.

В России нормы радиационной безопасности устанавливают предельно допустимое содержание радона в воде в **60 Бк/л** при отсутствии в воде других радиоактивных веществ. До этого «Санитарные правила и нормы для централизованного водоснабжения» разрешали пользоваться водой с содержанием радона до 120 Бк/л.

1.4 Способы определения радона

Радон можно определить с помощью эманационных методов.

Под эманационным методом геофизической разведки понимают исследования распределения концентрации радиоактивных газов в горных породах, рудах, почве, атмосферном воздухе, воде в целях поисков и разведки месторождений радиоактивных руд, а также для решения некото-

рых геологических (картирование разломов, зон трещиноватости), инженерно-геологических (выявление пород с повышенной пористостью, отслеживание водных горизонтов) и экологических задач. Сравнительно недавно установлено аномальное поведение радона в подземных водах вблизи эпицентра землетрясения. Это открытие позволило создать метод прогноза землетрясений, который уже оправдал себя на практике.

В зависимости от природы эманаций различают радоновый, тороновый и актиноновый методы. Наибольшее распространение в полевых условиях получил радоновый метод эманационной съемки. Путем измерения концентраций Rn и Tn в почвенном воздухе и воде можно определять природу активного начала (тип радиоактивной аномалии) горных пород.

Эманационный метод представляет собой один из основных радиометрических методов геофизической разведки, что обуславливается его большой по сравнению с другими радиометрическими методами глубиной, так и его высокой чувствительностью.

Суть эманационных методов анализа заключается в следующем. Радиоактивные газы тем или иным способом извлекают из твердых или жидких веществ и переводят в ионизационную или сцинтилляционную камеру, чувствительную к α -частицам (радиоактивные эманации Rn , Tn , $Ап$ - это α -излучатели), которая предварительно градуируется с помощью жидкого радиевого стандартного образца (эталона). По ионизационному току или количеству импульсов определяют концентрацию эманации в камере и затем в исходной пробе почвенного воздуха или воды. Данные об активности Rn , Tn , $Ап$ используют для определения содержания долгоживущих материнских веществ - U (по Ra), Th и Ac .

Существует два наиболее распространенных способа анализа концентрации эманаций в водных пробах - *вакуумный* и *циркуляционный*.

При вакуумном способе (рис. 1, а) из сцинтилляционной камеры 1 объемом V_k и из осушителя 2 объемом V_{oc} через соединительные трубки 3 с зажимами $З_{1-2}$ откачивают воздух. Затем кран K_1 и зажимы в определенном порядке открывают, после чего атмосферный воздух, проходя через сосуд 4, обогащается растворенным в воде 5 радиоактивным газом, начинает поступать в эманационную камеру со скоростью около 100 пузырьков в минуту. Специальный сосуд (барботер) плотно закрыт резиновой пробкой 6 с винтовым зажимом, предотвращающей утечку эманации.

В замкнутой циркуляционной системе (рис. 1, б) эманация из сосуда с водой 4 (общий объем V_c , объем воды - $V_{\text{вод}}$) с помощью груши 7 объемом V_r через соединительные трубки 3 объемом V_t в течении некоторого времени прокачки $t_{\text{пр}}$ равномерно распределяется по всему *газовому* объему циркуляционной системы $V_{\text{сист}}$:

$$V_{\text{сист}} = V_k + V_{\text{ос}} + V_r + V_t + V_c - V_{\text{вод}} + \alpha V_{\text{вод}}, \quad (7)$$

или

$$V_{\text{сист}} = V_{\text{возд}} + \alpha V_{\text{вод}}, \quad (8)$$

где $V_{\text{возд}}$ - объем воздуха в системе; $\alpha V_{\text{вод}}$ - объем эманации, растворенной в воде; α - коэффициент Генри.

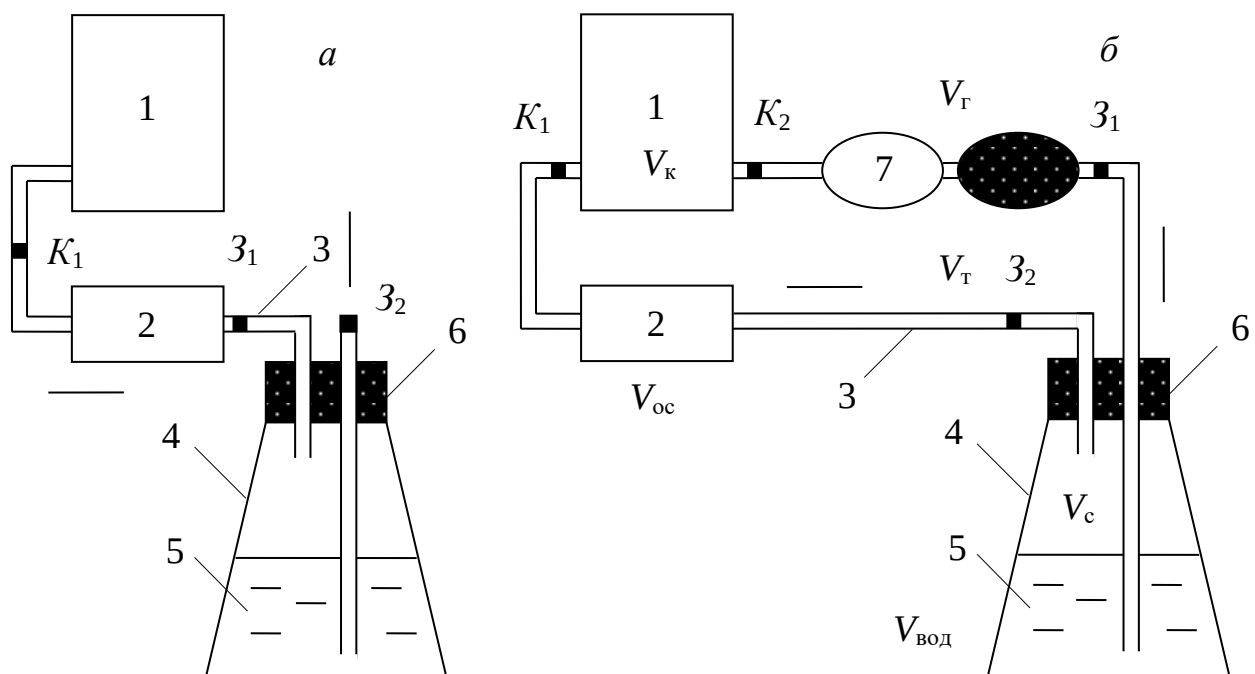


Рис. 1. Вакуумный (а) и циркуляционный (б) способы анализа. Стрелками показано направление движения воздуха

Имеет смысл сделать некоторые пояснения относительно объема эманации, растворенной в жидкости. Формулу (5) можно переписать так:

$$\frac{Q_{\text{ж}}}{\alpha V_{\text{ж}}} = \frac{Q_{\text{газ}}}{V_{\text{газ}}}, \quad (9)$$

где $Q_{\text{ж}}$, $Q_{\text{газ}}$ - количество эманации (Бк) в объемах $V_{\text{ж}}$ и $V_{\text{газ}}$.

Если бы мы перевели всю эманацию из жидкости в газ (что эквивалентно $Q_{\text{ж}} = Q_{\text{газ}}$), то объем $V_{\text{газ}}$, который она занимает в этом случае, со-

гласно (9) должен составить $\alpha V_{\text{вод}}$, что и отражено в соотношении (8).

После введения Rn в камеру и перекрытия зажимов начинает происходить накопление его дочерних продуктов распада (тоже α -излучателей), что приводит к увеличению интенсивности α -излучения I во времени (рис.2). Нарастание I зависит от продолжительности введения $t_{\text{пр}}$ эманации в камеру, от формы и размера камеры, типа детектора, поэтому наряду со значением I фиксируют интервал времени $t_{\text{пауз}}$ от момента прекращения прокачки системы до начала измерения скорости следования импульсов.

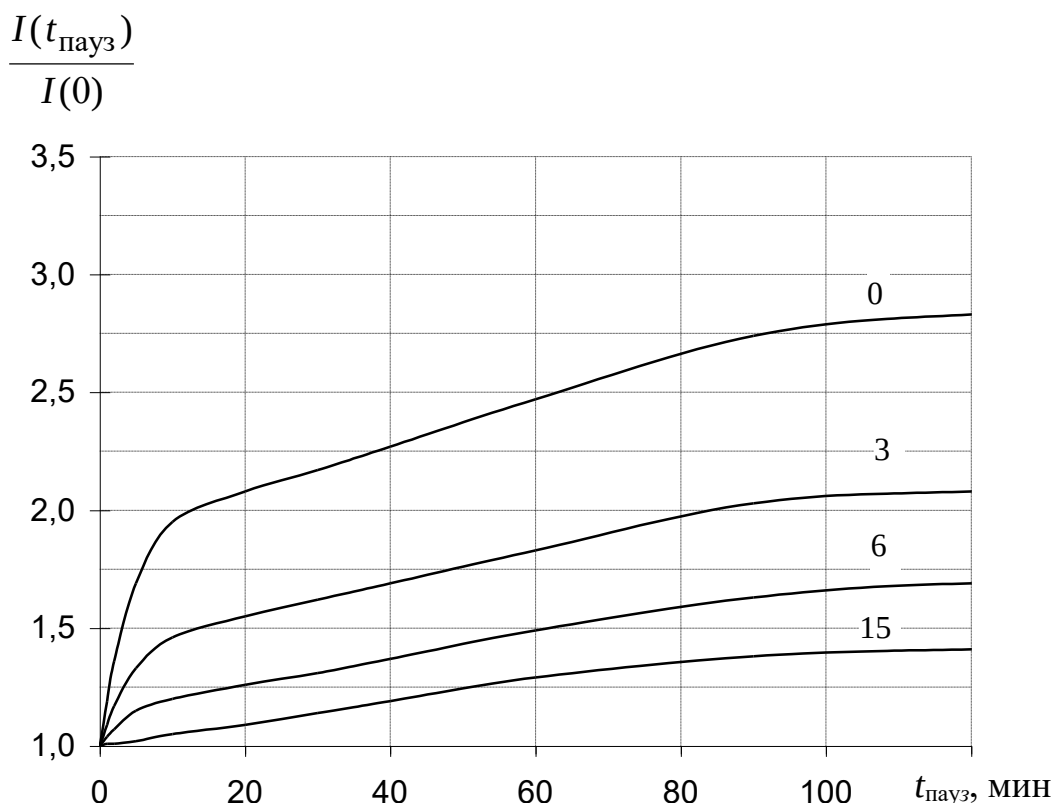


Рис. 2. Коэффициенты нарастания скорости счета импульсов в сцинтилляционной камере в зависимости от интервала $t_{\text{пауз}}$ и продолжительности прокачки системы $t_{\text{пр}}$ в минутах (шифр кривых)

Значение $t_{\text{пр}}$ выбирают одинаковым в процессе анализа проб и при градуировании аппаратуры. Для гидрохимических проб $t_{\text{пр}} = 3-6$ мин. Значение $t_{\text{пауз}}$ в анализах повышенной точности достигает нескольких часов, при изучении лито- и гидрохимических проб - от 3-10 мин до 3 ч.

Для анализа на Rn отбирают 0,2-0,5 л воды (в зависимости от объема барботера) и помещают ее в сосуд, включенный в циркуляционную систему. Желательно произвести эту операцию не позже 4-5 суток после мо-

мента отбора пробы, т.к. если вода не содержит солей Ra, то за этот интервал времени проба может потерять значительную долю активности.

Концентрация Rn в камере после прокачки системы, составляет

$$C_{Rn}^{возд} = \varepsilon I e^{-\lambda t}, \quad (10)$$

где I - скорость счета импульсов в превышении над фоном (имп/мин); ε - градуировочный коэффициент [эман/(имп/мин)]; t - время между отбором пробы и началом ее анализа; λ - постоянная распада Rn:

$$\lambda = \frac{\ln 2}{T_{1/2}} = \frac{0,693}{3,82 \cdot 24 \cdot 3600} = 2,1 \cdot 10^{-6} \text{ с}^{-1}. \quad (11)$$

Экспоненциальный множитель в формуле (10) выступает как поправка за распад эманации до начала проведения анализа. Если время t не превышает первых часов, то поправку можно не учитывать.

Количество Rn, циркулирующего в системе составляет

$$Q_{Rn}^{возд} = C_{Rn}^{возд} V_{сист} = \varepsilon I e^{-\lambda t} V_{сист}. \quad (12)$$

Поскольку из водной пробы был извлечен весь радон, то величина

$$C_{Rn}^{вод} = \varepsilon I e^{-\lambda t} \frac{V_{сист}}{V_{вод}} = \varepsilon I e^{-\lambda t} \frac{(V_{возд} + \alpha V_{вод})}{V_{вод}} \quad (13)$$

представляет собой искомую концентрацию Rn в исследуемой пробе.

В случае, когда $V_{возд} \gg \alpha V_{вод}$ и можно пренебречь распадом Rn, формула (13) упрощается:

$$C_{Rn}^{вод} = \varepsilon I \frac{V_{сист}}{V_{вод}} \approx \varepsilon I \frac{V_{возд}}{V_{вод}}. \quad (14)$$

В полевых условиях содержание Rn в высокорadioактивных водах определяют γ -методом. Для этого водой заполняют стандартный сосуд объемом 8-12 л и в нем измеряют интенсивность γ -излучения. Расчет концентрации эманации ведут по формуле:

$$C_{Rn,\gamma}^{вод} = \varepsilon_{\gamma} I_{\gamma}, \quad (15)$$

где I_{γ} - интенсивность γ -излучения в превышении над естественным фоном (пА/кг или мкР/ч); ε_{γ} - градуировочный коэффициент, который при работе с радиометрами серии СРП-68 составляет около 300 Бк/л на 1 пА/кг (5,8 эман

на 1 мкР/ч).

Эманиационная съемка в полевых условиях заключается том, что в определенной точке съемочного профиля производится отбор проб почвенного воздуха с некоторой глубины. Почвенный воздух по соединительной системе с помощью ручного насоса закачивается в эманиационную камеру. После введения пробы воздуха в камеру, с помощью фотоэлектронного умножителя и счетного устройства импульсов определяется количество сцинтилляций, которое пропорционально концентрации R_n в камере. Сцинтилляционный метод применим для анализа проб воздуха, содержащих радон в концентрациях от нескольких десятых долей эмана и выше.

На рис. 3 приведена принципиальная схема эманиационных измерений на одной из точек съемочного профиля в полевых условиях.

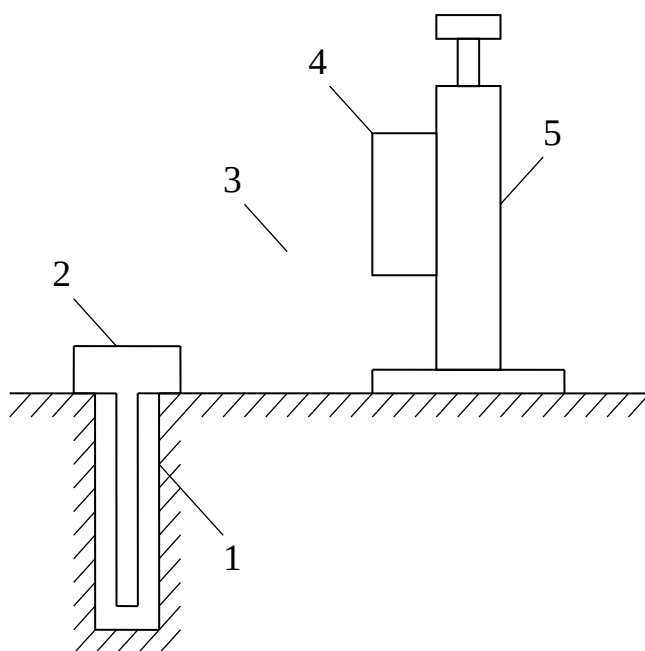


Рис. 3. Схема эманиационных измерений в полевых условиях. Обозначения: 1 – шпур; 2 – прободоотборник воздуха; 3 – соединительный шланг; 4 – эманиационная камера и измерительное устройство; 5 – держатель и ручной насос

2. ПОЛЕВОЙ ЭМАНОМЕТР «РАДОН»

Полевой сцинтилляционный эманометр «Радон» предназначен для определения концентрации R_n в почвенном воздухе при полевой эманиационной съемке и определения R_n в пробах воды. «Радон» может применяться и при дозиметрических измерениях. Эманометр в разных модифи-

кациях выпускался с конца 60-х до середины 80-х годов, когда ему на смену пришел более современный прибор РГА-01 «Глициния».

2.1 Основные технические данные и характеристики прибора

- Диапазон измерения скорости счета импульсов - от 0 до 5000 имп/с с поддиапазонами 50, 250, 1000 и 5000 имп/с.

- Чувствительность прибора после трехчасового накопления продуктов распада R_n при объеме камеры 0,5 л не менее 0,36 эман/(имп/с) при фоне в чистой камере не более 5 имп/мин.

- Прибор устойчиво работает в диапазоне температур 0-40 °С при относительной влажности до 80 %. Дополнительная погрешность прибора, вызванная изменением температуры, не более 10 %.

- Питание прибора осуществляется от шести элементов А-373.

- Дополнительная погрешность, вызванная изменением напряжения питания в пределах 8,1 до 9,9 при номинале 9,0 - не более 15 %.

- Основная погрешность измерений эманометра - не более 30 %.

2.2 Устройство и принцип работы прибора

Эманометр «Радон» состоит из следующих основных блоков: сцинтилляционной камеры, фотоэлектронного умножителя (ФЭУ), блока питания и стабилизатора напряжения, усилителя импульсов, порогового дискриминатора, интенсиметра α -излучения, электромеханического счетчика (ЭМС) импульсов с секундомером. В комплект эманометра входит также ручной насос для закачки почвенного воздуха, осушитель и соединительные трубки.

Сцинтилляционная камера представляет собой металлический стакан покрытый внутри слоем $ZnS(Ag)$ - веществом, фоточувствительным к ионизирующему воздействию α -частиц. При попадании α -частицы на слой сцинтиллятора возникает световой квант (вспышка света), который, попадая в фотоэлектронный умножитель, в результате фотоэффекта на катоде выбивает из него электрон. Под действием ускоряющего электрического поля напряжением ≈ 600 В фотоэлектрон в дальнейших столкновениях с *динодами* ФЭУ производит лавинообразное умножение заряда, снимаемого с анода в виде короткого (1-5 мкс) импульса напряжения. С выхода ФЭУ импульсы попадают на усилитель и далее - на пороговый дискриминатор, осуществля-

ющий их отбор по амплитуде. С выхода дискриминатора импульсы поступают на ЭМС и аналоговый интенсиметр со стрелочным индикатором, принцип работы которого близок для большинства радиометров.

На панели основного блока эманометра расположены: держатель ФЭУ со съемной сцинтилляционной камерой и металлическими кранами, стрелочный индикатор измерительного прибора (ИП), регулятор порога дискриминации, кнопка СБРОС, переключатель диапазонов измерений (50, 250, 1000, 5000 имп/с), переключатель РОД РАБОТ и разъем для подключения блока ЭМС. На отдельном блоке ЭМС расположены: секундомер (слева), стрелочный индикатор числа зарегистрированных импульсов, тумблер СТОП/ПУСК и переключатель масштабов $\times 1 / \times 2$.

Переключатель рода работ может находиться в следующих положениях: ВЫКЛ - прибор выключен, НБ - проверка напряжения питания батарей, НВ - проверка высокого напряжения питания ФЭУ. ИМП/СЕК - режим измерения скорости счета импульсов с помощью стрелочного индикатора, ЭМС - режим измерения скорости счета импульсов с помощью электромеханического счетчика. При относительно высоких скоростях следования импульсов (более 20 имп/с) используется режим измерения со стрелочным индикатором, при низких скоростях - режим ЭМС.

ВНИМАНИЕ! Категорически запрещается использовать режим ЭМС при скорости счета 30 имп/с и более - это может привести к выходу счетчика из строя!

2.3 Подготовка прибора и измерительной установки к работе

Подготовка прибора начинается с зарядки батарей в отсек питания и проверки напряжения питания с помощью переключателя рода работ (положение НБ). При правильной работе блока питания стрелка измерительного прибора должна находиться во второй половине шкалы.

ВНИМАНИЕ! Включение прибора в режим измерений возможно только с установленной эманационной или контрольной камерой! В противном случае может произойти засветка ФЭУ и выход его из строя.

Далее производится проверка высокого напряжения ФЭУ: при переключателе рода работ НВ стрелка ИП должна отклоняться не менее чем на

16 делений шкалы. Если этого не происходит, то необходимо подождать 3-5 минут пока не установится рабочий режим ($\approx 18-20$ делений).

С помощью контрольной камеры проверяется чувствительность прибора и правильность установки порога дискриминации. С этой целью на поддиапазоне не ниже 250 снимается зависимость скорости счета импульсов от положения порога дискриминации. В некотором диапазоне шкалы регулятора порога должно наблюдаться «плато» - незначительное изменение скорости счета. Регулятор порога устанавливается примерно в середину этого «плато». Если «плато» не наблюдается, то положение порога фиксируется исходя из паспортных значений чувствительности эманометра, измеренных с помощью контрольной камеры на разных диафрагмах.

Непосредственно перед началом измерений концентрации R_n необходимо проверить работоспособность эманационных камер и оценить их собственный фон. Камера считается пригодной к работе если фон не превышает 30-40 имп/мин. Дочерние продукты распада R_n , оседая на стенках сцинтилляционной камеры, могут вызвать ее радиационное загрязнение. Поэтому после измерений высокоактивных проб рекомендуется заменить камеру и не использовать ее до тех пор, пока фон не снизится до нормального уровня (за счет проветривания и распада радионуклидов).

Подготовка установки для измерения концентраций R_n в воде заключается в сборе циркуляционной системы (рис. 4.1, б). Перед подключением соединительных трубок к эманационной камере краны K_{1-2} должны быть обязательно закрыты во избежание попадания эманации в детектор до начала измерений. Следует также проверять герметичность системы в целом и отсутствие в ней утечек воздуха. Следует обратить внимание на направление подключения груши, в противном случае при прокачке вместо воздуха в камеру может попасть вода и вывести прибор из строя.

2.4 Градуирование прибора

Градуирование эманометра заключается в нахождении значения коэффициента ε . С этой целью 1-2 раза в месяц проводят измерения скорости счета импульсов на стандартных образцах (СО). В качестве СО используют помещенный в барботер раствор соли R_a массой m_{Ra} (г). Для удаления R_n сосуд с радиевым раствором продувают воздухом, плотно закрывают, момент герметизации фиксируют на этикетке СО. Время накоп-

ления Rn берут $t > 3$ суток.

Собирают циркуляционную систему (рис. 1, б), следя за тем, чтобы зажимы Z_{1-2} и краны K_{1-2} были закрыты. Далее измеряют фон камеры $I_{\text{ф}}$ (имп/мин) за время $t_{\text{изм}} = 3$ мин. После этого открывают зажимы Z_{1-2} , краны K_{1-2} и начинают прокачку воздуха в течении $t_{\text{пр}} = 3$ мин. Прокачку системы ведут в темпе, при котором в воде наблюдаются отдельные пузырьки воздуха, следующие друг за другом со скоростью около 300 в мин.

Затем камеру закрывают и в течении нескольких часов через каждые 3 мин фиксируют показания прибора, настроенного на заданную чувствительность (порогом дискриминации), и строят кривую нарастания I (за вычетом фона) во времени.

Градуировочный коэффициент ε в эман/(имп/мин) для момента времени $t_{\text{пауз}} = 3$ мин (значительная часть $T_{\text{п}}$ уже распадется) после прокачки воздуха вычисляют по следующей формуле:

$$\varepsilon = \left(1 - e^{-\lambda t}\right) \frac{C_{\text{Rn}}^{\text{возд}}}{I(t_{\text{пауз}})}, \text{ или} \quad (16)$$

$$\varepsilon = \left(1 - e^{-\lambda t}\right) \frac{m_{\text{Ra}} \cdot 10^{10}}{(V_{\text{возд}} + \alpha V_{\text{вод}}) I(t_{\text{пауз}})}, \quad (17)$$

где $I(t_{\text{пауз}})$ - показания прибора, определяемые на графике для интервала времени $t_{\text{пауз}}$, принятого в процессе анализа проб.

Пример. Имеем эталон Ra массой $m_{\text{Ra}} = 8,55 \cdot 10^{-9}$ г и следующие режимы анализа: $t_{\text{пр}} = 3$ мин, $t_{\text{изм}} = 3$ мин, $t_{\text{пауз}} = 3$ мин. Параметры системы: $V_{\text{к}} = 0,5$, $V_{\text{ос}} = 0$, $V_{\text{г}} = 0,3$, $V_{\text{с}} = 0,5$, $V_{\text{т}} = 0,05$, $V_{\text{вод}} = 0,4$ (все в л), фон камеры $I_{\text{ф}} = 37$ имп/мин, температура $T_{\text{возд}} = 20$ °С. Эталон прокачен 72 ч назад, т.е. $t = 3$ сут.

Измеренная скорость счета импульсов на эталоне составила 1167 имп/с. После вычета фона $I(t_{\text{пауз}}) = 1167 - 37 = 1130$ имп/мин.

$$V_{\text{возд}} = V_{\text{к}} + V_{\text{ос}} + V_{\text{г}} + V_{\text{т}} + V_{\text{с}} - V_{\text{вод}} = 0,95 \text{ л.}$$

$$V_{\text{сист}} = V_{\text{возд}} + \alpha V_{\text{вод}} = 0,95 + 0,2 \cdot 0,4 \approx 1 \text{ л.}$$

$$1 - \exp(-\lambda t) = 1 - \exp(-0,693 \cdot 3/3,82) = 0,42.$$

$$\varepsilon = 8,55 \cdot 10^{-9} \cdot 10^{10} \cdot 0,42 / (1 \cdot 1130) = 0,032 \text{ эман/(имп/мин).}$$

При проведении градуировании аппаратуры особо тщательно следует следить за тем, чтобы раствор радия не попал внутрь эманационной ка-

меры. Последствия радиационного заражения эманометра крайне неприятны: необходимо полностью разобрать прибор, тщательно промыть каждую деталь. Зараженная камера не пригодна к дальнейшим измерениям.

3. ПРОГРАММА ИЗМЕРЕНИЙ

Задание:

1. Ознакомиться с элементами теории эманационных методов (раздел 1).
2. Ознакомиться с эманометром «Радон», его назначением и основными техническими характеристиками. Подготовить прибор и измерительную установку к работе (раздел 2).
4. Произвести градуировку эманометра в соответствии с описанием, приведенном в разделе 2.4 (выполняется строго под руководством преподавателя).
5. Отобрать пробы воды из разных источников и выполнить измерения концентраций Rn в соответствии с программой измерений (раздел 3).
6. Сделать выводы о соответствии нормам радиационной безопасности исследованных водных источников и возможной природе выявленных аномалий.
7. Ответить на контрольные вопросы (раздел 4).

Материалы, оборудование:

1. Эманометр «Радон» с контрольной камерой, комплект из 6 батарей питания к нему (А-373, «Орион»).
2. Набор сцинтилляционных эманационных камер объемом 0,5 л.
3. Эталонный водный раствор соли радия ($10^{-7} \div 10^{-9}$ г Ra).
4. Специальные сосуды для отбора водных проб (барботеры).
5. Соединительные резиновые трубки, груша для прокачки воздуха, стеклянные трубки, осушительная камера.
6. Калькулятор, журнал измерений, карандаш, резинка.

Отбор водных проб выполняется в следующем порядке:

1. Сосуды для отбора проб (барботеры) моются, желательно в речной или озерной воде, после чего сушатся. На барботеры наклеиваются этикетки из лейкопластыря для записи даты, времени и места отбора проб.

2. Отбор проб производится из водоемов, колодцев, родников, водопроводных кранов, скважин и других источников в объеме 0,3-0,35 л (сосуды емкостью 0,5 л) и 0,5-0,6 л (емкость 1 л). Из водоемов и колодцев отбираются пробы $V = 0,5-0,6$ л, из скважин и родников - $V = 0,3-0,35$ л.

3. Если вода набирается из крана, то струя воды должна бежать свободно, БЕЗ НАПОРА и пузырьков воздуха. Воду следует наливать аккуратно, так, чтобы она бежала по стенке сосуда и не плескалась на дне. Эти предосторожности гарантируют сохранность растворенного в воде Rn .

4. Сразу же после заполнения барботера водой (примерно до середины) его следует герметично закрыть, для чего зажимаются или перевязываются резиновые соединительные трубки. Пробка барботера плотно зажимается винтовым механизмом, причем следует контролировать силу зажима - стеклянные трубки внутри сосуда не должны расколоться.

5. На этикетке сосуда записывается время t_0 и место отбора пробы.

Подготовка прибора и измерительной установки к работе выполняется в соответствии с разделом 4.2.3, градуирование - по указанию преподавателя.

Выполнение измерений концентрации Rn производят так:

1. Собирают циркуляционную систему (рис. 1, б), следя за тем, чтобы зажимы Z_{1-2} и краны K_{1-2} были закрыты.

2. Измерят фон камеры I_f (имп/мин) за время $t_{изм} = 3$ мин. С этой целью переключатель рода работ устанавливают в положение ЭМС. В исходное состояние сбрасываются секундомер и ЭМС. Пересчетный коэффициент ЭМС устанавливают в положение $\times 2$ (регистрируется каждый второй импульс). Для начала измерений необходимо одновременно запустить секундомер и включить переключатель ПУСК счетчика импульсов. Далее следят за секундомером, так как счетчик автоматически не останавливается после истечения времени $t_{изм}$. По истечении заданной экспозиции переключатель переводят в положение СТОП.

3. Открывают зажимы Z_{1-2} , краны K_{1-2} и начинают прокачку воздуха в течении $t_{пр} = 3$ мин. Прокачку системы ведут в темпе, при котором в воде наблюдаются отдельные пузырьки воздуха, следующие друг за другом со скоростью около 300 в мин.

4. После прокачки воздуха краны K_{1-2} закрывают и выжидают некоторое время $t_{пауз} = 3$ мин, чтобы активность радона в камере немного увеличилась, а торона - значительно уменьшилась.

5. Записывают в журнал время начала анализа t_1 . Проводят измерения скорости счета импульсов I (имп/мин) в течении времени $t_{изм} = 3$ мин аналогично п.2.

6. Вычисляют концентрацию Rn в водной пробе по формуле:

$$C_{Rn}^{вод} = \varepsilon k (I - I_{\phi}) \frac{V_{сист}}{V_{вод}} \exp \left[-\frac{\ln 2}{3,82} (t_1 - t_0) \right], \quad (18)$$

где k - пересчетный коэффициент счетчика, для нашего случая $k = 2$.

В формуле (18) время отбора t_0 и начала анализа t_1 - в сутках. Если $t_1 - t_0 < 0,2$ сут, то вместо (18) используется более простая формула:

$$C_{Rn}^{вод} = \varepsilon k (I - I_{\phi}) \frac{V_{сист}}{V_{вод}}. \quad (19)$$

При вычислениях принять:

$$V_{сист} = V_{возд} + \alpha V_{вод}, \alpha = 0.2;$$

$$V_{возд} = V_k + V_{ос} + V_{г} + V_{т} + V_{с} - V_{вод}.$$

$$V_k = 0,5 \text{ л}, V_{ос} = 0,2 \text{ л}, V_{г} = 0,3 \text{ л}, V_{т} = 0,05 \text{ л}, V_{с} = 0,5 \text{ или } 1,0 \text{ л}.$$

Объем воды $V_{вод}$ в барботере определяют по оцифрованной шкале.

В процессе измерений рекомендуется вести следующую форму лабораторного журнала:

Прибор № _____ Оператор _____
 $t_{пр} =$ _____ $t_{пауз} =$ _____ $t_{изм} =$ _____
 $k =$ _____ $\varepsilon =$ _____ эман/(имп/мин)

	Место отбора пробы воды	t_0 , сут	t_1 , сут	I_{ϕ} , имп	I , имп	$I - I_{\phi}$, имп	$V_{вод}$, л	$V_{возд}$, л	$\frac{V_{сист}}{V_{вод}}$	C_{Rn} , эман
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

Примечание. Если градуирование не проводится, то значение пересчетного коэффициента ε принимается равным 0,05 эман/(имп/с).



Рис. 4.4. Процесс измерения концентрации радона в водных пробах, отобранных в разных точках Верх-Сысертского участка

4. КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Сущность, цели и задачи эманационной съемки.
2. Радиоактивные газы и их краткая характеристика.
2. Глубинность эманационных методов (отдельно по R_n и T_n).
3. По какой формуле можно оценить концентрацию радона в поровом пространстве горной породы?
4. Единицы измерения концентрации эманаций и их соотношение.
5. Закон Генри. Зависимость коэффициента Генри от температуры.
5. Способы анализа концентрации эманаций в воздухе и в воде.
6. Полевой эманометр «Радон» и его краткая характеристика.
7. На каком физическом эффекте основан метод определения концентрации радиоактивных газов прибором «Радон»?
7. Устройство эманометра «Радон» и подготовка его к работе.
8. Порядок градуирования эманометра «Радон».
9. Порядок отбора и анализа содержания R_n в водных пробах.
10. Почему после ввода R_n в сцинтилляционную камеру скорость счета импульсов увеличивается с течением времени?
11. Если спустя несколько суток после отбора водной пробы ее α -активность не изменилась, то какой Вы можете сделать вывод?
12. Назовите физические предпосылки для раздельного определения концентраций радона, торона и актинона.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Возжеников Г.С., Бельшев Ю.В.* Радиометрия и ядерная геофизика: Учебное пособие. - Екатеринбург: Изд. УГГУ, 2011.
2. *Гонсалес А.Х., Андерс Ж.* Естественные и искусственные источники излучения. В кн.: Ядерная энергия в будущем. МАГАТЭ, 1989. Т. 31, № 2.
3. *Жуковский М. В.* Радон: измерение, дозы, оценка риска. - Екатеринбург: ИПЭ, 1997.
4. *Крисюк Э.М.* Радиационный фон помещений. М.: Энергоатомиздат, 1989.
5. *Нефёдов В.Д.* и др. Радиохимия. – М: Высшая школа, 1985.
6. Радиация: Дозы, эффекты, риск. Пер. с англ. - М.: Мир, 1998.
7. *Смыслов А.А., Максимовский В.А., Харламов М.Г.* и др. Радон в земной коре и риск радоноопасности // Разведка и охрана недр. 1995. № 5.
8. *Титов В.К., Лучин И.А., Лашков Б.П.* Радон в почвах и зданиях - Л.: Рудгеофизика, 1991.
9. *Уткин В.И.* Газовое дыхание Земли // Соросовский образовательный журнал. – М., 1997. – № 1.
10. *Уткин В. И.* Радоновая проблема в экологии. // Соросовский образовательный журнал. – М., 2000. - том 6, № 3.

Учебное издание

Александрова Жанна Николаевна
Бельшев Юрий Владимирович

ЛАБОРАТОРНЫЙ ПРАКТИКУМ ПО РАДИАЦИОННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

Учебно-методическое пособие
к практическим занятиям и самостоятельной работе
по дисциплине «Радиационная безопасность» для студентов
специализаций «Геофизические методы исследования скважин» и
«Геофизические методы поисков и разведки МПИ»
специальности 21.05.03 – «Технология геологической разведки»
очной и заочной формы обучения

Часть 3
Определение радона в воде

Редактор _____
Компьютерная верстка автора

Подписано в печать ____ . ____ . 2018 г.
Бумага писчая. Формат 60 х 84 1/16.
Гарнитура Times New Roman. Печать на ризографе.
Печ. л. _____. Уч.-изд. л. _____. Тираж 100. Заказ _____

Издательство УГГУ
620144, г. Екатеринбург, ул. Куйбышева, 30
Уральский государственный горный университет
Отпечатано с оригинал-макета
в лаборатории множительной техники УГГУ



МИНОБРНАУКИ РОССИИ

**Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение
высшего образования
«Уральский государственный горный
университет»**

Н. В. Блинкова, Н. С. Земцов

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

Методические указания
**к лабораторным и практическим работам
по дисциплине «Геофизические методы
исследования горизонтальных скважин»
для студентов специальности
21.05.03 *Технология геологической разведки***

**Екатеринбург
2020**

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Уральский государственный горный университет»

ОДОБРЕНО:

Методической комиссией

Факультета геологии и геофизики УГГУ

20 МАРТА 2020 г.

Председатель комиссии

 проф. Бондарев В. И.

Н. В. Блинкова, Н. С. Земцов

**ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ
ИССЛЕДОВАНИЯ
ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН**

Методические указания

к лабораторным и практическим работам
по дисциплине «Геофизические методы
исследования горизонтальных скважин»

Рецензенты: *Иголкина Г. В.*, д-р геол.-мин. наук, зав. лабораторией промышленной геофизики (Институт геофизики УрО РАН);
Скобелев А. Н., канд. техн. наук, главный геолог, (группа компаний «НЕДРА»).

Методические указания рассмотрены на заседании кафедры геофизики 5 МАРТА 2020 г. (протокол № 12) и рекомендованы для издания в УГГУ.

Блинкова Н. В., Земцов Н. С.

Б 69 **ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН:** методические указания / Н. В. Блинкова, Н. С. Земцов; Урал. гос. горный ун-т. – Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2020. – 71 с.

Методические указания содержат семь практических работ. В каждой работе имеется описание геофизической аппаратуры для исследования горизонтальных скважин в процессе бурения и на этапе их исследования после бурения. В работах приводятся планы заданий для анализа полевых материалов (каротажных диаграмм), полученных с этой аппаратурой (АМК «ГОРИЗОНТ», АК «АЛМАЗ-2И», АМАК «Обь», СБК «АМАК», АМК «Горизонталь»). Две работы включают в себя интерпретацию данных метода инклинометрии в горизонтальных скважинах с использованием программного обеспечения станции геолого-технологических исследований «Мега АМТ» и построения этих скважин в трехмерном пространстве, а также построение корреляционного разреза по одному из месторождений Западной Сибири с использованием геофизических данных горизонтальных скважин.

Выполнение этих работ позволит подготовиться студентам к производственной и преддипломной практикам, которые они проходят, в основном, на месторождениях Западно-Сибирской нефтегазовой провинции.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
Работа 1. АППАРАТУРНО-МЕТОДИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС «ГОРИЗОНТ-90»	6
1. Состав и краткое описание	6
2. Основные технические характеристики	6
3. Автономный скважинный прибор	8
4. Прочие конструктивные особенности комплекса	14
Задание.....	15
Контрольные вопросы.....	15
Работа 2. АВТОНОМНЫЙ КОМПЛЕКС «АЛМАЗ-2И»	16
1. Состав и краткое описание	16
2. Основные технические характеристики	18
3. Устройство и работа комплекса	21
Задание.....	25
Контрольные вопросы.....	25
Работа 3. АППАРАТУРНО-МЕТОДИЧЕСКИЙ АВТОНОМНЫЙ КОМПЛЕКС «ОБЬ»	26
1. Состав и краткое описание	26
2. Основные технические характеристики	26
3. Устройство и работа комплекса	27
4. Прочие особенности комплекса.....	33
Задание.....	34
Контрольные вопросы.....	35
Работа 4. СТАНЦИЯ БЕЗКАБЕЛЬНОГО КАРОТАЖА СБК «АМАК».....	36
1. Состав и краткое описание	36
2. Геохимическая подсистема, предназначенная для проведения газового каротажа	37
3. Прочие компоненты комплекса	40
Задание.....	42
Контрольные вопросы.....	43
Работа 5. АВТОНОМНАЯ ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ СИСТЕМА «ГОРИЗОНТАЛЬ».....	44
1. Состав и краткое описание	44
2. Основные технические характеристики	46
3. Устройство и работа комплекса	49
4. Проведение геофизических исследований скважин (ГИС)	56
Задание.....	57
Контрольные вопросы.....	57

Работа 6. ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДАННЫХ ИНКЛИНОМЕТРИИ В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ	58
1. Краткое описание	58
Задание.....	63
Контрольные вопросы.....	63
Работа 7. ПОСТРОЕНИЕ КОРРЕЛЯЦИОННОГО РАЗРЕЗА ПО ДИАГРАММАМ АМК «ГОРИЗОНТ»	64
1. Краткое описание	64
Задание.....	68
Контрольные вопросы.....	68
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	69

ВВЕДЕНИЕ

Наиболее эффективными и прогрессивными технологиями в нефтедобывающей отрасли в настоящее время является переход от бурения одиночных скважин к бурению и широкомасштабному промышленному освоению горизонтальных, разветвленно-горизонтальных, многозабойных горизонтальных скважин, а также боковых стволов из старого фонда скважин. За последние годы в горизонтальных скважинах опробован целый ряд технологий бурения забойными телеметрическими системами с гидравлическим, электромагнитным и комбинированным каналами связи, а также исследования скважин на этапе «после бурения» применение аппаратурно-методических комплексов с различными способами доставки аппаратуры на забой. Такими способами является доставка с помощью бурильных труб, гибких пластиковых труб «COILED TUBING» (в переводе с англ. – гибкая труба), жёсткого геофизического кабеля и др. [2, 11, 12, 15, 16, 17]. В методических указаниях описываются примеры такой аппаратуры, как аппаратурно-методический комплекс (АМК) «ГОРИЗОНТ-90», автономный комплекс (АК) «АЛМАЗ-2И», аппаратурно-методический автономный комплекс (АМАК) «Обь», станция бескабельного каротажа (СБК) «АМАК», аппаратурно-методический комплекс (АГС) «Горизонталь».

В методических указаниях содержатся семь работ, пять из которых по аппаратуре, шестая по интерпретации данных инклинометрии в горизонтальных скважинах, седьмая – по построению корреляционного разреза по диаграммам АМК «ГОРИЗОНТ».

Работа 1. АППАРАТУРНО-МЕТОДИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС «ГОРИЗОНТ-90»

1. Состав и краткое описание

АМК «ГОРИЗОНТ-90» содержит в своем составе скважинный прибор ПСК-3, устройство сопряжения, персональный компьютер 386, 486 или Pentium, термоплоттер KST-216-8MP01-KISS, программное и методическое обеспечение, глубиномер, индикатор нагрузки талевого каната буровой лебедки, вспомогательное оборудование [3, 4, 5, 7, 8, 9, 10].

2. Основные технические характеристики

АМК «ГОРИЗОНТ-90» обеспечивает измерение и обработку следующих параметров: кажущееся электрическое сопротивление (КС) – 0–2000 Ом·м; потенциал собственной поляризации (ПС) – $\pm 0,5$ В; уровень естественного гамма-излучения (ГК) – 0–50 мкР/ч; поток нейтронов (НК1, НК2) – до 250000 имп/мин; уровень радиационного гамма-излучения (НГК) – 0–200 мкР/ч; зенитный угол наклона скважины, град. – $(0-180)\pm 0,2$; азимут наклона скважины, град. – $(0-360)\pm 1$.

Конструктивные данные скважинного прибора: длина – 7720 ± 100 мм; диаметр – 90 мм; присоединительная резьба для бурового инструмента – 3-76; диаметр проточки под элеватор – 73 мм; промывка скважины через переводник в верхней части скважинного прибора.

Условия эксплуатации скважинных приборов: диаметр исследуемых скважин – не менее 110 мм; давление на забое – не более 60 МПа; температура окружающей среды – не более 80 °С; конструкция скважинного прибора выдерживает осевую сжимающую и растягивающую нагрузку 5-8 тонн; радиус искривления скважины – не менее 40 м; для получения качественных материалов измерения в скважине рекомендуется проводить на аварийном приводе буровой лебедки при скорости 90, 180 или 360 м/ч.

При использовании АМК «ГОРИЗОНТ-90» геофизические измерения в скважине могут проводиться в широком диапазоне изменения удельного сопротивления промывочной жидкости (0,05–5 Ом·м).

В целях безопасности работы с источником нейтронов предусмотрена возможность его извлечения из скважины в случае аварии. Для этого источник устанавливается в специальном контейнере в верхней части скважинного прибора.

Непрерывное время работы скважинного прибора в режиме измерений – не менее 7 часов. Дискретность измерения и регистрации в блоке памяти всех параметров в цифровой форме – 2 сек. В связи с ограниченной емкостью источников питания и блока хранения информации в скважинном приборе предусмотрено включение измерительной схемы с задержкой до 19 часов на время спуска до интервала исследований. Дискретность установки времени задержки – 4,5 мин.

Глубиномер и датчик нагрузки рассчитаны для работы с талевым канатом буровой лебедки диаметром 25–28 мм. Погрешность измерения глубины в интервале каротажа не более 0,1 %. Дискретность измерения перемещения бурового инструмента – не более 4 мм.

3. Автономный скважинный прибор

Общий вид скважинного прибора показан на рис. 1.1. Корпус скважинного прибора выполнен из немагнитного сплава. На его наружную поверхность до диаметра 90 мм



нанесено изоляционное покрытие, на котором установлены токовые и измерительные кольцевые электроды. Эти электроды с помощью проводов, проложенных в теле изоляционного покрытия, электровыводов и разъема в нижней части прибора соединяются с измерительной схемой электрического каротажа. В верхней части корпуса прибора имеется стальной переводник, предназначенный для соединения с колонной бурильных труб с помощью замковой резьбы 3-76. Переводник имеет отверстия для прохождения промывочной жидкости. Внутри переводника устанавливается герметичный контейнер с радиоактивным источником, который в аварийной ситуации может быть извлечен из скважины.

Внутри охранного корпуса установлены шасси с электронной измерительной схемой, выполненной в виде конструктивно законченных модулей. Модули между собой соединены с помощью разъемов и накидных гаек. С целью предотвращения повреждений измерительных схем каждый модуль закрыт цилиндрическим защитным кожухом.

Рис. 1.1. Общий вид скважинного прибора

Прибор содержит шесть модулей: модуль НК, батарея питания, модуль центрального процессора, модуль ГК, модуль инклинометра и модуль электрического каротажа.

Структурная схема, приведенная на рис. 1.2, дает общее представление о принципе работы скважинного прибора. В модуле центрального процессора (МЦП) напряжение батареи питания, состоящей из химических источников тока, преобразуется в ряд напряжений, необходимых для работы электронных схем. Нормальное функционирование скважинного прибора осуществляется под управлением процессора, выполненного на базе однокристальной микро-ЭВМ K1816BE39. МЦП по шине управления формирует сигналы, обеспечивающие синхронную работу остальных модулей прибора. Обмен данными МЦП со всеми модулями производится по 8-разрядной шине данных. По командам, вырабатываемым в МЦП, периодически через две секунды производится опрос датчиков и измерение всех параметров. В модуле электрического каротажа (МЭК) за счет коммутации токовых и измерительных электродов обеспечивается измерение кажущегося сопротивления (КС) тремя симметричными градиент-зондами, тока зондирования и потенциала собственной поляризации (ПС). Значения измеренных параметров передаются по шине данных в МЦП. В модулях ГК (МГК) и НК (МНК), сформированные из гамма-квантов радиоактивного излучения, электрические импульсы накапливаются в счетчиках в течение двух секунд и считываются в МЦП. В модуле инклинометра (ИНКЛ) через каждые две секунды регистрируются три составляющие магнитного поля Земли и поля силы тяжести, по которым затем вычисляются зенитный угол и азимут наклона скважины. В МЦП измеренная информация дополнительно обрабатывается, а затем записывается в память блока регистрации информации (МРИ), емкость которого составляет 512 Кбайт.

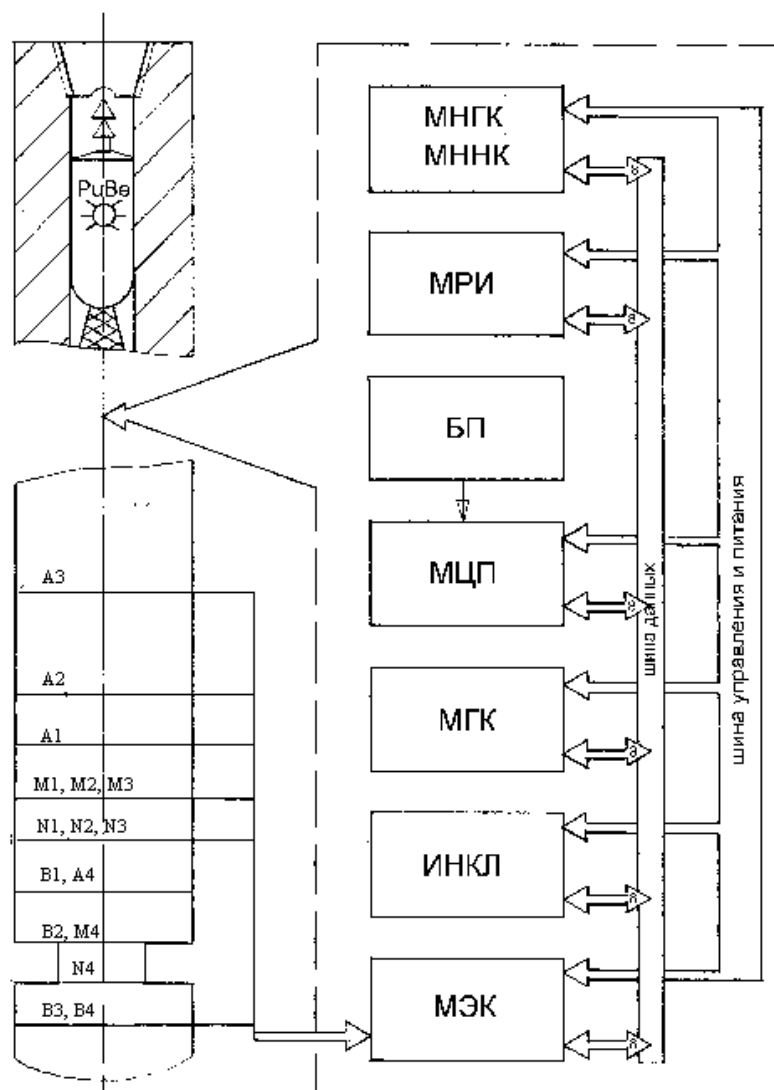


Рис. 1.2. Структурная схема скважинного прибора

Этой емкости достаточно для регистрации информации скважинным прибором в течение семи часов. МРИ в отличие от предыдущих модификаций АМК «ГОРИЗОНТ» размещен в МЦП. После заполнения МРИ происходит автоматическое выключение скважинного прибора.

Вышеуказанные модули можно охарактеризовать следующими параметрами:

- *Модуль центрального процессора (МЦП)*

МЦП выполнен на базе ОЭВМ серии К1816ВЕ39. Предназначен для управления работой остальных модулей скважинного прибора, регистрации информации в блоке памяти (512 кбайт) и обмена информацией с наземной частью АМК «ГОРИЗОНТ-90».

- *Модуль ГК и НК*

Радиоактивный каротаж в скважинном приборе осуществляется двумя идентичными модулями: модуль гамма-каротажа (МГК), модуль нейтронного каротажа (МНК).

Модуль ГК предназначен для измерения естественного гамма-излучения горных пород. Он выполнен на базе фотоумножителя ФЭУ-74 и сцинтилляционного детектора NaJ(Tl), размером 30×70 мм. Электрические импульсы с выхода фотоумножителя после усиления и ограничения поступают на вход счетчика, где преобразуются в двоичный код. Через каждые две секунды центральный процессор обращается к модулю и считывает 16-разрядное слово с двоичного счетчика, после чего счетчик обнуляется и начинается накопление импульсов в течение следующих двух секунд, далее цикл повторяется.

Для нормальной работы фотоэлектронного умножителя необходимо стабильное напряжение около 1800 В, которое формируется с помощью высоковольтного преобразователя напряжения и стабилизатора напряжения.

Модуль нейтронного каротажа предназначен для измерения потока нейтронов двумя зондовыми установками ННК (20 и 40 см) и радиационного гамма-излучения НГК (60 см), возникающего при облучении породы потоком нейтронов.

Для регистрации потока нейтронов используются нейтронные трубки СНМ-56, а для регистрации гамма-излучения – ФЭУ-74 и сцинтилляционный детектор NaJ(Tl), размером 30×40 мм. Для защиты сцинтилляционного детектора от потока тепловых нейтронов используется экран из кадмия и бора. В остальном работа модуля НК аналогична работе модуля ГК.

- *Модуль электрического каротажа*

Для электрического каротажа в скважинном приборе используются четыре четырехэлектродных симметричных градиент-зонда:

- А1 0,5 М1 0,25 N1 0,5 В1, диаметром 90 мм;
- А2 0,5 М2 0,25 N2 0,5 В2, диаметром 75 мм;
- А3 1,0 М1 0,25 N1 1,0 В3, диаметром 90 мм;
- А4 1,75 М1 0,25 N1 1,74 В3, диаметром 90 мм.

При измерении одноименные токовые электроды *А* и *В* через коммутатор тока подключаются к генератору зондирующего тока, а соответствующие измерительные электроды *М* и *Н* через коммутатор напряжения к измерительному усилителю с программно изменяющимся коэффициентом усиления.

При измерении параметра кажущегося удельного сопротивления (КС) ток зондирования, протекая по породе между токовыми электродами *А* и *В*, создает между измерительными электродами *М* и *Н* переменное напряжение прямоугольной формы, амплитуда которого пропорциональна измеряемому кажущемуся удельному сопротивлению породы. Это напряжение после усиления преобразуется синхронным детектором в напряжение постоянного тока, которое через аналоговый коммутатор поступает на вход

интегрирующего аналого-цифрового преобразователя (АЦП). Преобразованное в двоичный код измеряемое напряжение считывается центральным процессором с двоичного реверсивного счетчика и записывается в блок ОЗУ.

- *Модуль инклинометра*

Модуль инклинометра предназначен для одновременного измерения трех взаимно ортогональных составляющих величины магнитного поля Земли, и трех взаимно ортогональных составляющих вектора поля силы тяжести, по которым определяются зенитный угол и азимут наклона скважины. В модуле используются феррозондовые датчики магнитометра и акселерометра.

С выходов датчика акселерометра электрические сигналы, пропорциональные составляющим вектора силы тяжести, поступают через аналоговый коммутатор (АК) на вход аналого-цифрового преобразователя (АЦП), на выходе которого формируются цифровые коды, пропорциональные выходным напряжениям акселерометра.

С выходов датчика магнитометра электрические сигналы, пропорциональные составляющим величины магнитного поля Земли, поступают на вход времяимпульсного преобразователя (ВрИП), на выходе которого формируются цифровые коды, пропорциональные измеряемому магнитному полю. Полученные коды через магистральные приёмопередатчики (МПП) пересылаются в ЦП. После обработки считанной информации ЦП пересылает результат в модуль регистрации информации.

4. Прочие конструктивные особенности комплекса

Глубиномер

Глубиномер предназначен для измерения приращений глубины в процессе каротажа скважин. Состоит из головки, в которой размещен индукционный датчик, демпфирующего устройства, зажимного хомута, стойки, узла крепления и 4-контактного разъема.

Конструктивно головка датчика выполнена в виде двух «ш»-образных магнитопроводов, разнесенных между собой на расстояние несколько меньше шага навивки талевого каната. На магнитопроводах размещены питающая и измерительная обмотки. Вся система залита эпоксидной смолой в дюралюминиевом корпусе.

Датчик нагрузки талевого каната буровой лебедки

Датчик нагрузки предназначен для отключения счетчика глубиномера во время каротажа при отсутствии нагрузки на крюке буровой лебедки. Состоит из жесткого основания в виде балки, на концах которой закреплены два неподвижных упора для талевого

каната и один подвижный в центре, узла регулировки жесткости упорной пружины, концевого переключателя, индикатора нагрузки, 4-контактного разъема и защитного кожуха.

Задание

1. Изучить технические характеристики аппаратно-методического комплекса «ГОРИЗОНТ-90».
2. Изучить устройство скважинного прибора АМК «ГОРИЗОНТ-90» на уровне блок-схемы.
3. Проанализировать комплекс каротажных диаграмм, полученных с помощью АМК «ГОРИЗОНТ-90», и описать возможности литологического расчленения разреза этим комплексом.
4. Составить пояснительную записку.

Контрольные вопросы

1. Из каких основных блоков состоит АМК «ГОРИЗОНТ-90»?
2. Какие основные параметры измеряет и обрабатывает АМК «ГОРИЗОНТ-90»?
3. Каковы условия эксплуатации скважинных приборов?
4. Из каких устройств состоит функциональная схема модуля центрального процессора?
5. Изобразите функциональную схему модулей ГК и НК.
6. Расскажите принцип работы модуля инклинометра.
7. Изобразите функциональную схему модуля электрического каротажа.
8. Изобразите функциональную схему модуля инклинометра
9. Каков принцип работы датчика нагрузки талевого каната буровой лебедки?
10. Каково назначение устройства сопряжения?

Работа 2. АВТОНОМНЫЙ КОМПЛЕКС «АЛМАЗ-2И»

1. Состав и краткое описание

Автономный комплекс «АЛМАЗ-2И» (далее комплекс) предназначен для геофизических исследований открытых стволов наклонных скважин и скважин с горизонтальным завершением, в том числе боковых стволов, диаметром 124–144 мм, бурящихся на нефть и газ [18]. Комплекс позволяет за одну спускоподъёмную операцию произвести измерение и регистрацию следующих геофизических параметров: кажущегося удельного электрического сопротивления девятью индукционными зондами разной глубинности, потенциала естественной поляризации скважины (ПС), азимут скважины, зенитный угол скважины, угол отклонителя (угол вращения прибора), естественной гамма-активности пород (ГК), удельного электрического сопротивления (УЭС) бурового раствора, температуры бурового раствора.

Автономная скважинная система комплекса «АЛМАЗ-2И» предназначена для доставки на забой буровым инструментом. Этот способ доставки обеспечивает возможность проведения каротажа протяжённых горизонтальных участков обследуемых скважин.

Комплекс состоит из следующих систем: скважинной автономной системы, средства доставки в скважину, наземной системы определения глубины, системы программных модулей RealDepth v4.x.x.

Автономная скважинная система предназначена для измерения и записи геофизических и технологических параметров различного назначения. Автономная скважинная система состоит из трёх модулей: модуль памяти и питания (МПП), измерительный модуль ВЭМКЗ, измерительный модуль интегрального ГК и резистивиметра (МГКР).

Средство доставки состоит из рассекателя и муфты переходной с конической замковой резьбой 3-86.

Наземная система определения глубины автономного измерительного комплекса предназначена для измерения перемещений талевого блока (крюка) во время проведения каротажа с учётом нагрузки и разгрузки крюка и вычисления перемещения буровой колонны.

Наземная система определения глубины включает: преобразователь линейных перемещений (ПЛП) талевого блока, преобразователь натяжения троса (ПНТ), блок интерфейса (БИ), компьютер, источник бесперебойного питания (Back-UPS), комплект соединительных кабелей.

Система программных модулей RealDepth v4.x.x предназначена для сбора информации об измерениях со скважинной и наземной измерительных систем, и взаимной увязки данных на основе записи точного времени событий.

Система также осуществляет автоматическую пакетную интерпретацию данных измерений, все необходимые операции по документированию и преобразованию данных в распространённые форматы представления геофизических данных (*.las, *.rtx).

Использование программы МФС ВИКИЗ для дальнейшей интерпретации данных каротажа скважин позволяет представить их в виде удельного электрического сопротивления пород с нормированными погрешностями измерения.

2. Основные технические характеристики

Перечень параметров с нормированной погрешностью (геофизических и технологических), измеряемых комплексом, приведён в табл. 2.1. В таблице также приведены число каналов измерения комплекса, единицы измерения, диапазон, основная погрешность и дополнительная температурная погрешность.

Таблица 2.1

Перечень метрологических характеристик комплекса «АЛМАЗ-2И»

Измеряемый параметр	Число каналов	Единица измерения	Диапазон	Дискретность	Основная погрешность
УЭС породы		Ом·м	1÷200	—	(5+20·к/в) %
ПС		мВ	+/-1250	1	+/-0,6мВ
Уровень интегральной гамма активности породы		мкР/час	0÷250	0,1	15 %
УЭС бурового раствора		Ом·м	0,02÷10	0,00015	(3+20·к/в) %
Температура бурового раствора		град	5÷85	0,01	+/-0,5
Магнитный азимут		угл. град.	0÷360°	0,1°	±1,5°÷3°
Зенитный угол		угл. град.	0÷180°	0,05°	±0,25°
Угол отклонителя		угл. град.	0÷360°	0,1°	±3°

Примечание: к – измеряемое значение; в – верхний предел измерения.

В зондовой скважинной системе точки записи смещены относительно нижнего окончания модуля ВЭМКЗ. Значения смещений приведены в табл. 2.2.

Перечень доступных для контроля технологических измеряемых величин приведён в табл. 2.3.

Таблица 2.2

Расположение точек записи ВЭМКЗ

Наименование параметра	Обозначение	Частота	Длина зонда	Смещение точки записи	
Гамма 2	MGKR_GK2			8,268	
Гамма 1	MGKR_GK1			7,808	
Температура бурового раствора	MGKR_T			7,305	
УЭС бурового раствора	MGKR_R			7,303	
Модуль ВЭМКЗ 7,067					
Разность фаз зонда 0,5	DF5	14,00 МГц	0,500	5,1	
Разность фаз зонда 0,6	DF6	7,0 МГц	0,566	5,1	
Разность фаз зонда 0,7	DF7	7,00 МГц	0,707	4,959	
Разность фаз зонда 0,8	DF8	3,50 МГц	0,800	4,959	
Разность фаз зонда 1,0	DF10	3,50 МГц	1,000	4,759	
Разность фаз зонда 1,1	DF11	1,75 МГц	1,131	4,759	
Разность фаз зонда 1,4	DF14	1,75 МГц	1,414	4,471	
Разность фаз зонда 1,6	DF16	0,875 МГц	1,600	4,471	
Разность фаз зонда 2,0	DF20	0,875 МГц	2,000	4,071	
Потенциал скважины	PS			3,52	
Инклинометр 3,42					
Зенит	Zenith_Angle			0,5	
Вращение	Standoff_Angle			0,5	
Азимут	Azimuth_Angle			0,5	

Точка отсчёта смещений	
------------------------	--

Таблица 2.3

Технологические измеряемые величины

Наименование параметра	Число каналов	Единица измерения	Диапазон	Дискретность
Вес на крюке	1	у.е.	0...4095	1 у.е.
Ход талевого блока	1	м	0...25	±5 мм
Скорость каротажа	1	м/ч	0...700	
Глубина	1	м	5000	±5 мм
Текущее время	1	час, мин, сек	00:00:01 23:59:59	0,01 сек
Температура в МПП	1	град.	-10÷85	±0,5 град.
Напряжение батареи МПП	1 (или 8)	Вольт	14...17,5	±0,2 В
Ускорение при ударах МПП	3 по x, y, z	g	0...50	0,5 g

Рабочие условия наземной аппаратуры:

диапазон температур окружающего воздуха, °С +10...+45;
относительная влажность окружающего воздуха при 30 °С, % 5-90;
конденсация влаги на элементах не допустима.

Рабочие условия скважинной аппаратуры

При каротаже автономная скважинная система может выдерживать следующие рабочие условия:

максимальное гидростатическое давление, МПа не более 60;
диапазон рабочих температур, °С от +10 до +85;
виброударные нагрузки по ГОСТ 26116-84, группа МС2-3 не более 15g;
радиус кривизны скважины, м не менее 60;
осевая нагрузка сжатие, т не более 10;
осевая нагрузка на разрыв, т не более 30;
скорость спуско-подъёма, м/ч не более 2000;
скорость спуско-подъёма в интервале зарезки, м/ч не более 200;

скорость каротажа, м/ч

не более 800.

3. Устройство и работа комплекса

Комплекс регистрирует и интерпретирует геофизическую и технологическую информацию от наземных и скважинных модулей, благодаря взаимодействию нескольких систем:

- автономной скважинной системы;
- системы определения глубины;
- системы сбора информации и интерпретации RealDepth.

Автономная скважинная система производит сбор геофизической и технологической информации в скважине и записывает эту информацию в энергонезависимую память. В зондовой части располагаются часы реального времени (ЧРВ) модуля памяти и питания, текущие показания которых записываются в память. Автономная скважинная аппаратура производит запись геофизической и технологической информации (рис. 2.1).

Синхронизация часов МПП производится во время подготовки зондовой системы к спуску в скважину с часами компьютера. Вторые ЧРВ располагаются в интерфейсном блоке. Синхронизация двух часов происходит в момент перевода зондирующей системы в автономный режим. Данная операция производится непосредственно на скважине после сборки зондирующей системы и подключения её к компьютеру через интерфейсный блок. Значение текущего времени компьютера одновременно заносится в часы реального времени БИ и часы реального времени МПП, после чего автономная скважинная система готова к самостоятельной работе.

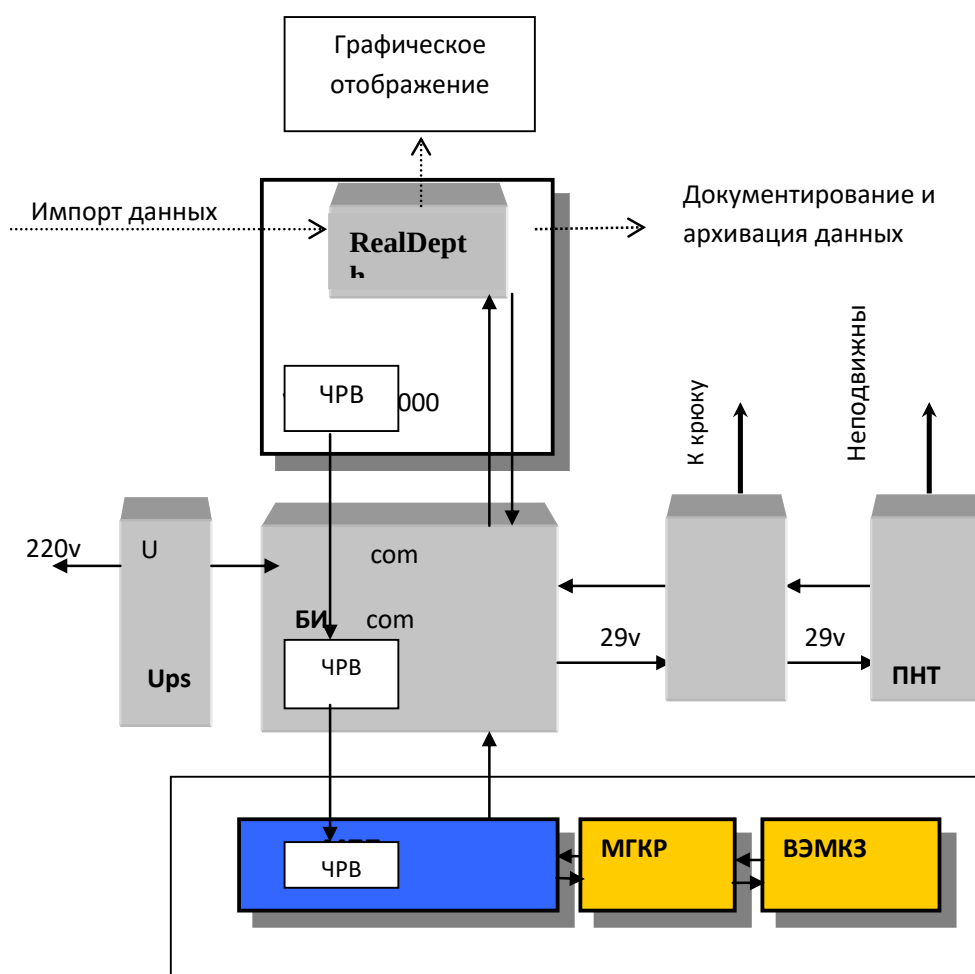


Рис. 2.1. Взаимодействие систем комплекса «АЛМАЗ-2И»

Значение времени в обоих ЧРВ после операции синхронизации будет одинаковым, допустимый уход не более чем 1 сек за 12 часов при условии, если обе части не обесточивались.

Если данное условие не выполняется и происходит отключение часов реального времени, расположенных в блоке интерфейса на длительное время, произойдёт утеря исходных установок времени, что затруднит восстановление информации о глубине. Чтобы восстановить установки времени в часах интерфейсного блока необходимо снова провести операцию синхронизации часов от компьютера. При этом возможна ошибка синхронизации между скважинной и наземной частями системы на несколько секунд из-за ухода часов компьютера. Не следует забывать, что компьютер может самостоятельно переводить поясное время на час вперёд или назад, учитывая зимнее и летнее время, вследствие чего возможно скачкообразное смещение данных глубины на час. Для увеличения надёжности системы синхронизации применяются источники бесперебойного питания для блока интерфейса (в

экстремальных ситуациях для увеличения времени работы часов в отсутствии сетевого питания рекомендуется отключать ППП от интерфейсного блока и подключать при возобновлении сетевого питания). Наземная система определения глубины работает непосредственно с компьютером через интерфейсный блок под управлением оболочки RealDepth и использует часы БИ, преобразователи перемещения талевого блока (ППП) и натяжения троса (ПНТ). Информация с преобразователя натяжения троса под управлением оболочки RealDepth записывается в файл глубины и в дальнейшем используется для вырезания моментов разгрузки талевого блока, так как в эти моменты движения зондовой системы не производится. Измеренные перемещения талевого блока во время каротажа аналогично записываются и используются в дальнейшем для вычисления глубины зондирующей системы (с учётом смещения её точек записи). Для привязки глубин регистрируемой информации, необходимо указать глубину, на которую произведён спуск зондирующей системы, а затем относительно этой величины будут определены все остальные отсчёты глубины с учётом направления перемещения зондовой системы.

После проведения каротажа производится чтение геофизической и технологической информации из памяти МПП зондовой системы и сохраняется в файл *.mrrp.

RealDepth осуществляет увязку глубин, используя данные системы определения глубины и системы синхронизации времени. Вся зарегистрированная информация приводится к стандартному шагу по глубине – 0,1 м, отсутствующие отсчёты восстанавливаются путём интерполяции по соседним точкам, а лишние отсчёты усредняются. Далее данные преобразовываются в удобный для отображения вид в единицах физических величин.

RealDepth также используется для документирования результатов каротажа различными способами и форматами (*.las, *.rtx); анализа данных каротажей, произведённых ранее, или другими аналогичными комплексами; контроля функционирования скважинных модулей и преобразователей в интерактивном режиме; калибровки измерительных модулей и преобразователей.

Для проведения каротажа требуется: заблаговременно запрограммировать зондовую систему на расчётное время достижения забоя и самостоятельное включение; спустить зондовую систему на буровых трубах в точку начала каротажа к расчётному времени; включить систему определения глубины на запись файла глубины; после достижения времени включения осуществить подъём (спуск) зондовой системы с допустимой скоростью каротажа; поднять зондовую систему на поверхность и извлечь из скважины; отсоединить МПП и произвести чтение информации из памяти; произвести увязку глубин.

Задание

1. Изучить технические характеристики автономного комплекса «Алмаз-2И».
2. Изучить устройство скважинного прибора АК «Алмаз-2И».
3. Проанализировать комплекс каротажных диаграмм, полученных с помощью АК «Алмаз-2И», и описать возможности литологического расчленения разреза этим комплексом.
4. Составить пояснительную записку.

Контрольные вопросы

1. Для чего предназначен автономный комплекс «АЛМАЗ-2И»?
2. Какие параметры измеряются с помощью комплекса «АЛМАЗ-2И»?
3. Назовите максимальный диаметр скважинного комплекса «АЛМАЗ-2И».
4. При каком максимальном гидростатическом давлении возможна работа с данным комплексом?
5. Расшифруйте аббревиатуру модуля – МПП.
6. Какие параметры измеряются с помощью модуля МГКР?
7. Каков диапазон регистрации естественной интегральной гамма-активности пород в модуле МГКР?
8. Для чего предназначен программный комплекс RealDepth?
9. В каком формате документируются результаты каротажа?
10. Назовите массу системы привязки по глубине.

Работа 3. АППАРАТУРНО-МЕТОДИЧЕСКИЙ АВТОНОМНЫЙ КОМПЛЕКС «ОБЬ»

1. Состав и краткое описание

АМАК «Обь» предназначен для проведения комплекса ГИС на буровом инструменте в открытом стволе скважин, бурящихся диаметром 190, 215,9 и 243 мм, и имеющих горизонтальное или пологое (более 450 м) окончание [6].

Отдельные модули АМАК «Обь» (модуль РК, акустический модуль) могут быть спущены и в обсаженную часть ГС и ПС на буровом инструменте малого диаметра или НКТ для проведения радиоактивного каротажа и акустической цементометрии в обсадной колонне (и хвостовиках) диаметром 4, 5 и 6 дюйма.

2. Основные технические характеристики

Диаметр защитных кожухов модулей АМАК «Обь» – 73 мм, длина нерасчлененной части одного модуля не превышает 4 м.

Условия эксплуатации АМАК «Обь»:

температура в скважине	не выше 90 °С;
давление в скважине	не выше 600 МПа;
скорость подъема при каротаже	не более 800 м/ч (на первой скорости лебедки);
скорость спуска и подъема без записи	не более 3000 м/ч;
продолжительность записи	не более 10 ч;
количество модулей в сборке не ограничивается, однако на первом этапе внедрения общая длина сборки рекомендуется до 25 м;	
расход промывочной жидкости при выталкивании	
сборки из инструмента и промывке скважины	28–42 л/сек;
наружная температура воздуха, при которой возможна работа с АМАК «Обь»	
(сборка, разборка, считывание информации и т. п.)	от –50 °С до +50 °С.

3. Устройство и работа комплекса

Аппаратурно-методический автономный комплекс содержит автономные модули различных методов исследований, соединенные между собой в сборку, к верхней части которой присоединяется устройство для удержания сборки внутри бурильной колонны на замковом соединении в процессе спуска бурильной колонны на забой горизонтальной скважины и выталкивания сборки из бурильной колонны в открытый ствол циркуляцией бурового раствора. Удерживающее и выталкивающее устройство соединены со штоком обратного хода, длина которого превышает величину обратного хода бурового инструмента при посадке его на клинья для отворота очередной свечи.

Выталкивание сборки из бурильной колонны и приведение модулей в рабочее положение происходит только при сбросе в буровую колонну специального запорного приспособления и продавливания его циркуляцией бурового раствора до посадки на гнездо выталкивающего устройства. Нижняя часть бурильной колонны заканчивается специальным обтекателем, имеющим посадочное седло, на которое садится нижняя часть выталкивающего устройства и циркуляционные отверстия, обеспечивающие циркуляцию бурового раствора. Автономные модули соединены со штоком обратного хода и между собой шарнирными соединениями с регулируемым углом перекоса. Включение каждого автономного модуля происходит при его выходе из обтекателя за счет изменения сигнала на феррозондовом датчике, помещенном в диамагнитном корпусе автономного модуля, а выключение при подъеме бурильной колонны – при обратном изменении сигнала на феррозондовом датчике при вхождении автономного модуля в башмак ранее спущенной обсадной колонны. Все автономные модули дополнительно содержат автономные блоки питания, блоки преобразования сигналов и памяти.

На рис. 3.1 представлена схема компоновки модулей в бурильной трубе во время спуска в скважину.

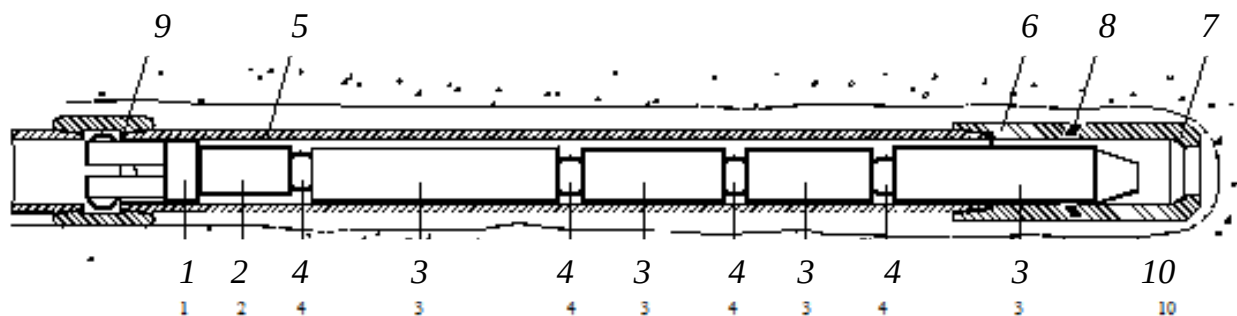


Рис. 3.1. Аппаратурно-методический комплекс

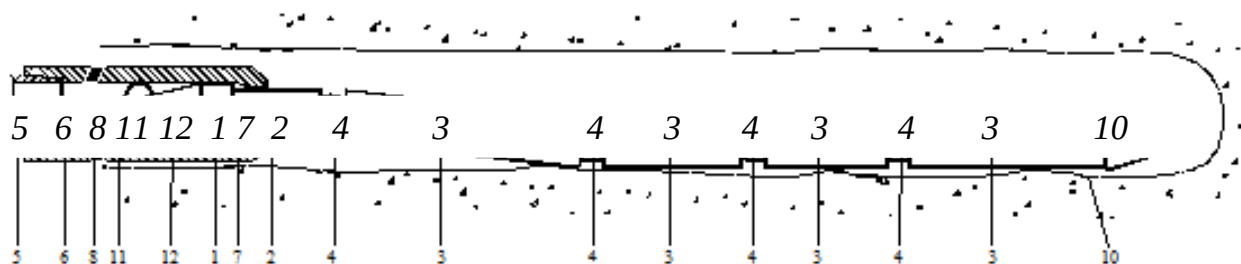
для каротажа горизонтальных скважин на бурильных трубах

Верхняя часть сборки содержит удерживающее и выталкивающее устройство 1, шток обратного хода 2, набор функциональных модулей 3, соединенных между собой шарнирными соединениями 4.

Бурильная труба 5, в которой размещена сборка автономных модулей, заканчивается обтекателем 6 с посадочным седлом 7 и промывочными (циркуляционными) отверстиями 8. Удерживающее и выталкивающее устройство 1 садится на замковое соединение 9 и опускается в скважину 10.

На рис. 3.2 представлена схема расположения сборки модулей в открытом стволе горизонтальной скважины 10 после ее выталкивания из бурового инструмента 5 (рабочее положение) за счет повышения перепада давления при посадке специального запорного приспособления 11 на посадочное гнездо 12 выталкивающего устройства 1.

Рис. 3.2. Аппаратурно-методический комплекс для каротажа в открытом стволе горизонтальных скважин



Аппаратурно-методический автономный комплекс работает следующим образом.

На мостках буровой производится сборка автономных скважинных приборов, реализующая необходимый комплекс ГИС. К верхней части сборки подсоединяется удерживающее и выталкивающее устройства 1 и шток обратного хода 2. В скважину опускается свеча (25 м) бурового инструмента, на конце которой имеется обтекатель 6. После этого сборка поднимается вспомогательной лебедкой над устьем скважины и медленно опускается в бурильные трубы 5 до посадки на замковое соединение 9. Далее производится наращивание очередной свечи бурового инструмента и осуществляется обычный спуск бурового инструмента на забой горизонтальной скважины. В случае необходимости может осуществляться промывка скважины, а также вращение бурового инструмента ротором, при этом сборка скважинных приборов остается на месте, надежно зафиксированная удерживающим устройством. Процесс спуска аппаратурно-методического комплекса на

забой горизонтальной скважины, его выталкивание из бурового инструмента и каротаж сопровождаются записью в компьютер (с отображением на экране монитора) информации от наземных датчиков: глубины, веса инструмента, давления, положения клиньев ротора. При достижении забоя горизонтальной скважины, что фиксируется по глубиномеру и разгрузке инструмента через датчик веса, инструмент поднимается из скважины на длину сборки и устанавливается на клинья ротора, после чего внутрь бурового инструмента сбрасывается специальное запорное приспособление 11, на верхнюю часть инструмента наворачивается квадрат и дается циркуляция. При посадке специального запорного приспособления 11 на гнездо 12 происходит частичное перекрытие проходного сечения в удерживающем и выталкивающем устройстве 1, что приводит к повышению перепада давления на нем и к срыву удерживающего устройства 1 с замкового соединения 9 буровой трубы 5. Сборка под перепадом давления начинает двигаться вдоль буровой трубы 5 и выходит из обтекателя 6. После прохождения выталкивающего устройства 1 мимо циркуляционных отверстий 8 и посадки его на седло 7 происходит падение давления, что является сигналом о выходе сборки из буровой трубы 5 в открытый ствол скважины 10 и готовности ее модулей 3 к работе. Включение питания модулей 3 происходит поочередно при выходе из обтекателя 6 по сигналу феррозондовых датчиков, устанавливаемых в диамагнитных корпусах модулей 3. Питание самих феррозондовых датчиков подключается заранее при программировании работы модулей 3 через специальный персональный компьютер (дежурный режим с минимальным потреблением энергии).

Далее начинается подъем бурового инструмента и каротаж спущенным комплексом. В горизонтальной части ствола скважины 10 и в интервале выхода на горизонталь до углов 40–450° сборка будет лежать на нижней стенке ствола скважины, так как модули соединены между собой шарнирными соединениями с регулируемым углом перекоса, позволяющим автономным модулям 3 свободно вращаться относительно друг друга.

При подъеме и отвинчивании очередной свечи буровой инструмент сажают на клинья ротора. При этом происходит движение инструмента вниз в диапазоне 0,5–1,0 м. В заявляемом комплексе движение инструмента вниз при посадке на клинья ротора не приводит к обратному движению сборки модулей, так как при этом происходит перемещение обтекателя 6 относительно штока обратного хода 2, а сборка остается на месте. Этим достигается исключение повторной записи измеряемых параметров, которые являются излишними и требуют корректного устранения при обработке полученного материала. Таким образом, при наличии штока обратного хода запись геофизической информации будет осуществляться только при движении сборки снизу вверх. Отключение питания модулей 3 (перевод их в дежурный режим) осуществляется при вхождении

модулей 3 в башмак ранее спущенной колонны (технической или кондуктора) по сигналу феррозондовых датчиков, экранируемых стальной колонной. В качестве дополнительного варианта предусматривается включение и выключение модулей по заранее установленному времени.

После выхода из интервала исследований скорость подъема инструмента может быть увеличена до 1500–2000 м/ч. После извлечения сборки из скважины ее опускают на мостки для разборки. Зарегистрированная информация из автономных приборов через считывающее устройство переписывается в компьютер, в который ранее записывалась информация в функции времени: давление на насосах, вес на крюке, положение клиньев, глубина нахождения обтекателя, положение талевого блока. Совмещение информации от наземных датчиков, зарегистрированной на компьютере во время подъема инструмента с забойной информацией от сборки, переписанной в компьютер после ее подъема на дневную поверхность, осуществляется путем совмещения шкалы времени в хронометрах компьютера и автономных приборов. Таким образом, вся геофизическая информация оказывается зарегистрированной в функции глубин, как и при обычном каротаже. После перенесения зарегистрированной информации из сборки в компьютер осуществляется просмотр и редактирование полученной информации, а затем отредактированная информация в виде каротажных диаграмм выводится через принтер/плоттер для передачи Заказчику непосредственно на скважине. В случае необходимости на скважине может быть выдано и предварительное заключение. Информация по радиомодемной связи может быть также передана на базу для глубокой интерпретации.

Так как все наземное оборудование, необходимое для реализации технологии проведение ГИС в горизонтальных скважинах с помощью аппаратурно-методического автономного комплекса, входит в комплект компьютеризированных станций геолого-технологических исследований, устанавливаемых на всех бурящихся горизонтальных скважинах, на скважину требуется транспортировать только забойную часть комплекса в разобранном виде (скважинные приборы + оснастка).

В настоящее время максимальная длина сборки АМАК «Обь» может содержать следующие модули:

- модуль ВИКИЗ;
- модуль инклинометра 1;
- модуль инклинометра 2;
- модуль 4-зондовой аппаратуры индукционного каротажа;
- модуль РК (ГК + 2ННК).

Сборка (разборка) модулей может осуществляться как на мостках буровой, так и поэлементным спуском (подъемом) отдельных модулей на устье скважины с использованием подкладной вилки и специального приспособления для подъема (спуска) модулей.

4. Прочие особенности комплекса

Прикладное программное обеспечение (ПО) предназначено для поддержки полного технологического цикла проведения геофизических исследований скважин (ГИС) автономным прибором АМАК «Обь» и обеспечивает: тестирование отдельных модулей АМАК «Обь»; проведение базовых калибровок приборов с записью калибровочных данных на жесткий диск; настройку модулей перед регистрацией данных ГИС; считывание и контроль записанной информации; формирование базового файла ВРЕМЯ и ГЛУБИНА в формате LAS по данным станции ГТИ; первичное редактирование данных каротажа с привязкой к глубине по данным станции ГТИ и совмещением точек записи по глубине; выдачу первичных материалов каротажа на твердую копию; просмотр и редактирование материалов каротажа; первичную обработку каротажных данных с вводом поправок за геолого-технические условия проведения измерений; выдачу результатов обработки на твердую копию.

Прикладное ПО обеспечивает выполнение этих функций в полном объеме при проведении каротажных работ с аппаратурой радиоактивного каротажа (СРК-73Г), электромагнитного (ВИКИЗ), индукционного (ИК-4Г) и инклинометром.

Задание

1. Изучить технические характеристики автономного комплекса АМАК «Обь».
2. Изучить устройство скважинного прибора АМАК «Обь».
3. Проанализировать комплекс каротажных диаграмм, полученных с помощью АМАК «Обь», и описать возможности литологического расчленения разреза этим комплексом.
4. Составить пояснительную записку.

Контрольные вопросы

1. Какие датчики работают в дежурном режиме?
2. Какая компания осваивала технологию АМАК «Обь»?

3. Какую предшествующую технологию должен заменить комплекс АМАК «Обь»?

4. Каким образом осуществляется привязка данных по глубине в технологии АМАК «Обь»?

5. Какой комплекс методов применяется в технологии АМАК «Обь» на сегодняшний день?

6. Назовите способ осуществления записи геофизической информации (при спуске, подъеме, не имеет значения).

7. На каком этапе исследования ГС применяется аппаратура АМАК «Обь»?

8. Какое наземное оборудование необходимо иметь в комплексе АМАК «Обь»?

9. Из каких основных блоков состоит аппаратура АМАК «Обь»?

10. Каким образом осуществляется доставка скважинных приборов, входящих в состав комплекса АМАК «Обь», на забой скважины?

Работа 4. СТАНЦИЯ БЕЗКАБЕЛЬНОГО КАРОТАЖА СБК «АМАК»

1. Состав и краткое описание

Станция бескабельного каротажа (СБК «АМАК») предназначена для проведения геофизических, геолого-технологических и геохимических исследований наклонных и горизонтальных скважин, бурящихся из старого фонда, и включает в себя следующие подсистемы: лаборатория, размещенная на базе полноприводного трехосного шасси КамАЗ; аппаратура скважинная автономная геофизическая; контейнеры бурового инструмента для размещения скважинной аппаратуры; газоаналитическая аппаратура; комплект датчиков технологических; система сбора информации; компьютерное оборудование; комплект инструментов и приборов технического обслуживания и калибровки аппаратуры [14].

Аппаратурный методический автономный комплекс «АМАК-45» предназначен для геофизических исследований скважин следующими методами: радиоактивного каротажа (ГК, ННК), инклинометрии и ПС, индукционного каротажа (З ИК-45, имеется возможность работы с ВЭМКЗ-9А), двойного микробокового сканирующего каротажа.

Геолого-технологическая подсистема предназначена для проведения детально-механического каротажа, измерения глубины забоя для привязки геофизической и геохимической информации, раннего обнаружения газонефтеводопроявлений и поглощений при бурении, оптимизации процесса углубления скважины с контролем отработки долот, диагностики предаварийных ситуаций в реальном масштабе времени.

2. Геохимическая подсистема, предназначенная для проведения газового каротажа

Основные технические характеристики СБК «АМАК»

Аппаратурный методический автономный комплекс «АМАК-45» предназначен для проведения ГИС на буровом инструменте в открытом стволе крутонаклонных и горизонтальных скважин, диаметром 127-160 мм, с записью информации в память без применения бронированного геофизического кабеля.

Модульное построение комплекса позволяет в любой момент дополнять комплекс новыми приборами по мере окончания их разработки.

Доставка комплекса в горизонтальный ствол осуществляется путем навинчивания приборных контейнеров на конец колонны бурильных труб.

Область применения комплекса: эксплуатационные нефтяные и газовые скважины с горизонтальными и крутонаклонными положениями, радиусом искривления более 40 м.

Рабочие условия применения для скважинных модулей комплекса:

температура рабочей среды	от 0 до +125 °С;
гидростатическое давление	до 60 МПа;
диаметр защитных кожухов модулей АМАК-45	45 мм;
допустимая растягивающая и сжимающая нагрузка на стеклопластиковый контейнер	до 30000 кг;
допустимый крутящий момент	1000 кг·м;
внутренний диаметр контейнера	60 мм.

Общий вид комплекса представлен на рис. 4.1. Комплекс состоит из модулей: ДМБК, 3 ИК, инклинометра, СРК-45, МПП. Модули устанавливаются в контейнеры,



соответствующие каждому виду аппаратуры: 3 ИК в стеклопластиковый контейнер длиной 4550 мм; СРК-45 в контейнер из сплава В95 длиной 4600 мм; инклинометр вкручивается в контактное устройство стеклопластикового контейнера.

Рис. 4.1. Общий вид комплекса

ДМБК выполнен в силовом несущем корпусе и устанавливается оконечным модулем длиной 4100 мм.

Контейнеры предназначены для доставки в интервал исследований и предохранения от механических повреждений скважинных приборов, установленных в них. Оканчиваются контейнеры замковыми соединениями с резьбой 3-88 из сплава Д16Т.

Основные модули прибора

Модуль питания и памяти (МПП) предназначен для совместной работы со скважинной аппаратурой, имеющей напряжение 12 В и ТТ1, совместимые интерфейсные сигналы. МПП обеспечивает питание, прием регистрируемых данных и хранение их в энергонезависимой памяти. Питание приборов осуществляется от встроенных аккумуляторных батарей номинальным напряжением 12 В и емкостью 4500 мА·час. Объем памяти 2 МБ или 4 МБ с использованием процедуры упаковки и привязки по времени.

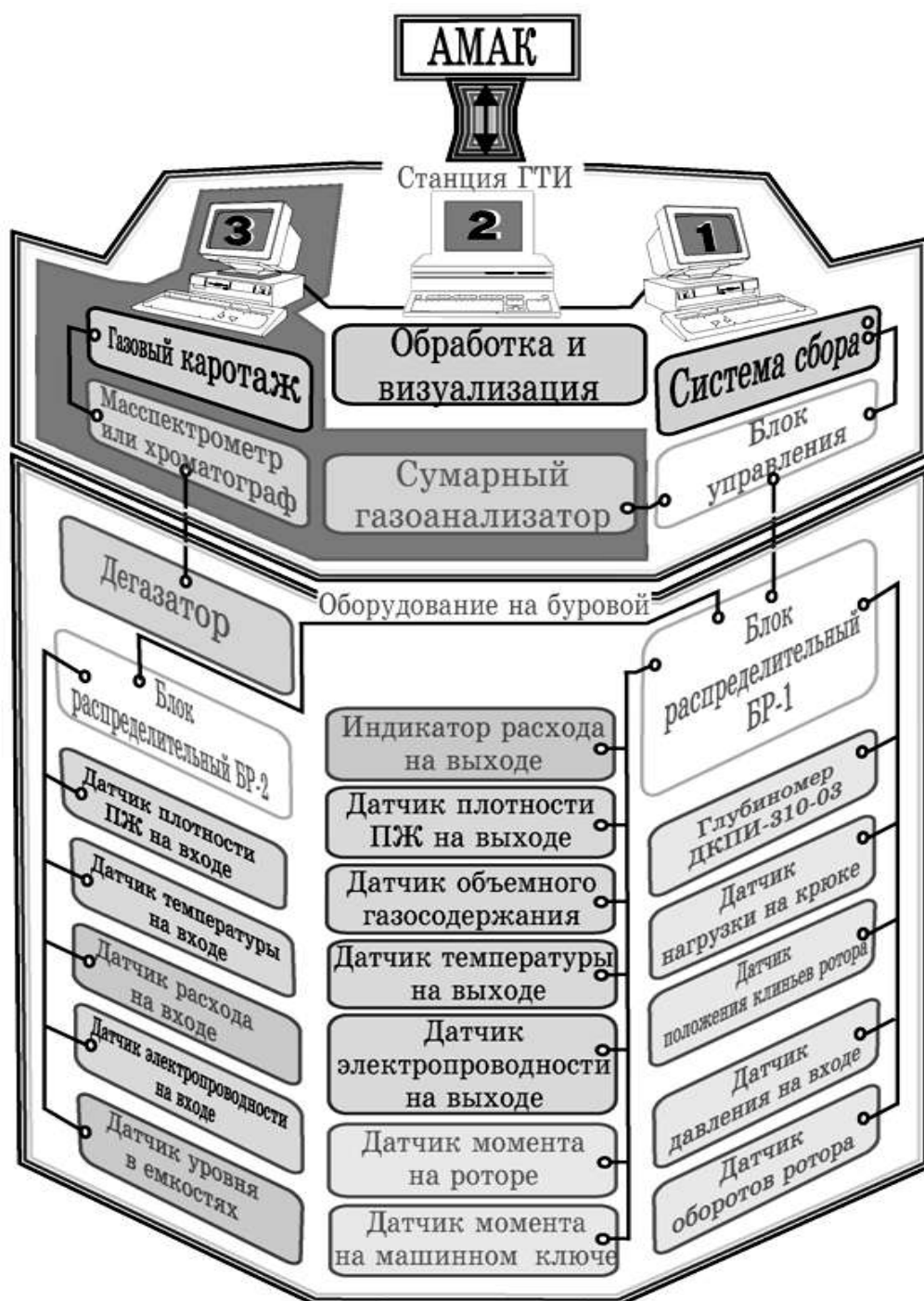


Рис. 4.2. Схема обмена данных СБК «АМАК»

Модуль радиоактивного каротажа предназначен для измерения мощности экспозиционной дозы (МЭД) естественного гамма-излучения (гамма-каротаж – ГК) и водонасыщенной пористости пород (компенсированный нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам – 2 ННКт), применяется для исследования открытых и обсаженных нефтяных и газовых скважин, заполненных любой промывочной жидкостью с доставкой к

забою через инструмент. Детекторы нейтронов расположены на двух различных расстояниях от источника – ближнем и дальнем. Параметры и конструкция зондов выбраны так, чтобы максимально ослабить влияние скважинных условий на вычисляемую водонасыщенную пористость горных пород.

Общая схема обмена данных комплекса представлена на рис. 4.2.

3. Прочие компоненты комплекса

Глубиномер. Датчик ДКПИ-310-03 предназначен для измерения параметров перемещения талевого блока и рабочего инструмента вдоль ствола скважины (табл. 4.1).

Датчик усилия натяжения каната. Датчик предназначен для измерения усилия натяжения неподвижной ветви талевого каната, что позволяет рассчитать вес бурового инструмента и контроля нагрузки на долото в процессе бурения, а также для измерения веса на крюке буровой установки в процессе различных технологических операций при строительстве скважин.

Таблица 4.1

Основные параметры датчиков

Датчик	Контролируемые параметры	Пределы измерения
Датчик контроля перемещения инструмента (глубиномер)	Положение талевого блока, м	0-50
	Глубина забоя, м	0-10000
	Положение долота над забоем, м	0-10000
	Мгновенная скорость перемещения талевого блока, м/с	0-10
Датчик усилия натяжения каната измерительный	Натяжение неподвижной ветви каната талевой системы, тс	0-40
Датчик давления	Давление на входе в скважину, МПа	25, 40, 60, 100
Датчик давления в привода клиньев ротора	Давление в пневмосистеме, МПа	0-0,6
Датчик оборотов ротора	Число оборотов ротора в минуту	30-650
	Суммарное число оборотов ротора	
Датчик крутящего момента на роторе	Сила переменного тока электропривода ротора, А	0-500

	Механический момент на роторе (реактивный момент стола ротора относительно станины), кН·м	0-30
	Механический момент на роторе (для карданного привода), кН·м	0-30
Ультразвуковой датчик уровня	Диапазоны измерения уровня	0-3
Расходомер ультразвуковой доплеровский	Скорость потока жидкости, м/с	0,5-10
Датчик температуры	Температура раствора на выходе из скважины, °С	0-85
	Температура раствора на входе в скважину, °С	0-85
Датчик плотности бурового раствора	Плотность промывочной жидкости в емкости, т/м ³	0,8-2,5
Датчик электропроводности бурового раствора	Электропроводность промывочной жидкости в емкости, См/м	0,05-100

Датчик давления. Датчик может использоваться в условиях, где необходимо непрерывное измерение давления жидкости от 25 до 100 МПа. Датчик применяется для измерения давления бурового раствора в нагнетательной линии, давления скважины в линии под превентором, давления на цементирующем агрегате, момента на роторе в буровых установках с гидравлическим приводом ротора, момента на машинном ключе для конструкций с гидроприводом.

Датчик приближения магнита. Датчик предназначен для измерения частоты и общего количества циклических перемещений различных механизмов, например, частоты вращения вала и т. п. На буровых установках датчик применяется для измерения частоты вращения бурильной колонны при роторном бурении и измерения частоты ходов поршня буровых насосов. Датчик срабатывает при приближении к нему постоянного магнита, измеряет частоту срабатываний и считает общее их количество. Передаёт результаты измерений по однопроводной цифровой линии связи. Кроме цифрового выхода имеется логический: магнит есть/магнита нет.

Датчик плотности бурового раствора. Датчик предназначен для непрерывного измерения плотности промывочной жидкости (ПЖ) в рабочих емкостях буровой установки, а также плотности в любых технологических емкостях.

Задание

1. Изучить технические характеристики автономного комплекса СБК «АМАК».
2. Изучить устройство скважинного прибора СБК «АМАК».
3. Проанализировать комплекс каротажных диаграмм, полученных с помощью СБК «АМАК», и описать возможности литологического расчленения разреза этим комплексом.
4. Составить пояснительную записку.

Контрольные вопросы

1. Для каких исследований предназначена система СБК «АМАК»?
2. В каких скважинах применяется комплекс СБК «АМАК»?
3. Какие блоки входят в станцию СБК «АМАК»?
4. Какой комплекс методов содержит станция СБК «АМАК»?
5. Из чего состоит геолого-технологический комплекс?
6. В скважинах какого диаметра возможно проведение ГИС с помощью СБК «АМАК»?
7. Назовите способ доставки системы СБК «АМАК» на забой.
8. Какие рабочие условия для СБК «АМАК»?
9. Каково назначение модуля НК в сборке СБК «АМАК»?
10. При каких скважинных условиях возможна работа модуля инклинометра в сборке СБК «АМАК»?

Работа 5. АВТОНОМНАЯ ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ СИСТЕМА «ГОРИЗОНТАЛЬ»

1. Состав и краткое описание

Автономная геофизическая система «Горизонталь» предназначена для проведения ГИС на буровом инструменте с записью информации в память без применения геофизического кабеля. Комплекс может эксплуатироваться совместно со станцией ГТИ или специальной передвижной лабораторией и состоит из приборов: гамма-каро-тажа (ГК), радиоактивного каротажа (РК-42), электрического и индукционного каротажа (ЭКМ-45А), инклинометрии (ИМА-42) [1]. Время работы в автономном режиме до 8 часов. Допустимые осевые растягивающая и сжимающая нагрузки на стеклопластиковый контейнер до 20000 кг.

Самая главная особенность проведения исследований с применением автономной аппаратуры – отсутствие возможности регистрации данных измерений в режиме реального времени. Поэтому информация записывается на физические носители, не имеющие связи между собой, в автономном режиме. В скважинном приборе информация с геофизических датчиков измеряется и записывается в автономном блоке памяти, в компьютере наземной станции регистрируются данные о перемещении прибора в скважине.

Для реализации технологии исследования горизонтальных скважин в составе АГС «Горизонталь» имеются автономный скважинный прибор, датчик глубины, датчик нагрузки на крюке и наземный обрабатывающий комплекс.

С помощью датчика глубины (датчик оборотов вала буровой лебедки), установленного на станине буровой лебедки, измеряют и регистрируют в компьютере все перемещения бурового инструмента в процессе измерений в скважине.

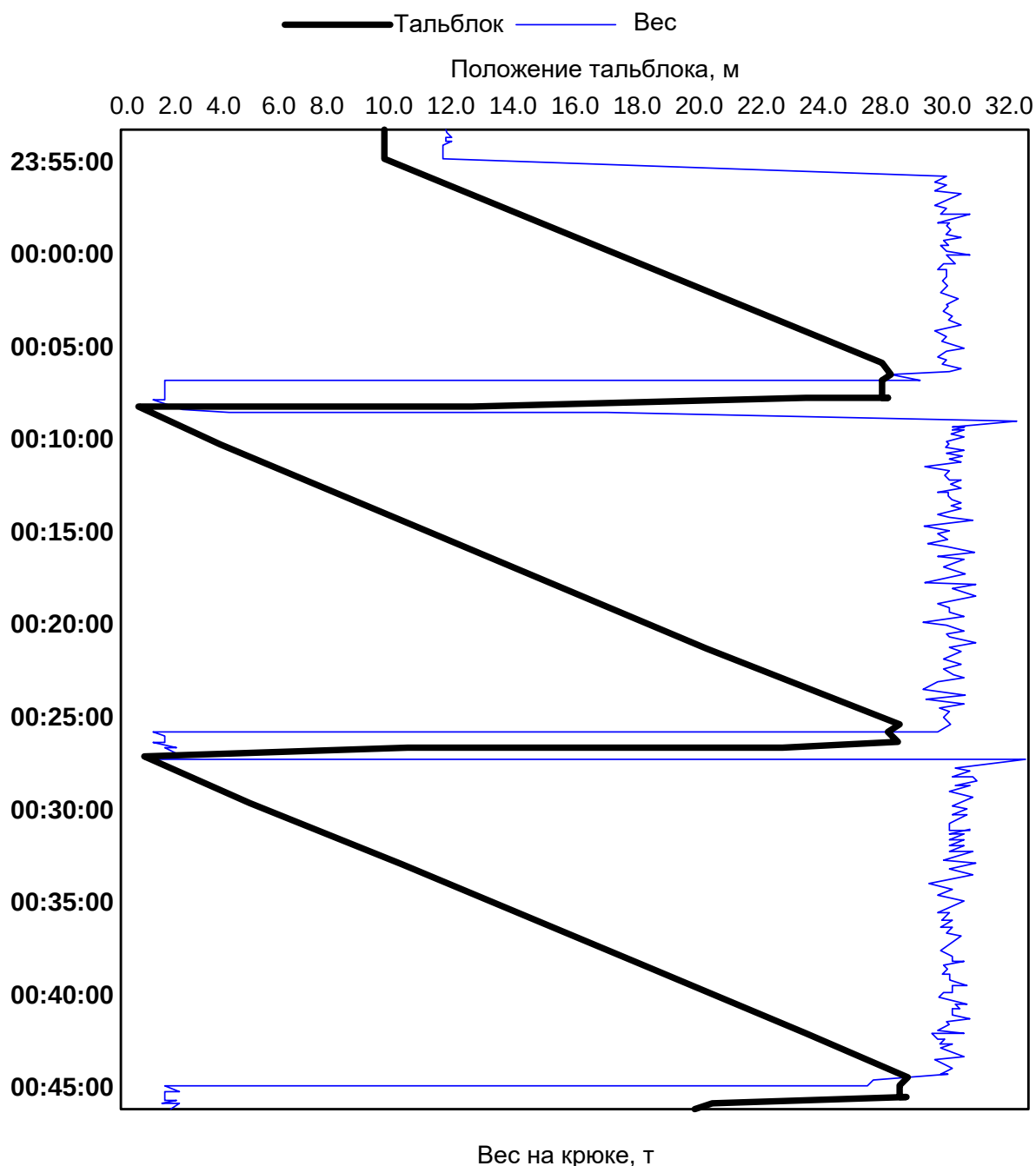


Рис. 5.1. Изображение положения талевого блока и веса на крюке на диаграмме

Датчик нагрузки на крюке талевого каната буровой лебедки предназначен для устранения холостых пробегов талевого блока буровой лебедки при наращивании бурового инструмента, устанавливается на неподвижном конце талевого каната буровой лебедки. Наземный обрабатывающий комплекс содержит персональный компьютер с программным обеспечением, устройство сопряжения (УСО), принтер (термоплоттер). Комплекс предназначен для ввода в компьютер информации со скважинных приборов, с датчика глубины и датчика нагрузки, обработки и вывода информации в виде диаграмм (рис. 5.1).

Типовые условия применения:

- необсаженные горизонтальные и крутонаклонные скважины с радиусом искривления более 40 м, диаметром более 127 мм, заполненные любым флюидом;
- температура рабочей среды до 120 °С, гидростатическое давление – до 60 МПа.

2. Основные технические характеристики

Модуль ЭКМ-45А:

- содержит два фокусированных зонда индукционного каротажа ЗИ 1,0 и ЗИ 0,5 (табл. 5.1):
 - индукционный резистивиметр с рабочим диапазоном 0,02-10 Ом·м;
 - канал ПС с диапазоном изменения потенциалов самопроизвольной поляризации ± 250 мВ;
 - симметричный потенциал-зонд ($AM\ 0,5\ NB$);
 - симметричный градиент-зонд ($A\ 0,45\ M\ 0,5\ N\ 0,45\ B$);
- диапазон изменения:
 - градиент-зонд 5-1000 См/м;
 - потенциал-зонд 5-1000 См/м.

Таблица 5.1

Характеристики индукционных зондов

Шифр зонда	Глубина исследования, м	Диапазон измерения УЭС, Ом·м	Рабочая частота генераторов, кГц
ЗИ 1,0	1,4	0,5-200	50
ЗИ 0,5	0,7	0,5-200	100

Примечание. Диапазон измерений УЭС с учетом поправки за скин-эффект.

Модуль РК-42:

- регистрация гамма-каротажа и компенсированного нейтрон-нейтронного каротажа по тепловым нейтронам;
- диапазон измерения:
 - гамма-излучение 0-250 мкР/ч;
 - водонасыщенная пористость 0-40 %.

Модуль ГК:

- эксплуатируется в связке с инклинометром ИМА-42;

- диапазон измерения:

– гамма-излучение 1-250 мкР/ч.

Модуль ИМА-42:

- эксплуатируется в связке с ГК;

- диапазон измерения:

– азимут 0-360°;

– зенитный угол 0-180° ± 0,2°;

- допускаемая основная погрешность измерения азимута:

– в диапазоне зенитных углов 3-6° и 174-177° ± 2°;

– в диапазоне зенитных углов 6-174° ± 1°.

Применяется для решения следующих задач:

- литологическое расчленение продуктивного пласта на горизонтальном участке;

- определение характера насыщения коллекторов;

• определение удельного электрического сопротивления пласта, параметров зоны проникновения;

- определение траектории горизонтального участка;

- представление данных ГИС в абсолютных глубинах.

Таблица 5.2

Сборка АГС «Горизонталь»

Название модуля	Длина	Диаметр внутренний	Диаметр наружный	Масса, кг
Контейнер из сплава Д16 для прибора ГК+2ННК-Т	4 924	60	90	55
Стеклопластиковый контейнер для прибора ИК+РЕЗ+ПС	5 145	60	90	55
Контейнер из сплава Д16 для прибора ГК + инклинометр	4 970	60	90	50
Прибор РК (ГК+2ННК-Т)	2 225		45	15
Прибор ИК+РЕЗ+ПС	3 150		45	13
Прибор ГК + инклинометр	2 580		45	10
Блок батарей и регистрации ББР для РК	1 675		45	8
ББР для ИК	1 675		45	8
ББР для ГК + инклинометр	1 675		45	8

Диаметр защитных кожухов приборов АГС «Горизонталь» – 45 мм; осевые растягивающая и сжимающая нагрузки на стеклопластиковый контейнер – до 20000 кГ; габаритные размеры и массы составных частей комплекса с применением специальных контейнеров приведены в табл. 5.2.

3. Устройство и работа комплекса

Контейнеры предназначены для доставки в интервал исследований и предохранения от механических повреждений скважинных приборов, установленных в них. На концах контейнеры имеют замковые соединения с резьбой МК76.

Скважинные приборы устанавливаются в контейнеры, соответствующие каждому виду аппаратуры:

- РК в контейнер из сплава Д16 на посадочное седло, диаметром 70 мм, расположенное на муфте контейнера;
- ИК в стеклопластиковый контейнер на посадочное седло, диаметром 70 мм, расположенное на муфте контейнера;
- ГК + инклинометр в контейнер из сплава Д16 на посадочное седло, диаметром 70 мм, расположенное на муфте контейнера.

Общие виды приборов представлены на рис. 5.2 – 5.4.

Настоящий регламент разработан на технологию проведения промыслово-геофизических исследований (далее по тексту ГИС) бескабельной линии связи, проводимых в крутонаклонных (свыше 55°) и горизонтальных частях скважин, бурящихся из старых стволов, с доставкой геофизических приборов на бурильных трубах с применением специальных контейнеров.

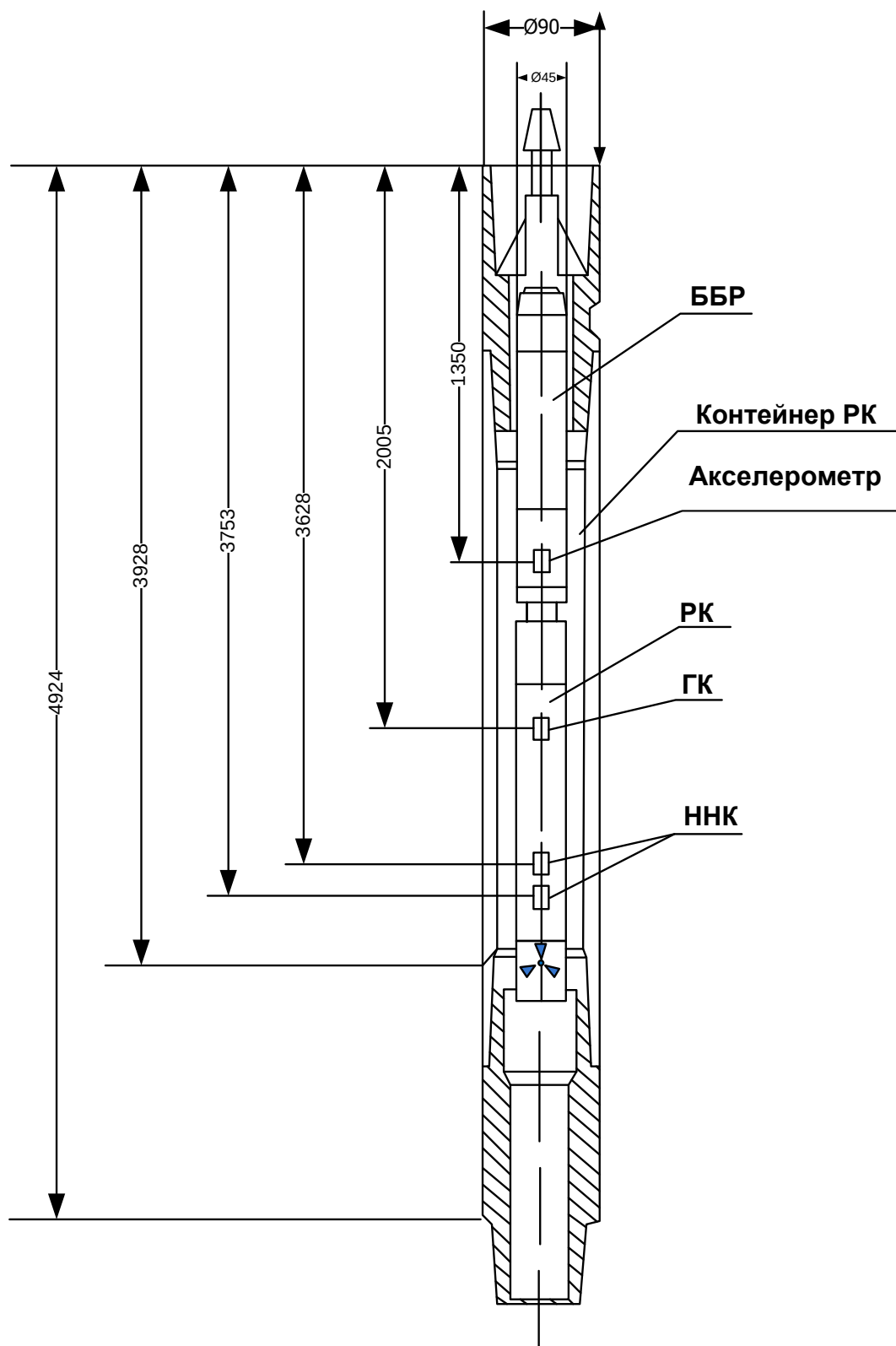


Рис. 5.2. Прибор РК

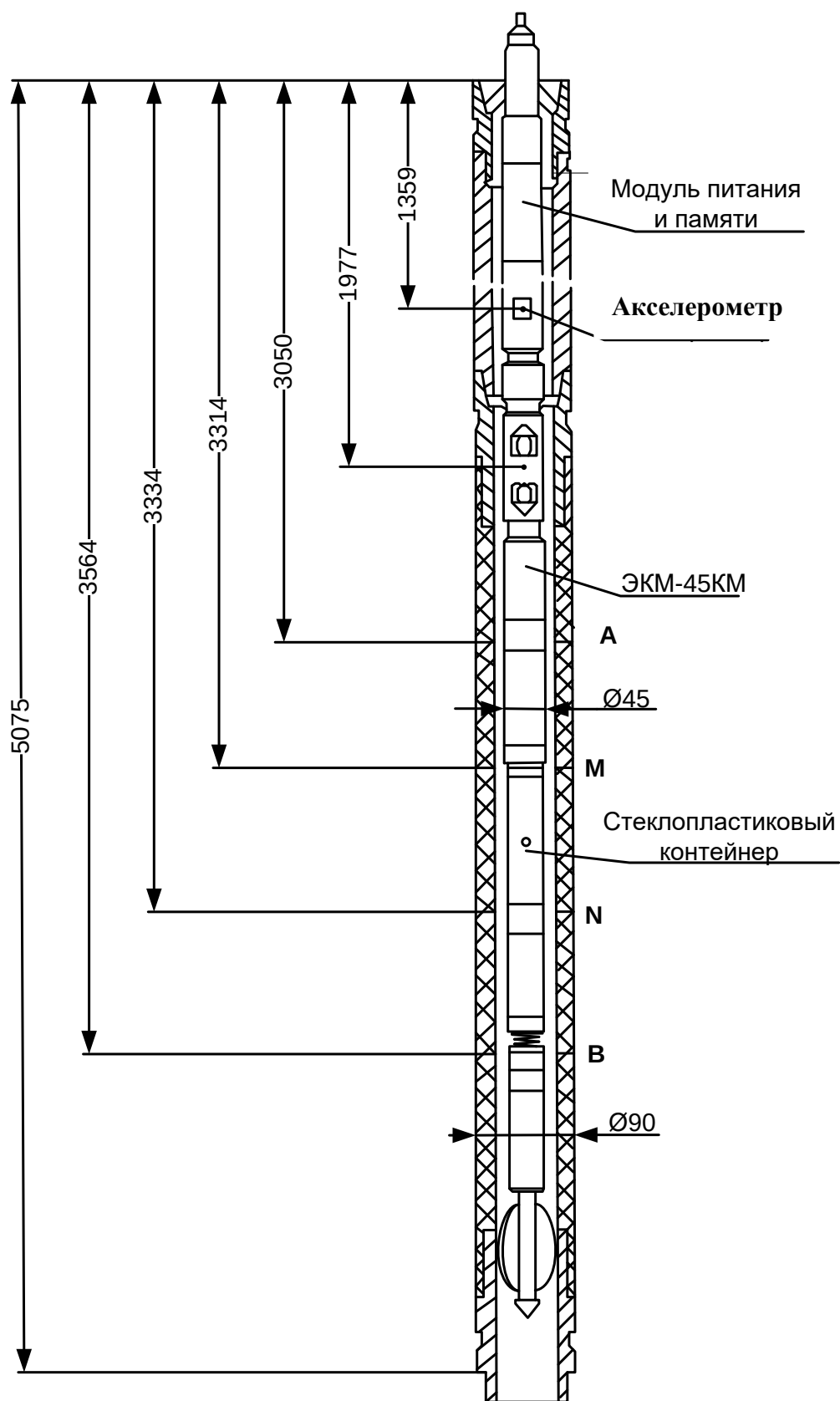


Рис. 5.3. Прибор ЭКМ-45А

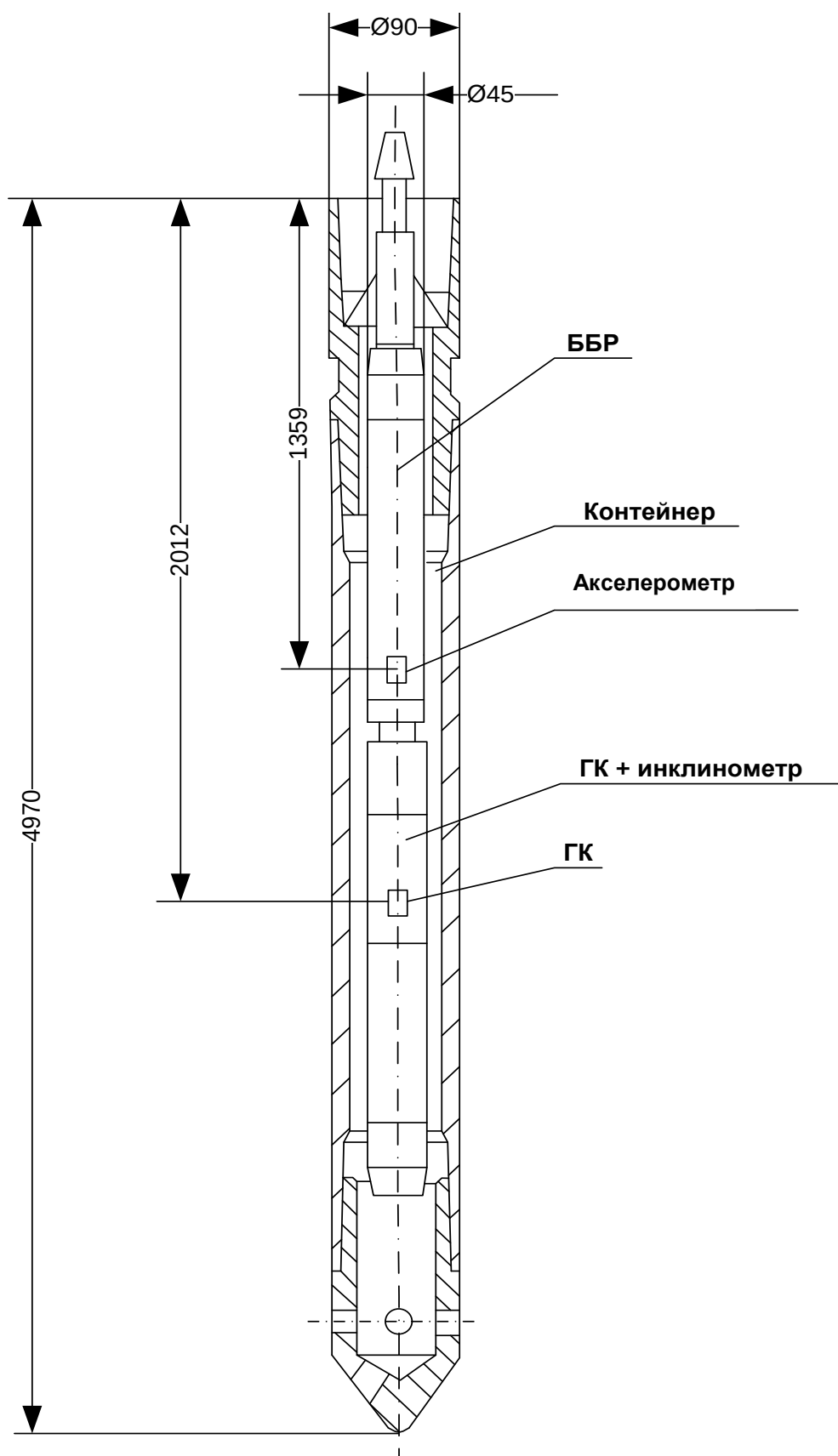


Рис. 5.4. Прибор ГК + инклинометр

Регламент разработан на основании опыта проведения ГИС с применением комплексов АГС «Горизонталь» и АМАК «Обь» в горизонтальных скважинах различной конструкции, пробуренных структурными подразделениями ОАО «Сургутнефтегаз».

Регламент является основным документом на бескабельную технологию в процессе производства ГИС и направлен на организацию и координацию действий исполнителей работ буровых бригад и геофизических партий.

Соблюдение требований, изложенных в настоящем регламенте, обязательно для всех подразделений, выполняющих ГИС с технологическим бескабельным комплексом АГС «Горизонталь».

Настоящий регламент действует на время испытания и внедрения комплекса АГС «Горизонталь». По мере освоения АГС «Горизонталь» и расширения комплекса исследований регламент будет соответствующим образом дополняться и уточняться.

Подготовительные работы буровой бригады

Перед проведением ГИС составляется акт на готовность скважины для проведения геофизических исследований в скважине согласно НРБ.

Перед началом ГИС провести инструктаж, с отметкой в журнале, членам буровой бригады (с каждой вахтой) по технологии проведения СПО при производстве ГИС в горизонтальных скважинах с комплексом АГС «Горизонталь». Ответственный – технолог бригады.

Подготовительные работы геофизической партии:

1. При получении заявки с указанием комплекса и интервала геофизических исследований начальник партии обязан проверить работоспособность скважинных приборов и наземного оборудования. На основании заказанного комплекса работ определяется перечень необходимой геофизической аппаратуры. Ответственный – начальник геофизической партии.

2. Прибыв на скважину, и установив спецтехнику, начальник геофизической партии проверяет готовность скважины к проведению ГИС согласно акту готовности скважины. При этом кроме акта на готовность скважины заполняется технико-технологический паспорт на подготовку и проведение ГИС в горизонтальной скважине.

3. Организовать оперативную связь: начальник партии – бурильщик. Ответственный – начальник геофизической партии.

4. Производится установка датчика веса на крюке согласно руководству по эксплуатации на модуль измерения глубины. Ответственный – буровой мастер, начальник партии.

5. Производится установка и проверка на работоспособность датчика оборотов лебедки (ДОЛ) согласно руководству по эксплуатации на модуль измерения глубины. Ответственный – буровой мастер, начальник партии.

6. Производится монтаж соединительных кабелей и проверка работоспособности модуля измерения глубины согласно руководству по эксплуатации на модуль измерения глубины. Ответственный – буровой мастер, начальник партии.

7. Производится проверка работоспособности модулей, синхронизация системного времени компьютера и часов модуля памяти, программирование ББР на время включения согласно руководствам по эксплуатации на модули. Ответственный – начальник геофизической партии. Сборка комплекса АГС «Горизонталь».

8. Подготовленные к работе контейнеры с приборами переносятся на мостки буровой.

9. На контейнере с прибором ГК+инклинометр в пазы муфты вставляется вилка-подвеска. Затем переводник закрывается планкой и фиксируется болтом. Собранный контейнер с установленной в нем аппаратурой спускается в скважину и удерживается на клиньях. При этом необходимо снять дужку с вилки-подвески.

Так же готовится следующий контейнер с прибором ИК, который скручивается с первым с помощью двух вилок-подвесок. Общая связка приподнимается и снимается нижняя вилка-подвеска. Оба контейнера опускаются в скважину и удерживаются на клиньях. При этом необходимо снять дужку с вилки-подвески. Вилка-подвеска, установленная на накручиваемом контейнере, не снимается! Ответственный – буровой мастер.

Установка контейнера для прибора РК производится аналогично установке второго контейнера, но без прибора РК. РК с радиоактивным источником устанавливается на седло муфты контейнера после его накручивания на предыдущие контейнеры. Для установки РК используется специальная подвеска грузозахватная. Ответственные – буровой мастер и начальник геофизической партии.

4. Проведение геофизических исследований скважин (ГИС)

Бурова бригада, наращивая свечи бурового инструмента, производит спуск инструмента на забой скважины. Спуск инструмента производится со скоростью не более 1500 м/ч. При подходе к окну врезки и забою скважины скорость спуска должна быть

снижена до 500 м/ч. При необходимости осуществляется промер свечей, спускаемых в скважину. Ответственный – буровой мастер.

В случае посадки при спуске инструмента произвести подъем АГС «Горизонталь», ствол скважины проработать компоновкой согласно регламенту данного вида скважин.

При достижении забоя инструмент расхаживают в ожидании времени каротажа. Допустима циркуляция с расходом до 15 л/с (буровой инструмент разгружают не более чем на 15000 кг).

Буровая бригада, в согласованное с начальником геофизической партии время, начинает подъем инструмента от забоя со скоростью не более 400 м/ч в интервале исследования скважины. При этом аппаратура в автономном режиме производит запись информации. После прохождения интервала каротажа производится вновь спуск трех свечей для повторной записи ГИС в интервале исследования со скоростью не более 400 м/ч. Скорость подъема инструмента после выхода из интервала исследований может быть увеличена до 1500 м/ч. После подъема инструмента и отворота последней свечи от транспортного контейнера прибор РК вынимается из контейнера лебедкой и укладывается на мостки буровой.

Разборка осуществляется в обратной последовательности, описанной выше сборки АГС «Горизонталь». С резьбовых соединений контейнеров и с аппаратуры должна быть удалена грязь. Приборы переносятся на станцию, где с них считывается информация.

Задание

1. Изучить технические характеристики АГС «Горизонталь».
2. Изучить принцип действия каждого датчика АГС «Горизонталь».
3. Проанализировать комплекс каротажных кривых, полученных с помощью АГС «Горизонталь», и описать возможности литологического расчленения разреза этим комплексом.
4. Написать пояснительную записку.

Контрольные вопросы

1. Для чего предназначена система «Горизонталь»?
2. Назовите рабочие условия системы без использования аккумуляторов.
3. Каково время работы системы в автономном режиме?

4. Чему равна допустимая растягивающая и сжимающая нагрузки?
5. Из каких измерительных приборов состоит автономная система «Горизонталь»?
6. Какие компоненты входят в состав АГС «Горизонталь»?
7. Назовите максимальную скорость спуска инструмента.
8. Назовите минимальный диаметр скважины.
9. Каково максимальное допустимое гидростатическое давление?
10. Каков максимальный радиус искривления?

Работа 6. ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДАННЫХ ИНКЛИНОМЕТРИИ В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ

1. Краткое описание

При исследовании горизонтальных скважин в процессе бурения, после бурения и в процессе эксплуатации меняется приоритет методов в комплексе ГИС. Метод инклинометрии становится самым важным, так как при бурении горизонтальных скважин увеличиваются требования к попаданию в горизонтальный круг.

В данной работе необходимо проинтерпретировать результаты инклинометрии по реальной горизонтальной скважине, используя программное обеспечение станции «АМТ МЕГА» [13, 19]:

- менеджер программ «АМТ МЕГА»;
- утилита администратора;
- настройка на объект;
- контроль бурения;
- настройка на цементирование;
- контроль цементирования;
- АРМ;
- редактор кривых;
- справочники;
- работа с архивом;
- выпуск документов.

Необходимо сначала войти в меню «Настройка на объект» менеджера программ «АМТ МЕГА», и создать скважину через меню «Скважина»/«Создать скважину», т. е. вводим площадь, номер куста и номер скважины – «Февральская», куст № 1, скважина № 214.

Далее выбираем созданную скважину «Февральская», куст № 1, скважина № 214 через меню «Скважина»/«Выбрать скважину».

Входим через меню «Настройки»/«Паспортные данные» и заполняем паспортные данные по скважине. Обязательное заполнение:

1. Местонахождение/координаты устья – альтитуда устья 8 м, альтитуда ротора – 46 м.
2. Общие сведения/категория и профиль – эксплуатационная, наклонная, радиус круга допуска – 50 м, магнитное склонение – 18 гр, допустимое сближение на кусте – 11 м.
3. Общие сведения/глубина и горизонт – проектная глубина 2400 м, фактическая глубина – 2388 м, проектная глубина по вертикали – 1670 м, фактическая глубина по вертикали – 1667 м, стратиграфический горизонт Q.

Остальные пункты можно заполнить потом.

Входим через меню «Настройки»/«Зоны осложнений» и заполняем таблицу по зонам осложнений по скважине (табл. 6.1).

Таблица 6.1

Зоны осложнений

Интервал, м		Технологический процесс	Название зоны осложнений
от	до		
1000	1050	Бурение	Поглощение

Для ввода данных по инклинометрии необходимо войти в меню «АРМ» менеджера программ «АМТ МЕГА». После запуска приложения выбираем скважину «Февральская», куст № 1, скважина № 214. В главном меню выбираем «Данные»/«фактические»/«профиль». Заполняем данные по скважине, т. е. вводим значения глубины, угла и азимута по скважине в табл. 6.2.

Таблица 6.2

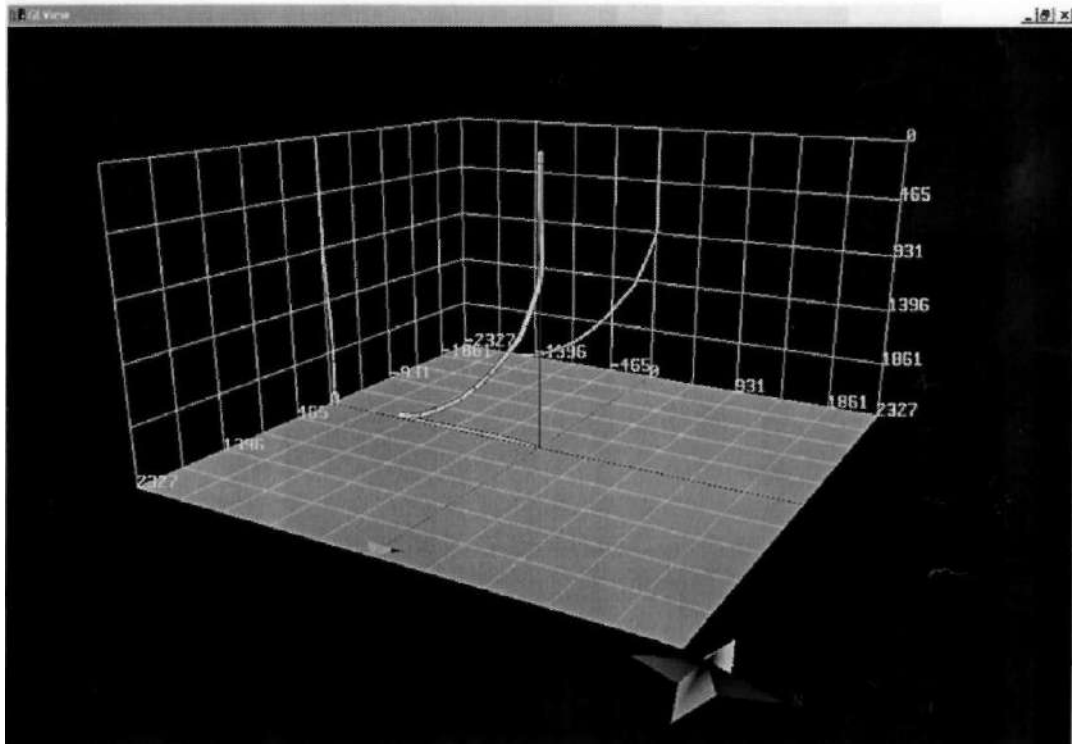
Таблица ввода данных

Глубина, м	Зенитный угол, град.	Азимут, град.	Северные координат ы, м	Восточные координат ы, м	Вертикальн ые координат ы, м	Удлинение ствола, м	Смещение забоя, м	Дирекцион ный угол, град.	Интенсивн ость, град./10 м	Абсолютные отметки, м
10,00	0,00	281,00	0,00	0,00	0,00	10,00	0,00	0,00	0,00	16,70
100,00	0,18	281,00	0,15	-0,24	90,00	10,00	0,28	56,94	0,02	-73,30
300,00	0,30	281,00	0,50	-0,76	290,00	10,00	0,91	56,94	0,02	-273,30
400,00	0,30	281,00	0,78	-1,20	390,00	10,00	1,43	56,94	0,00	-373,30
500,00	2,06	281,00	2,74	-4,22	489,93	10,07	5,03	56,94	0,18	-473,23
600,00	2,06	298,00	5,50	-6,52	589,87	10,13	8,53	49,86	0,06	-573,17
800,00	1,48	285,00	9,88	-10,63	789,77	10,23	14,52	47,10	0,07	-773,07
900,00	3,30	94,06	7,35	-5,46	889,61	10,39	9,16	36,64	0,19	-872,91
1000,00	10,30	186,12	-8,41	-13,91	988,00	12,00	16,25	58,83	0,98	-971,30
1100,00	23,48	170,00	-47,38	-22,23	1079,72	20,28	52,33	25,14	1,40	-1063,02
1200,00	24,24	168,54	-87,73	-29,78	1170,90	29,10	92,65	18,75	0,10	-1154,20
1400,00	25,00	166,48	-170,26	-41,15	1352,71	47,29	175,17	13,59	0,10	-1336,01
1500,00	27,48	168,36	-215,65	-49,49	1441,43	58,57	221,25	12,93	0,26	-1424,73
1600,00	39,06	165,00	-278,18	-57,24	1519,08	80,92	284,01	11,63	1,17	-1502,38
1700,00	43,18	162,24	-346,42	-62,37	1592,00	108,00	351,99	10,21	0,45	-1575,30
1900,00	42,00	160,06	-480,33	-68,57	1740,42	159,58	485,20	8,12	0,07	-1723,72
2000,00	43,36	157,36	-548,98	-67,88	1813,12	186,88	553,16	7,05	0,23	-1796,42
2100,00	47,54	156,42	-622,73	-65,92	1880,63	219,37	626,21	6,04	0,42	-1863,93

Окончание таблицы 6.2

Глубина, м	Зенитный угол, град.	Азимут, град.	Северные координат ы, м	Восточные координат ы, м	Вертикальн ые координат ы, м	Удлинение ствола, м	Смещение забоя, м	Дирекцион ный угол, град.	Интенсивн ость, град./10 м	Абсолютные отметки, м
2200,00	49,54	157,36	-698,82	-65,15	1945,52	254,48	701,85	5,33	0,21	-1928,82
2400,00	54,24	158,24	-859,08	-66,24	2065,11	334,89	861,63	4,41	0,19	-2048,41
2500,00	59,36	156,06	-945,07	-63,41	2116,08	383,92	947,20	3,84	0,54	-2099,38
2600,00	62,48	156,48	-1033,73	-61,15	2162,28	437,72	1035,54	3,39	0,31	-2145,58
2700,00	65,18	154,24	-1124,30	-55,30	2204,26	495,74	1125,66	2,82	0,34	-2187,56
2900,00	67,24	160,42	-1308,47	-57,78	2282,02	617,98	1309,74	2,53	0,32	-2265,32
3000,00	76,12	166,24	-1404,53	-71,79	2306,01	693,99	1406,37	2,93	1,05	-2289,31
3100,00	81,42	165,54	-1502,54	-84,87	2320,93	779,07	1504,94	3,23	0,53	-2304,23
3190,00	86,24	165,00	-1591,67	-95,91	2326,83	863,17	1594,56	3,45	0,54	-2310,13

a



б

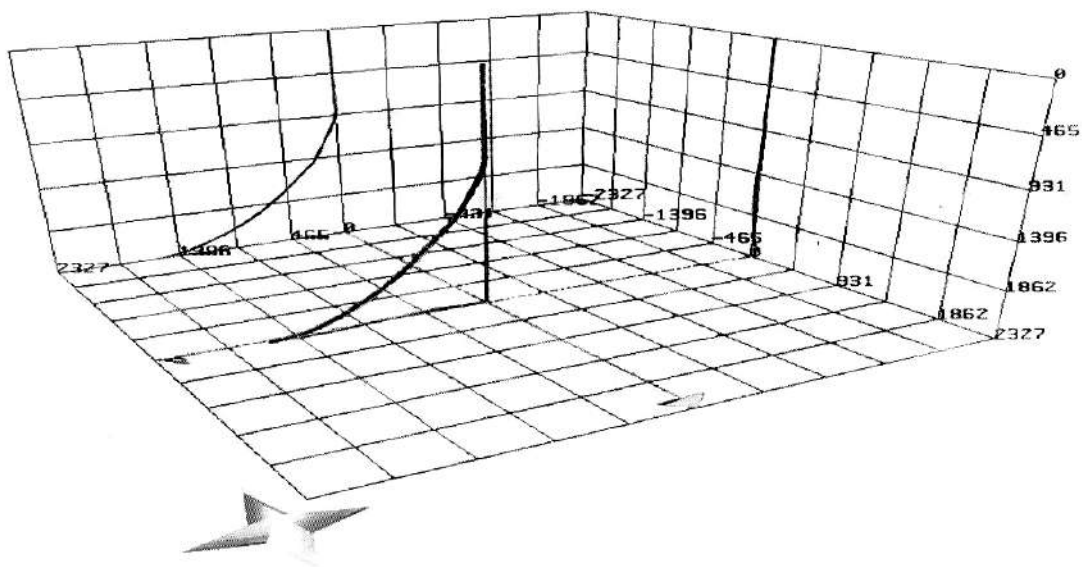


Рис. 6.1. Пространственное изображение горизонтальной скважины

После заполнения данных выбираем «Метод расчета профиля»/ «Метод осреднения углов». Можно выбрать и другой метод расчета, так как метод выбирается по согласованию с

Заказчиком. Программа рассчитывает по введенным значениям параметры согласно нижеприведенной табл. 6.2 и рис. 6.1.

Задание

1. Ввести данные инклинометрии в программу «АМТ МЕГА».
2. Провести интерпретацию по предложенной схеме.
3. Вывести изображение скважины на экран.
4. Проанализировать полученный результат.
5. Написать пояснительную записку.

Контрольные вопросы

1. Каков назначение метода инклинометрии?
2. Объясните принцип работы инклинометра-акселерометра.
3. Какие знаете принципы работы инклинометров?
4. Какие бывают зоны осложнений в процессе бурения?
5. Дайте определение зенитному и азимутальному углу скважин.
6. Каково допустимое сближение скважин на кусте?
7. Каково требование при бурении горизонтальных скважин к попаданию в горизонтальный круг?

Работа 7. ПОСТРОЕНИЕ КОРРЕЛЯЦИОННОГО РАЗРЕЗА ПО ДИАГРАММАМ АМК «ГОРИЗОНТ»

1. Краткое описание

Для наиболее точного представления о строении продуктивных пластов и месторождения в целом на месторождении Комсомольском предусматривается построение корреляционных разрезов с использованием данных геофизических исследований наклонных и горизонтальных скважин.

Исходя из ранее проведенных исследований, наиболее перспективными для доразведки и применения современных технологий горизонтального бурения считаются нефтеносные коллекторы, находящиеся в нижнемеловых отложениях Покурской свиты. К таким коллекторам относятся продуктивные пласты ПК18, ПК19 и ПК22. Наибольший интерес для нефтяников представляет продуктивный пласт ПК 18(1).

Для полного использования данных ГИС и правильной интерпретации необходимо проводить их тесную увязку со стратиграфическим расчленением, литологической характеристикой и структурной особенностью данного месторождения. Обработка многочисленных геофизических материалов ранее проводимых исследований позволила построить структурную карту по кровле продуктивного горизонта на Комсомольском месторождении нефти по пласту ПК18(1) (рис. 7.1). Данное месторождение достаточно хорошо изучено, особенно в центральной его части.

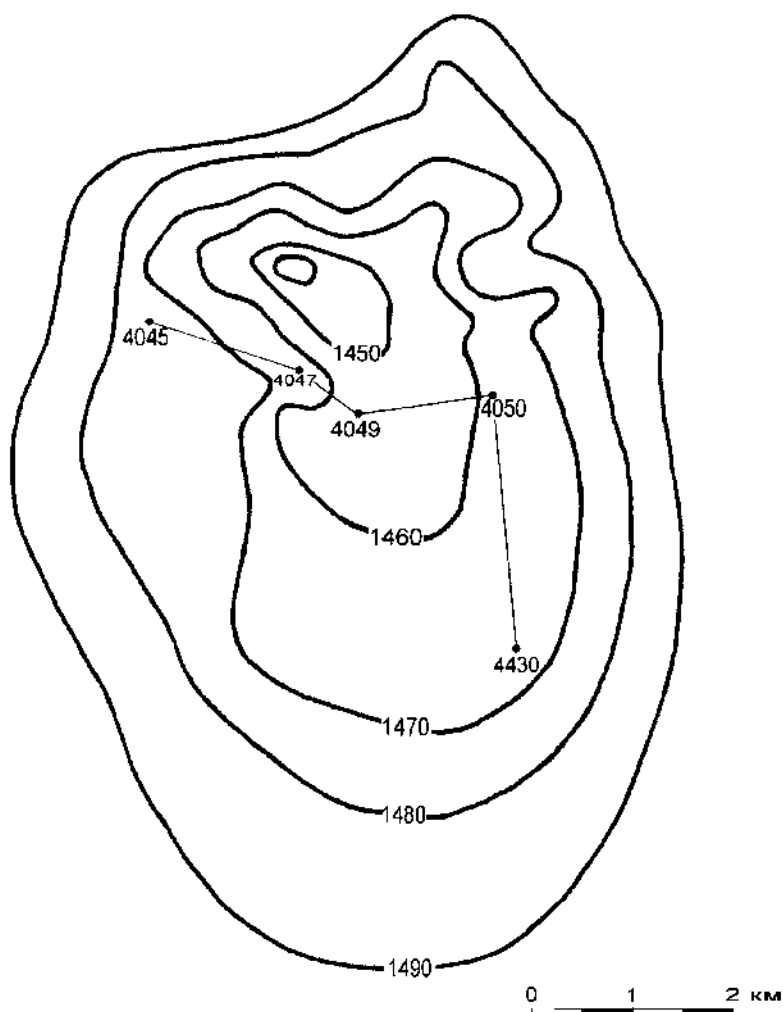


Рис. 7.1. Структурная карта по кровле пласта ПК18(1)
(по материалам ООО «Сургутнефтегаз»)

Для того чтобы проследить характер залегания продуктивного пласта ПК18(1) и его мощность, были проведены измерения в горизонтальных стволах аппаратурой АМК «ГОРИЗОНТ».

В скважинах № 4045, № 4049, № 4050 был проведен полный комплекс исследований, включающий методы КС, ПС, ГК, НГК и инклинометрии. Современные компьютерные технологии позволяют диаграммы по горизонтальной части ствола скважины привести к вертикали для удобства привязки к геологическому разрезу и между собой.



Рис. 7.3. Кореляционный разрез

Для наиболее полного представления о строении продуктивного пласта необходимы кривые каротажа по скважине № 4430.

Данные исследования обеспечивают выделение стратиграфических реперов и разделение разреза на литолого-стратиграфические комплексы и типы (терригенный, карбонатный, кристаллический и т. д.); идентификацию литолого-стратиграфических комплексов, к которым приурочены продуктивные и/или перспективные на нефть и газ отложения; расчленение разреза на пласты, их привязку по относительным и абсолютным отметкам глубины, внутри- и межплощадную корреляцию разрезов. В производственных условиях обработка материалов каротажа производится при помощи пакета геодезических программ «ГеоПоиск». Пример выбора геологического репера приводится на рис. 7.2. В результате проведенной интерпретации может быть получен корреляционный разрез (рис. 7.3).

Задание

1. Выбрать опорные пласты. Для этого использовать пласты глин, прослеживающиеся по всему разрезу (достаточно два опорных пласта глин).
2. Выделить угольный пласт, представляющий собой в данном разрезе покрышку нефтяного месторождения, использовать его так же, как опорный.
3. Выделить все нефтеносные пласты в разрезе, применяя каротажные диаграммы пяти скважин: 4045, 4049, 4047, 4050, 4430.
4. Построить корреляционный разрез. Рекомендуемый вертикальный масштаб 1:500, горизонтальный масштаб 1:4000. Проанализировать тип структуры, максимальное

возвышение относительно своих границ, строение месторождения по высоте, мощности нефтеносных пластов.

Контрольные вопросы

1. Что такое стратиграфический репер?
2. Что такое покрышка нефтяного месторождения?
3. Как определить размеры месторождения, используя структурную карту по одному из продуктивных пластов?

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Автономная геофизическая система* АГС «Горизонталь» / Рекламный проспект. ОАО НПФ «Геофизика». – Режим доступа: <http://www.npf-geofizika.ru>
2. Акбулатов Т. О., Левинсон Л. М., Самигуллин В. Х. Телеметрические системы для бурения направленных скважин. – 2-е изд. перераб. и доп. – Уфа: БашНИПИнефть, 2004. – 59 с.
3. АМК «Горизонт» / Рекламный проспект. – Октябрьский: ВНИИГИС.
4. *Геофизическая лаборатория* АМК «Горизонт» / Рекламный проспект. – Октябрьский: ВНИИГИС.
5. *Технология геофизических исследований* ГС автономной аппаратурой на бурильных трубах на примере использования АМК «Горизонт» / Л. Г. Леготин, С. В. Вячин, А. М. Султанов и др. // НТЖ АИС «Каротажник». – № 113. – 2003.
6. Лукъянов Э. Е., Хаматдинов Р. Т. Аппаратурно-методический комплекс для проведения ГИС в горизонтальных скважинах АМАК «Обь» // НТЖ АИС «Каротажник». – № 30. – 1997.
7. Леготин Л. Г., Султанов А. М., Вячин С. В. Применение АМК Горизонт для геофизических исследований ГС // НТЖ АИС «Каротажник». – № 36. – 1997. – С. 85-92.
8. Леготин Л. Г., Султанов А. М., Вячин С. В. АМК «Горизонт-100» для геофизических исследований скважин малого диаметра и боковых стволов // НТЖ АИС «Каротажник». – № 51. – 1998.
9. Леготин Л. Г., Султанов А. М., Вячин С. В. Аппаратурно-методический комплекс АМК «Горизонт-90» для исследования гори-

горизонтальных скважин и боковых стволов // НТЖ АИС «Каротажник». – № 86. – 2001.

10. АМК «Горизонт-ВАК-90» для исследования горизонтальных стволов методов волнового акустического каротажа / Л. Г. Леготин, А. М. Султанов, В. Н. Еникеев, В. Г. Рафиков, И. В. Кузьмин // НТЖ АИС «Каротажник». – № 96. – 2002.

11. Молчанов А. А., Лукъянов Э. Е., Рапин В. А. Геофизические исследования горизонтальных нефтегазовых скважин: учебное пособие. – СПб.: МАНЭБ, 2001. – 298 с.

12. Молчанов А.А., Абрамов Г. С. Бескабельные измерительные системы для исследований нефтегазовых скважин: теория и практика / под общ. ред. А. А. Молчанова. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2004. – 515 с.

13. Рекламный проспект станции геолого-технологического контроля бурения и исследования скважин «МЕГА АМТ». – Мегион: Изд-во «Тюменьпромгеофизика», 2002. – 18 с. – Руководство оператора по программе регистрации данных. – Уфа: Изд-во «Эликом», 2007. – 37 с. – Режим доступа: <http://amt-s.spb.ru/amt121.html>

14. Станция бескабельного каротажа СБК «АМАК» / Научно-производственное предприятие по геофизическим работам, строительству и заканчиванию скважин (ОАО НПП «ГЕРС»). – Тверь, 2003. – 33 с. – Режим доступа: <http://www.gers.ru>
<http://www.geo.oilru.ru/catalog/group/product/?2162>

15. Стрельченко В. В. Геофизические исследования скважин: учебник. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2008. – 551 с.

16. Термогазохимическое воздействие на малодебитные и осложнённые скважины / Г. А. Чазов, В. И. Азаматов, С. В. Якимов, А. И. Савич. – М.: Недра, 1986. – 153 с. – Режим доступа: <http://www.twirpx.com/file/964637/>

17. Ярулин Р. К. Валиуллин Р. А. Методические рекомендации по геофизическим исследованиям действующих горизонтальных скважин / Разработаны специалистами ООО НПР «ГЕОТЭК» (г. Уфа) в рамках выполнения ОМР по договору № БНФ/9/3 – 1/8/328/04/ПРУ.

18. ЗАО Научно-производственное предприятие геофизической аппаратуры «Луч». Продукция. – Новосибирск, 2013. – Режим доступа: <http://looch.ru/products/index.html>

19. *Рекламный проспект* станции геолого-технологического контроля бурения и исследования скважин «МЕГА АМТ». – Мегион: Изд-во «Тюменьпромгеофизика», 2002. – 18 с. Учебное издание

Надежда Владимировна БЛИНКОВА
Николай Сергеевич ЗЕМЦОВ

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ
ИССЛЕДОВАНИЯ
ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

Методические указания
к лабораторным и практическим работам
по дисциплине «Геофизические методы
исследования горизонтальных скважин»
для студентов специальности
21.05.03 Технология геологической разведки,
специализации «Геофизические методы
исследования скважин (ГИС)»
всех форм обучения

Редактор *Н. Л. Сайгина*
Компьютерная вёрстка *Н. Л. Сайгиной*

Подписано в печать 04.05.2018 г.
Бумага писчая. Формат бумаги 60 × 84 1/16. Печать на ризографе.
Печ. л. 4,5. Уч.-изд. л. 2,4. Тираж 50 экз. Заказ №

Издательство УГГУ
620144, г. Екатеринбург, ул. Куйбышева, 30.
Отпечатано с оригинал-макета
в лаборатории множительной техники УГГУ



МИНОБРНАУКИ РФ

ФГБОУ ВО

«Уральский государственный горный университет»

«УТВЕРЖДАЮ»

Зав. кафедрой ТТР МПИ

Проф. С. Г. Фролов

Л. И. Кралина, Г. А. Усов, Ф. П. Сердюков

**Исследование процессов разрушения
и физико-механических свойств горных пород**

**Методическое пособие
к комплексу практических занятий
по дисциплине**

«Техника разведки»

**для студентов специальности
21.05.03 Технология геологической разведки
Очного и заочного обучения**

Часть 1

**Екатеринбург
2020**

Оглавление

Введение.....	3
Лабораторная работа № 1. Определение абразивности образцов горной породы методом Барона.....	4
Лабораторная работа № 2. Определение физико-механических параметров скальных горных пород.....	6
Лабораторная работа № 3. Определение энергоемкости процесса распиловки горных пород алмазным диском.....	10
Лабораторная работа № 4. Исследование акустического спектра резания горной породы алмазным диском.....	15
Библиографический список.....	18

ВВЕДЕНИЕ

Настоящее учебно-методическое пособие предназначено для выполнения лабораторных работ по профилирующим дисциплинам для студентов специальности 21.05.02 Прикладная геология. Предложенные в учебно-методическом пособии лабораторные работы выполняются с целью закрепления теоретических знаний, приобретения практических навыков в выполнении работ лабораторного характера, в том числе с элементами НИРС, расчетов, необходимых при изучении студентами профилирующих дисциплин, курсовом и дипломном проектировании. При выполнении работ используются справочные материалы, приведенные в приложении. Большинство работ рассчитано на выполнение и оформление непосредственно на занятиях. Если работа не закончена, то с разрешения преподавателя она может быть оформлена и сдана к следующему занятию.

Структурно, в зависимости от теоретического характера лабораторных исследований, учебно-методическое пособие состоит из трех частей:

Часть 1. Исследование процессов разрушения и физико-механических свойств горных пород;

Часть 2. Исследование буровых промывочных жидкостей и тампонажных растворов;

Часть 3. Методика обработки результатов исследования при выполнении лабораторных работ и справочные материалы.

Список литературы, использованной при написании учебно-методического пособия, приведен в конце каждой части.

Предлагаемые в настоящем методическом пособии лабораторные работы студентами выполняются побригадно по 2-3 человека. Объем данных работ рассчитан в основном на 2-4 часа, реже - на 6-8 часов в случае проведения студентами комплексных исследований повышенной сложности и детальности.

Полученные результаты лабораторных исследований оформляются студентами в виде отчета, содержащего следующие данные и разделы:

1. Полное наименование работы.
2. Состав исполнителей.
3. Руководитель работы.
4. Задание, дата.
5. Исходные данные.
6. Порядок выполнения работы.
7. Выводы и рекомендации по результатам исследований.

Лабораторная работа № 1

Определение абразивности образцов горной породы методом Барона

Настоящие методики определения абразивности горных пород разработаны в Институте горного дела им. А. А. Скочинского, Л. И. Бароном и А. В. Кузнецовым. Сущность ее заключается в истирании о поверхность образца горной породы торца вращающегося стержня из незакаленной стали -серебрянки с последующим определением весового износа стержня во время опыта. За критерий абразивности принимается суммарная потеря в весе стержня за стандартное время опыта 10 минут. Опытное потирание стержня производится при осевой нагрузке 150 Н и скорости вращения 400 об/мин.

Испытания производятся на установке, выполненной на базе обычного сверлильного станка типа НС - 1 2 А.

Образец горной породы устанавливается в зажимном приспособлении таким образом, чтобы истираемая поверхность была перпендикулярна шпинделю станка. В патроне станка закрепляется эталонный стержень из инструментальной калиброванной стали-серебрянки У8А диаметром 8 мм. Изготовление стержней производится на токарном станке, где прутки разрезается на части длиной 70 мм. В одном из торцов каждого стержня высверливается центральное отверстие диаметром 4 мм и глубиной 12 мм.

Определение абразивности породы производят сверлением образца породы эталонным стержнем, предварительно взвешенным на аналитических весах с точностью до 0,1 мг. Исследования производят по схеме парных опытов: сначала сверление осуществляется в течение 10 мин одним концом стержня, затем в течение 10 мин – другим.

После опыта стержень очищается и снова взвешивается на аналитических весах с точностью до 0,1 мг.

Коэффициент абразивности породы вычисляется на основании результатов исследований по формуле

$$A = \frac{\sum q_i}{2n_n}, \quad (1.1)$$

где A - коэффициент абразивности, мг,

q_i - потеря массы эталонного стержня за каждый парный опыт, мг;

n_n - число парных опытов.

На каждом образце горной породы проводится 3-5 парных опытов, а в целом по пробе необходимо провести 9-15 таких опытов

Необходимое число единичных опытов определяется с учетом коэффициента вариации, зависящего от структуры горных пород, на основании величины отношения

$$a = \frac{K_{\text{доп}}}{K_{\text{вар}}} \quad (1.2)$$

где $K_{\text{доп}}$ - допускаемое отклонение точности определения коэффициента абразивности;

$K_{\text{вар}}$ - коэффициент вариации, принимаемый согласно табл. 1.1.

Согласно абсолютной величине a , необходимо определить минимальное число единичных опытов, руководствуясь табл. 1.2.

Таблица 1.1

Определение коэффициента вариации $K_{\text{вар}}$

Структура пород	Размер зерен, мм	$K_{\text{вар}}$, %
Крупнозернистая	5	30
Среднезернистая	3-5	22
Мелкозернистая	0,3-0,2	19
Тонкозернистая с включениями	0,2	34

Таблица 1.2

Определение минимального числа единичных опытов

a	2,0	0,98	0,69	0,57	0,49	0,48
n	1	4	8	12	16	20

Запись результатов измерений и вычислений производится в табл. 1.3.

Таблица 1.3

Определение абразивности горных пород

№ п.п	Порода		Номер образца опыта	Масса стержня. $G_{1,2}$, мг		Потеря массы, мг	Абразивность A , мг				Примечание
	шифр	название		до опыта	после опыта		по опыту	по образцу	среднее по пробе	коэф. вариация, %	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Построение графиков и выводы результатов работы

Построение графиков по результатам измерений и вычислений настоящей лабораторной работы. УП1, УП2 - предварительные усилители;

Количественный и качественный анализ зависимостей

$$A = f\left(\frac{H_{\text{м, max}}}{H_{\text{м, min}}}\right) \text{ и } A = f(H_{\text{м, max}}), \text{ а также степени зернистости}$$

(крупно-, средне-, мелко-, микрозернистости) исследуемых образцов горных пород.

Обосновать практическое значение полученных результатов лабораторных исследований и дать практические рекомендации.

Лабораторная работа № 2.

Определение физико-механических параметров скальных горных пород

Для оценки прочностных свойств горных пород определяются коэффициент динамической прочности (крепости и дробимости) F_d , а для оценки абразивных свойств - коэффициент абразивности $K_{абр}$.

Методика разработана в ЦНИГРИ под руководством Н. И. Любимова и рекомендована для исследований ФМС скальных горных пород.

Отбор и подготовка образцов горных пород

Отбор образцов горных пород производится, как правило, из керна. Можно также отбирать образцы произвольной формы соответствующего размера.

Размеры образцов из керна: длина 20-25 см при бурении коронками диаметром 46-59 мм и 15-18 см при бурении коронками диаметром 76-92 мм.

Подготовка проб из образцов осуществляется в следующем порядке:

- исследуемый образец породы разбивается на куски изометрической формы без острых углов размером 1,5-2,0 см в поперечнике;
- набираются две пробы: каждая проба состоит из 25 кусков и разделяется на пять частей по пять кусков.

Оборудование и материалы, необходимые для исследований

При определении прочностных и абразивных свойств горных пород по методике ЦНИГРИ применяются:

- прибор ПОК для определения динамической прочности (крепости) горных пород;
- прибор ПОАП-2М для определения абразивности горных пород;
- весы типа ВЛКТ-100 г / 5-3.

Прибор ПОК состоит из трубчатой ступы (рис. 2.1, а) и объемомера (рис. 2.1, б). Составными частями трубчатой ступы являются: загрузочный стакан 1, направляющая труба 2, удерживающий шплинт 3, гиря 4, упор 5, шнур 6 и рукоятка 7.

Объемомер состоит из стакана 1 и поршня со шкалой 2.

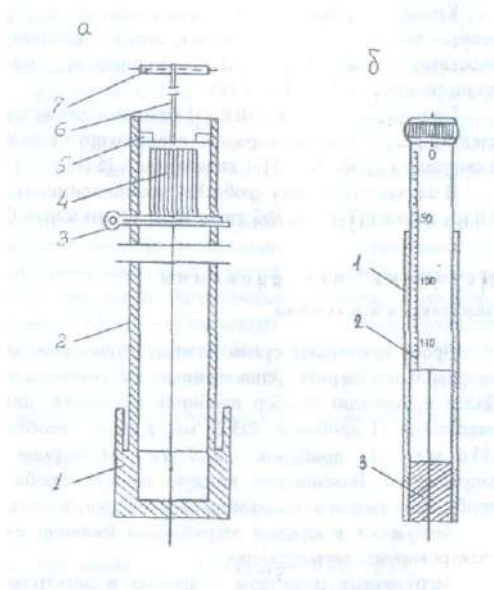


Рис. 2.1. Прибор ПОК для определения динамической прочности горных пород:

а – трубчатая ступа: 1 – загрузочный стакан; 2 – направляющая труба; 3 – шплинт удерживающий; 4 – гиря; 5 – упор; 6 – шнур; 7 – рукоятка; б – объемомер: 1 – стакан; 2 – поршень со шкалой; 3 – дно

Прибор ПОАП-2м, схема которого приведена на рис. 2.2, состоит из электродвигателя АОЛБ 22-4 мощностью 0,18 кВт с числом оборотов 1420 об/мин, двух рабочих органов с загрузочными камерами и пульта управления со счетчиком оборотов двигателя.

В приборе ПОАП-2м рабочий орган представляет собой жесткое сварное соединение 8 трех загрузочных камер 4, шатуна 7 и эксцентрикового вала 2, совершающего колебательно-вращательное движение в шариковых подшипниках 10.

Опорой рабочего органа служат маятниковые шатуны 3, которые с помощью шариковых подшипников 6 шарнирно связывают рабочий орган с плитой прибора.

Загрузочные цилиндры вставляются в камеры 4 прямоугольной формы и закрываются крышками 5 при помощи натяжных замков.

Привод рабочего органа прибора осуществляется от электродвигателя 1 через эксцентриковый вал 2 с насаженным на него маховиком 9. При помощи вала 2 загрузочные камеры совершают возвратно-поступательное движение, обеспечивающее интенсивное перемешивание помещенного в них материала.

Механический редуктор-счетчик оборотов 12, который присоединяется к валу электромотора при помощи двух шкивов и приводного ремня, позволяет контролировать число колебаний рабочего органа.

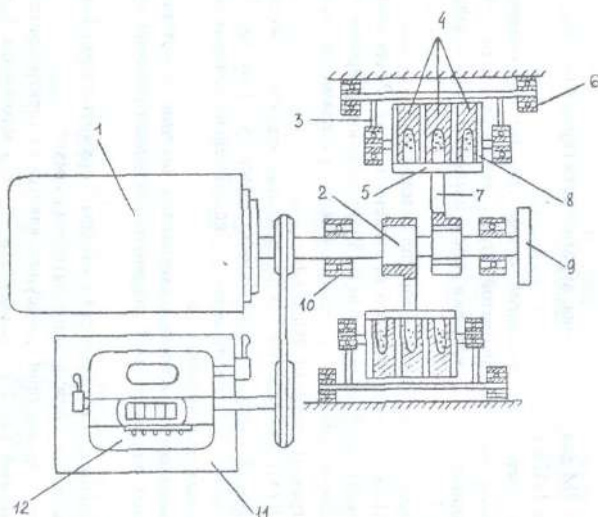


Рис. 2.2. Схема прибора ПОАП-2м для определения абразивности горных пород:

1 – электродвигатель; 2 – эксцентриковый вал; 3 – шатуны; 4 – загрузочные цилиндры; 5 – крышка; 6 – опоры; 7 – шатун; 8 – рабочие органы; 9 – маховик; 10 – подшипники; 11 – пульт управления; 12 – счетчик.

Весы типа ВЛКТ-100 г/5-3 предназначены для определения потери веса эталонного материала при определении абразивности пород с требуемой точностью

Для исследований на приборах ПОК и ПОАП-2м используются:

- загрузочные цилиндры из стекла органического СОЛ (ГОСТ 15809-70) - 18 шт. (6 - для проведения опыта, 6 - для промывки дробы после опыта, 6 - запасные);
- сито из сетки №5 (ГОСТ 3826-66);
- мерка емкостью 1 см³.

Кроме перечисленных принадлежностей, учтенных в ОСТе, необходимо иметь молоток, совок, лоток с шестью ячейками для дробы, подставку для загрузочных цилиндров, пластинку, лопаточку, штангенциркуль (ГОСТ 166-80).

По разработанной в ЦНИГРИ методике для исследований необходимы следующие материалы: порошок электрокорундовый №12 (ГОСТ 3647-80) и свинцовая дробь №4 ОТ-1 диаметром 3.25 (ГОСТ 7837-76).

В случае отсутствия дробы №4 можно применять дробь №5 диаметром 3,0 мм марки ОТ-1 или №3 диаметром 3,5 мм марки ОТ-П.

Методика исследований Подготовка к испытаниям

Дробь протирают сухим хлопчатобумажным материалом. Дробинки неправильной формы (сплюснутые, вытянутые и т. п.) отбраковываются. Далее производят подбор дробинки в навеску, для чего заготавливают 6 навесок по 21 дробинке Ø 3,25 мм; в случае необходимости 26 дробинки Ø 3,0 мм и 14 дробинки Ø 3,5 мм. Повторное использование дробы запрещается. Взвешивают каждую навеску дробы. Определение массы дробы при каждом взвешивании следует производить с точностью до 5 мг.

Загружают в каждый загрузочный цилиндр навеску дробы и 1 см электрокорундового порошка.

Загрузочные цилиндры с дробью и электрокорундовым порошком помещают в прибор и включают его на 20 минут. При этом электродвигатель должен совершить 28 тыс. оборотов, которые контролируются счетчиком прибора.

Каждую навеску дробы после указанного опыта помещают в сосуд с водой и после перемешивания (всполаскивания) извлекают и протирают насухо чистым хлопчатобумажным материалом.

Промытую дробь взвешивают. Потеря массы дробы в каждой пробирке должна быть 200 ± 10 мг. В случае отклонения потери массы дробы от указанного необходимо изменить количество дробинки в навеске и повторить тарировочные работы вновь.

Проведение испытаний

Каждую часть пробы, состоящую из 5 кусков, помещают в стакан прибора ПОК и производят 10 сбрасываний гири массой 2,4 кг с высоты 600 мм (груз поднимается до упора). Продукт разрушения всех пяти частей каждой пробы породы просеивается через сито с размером стороны ячейки а свету 0,5 мм. Прошедшую через сито фракцию 0,5 мм и менее ссыпают в трубу объеммера (рис. 4.2). В трубу свободно вставляют до упора цилиндр и снимают отсчет "h" по шкале цилиндра в миллиметрах.

Раздробленную горную породу фракции 0,5 мм и менее высыпают из объеммера на лист чистой бумаги в виде конуса, затем конус с помощью пластинки разворачивают в диск, который снова пересыпают в конус. Процесс перемешивания повторяют 2 - 3 раза для получения однородной среды. Из противоположных частей диска отбирают пробы объемом 1 см^3 каждая.

Загрузочные цилиндры с дробью и пробами помещают в прибор ПОАП-2м и включают на 20 мин. После испытания дробь промывают. Для этого каждую навеску дробы помещают в чистые загрузочные цилиндры, заполненные на 2/3 объема водой. Загрузочные цилиндры с дробью и водой помещают в прибор ПОАП-2м и включают его на 3 мин. Промытую дробь протирают сухим хлопчатобумажным материалом, взвешивают каждую навеску и определяют потерю массы дробы ΔQ (мг).

Определение физико-механических параметров по результатам испытаний

Коэффициент динамической прочности породы определяет по формуле:

$$F_d = \frac{20n}{h} = \frac{200}{h}, \quad (2.1)$$

где $n=10$ - число сбрасываний гири на приборе ПОК;

h - отсчет по шкале цилиндра объеммера, мм.

Коэффициент абразивности исследуемой породы определяют по формуле:

$$K_{\text{абр}} = \frac{\Delta Q}{100}, \quad (2.2)$$

где ΔQ - потеря массы дробы, мг.

Коэффициенты динамической прочности и абразивности определяются по двум пробам.

За средние значения F_d или $K_{\text{абр}}$ принимаются среднеарифметические двух определений при условии:

$$Z = \frac{X_1 - X_2}{(X_1 + X_2)/2} \cdot 100 < 25 \%, \quad (2.3)$$

где X_1 и X_2 - значения двух определений F_d и $K_{\text{абр}}$.

В случае отклонения от приведенного условия проводятся дополнительные определения. Из полученных значений F_d и $K_{\text{абр}}$ выбираются те два, для которых выполняется условие (2.3).

На основании определенных опытным путем значений динамической прочности F_d и коэффициента абразивности $K_{\text{абр}}$ можно определить объединенный комплексный показатель бурности ρ_m по формуле:

$$\rho_m = 3F_d^{0.8} \cdot K_{\text{абр}} \quad (2.4)$$

Определение энергоемкости процесса распиловки горных пород алмазным диском

Распиловка является начальной операцией в обработке каменного сырья. Для распиловки горных пород используют несколько типов алмазных пил и станков, конструкция которых зависит от размеров камней и конкретной цели распиловки.

Процесс распиловки можно контролировать по показаниям электроприборов, которые устанавливаются в системе электропривода для измерения силы тока, напряжения и потребляемой мощности.

Оценка процесса распиловки возможна по удельным затратам электроэнергии на единицу площади распиливания, которая зависит от ФМС горных пород, параметров режущего инструмента и технологических параметров распиливания.

Задачей исследования является определение энергоемкости процесса распиливания горных пород с различными ФМС на камнерезном станке.

Технические средства для определения энергоемкости процесса распиловки

В качестве распиловочного механизма используется серийный камнерезный станок ПТ-44, оснащенный алмазным отрезным диском:

Техническая характеристика камнерезного полуавтомата ПТ-44

Наибольшая высота обрабатываемой заготовки, мм	150
Наибольшая длина обрабатываемой заготовки, мм	160
Частота вращения шпинделя, об/мин	1500
Инструмент: круг отрезной, 2726-0272 ГОСТ 10110-78	1000
диаметр, мм	450
толщина, мм	2,4
Скорость подачи (продольное перемещение салазок), мм/мин	
при модуле червячной передачи $m = 1$	5,4-31,5
$m = 2$	10,8-63
Питающая эл. сеть:	
род тока	Переменный
частота тока, Гц	50
напряжение, В	220, 380
Электродвигатель	
Тип	4A80B (AIP90B)
мощность, кВт	1,5 (2,2)
частота вращения, об/мин	1500
габариты, мм, не более	1240 890 940
масса, кг. не более	350

Принцип работы камнерезного полуавтомата ПТ-44

Привод станка осуществляется от электродвигателя 1 (рис. 3.1) Вращение от двигателя передается через клиноременную передачу на шпиндель 2, на котором закреплен алмазный круг 10. Вращение шпинделя двухскоростное, так как шкив шпинделя имеет два ручья с разными диаметрами.

При распиловке заготовок продольная подача заготовки 11 производится механически от двигателя 1 через клиноременную передачу, червячную передачу 7, передачу "винт-гайка", гайка 8 которой является разъемной. При разомкнутом положении гайки механическая подача на заготовку не происходит. Заготовка при распиловке надежно закрепляется в зажимном устройстве 9, которое имеет возможность продольного

перемещения по направляющим 4. Скорость продольной подачи во время распиловки регулируется бесступенчатым вариатором 6. При переводе рычага влево подача замедляется, вправо - ускоряется

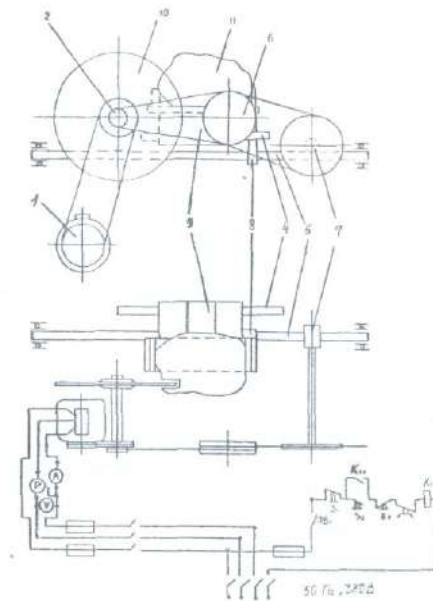


Рис. 3.1. Электромеханическая схема ПТ-44

Приборы для контроля процесса распиловки

Для контроля процесса распиловки камнерезный полуавтомат ПТ-44 имеет электрический щит, оборудованный вольтметром с ценой деления 20 В в диапазоне 500 В, амперметром с ценой деления 0,5 А в диапазоне ЮЛ и ваттметром с ценой деления 0,5 кВт в диапазоне 1,4 кВт.

Для проведения исследований необходимо иметь секундомер.

Методика определения процесса распиловки

Подготовка образцов для распиловки

Для распиловки используются образцы скальных горных пород произвольной формы. Размеры образца следует подбирать из расчета затрат времени на отрезание одной пластины в пределах 4-6 мин. и возможности получения из образца двух пластин толщиной 30 мм и длиной не менее 100 мм. Каждый образец должен быть промаркирован. Полученные при распиловке пластины используются в следующей лабораторной работе.

Подготовка камнерезного полуавтомата ПТ-44

Исследуемый образец закрепляется в зажимном устройстве станка. Для распиловки следует использовать червячное колесо с модулем $m=1$. Рычагом вариатора устанавливается нужная скорость резания. Рекомендуемая скорость резания при распиловке твердых пород (яшма) - 23,4 мм/мин., при распиловке мягких пород (змеевик) - 33,4 мм/мин.

Организация наблюдений за процессом распиловки

В процессе исследований по показаниям ваттметра измеряется потребляемая мощность на холостое вращение алмазного диска и суммарная потребляемая мощность в

процессе распиловки. Потребляемая мощность на распиливание определяется по формуле:

$$P_p = \sum P - P_{xx} \quad (3.1)$$

где P_p - потребляемая мощность на распиливание, Вт;

$\sum P$ - суммарная потребляемая мощность, Вт;

P_{xx} - потребляемая мощность на холостое вращение алмазного диска, Вт.

Для получения достоверной информации необходимо провести 3 опыта - параллельные распиловки образца, обеспечивающие получение двух пластин.

Каждый опыт начинается с регистрации потребляемой суммарной мощности в момент начала распиловки. Затем суммарная потребляемая мощность регистрируется с помощью секундомера через каждые 30 с до окончания распиловки.

Результаты наблюдений и обработки заносятся в таблицу.

Регистрация результатов наблюдения и расчетов

Номер парал. набл.	P_{xx}	Суммарная потребляемая Мощность ΣP , Вт										Площадь распила $S, \text{м}^2$	Работа A , Втс	Удельная энергоёмкость $W, \text{Вт} \cdot \text{с} / \text{м}^2$
		0	30	60	90	120	150	180	210	240	270			
Образец №1														
1														
2														
3														
Образец №2														
1														
2														
3														

На основании наблюдений при распиловке каждого образца строятся графики, характеризующие изменение P_p во времени. Форма графика приведена на рис. 3.2.

Определение произведенной работы для распиливания образца

Работа распиливания характеризуется площадью фигуры 5 (рис. 3.2), ограниченной кривой, характеризующей изменение суммарной потребляемой мощности $\sum P$ во времени, и линией, ограничивающей мощность холостого вращения P_{xx} .

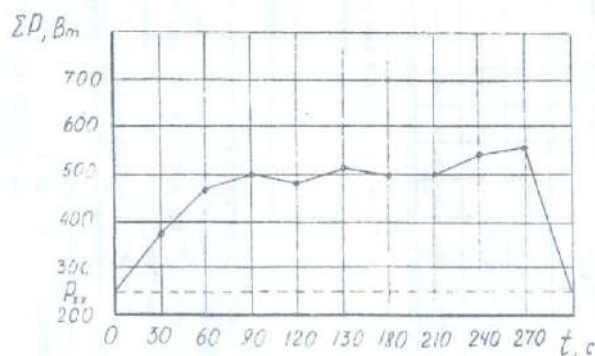


Рис. 3.2. График изменения потребляемой мощности во времени при распиловке яшмы технической.

Площадь S определяется с помощью палетки. Масштаб одной клетки палетки определяется в соответствии с масштабом координат графика:

$$M = P_p t_n, \quad (3.2)$$

где M - масштаб одной клетки, Вт·с;

P_p - масштаб мощности на графике, Вт;

t_n - масштаб времени, с. Приведенный на рис. 4.6 график имеет следующий масштаб:

$$M = 100 \cdot 30 = 3000, \text{ Вт} \cdot \text{с}.$$

Тогда работа распиливания образца определяется из условия, Вт/с:

$$A = Mm, \quad (3.3)$$

где M - масштаб одной клетки, 3000 Вт·с;

m - количество расчетных клеток палетки в пределах площади, ограниченной кривой изменения P_p во времени, шт.

Для определения количества расчетных клеток под кривой методом палетки подсчитывается количество полных клеток n_1 и количество неполных клеток n_2 . Затем приближенно определяется общее количество расчетных клеток из условия:

$$M = (n_1 + n_2) / 2. \quad (3.4)$$

Определение площади распила

Площадь поверхности распила образца горной породы определяется также по палетке. В качестве палетки может быть использован лист миллиметровки или разлинованный в клетку тетрадный лист. На палетку накладывается распиленный образец горной породы, и фиксируется площадь распила. Масштаб палетки принимается

$$M = 1 \text{ см}^2 = 0,0001 \text{ м}^2.$$

Площадь распила рассчитывается из условия:

$$S = Mm, \quad (3.5)$$

где S - площадь распила, м²;

M - масштаб палетки, м²;

m - количество расчетных клеток палетки, шт.

Определение удельной энергоёмкости процесса распиливания

Удельная энергоёмкость распиливания на единицу площади горной породы рассчитывается по формуле:

$$W = \frac{A}{S}. \quad (3.6)$$

где W - удельная энергоёмкость распиливания, Вт·с/м²;

A - работа, Вт·с;

S - площадь распила, м².

Методика статистической обработки результатов наблюдений

Обобщающими результатами наблюдений, характеризующих энергоёмкость процесса распиловки, являются удельные затраты мощности на единицу площади распиловки $W_1, W_2, W_3, \dots, W_n$, которые получены при проведении параллельных опытов при распиловке образца определенной горной породы.

Энергоёмкость процесса распиловки образца горной породы характеризуется удельными затратами мощности, которые определяются как среднее арифметическое значение удельных затрат мощности при проведении параллельных опытов по формуле:

$$\bar{W} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n W_i. \quad (3.7)$$

Дисперсия удельных затрат мощности параллельных опытов, характеризующих степень разброса вокруг среднего значения, рассчитывается по формуле:

$$D = \frac{1}{1-n} \sum_{i=1}^n (W_i - \bar{W})^2. \quad (3.8)$$

Среднее квадратическое отклонение результата каждого опыта как абсолютный показатель изменчивости удельных затрат мощности определяется из выражения:

$$S = \sqrt{\frac{1}{1-n} \sum_{i=1}^n (W_i - \bar{W})^2}. \quad (3.9)$$

Отдельным показателем изменчивости удельных затрат мощности параллельных опытов является коэффициент вариации, который рассчитывается по формуле:

$$K_{\text{вар}} = \frac{S}{\bar{W}} 100 \% \quad (3.10)$$

Лабораторная работа № 4.

Исследование акустического спектра резания горной породы алмазным диском

Отбор и подготовка образцов

Для исследований необходимо использовать образцы горных пород с известными параметрами динамической прочности, абразивности и модуля продольной упругости. Образец должен иметь форму пластины толщиной 30 мм. Рекомендуется использовать пластины, полученные при выполнении лабораторной работы № 3 данного раздела. Каждый образец должен иметь свою маркировку.

Технические средства для регистрации акустического спектра

Для исследования акустического спектра резания горных пород алмазным диском используется анализатор спектра АС-1.

Акустический спектр регистрируется анализатором спектра АС-1 в пределах звуковых колебаний 16 Гц – 20 кГц при распиловке образца горной породы на камнерезном станке ПТ-44, оснащённом алмазным отрезным диском АС-50 315/250 50 М. Для контроля процесса резания станок оснащён ваттметром, вольтметром и амперметром.

Техническая характеристика анализатора спектра АС-1

Прибор состоит из измерительного блока и двух микрофонов МД 52. Измерительный блок предназначен:

- для усиления сигналов, поступающих от микрофонов;
- выделения из шумового спектра основных гармонических составляющих;
- измерения частоты звуковых колебаний в трех диапазонах (I – 20-200 Гц, II – 200-2000 Гц, III – 2-16 кГц);
- измерения уровня звукового давления акустического спектра с помощью микроамперметра.

Функциональная схема АС-1 представлена на рис. 4.2. На схеме показаны:

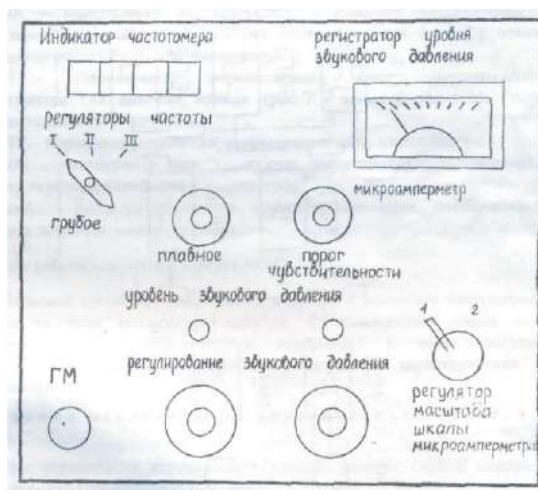


Рис. 4.1. Схема лицевой панели АС-1

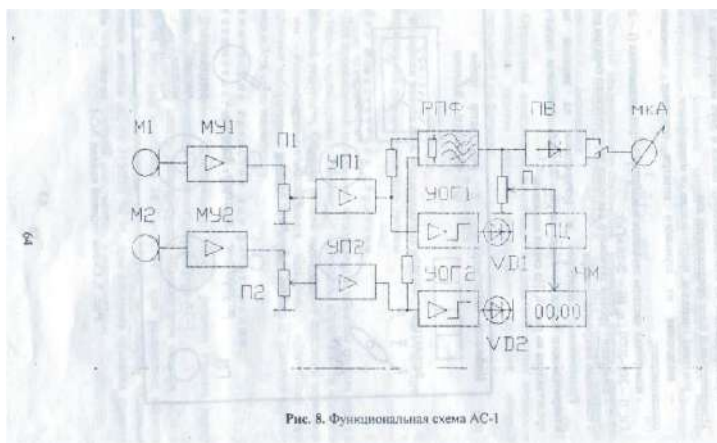


Рис. 4.2. Функциональная схема АС-1

МУ1, МУ2 - микрофонные усилители 1 и 2 каналов;

П1, П2 - потенциометры установки уровня сигналов с микрофонных усилителей (ручки потенциометров П1 и П2 выведены на лицевую панель (см. рис. 4.2) и обозначены "регулирование звукового давления 1-й канал и 2-й канал");

УОГ1, УОГ2 - усилители-ограничители шумового сигнала с выходом на светоиды VD1, VD2 (на лицевой панели (см. рис. 4.2) светоиды обозначены "уровень звукового давления");

РПФ - режекторный полосовой фильтр с высокой добротностью, (перестройка частоты фильтра осуществляется ручками (см. рис. 4.2) "регуляторы частоты грубое, плавное", расположенными на лицевой панели);

ПВ - прецезионный выпрямитель выделяет положительную полуволну первой гармоники шумового сигнала;

SA - масштабный переключатель - изменяет чувствительность микроамперметра мкА в 2 раза (на лицевой панели (см. рис. 4.2) показан "регулятор масштаба шкалы амперметра");

П - потенциометр, определяющий порог чувствительности частотомера (на лицевой панели (см. рис. 4.2) имеется указатель "порог чувствительности");

ПУ - пороговое устройство, открывающее вход частотомера;

ЧМ - частотомер или "индикатор частотомера", отображающий частоту звуковых колебаний в килогерцах;

мкА - регистратор уровня звукового давления, отображающий звуковое давление в микроамперах.

Принцип работы анализатора спектра АС-1

Звуковой сигнал от микрофонов подается с помощью специального кабеля на вход анализатора спектра. Функциональная схема АС-1 усиливает сигнал, фильтрует и отображает в виде частотной характеристики на частотомере и амплитудной характеристики на амперметре.

Методика исследования акустического спектра на АС-1

Для регистрации акустического спектра резания горной породы с помощью АС-1 необходимо выполнить следующие операции:

Расположение приборов и регуляторов на лицевой панели измерительного блока показано на рис. 4.1,

1. Установить микрофоны в непосредственной близости от режущего инструмента, обеспечив условия предотвращения попадания влаги на микрофоны.
2. Подключить микрофоны к гнезду ГМ прибора.
3. Подключить прибор к сети 220 В.

4. Установить ручки управления прибора в положение, соответствующее готовности прибора к работе. Для этого необходимо выполнить следующие операции.

4.1. Ручки потенциометров "регулирование звукового давления" (П1 и П2) установить в крайнее левое положение (повернуть против часовой стрелки до упора).

4.2. Переключатель "регуляторы частоты грубое, плавное" установить в крайнее левое положение.

4.3. Ручку "порог чувствительности" установить в крайнее левое положение, при этом индикатор частотометра должен показывать 00.00.

4.4. Переключатель ЗА "регулятор масштаба шкалы микроамперметра" установить в крайнее левое положение, при этом стрелочный индикатор мкА должен быть на нуле.

5. Включить камнерезный станок, установить режим подачи с помощью вариатора в зависимости от физико-механических свойств распиливаемого образца и обеспечить работу станка в установившемся режиме резания горной породы.

6. Медленно поворачивать ручки потенциометров П1 и П2 "регулирование звукового давления" по часовой стрелке до включения светоидов УВ1 и УО2. После включения светоидов повернуть ручки П1 и П2 против часовой стрелки, стараясь уловить положение регуляторов уровня сигнала, соответствующее моменту затухания светоидов.

7. Произвести измерения параметров акустического спектра, выполняя последовательно следующие операции.

7.1. Поворачивая ручку "регуляторы частоты плавное" по часовой стрелке, установить по микроамперметру на положение ручки, соответствующее максимальному уровню сигнала в выбранном частотном диапазоне. Точнее можно найти положение ручки, поворачивая ее по или против часовой стрелки.

7.2. Повернуть ручку "порог чувствительности" до включения частотометра в режим счета частоты. Рекомендуется поворачивать ручку не плавно, а дискретно, изменяя угол поворота в связи с некоторым запаздыванием включения счетного устройства.

7.3. Показания частотометра и стрелочного индикатора занести в таблицу. При необходимости взять еще 1-2 отсчета на этом же частотном диапазоне, стремясь отыскать локальный максимум.

7.4. Повернуть ручку "порог чувствительности" против часовой стрелки до сброса показаний индикатора частотометра (до установки 00.00).

7.5. Повернуть ручку "регуляторы частоты плавное" в крайнее левое положение и перейти на следующий частотный диапазон, переключив переключатель «регуляторы частоты грубое» по часовой стрелке в следующее положение.

7.6. Повторить измерения на вновь избранном диапазоне частоты, выполнив пункты 7.1-7.3 Результаты измерений занести в таблицу.

7.7. Выполнив пункты 7.4 и 7.5, перейти на третий диапазон частот, установив переключатель "регуляторы частоты грубое" в положение III (крайнее правое).

7.8. Повторить измерения на III диапазоне частот, выполнив пункты 7.1. - 7.3. Результаты измерений занести в таблицу.

Результаты измерений исследования акустического спектра резания горной породы алмазным диском

Диапазон	I			II			III		
Уровень звукового давления, мкА									
Частота звуковых колебаний, кГц									

Примечания.

1. После выполнения пункта 7.3 положение ручки "регулирование звукового давления" нельзя изменять до окончания работы, в противном случае достоверность характера спектрограммы будет нарушена.

2. В некоторых случаях на одном или двух диапазонах частот могут отсутствовать ярко выраженные основные максимумы, в этом случае рекомендуется ограничиться регистрацией локальных максимумов, стараясь как можно точнее устанавливать порог чувствительности порогового устройства частотомера ручкой "порог чувствительности".

3. Если при измерении локальных максимумов показания стрелочного измерительного прибора весьма малы и отсчет взять затруднительно, можно перевести переключатель SA "регулятор масштаба шкалы микроамперметра" в крайнее правое положение. В этом случае в таблицу следует заносить численное значение, равное 1/2 от показания прибора.

Методика обработки результатов наблюдения

Графическое построение измеренных спектров производится на полулогарифмической бумаге, для того, чтобы весь диапазон измеряемых частот умещался в размерах одного листа формата А4 и при этом масштаб был бы читаемым. Построение спектрограммы (рис. 4.3), характеризующей процесс резания, производится по следующей методике.

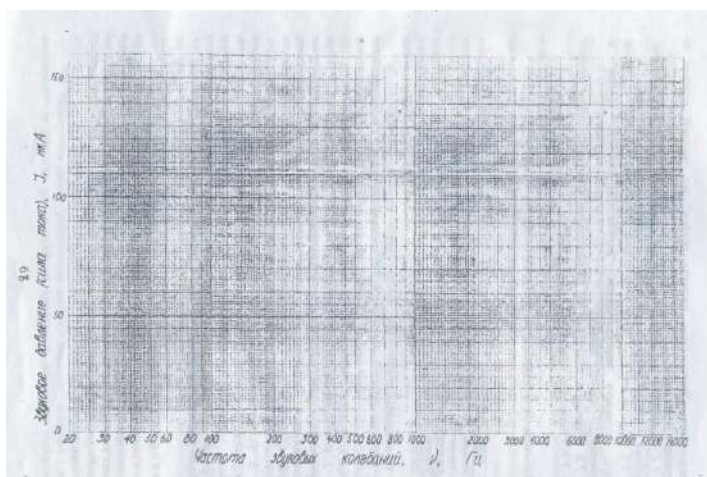


Рис. 4.3. Спектрограмма звуковых колебаний процесса резания

1. На логарифмической шкале абсцисс, соответствующей трем диапазонам АС-1, откладываются частоты в герцах, на линейной шкале ординат – уровни звукового давления акустического спектра резания в микроамперах.
2. На спектрограмме находится уровень звукового давления, соответствующий зарегистрированному максимуму длины полуволны акустического спектра.

Библиографический список

1. Инструкция по применению прибора ПСХ-4 для определения удельной поверхности измельченных материалов/ Госкомитет по промышленности строительных материалов при Госстрое СССР. – М.: 1964. - 14 с.
2. Ржевский В. В., Новик Г. Я. Основы физики горных пород: учебник для вузов. – 5-е изд, перераб. и доп. – М.: Недра, 1989. - 359 с.

3. Спивак А. И., Попов А. Н. Разрушение горных пород при бурении скважин: учебник для вузов. – 4-е изд. Перераб. и доп. – М.: Недра, 1986. - 208 с.
4. Ямщиков В. С. Методы и средства исследования и контроля горных пород и процессов. – М.: Недра, 1982.



**ФГБОУ ВО
УРАЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ГОРНЫЙ
УНИВЕРСИТЕТ**



**ФАКУЛЬТЕТ ГЕОЛОГИИ И ГЕОФИЗИКИ
Кафедра технологии и техники разведки МПИ**

«УТВЕРЖДАЮ»
Зав. кафедрой ТТР МПИ

 _____ Проф. С. Г. Фролов

Усов Г.А.

**ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ
МЕХАНИЧЕСКОГО РАЗРУШЕНИЯ БУРОВЫМ
ПОРОДОРАЗРУШАЮЩИМ ИНСТРУМЕНТОМ**

Учебно-методическое пособие
по самостоятельной работе для студентов специальности
21.05.03 Технология геологической разведки

Екатеринбург, 2020

СОДЕРЖАНИЕ

1. ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ И ЗАКОНОМЕРНОСТИ МЕХАНИЧЕСКОГО РАЗРУШЕНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД	4
1.1. Общая характеристика механических способов разрушения горных пород при бурении	4
1.2. Формирование зоны предразрушения при механическом разрушении горных пород	
1.3. Экономическая оценка эффективности разрушения горных пород при бурении	
1.4. Разрушение горных пород буровым инструментом с резцами из твердого сплава	
1.4.1. Твердые сплавы и их свойства	
1.4.2. Основные типы бурового инструмента, вооруженного твердосплавными резцами	
1.4.3. Разрушение горных пород буровым инструментом с резцами из композиционных алмазосодержащих и поликристаллических алмазов	
1.4.4. Буровые инструменты с резцами из твердых материалов с поликристаллическими алмазами	
1.5. Разрушение горных пород алмазным буровым инструментом	
1.5.1. Общие сведения об алмазном буровом инструменте	
1.5.2. Разработки алмазных инструментов компаний Atlas Copco и Voart Longyear	
1.5.3. Динамические нагрузки на алмазы в процессе разрушения горных пород	
1.6. Разрушение горных пород шарошечными долотами	
1.6.1. Конструкции и вооружение шарошечных долот	
1.6.2. Системы очистки забоя и интенсификация процесса разрушения при бурении шарошечными долотами	
1.7. Разрушение горных пород при вращательно-ударном, ударно-вращательном и ударном способах бурения	
1.7.1. Разрушение горных пород при вращательно-ударном способе бурения	
1.7.2. Разрушение горных пород алмазным инструментом в режиме вращательно-ударного бурения	
1.7.3. Разрушение горных пород шарошечными долотами в режиме вращательно-ударного бурения	
1.7.4. Разрушение горных пород при ударно-вращательном способе бурения	
1.7.5. Разрушение горных пород при ударном способе бурения	
1.8. Взрывное разрушение	
1.8.1. Понятие о взрыве	
1.8.2. Механизм разрушения пород взрывом	
2. БУРОВОЙ ПОРОДОРАЗРУШАЮЩИЙ ИНСТРУМЕНТ	
2.1. Классификация породоразрушающих инструментов	
2.2. Конструкции породоразрушающих инструментов	
2.2.1. Лопастные породоразрушающие инструменты	
2.2.2. Шарошечные породоразрушающие инструменты	
2.2.3. Вооружение шарошечных породоразрушающих инструментов	

2.2.4. Системы очистки забоя и элементов вооружения шарошечных породоразрушающих инструментов.....	
2.2.5. Опоры шарошек шарошечных породоразрушающих инструментов.....	
2.2.6. Система герметизации маслonaполненных опор шарошечных породоразрушающих инструментов.....	
2.2.7. Типы и основные размеры шарошечных долот по ГОСТ 20692–75.....	
2.2.8. Лицензионные шарошечные долота производства ОАО «Волгабурмаш» ...	
2.2.9. Одношарошечные долота.....	
2.2.10. Система кодирования износа шарошечных долот, принятая в России.....	
2.2.11. Кодирование износа шарошечных породоразрушающих инструментов по кодам IADC.....	
2.3. Алмазные долота, долота ИСМ и PDC.....	
2.3.1 Алмазные долота.....	
2.3.2. Кодирование износа алмазных (классических) долот.....	
2.3.3. Долота ИСМ.....	
2.3.4. Долота PDC.....	
2.3.5. Кодирование износа долот PDC.....	
2.4. Бурильные головки.....	
2.4.1. Шарошечные и лопастные бурильные головки по ГОСТ 21210–75.....	
2.4.2. Алмазные бурильные головки и бурильные головки ИСМ и PDC.....	
2.5. Фрезерный инструмент.....	
2.5.1. Фрезеры забойные и торцевые.....	
2.5.2. Фрезеры забойно-кольцевые.....	
2.5.3. Фрезеры кольцевые.....	
2.5.4. Фрезеры пилотные.....	
2.5.5. Фрезеры колонные конусные (райберы).....	
2.5.6. Фрезеры-ловители магнитные.....	
2.6. Элементы бурильной колонны.....	
2.6.1. Калибраторы.....	
2.6.2. Калибраторы-расширители.....	
2.6.3. Переводники.....	
Литература.....	

1. ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ И ЗАКОНОМЕРНОСТИ МЕХАНИЧЕСКОГО РАЗРУШЕНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД

1.1. Общая характеристика механических способов разрушения горных пород при бурении скважин

Вращательное бурение резцовым твердосплавным инструментом (лопастными долотами, твердосплавными коронками).

Данный способ и инструменты предназначены для бурения мягких и средних по твердости горных пород как при роторном (с вращением бурильной колонны) бурении, так и бурении забойными двигателями – турбо-, электробурами, винтовыми забойными двигателями.

Реализуются резание и скалывание под действием: P_{oc} – осевого усилия и F_p – усилия резания (рис. 1.1).

Параметры резца: α – угол приострения резца; γ_n – передний угол резца; γ_z – задний угол резца; β_p – угол резания.

Основные формы резцов: I – с положительным передним углом; II – с отрицательным передним углом; III – самозатачивающийся резец.

Вращательное бурение буровым инструментом с резцами из композиционных алмазосодержащих материалов и поликристаллических алмазов. Применяется для бурения мягких, горных пород средней твердости с пропластками твердых при роторном бурении и бурении турбо-, электробурами, винтовыми забойными двигателями.

Элементом вооружения являются вставки из композиционного материала славутит или алмазно-твердосплавные пластины PDC (*policrystalline diamond cutters*) *Stratapax* (*General Electric*, США), *Sindit* (*De Beers*, ЮАР), алмазно-твердосплавные пластины – АТП (ИСМ и ВНИИАлмаз).

Пластинами PDC оснащают резцы бурового инструмента, предназначенные в основном для бурения мягких пород и пород средней твердости. Передний угол резцов с PDC γ_n изменяется от -5° до -25° (рис.1.2).

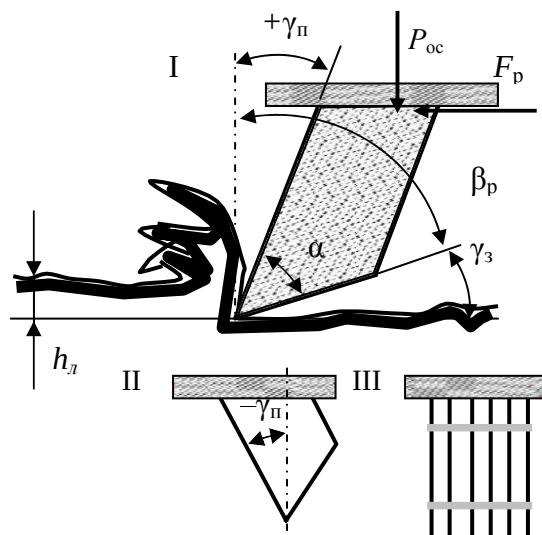


Рис. 1.1. Схема параметров вооружения твердосплавного инструмента

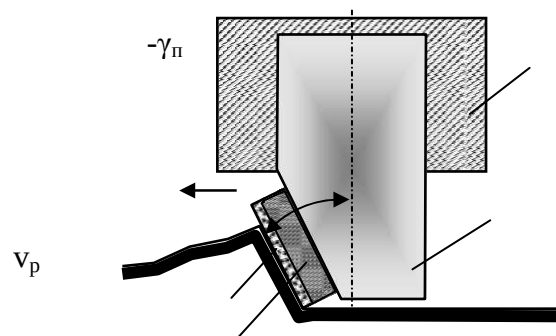


Рис. 1.2. Резец с пластиной PDC: 1 – слой поликристаллических алмазов; 2 – подложка из твердого сплава; 3 – твердосплавная опора; 4 – корпус коронки

При бурении пластично-хрупких пород разрушение осуществляется вдавливанием, резанием и сдвигом. При бурении хрупких пород (твердых) наблюдается раздавливание и скалывание породы алмазными резцами пластинки.

Вращательное бурение алмазным однослойным инструментом (алмазные долота, головки, коронки). Применяется для бурения горных пород средней твердости и твердых.

При бурении алмазным инструментом реализуются смятие, раздавливание, резание, скалывание породы.

Основная форма резцов:

- дробленый (необработанный) алмаз (по мере износа приобретает овальную форму);
- округлый – овализованный алмаз;
- округлый – полированный алмаз.

Размер резцов определяется зернистостью используемых алмазов. Зернистость алмазов изменяется в основном от 5–10 до 150–200 шт. на карат (1 карат = 0,2 г). Соответственно размер зерен от 3–2,5 мм до 0,8 и менее.

Овализованные и полированные алмазы реализуют в основном раздавливание, необработанные алмазы с острыми гранями резание-скалывание. Для повышения эффективности разрушения алмазы в коронках могут устанавливаться ориентированно наиболее твердыми гранями в направлении резания-скалывания.

При повышении размера алмаза процесс разрушения видоизменяется от резания к скалыванию, далее к раздавливанию и к упругому деформированию.

Более крупные и дробленые алмазы применяют для бурения менее твердых горных пород, более мелкие, овализованные и полированные, для бурения твердых и крепких горных пород.

Алмазный резец закреплен в твердосплавной матрице (WC+Co) и для эффективного разрушения может выступать из матрицы на высоту, в основном, не превышающую $\frac{1}{3}$ диаметра алмаза.

Алмазный инструмент характеризуется разновысотностью резцов ($h_1 \neq h_2 \neq h_3$ на рис. 1.3), которая максимальна на начальном этапе бурения – приработке инструмента.

Для повышения эффективности разрушения горных пород алмазный инструмент изготавливают с заданным выступанием алмазов из матрицы.

Для эффективного разрушения горной породы необходимы высокие значения частоты вращения инструмента (800–1 000 мин⁻¹).

Вращательное бурение алмазными импрегнированными коронками. Бурение твердых и очень твердых горных пород. При бурении реализуется истирание, микрорезание.

Для эффективного разрушения горной породы необходимы высокие значения частоты вращения инструмента (1 000 мин⁻¹ и более).

Для изготовления инструмента применяют природные и искусственные алмазы минимальных размеров. Размер зерна 0,9–0,5 мм (зернистость 150 и более шт./кар.).

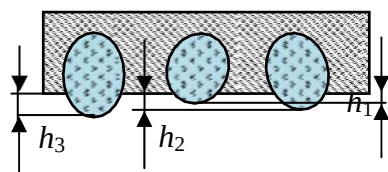


Рис. 1.3. Овализованные алмазы в матрице коронки.

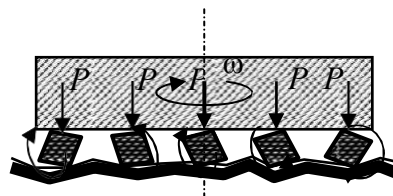


Рис.1.4. Схема работы дробовой коронки

Вращательное бурение дробовыми коронками (дробью). Бурение твердых и очень твердых горных пород (рис. 1.4). Реализуется смятие, раздавливание, скалывание. Дробовое бурение в значительном объеме применялось до периода широкого использования алмазного инструмента.

Вращательное бурение шарошечными долотами. Инструмент дробяще-скалывающего действия показан на рисунке 1.5.

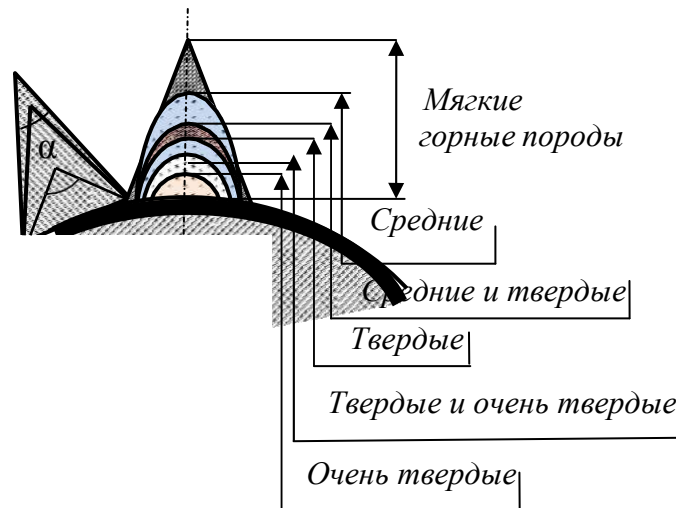


Рис.1.5. Геометрические размеры породоразрушающих элементов шарошечных долот для бурения различных по твердости горных пород

Способ предназначен для бурения горных пород как мягких, так и средней твердости, твердых и самых твердых. При бурении реализуются раздавливание, дробление, скалывание, резание породы при проскальзывании шарошек.

Этапы разрушающего действия:

- косой удар – скалывание породы под действием усилия P_y ;
- раздавливание породы и углубление лунки под действием усилия P_z ;
- скалывание и подрезание породы при проскальзывании в направлении вращения шарошки.

По мере увеличения твердости горных пород от мягких до средних угол приострения α клиновидных зубьев увеличивается от 30–40 до 80–90°, а размер породоразрушающих зубьев и вставок уменьшается (рис. 1.5). Для бурения твердых и очень твердых пород используются овальные и шарообразные твердосплавные вставки.

Инструмент безударного раздавливающего действия. При бурении дисковые долота, вращаясь, перекатываются по забою и острыми ребрами шарошек раздавливают породу под действием осевого усилия и развиваемых в породе контактных напряжений.

Инструмент с зубчато-дисковыми шарошками. Реализует разрушение мягких и средней твердости горных пород резанием-скалыванием зубьями дисковых шарошек 1, установленных в радиальном направлении относительно корпуса долота (рис. 1.6, 1.7). Вращение и перекатывание шарошек по забою происходит за счет зацепления зубьев с образовавшейся криволинейной поверхностью у стенки скважины.

Вид снизу

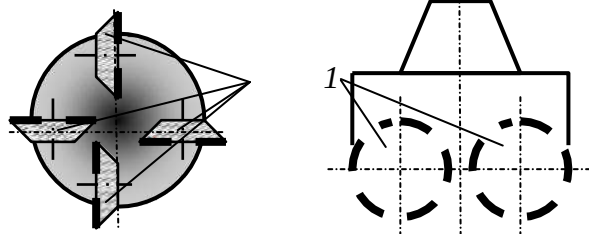


Рис. 1.6. Схема долота с зубчато-дисковыми шарошками

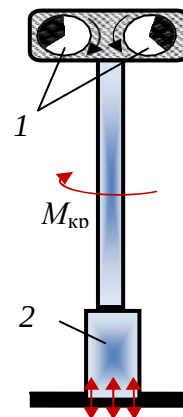


Рис. 1.7. Схема вибрационного бурения

Ударное бурение. Реализуется дробление и скалывание упругохрупких горных пород под действием удара.

Для бурения используются ударные способы разрушения горных пород под действием энергии сбрасываемого с определенной высоты бурового снаряда, например ударно-канатное бурение (способ применялся для бурения нефтяных скважин до 1900 г.) или забивной способ с помощью устройства ударного действия.

Комбинированное (с вращательным) механическое разрушение горных пород.

Ударно-вращательный способ бурения. Реализуется разрушение за счет удара высокого уровня энергии, а вращение инструмента носит вспомогательный характер, определяя схему поражения забоя породоразрушающими вставками долота или коронки. Для бурения используются гидро-, пневмоударники и буровой инструмент с резцами в основном клиновидной и шарообразной формы. Способ успешно применяется для бурения горных пород самой различной твердости и при сооружении скважин различного назначения – взрывных, гидрогеологических, инженерно-геологических, геологоразведочных и др., диаметра и глубины.

Вращательно-ударный способ бурения. Способ применяется для бурения твердых горных пород алмазным инструментом при сооружении в основном геологоразведочных скважин.

При бурении реализуется разрушение породы за счет действия осевой силы и усилия резания. Ударное воздействие на породу с высокой частотой, но малой энергией дополняет породоразрушающее воздействие на породу основных факторов, характеризующих вращательное бурение – осевая нагрузка и частота вращения. Для бурения используются алмазный однослойный буровой инструмент или шарошечные долота и высокочастотные гидроударники.

Гидромеханический способ бурения. Реализуется при вращательном способе бурения скважин, при котором горные породы разрушаются под воздействием стационарных высоконапорных тонких струй промывочной жидкости (воды или бурового раствора) и механических породоразрушающих элементов (резец, шарошка).

Струями воды формируются щели в породе, а механическим инструментом производится скалывание ослабленных межщелевых блоков. При гидромеханическом разрушении осуществляется непрерывное динамическое и статическое воздействие на забой. Давление жидкости, необходимое для гидромеханического разрушения рыхлых пород, 20–50 МПа, мягких и средней твердости – 70–100, очень твердых – более 150 МПа. Рациональные окружные скорости перемещения насадок 10–40 см/с.

Термомеханический способ бурения. Вращательный способ бурения горных пород твердосплавным или алмазным буровым инструментом с одновременным нагреванием до высокой температуры торца инструмента и горной породы на забое.

Нагревание породы снижает ее твердость и упругость, повышает пластичность.

Вибрационное бурение. При вибрационном бурении используются приостренные наконечники (грунтоносы), которые соединяются через бурильные трубы с вибратором (рис. 1.7). Применяется для бурения преимущественно несвязных горных пород (пески). Углубление скважины происходит практически без разрушения горной породы за счет разуплотнения вследствие уменьшения сил трения между слабосвязанными частицами породы.

Компания *Sonic Samp Drill* разработала технику бурения на основе ударного бурения и высокочастотных вибраций для бурения самых прочных пород. Применение вибрационной установки колонкового бурения (рис. 1.7) позволяет в 1,5–2 раза увеличить производительность по сравнению с традиционными видами бурения. В зависимости от модели буровой установки колонкового бурения вибрационная мощность импульса составляет до 350 кН. В основе системы *Sonic* заключены два эксцентрика 1, которые приводятся в движение двумя высокоскоростными (12 000 мин⁻¹) гидромоторами. Гидромоторы генерируют высокочастотные (до 180 Гц) вибрации, которые непосредственно передаются на буровой башмак 2 и вызывают активное разупрочнение и разрушение горной породы.

На рис. 1.8 приведены схемы, поясняющие связь основных параметров резцов буровых инструментов, таких как размер, угол приострения и передний угол, с твердостью горных пород.

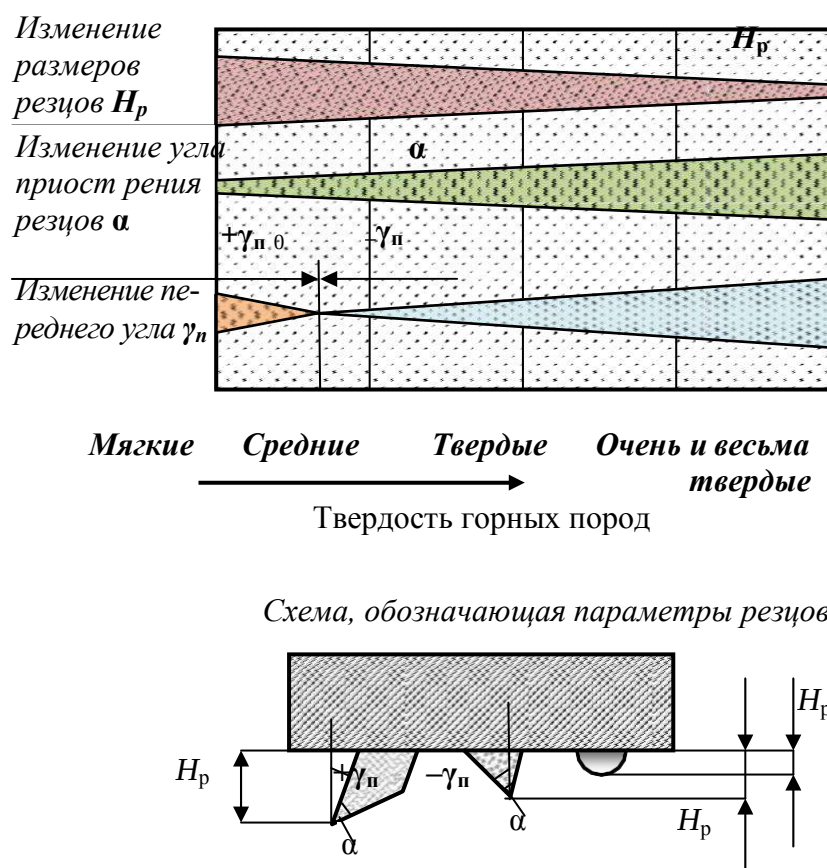


Рис. 1.8. Схемы, показывающие связь размеров резцов H , угла их приострения α и переднего угла γ_n с твердостью горных пород.

Как следует из схемы на рис. 1.8, с увеличением твердости горных пород размеры резцов H_p уменьшаются, угол приострения α возрастает, передний угол γ_n из положительного становится отрицательным, а его отрицательное значение увеличивается по мере повышения твердости горных пород.

Наиболее производительным из механических способов бурения скважин в твердых породах является процесс бурения забойными пневмоударниками в режиме ударно-вращательного бурения при высоком значении давления подаваемого воздуха (механическая скорость более 20 м/ч по самым твердым породам).

Вращательное и вращательно-ударное бурение алмазным инструментом, шарошечными долотами твердых пород значительно уступают по производительности пневмоударному бурению.

При соударении шаров с твердой горной породой со скоростью порядка нескольких десятков метров в секунду она разрушается. Продукты разрушения частично циркулируют с инжестируемой жидкостью, измельчаются и выносятся из скважины восходящим потоком промывочной жидкости.

При бурении скважин на нефть и газ в настоящее время основными инструментами остаются шарошечные долота, реализующие дробяще-скалывающее воздействие на горную породу и долота режуще-скалывающего действия с резцами типа *PDC*. Если для современных шарошечных долот проходка на долото может составлять 100–200 и даже несколько сотен метров при скорости бурения 10–20 м/ч, то долота с резцами *PDC* показывают выдающиеся результаты при разрушении мягких и горных пород средней твердости: проходка может достигать 1 000 и более метров, а механическая скорость 20–40 м/ч.

Например, в Эвенкии в июле 2012 г. успешно произведена отработка матричного *PDC* долота 215,9 мм серии *Tornado* производства компании *DDI*, США (рис. 1.9). Бурение осуществлялось ротором и винтовым гидродвигателем. Проходка на долото составила 1 150 м до первой реставрации при средней скорости бурения 20 м/ч, максимальная скорость достигала 40 м/ч.



Рис. 1.9. Долото PDC Tornado после проходки 1150 м.

1.2. Формирование зоны предразрушения при механическом разрушении горных пород

При механических способах бурения одновременно с отделением от массива продуктов разрушения горной породы в призабойном пространстве формируется особый слой породы, который ослаблен развитой системой микротрещин. Академик П. А. Ребиндер назвал этот слой породы зоной предразрушения [22].

Зона предразрушения горной породы имеет распространение по поверхности забоя, ствола скважины и керна. С точки зрения интенсификации процесса бурения и снижения энергоемкости разрушения горной породы наиболее продуктивна зона предразрушения забоя скважины.

Причинами появления зоны предразрушения являются напряжения и деформации горной породы, которые распространяются равномерно во все стороны от точек приложения разрушающих усилий со стороны породоразрушающих резцов и вставок бурового инструмента.

Таким образом, образование зоны предразрушения – закономерность процесса механического разрушения горных пород, проявляющаяся при всех механических

способах бурения.

Закономерности формирования зоны предразрушения исследовались с применением метода люминесцентной дефектоскопии. Зона предразрушения изучалась в призабойных участках пробуренных алмазным импрегнированным инструментом стволов скважин. Бурение осуществляли при различных осевых нагрузках и фиксировали углубление за один оборот инструмента на забое. После бурения производилась обработка призабойной зоны ствола люминесцентными жидкостями, обладающими высокой смачивающей и проникающей способностью. Полученные срезы призабойной зоны в дальнейшем исследовались на люминесцентном дефектоскопе. По свечению люминесцентной жидкости определяли область распространения трещин зоны предразрушения.

Результаты замеров глубины развития зон предразрушения, образовавшихся при бурении гранит-порфира, габбро и кварцито-песчаника, приведены в табл. 1.1.

Таблица 1.1

Результаты исследования зоны предразрушения

Порода	Показатели	Осевая нагрузка, даН				
		250	500	750	1 000	1 250
Гранит-порфир	Глубина зоны предразрушения h_3 , мм;	1,8	2,5	2,85	3,0	3,1
	Углубление за оборот h , мм;	0,024	0,039	0,051	0,056	
	h_3/h	75	64	56	53	
Габбро	Глубина зоны предразрушения h_3 , мм;	0,18	0,35	0,4	0,51	0,55
	Углубление за оборот h , мм;	0,0175	0,0335	0,039	0,055	0,0645
	h_3/h	10,2	10,4	10,2	9,2	8,5
Кварцито-песчаник	Глубина зоны предразрушения h_3 , мм;	1,2	1,65	1,87	2,1	2,1
	Углубление за оборот h , мм;	0,0075	0,0125	0,0185	0,0215	0,024
	h_3/h	160	132	101	97	87

Как следует из полученных данных, зона предразрушения по своей глубине значительно превышает величину проходки за один оборот инструмента на забое (рис. 1.10). Это соотношение особенно велико в хрупких горных породах, а минимально у более пластичного габбро. С ростом осевого усилия в диапазоне 250–750 даН величина зоны предразрушения возрастает, а при дальнейшем повышении осевого усилия глубина развития зоны предразрушения увеличивается незначительно.

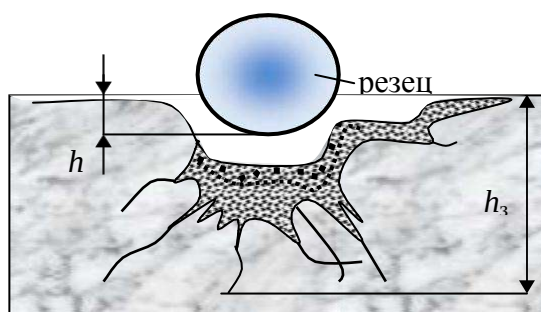


Рис. 1.10. Борозда разрушения и зона предразрушения, образовавшиеся при разрушении гранита резцом.

Исследование зоны предразрушения в тех же горных породах после бурения твердосплавными резцами показало, что наблюдаются выявленные при алмазном бурении закономерности, но глубина развития зоны предразрушения в сравнении с глубиной разрушения породы резцом значительно уменьшилась, особенно у габбро, что связано со значительным увеличением размеров резцов, снижением удельных контактных напряжений на породу и размеров ядра сжатия породы в сравнении с

глубиной внедрения резцов.

Таким образом, в результате экспериментов удалось установить:

- при взаимодействии бурового инструмента с породой помимо зоны разрушения формируется образованная системой микротрещин зона предразрушения;
- зона предразрушения образуется при всех рассмотренных видах взаимодействия инструмента с породой – резании, резании-скалывании, раздавливании и смятии;
- зона предразрушения способствует разрушению горной породы при дальнейших циклах нагружения;
- глубина развития зоны предразрушения при разных способах бурения и применяемых инструментах различна, но при этом сохраняются общие закономерности развития образующих зону предразрушения трещин;
- в пластичных горных породах и мягких минералах зона предразрушения не образуется.

Зона предразрушения в упруго-хрупком долерите и упругопластичном анизотропном спекшемся туфе изучалась визуально в процессе экспериментальных работ.

Из образцов забоев скважин, полученных после разбуривания блоков пород, были изготовлены шлифы для изучения в отраженном свете под микроскопом *Polam C-111*.

Для изготовления шлифов использованы штупы забойных зон долерита и спекшегося туфа, полученные при бурении алмазным однослойным инструментом с водой и водным раствором 0,3 % сульфонола.

В процессе изучения шлифов под микроскопом сделаны фотографические снимки зон предразрушения горных пород.

С учетом вычисленных значений увеличения микроскопом и фотографическим аппаратом рассчитаны приближенные значения мощностей зон предразрушения горных пород.

На рис. 1.11 представлен фотографический снимок зоны предразрушения в образце долерита. На снимке показано, что зона предразрушения в твердой породе, в данном случае долерите, состоит из двух областей (границы областей на рис. 1.11 обозначены пунктирными линиями): чрезвычайно разрушенной и ослабленной трещинами. При этом мощность первой составляет 0,17 мм, а мощность второй 1,7 мм (см. рис. 1.11). Можно отметить, что форма зоны предразрушения практически повторяет форму забоя.

В спекшемся туфе, упругопластичной анизотропной породе зона предразрушения представлена также двумя областями (рис. 1.12): чрезвычайно разрушенной и пластических деформаций. Область чрезвычайно разрушенной (смятой, разрыхленной) породы расположена на глубине 0,12 мм от забоя породы. Область пластических деформаций охватывает призабойную область и область стенки скважины. Примерная мощность данной области – 0,42 мм.

Образец, фотографический снимок которого приведен на рис. 1.12, получен при бурении с осевым усилием – 600 даН, частотой вращения – 150 мин^{-1} с применением эмульсионного промывочного агента.

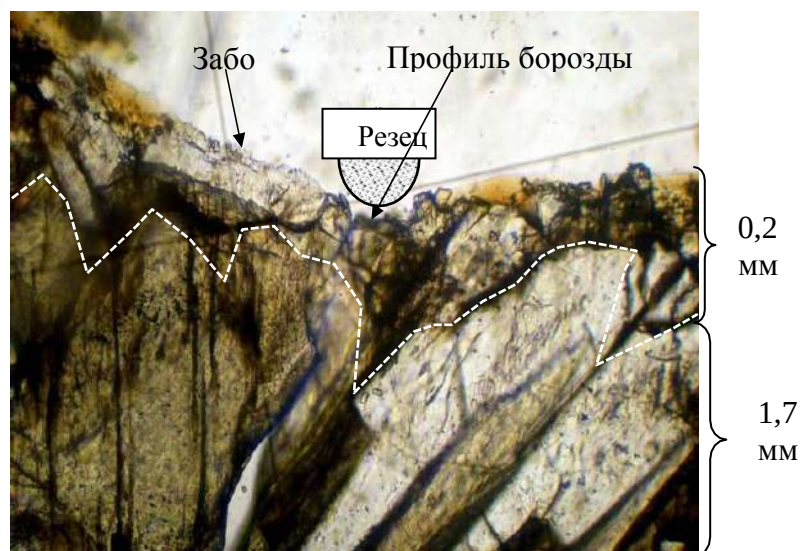


Рис. 1.11. Фотографический снимок зоны предразрушения в образце долерита с указанием областей, составляющих зону предразрушения: 0,2 мм – чрезвычайно разрушенной породы; 1,7 мм – ослабленной трещинами

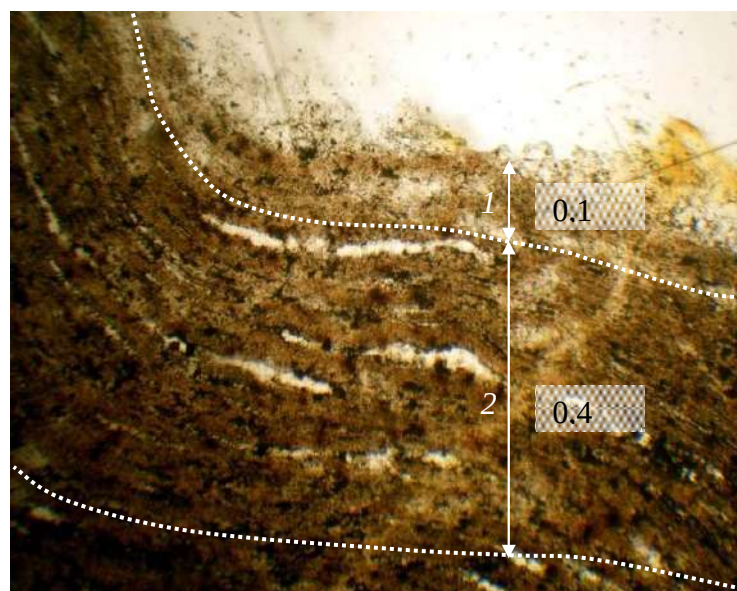


Рис. 1.12. Фотографический снимок зоны предразрушения в образце спекшегося туфа с указанием размеров областей, составляющих зону предразрушения: 1 – разрушенной породы; 2 – пластических деформаций.

По результатам проведенного исследования на данной стадии работ можно сделать следующие выводы:

- размеры зоны предразрушения увеличиваются при повышении осевого усилия и несколько снижаются с ростом частоты вращения бурового инструмента;
- зона предразрушения в упруго-хрупком долерите представлена чрезвычайно разбитой трещинами породы, при этом трещины развиваются, как правило, между минеральными зернами, разрушению также подвергаются более хрупкие кристаллы;
- в породах более пластичных (спекшийся туф) зона предразрушения развивается в виде «разрыхленной», смятой породы без образования явных трещин;
- трещины зоны предразрушения анизотропных пород развиваются преимущественно вдоль плоскостей слоистости, сланцеватости или флюидальности. Зона предразрушения горной породы при бурении является объектом

технологического воздействия с целью интенсификации процессов разрушения, например за счет адсорбционного понижения прочности.

Цель подобного воздействия – развитие зоны предразрушения, ослабление поверхностного слоя забоя скважины и снижение энергоемкости разрушения горных пород при бурении.

1.3. Экономическая оценка эффективности разрушения горных пород при бурении

Экономическая оценка эффективности бурения оценивается стоимостью метра пробуренной скважины. Зависимость для расчета стоимости метра имеет следующий вид:

$$C_{\text{м}} = C_{\text{ст}} \frac{1}{T \cdot v} + \frac{T - T_{\text{б}}}{l} + \frac{\Pi}{L}, \quad (1.1)$$

$\frac{\text{руб.}}{\text{м}}$
 $\frac{\text{руб.}}{\text{ч} \cdot \frac{\text{м}}{\text{ч}}}$
 $\frac{\text{ч}}{\text{м}}$
 $\frac{\text{руб.}}{\text{м}}$

где: $C_{\text{ст}}$ - стоимость станко-смены, руб.; T – длительность станко-смены, ч;

$T_{\text{б}}$ – время, затраченное непосредственно на углубление ствола скважины, ч;

Π – стоимость бурового инструмента, руб.;

$v_{\text{м}}$ – механическая скорость бурения, м/ч;

$l_{\text{р}}$ – длина рейсовой проходки, м; L – проходка буровым инструментом (ресурс инструмента), м.

При бескерновом бурении длина рейсовой проходки равняется проходке буровым инструментом.

При колонковом бурении длина рейса ограничивается длиной керноприемной трубы, что при бурении снарядом со съёмным керноприемником требует прекращения углубки ствола, подъема и последующего спуска керноприемника, что несколько снижает время, затрачиваемое непосредственно на углубление ствола скважины. Бурение снарядом без съёмного керноприемника требует подъема всей бурильной колонны из скважины для извлечения керна, что еще более снижает долю времени $T_{\text{б}}$.

Из зависимости (1.1) следует, что стоимость метра бурения определяется такими параметрами, как механическая скорость бурения, стоимость бурового инструмента и его ресурс.

Анализ зависимости показывает, что на стоимость метра пробуренной скважины наиболее значительно влияет ресурс инструмента, а повышение механической скорости бурения будет оправдано при условии сохранения эффективного ресурса бурового инструмента.

На рис. 1.13 приведена кривая, равная стоимости 1 м проходки скважины, в координатах проходки на буровой инструмент и механической скорости бурения, по данным И. Ф. Вовчановского, для долот типа ИСМ. Из приведенных зависимостей следует, что одинаковую стоимость 1 м бурения скважины можно получить как путем увеличения механической скорости бурения, уменьшив при этом стойкость бурового инструмента, так и в результате повышения стойкости инструмента, но снижения механической скорости бурения. Выбор оптимального варианта сочетания стойкости бурового инструмента и механической скорости бурения следует производить с учетом глубины скважины.

При возрастающей глубине скважины более важной характеристикой будет большая стойкость инструмента, что позволит повысить время, затраченное на углубление скважины в балансе общих затрат времени на производство работ.

При бурении неглубоких скважин, когда спуско-подъемные операции занимают сравнительно малую долю в общем балансе производительного времени, можно допустить вариант форсированного бурения на высоких механических скоростях, но с несколько ограниченным ресурсом инструмента.

Поиск оптимальных условий производства буровых работ, параметров режима бурения, ориентированных на минимальную стоимость метра пробуренной скважины, является типичной задачей оптимизации.

При решении этой задачи опытным путем можно получить зависимости, отражающие влияние параметров режима бурения на ресурс бурового инструмента и значения механической скорости бурения при определенных постоянных значениях глубины скважины, горно-геологических условиях бурения и применяемых типах бурового инструмента. Полученные данные позволяют рассчитать стоимость метра проходки для каждого варианта сочетания параметров режима бурения и выбрать, таким образом, оптимальные параметры режима бурения для определенных условий производства работ.

На рис. 1.14 приведены подобные кривые, отражающие многосложную связь условий и параметров, определяющих себестоимость бурения шарошечными долотами большого диаметра. Как следует из графиков, по минимуму стоимость метра проходки следует выбрать из следующих параметров режима бурения: частота вращения долота 400 мин^{-1} , осевая нагрузка около 180 кН , так как повышение частоты вращения долота приводит к снижению проходки на долото и повышению стоимости метра бурения.

Оптимальные параметры режима бурения, выбор которых осуществляется по минимуму стоимости метра проходки, как правило, соответствуют наиболее эффективному процессу разрушения горных пород, характеризующимся минимальными затратами энергии на разрушение, высокими значениями механических скоростей бурения и эффективным ресурсом бурового инструмента.

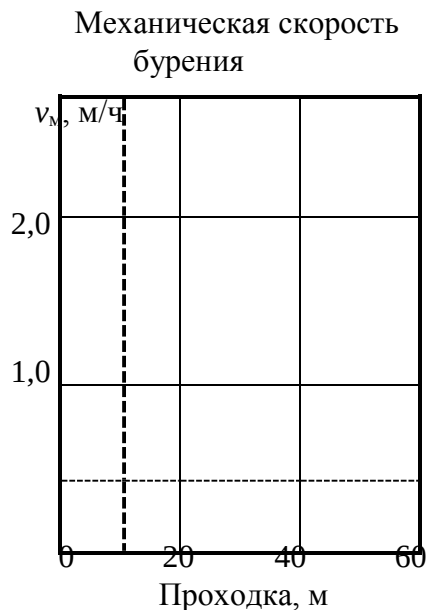


Рис. 1.13. Зависимость стоимости 1 м бурения от проходки и механической скорости бурения

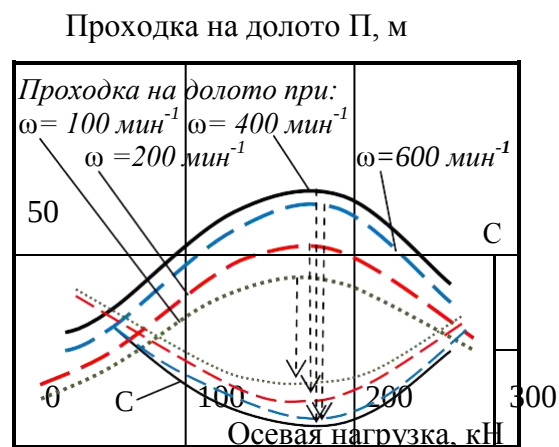


Рис. 1.14. Зависимости проходки на долото П и стоимости метра проходки на долото С от параметров режима бурения

Пример 1. При бурении на месторождении используются двухшарошечные долота типа ДДА-59 и трехшарошечные долота типа 3Ш-59К- ЦА. При равной стоимости – 3 000 рублей за долото, эти долота показывают различную механическую скорость – 12 и 9 метров в час и ресурс – 9 и 12 м соответственно. Стоимость станкосмены продолжительностью 8 ч – 32 000 руб. Время бурения в общем балансе затрат времени на производство работ – 50 %.

Рассчитаем стоимость метра бурения долотом ДДА-59:

$$C = \frac{32\,000 \cdot 1}{8 - 4} + \frac{3\,000}{9} = 2\,520$$

Аналогично рассчитаем стоимость метра бурения трехшарошечными долотами. В этом случае стоимость метра бурения составит 2 010 руб.

Для повышения эффективности бурения долотами ДДА произведена их модернизация путем размещения двух гидромониторных насадок (работы выполнены Иркутским отделением ВИТР). Стоимость долот, получивших обозначение ДДА-С, повысилась до 3 500 руб. Испытания показали, что достигнут рост механической скорости на 20 % – (14 м/ч) и проходки на долото на 40 % – (12 м).

Стоимость метра бурения долотом ДДА-С составила 1 897 руб., что подтвердило эффективность модернизации долот в сравнении со стандартным инструментом.

Пример 2. При бурении на месторождении применяют снаряд со съёмным керноприемником (КССК). Длина керноприемника 4,5 м, что задает значение рейсовой проходки $l_p = 4,5$ м. Ресурс буровой коронки 50 м, её стоимость 5 000 руб. Механическая скорость бурения 4,5 м/ч. При стоимости станко-смены 32 000 руб., длительности смены 8 ч и затратах времени непосредственно на бурение 6 часов стоимость метра скважины будет равна:

$$C = \frac{32\,000 \cdot 1}{8 - 6} + \frac{5\,000}{4,5} = 2\,740 \text{ руб.}$$

Ограничение длины рейсовой проходки до 2,5 м в связи с заклиниванием и истиранием керна при бурении трещиноватых пород привело к повышению непроизводительных затрат и снижению времени, затрачиваемого на бурение до 5 ч, ресурса инструмента до 40 м и механической скорости бурения до 4 м/ч, что следующим образом отразилось на повышении стоимости метра:

$$C_m = \frac{32\,000 \cdot 1}{8 - 5} + \frac{5\,000}{2,5} = 5\,925 \text{ руб.}$$

Таким образом, влияние рейсовой проходки и ресурса бурового инструмента наиболее значительно при формировании затрат на бурение.

При бурении скважины буровым снарядом без съёмного керноприемника произойдет рост затрат времени на проведение спуско-подъемных операций (СПО) и

снижение доли времени T_6 .

При бурении неглубоких скважин (до 200–250 м) при прочих равных условиях в сравнении с КССК или ССК это не приведет к значительному росту стоимости метра бурения, но может отразиться на качестве керна и, соответственно, на стоимости бурения, если, например, для повышения сохранности керна при бурении потребуется несколько ограничить длину рейсовой проходки.

При проходке более глубоких скважин (250–300 м) затраты на бурение снарядом со съемным керноприемником будут значительно ниже, даже при большей длине керноприемной части колонкового набора. Например, если время бурения T_6 будет равно 3 ч, при длине колонковой трубы 6 м, то при сохранении значений всех остальных данных, использованных в первом расчете, стоимость метра бурения

$$C_{\text{м}} = \frac{32\,000 \cdot 1}{8} + \frac{8 - 3}{6} + \frac{5\,000}{50} = 4\,300 \text{ руб.}$$

Если для повышения сохранности керна в колонковой трубе потребуется ограничить длину рейсовой проходки, это приведет к еще более значительному росту стоимости метра бурения. Например, если длина рейсовой проходки будет равна рейсу при бурении КССК – 4,5 м, то стоимость метра бурения составит

$$C_{\text{м}} = \frac{32\,000 \cdot 1}{8} + \frac{8 - 3}{4,5} + \frac{5\,000}{50} = 5\,200 \text{ руб.}$$

При последних расчетах не учтено, то обстоятельство, что при проведении СПО, особенно в наклонных и искривленных скважинах, снижается ресурс как бурового снаряда, так и дорогостоящего бурового инструмента вследствие изнашивания о стенки скважины при подъеме и спуске. Опыт буровых работ показывает, что изнашивание буровых коронок и долот, расширителей, калибраторов в процессе спуска-подъема может быть очень велик. Другой эффект от применения снарядов со съемным керноприемником состоит в том, что при спуско-подъемных операциях перепады давления промывочной жидкости, вызванные перемещением снаряда вызывают разрушение стенок скважины и их обваливание, соответственно сокращение операций СПО способствует сохранению ствола скважины без каких-либо дополнительных технологических операций. По этим причинам расчетная стоимость метра бурения снарядом без съемного керноприемника может быть еще выше. Соответственно, будут еще более значительны аргументы в пользу выбора для производства работ снарядов со съемным керноприемником, особенно если учесть, что в настоящее время отечественными и зарубежными производителями предлагаются буровые коронки, ресурс которых может составлять не десятки, а сотни метров.

1.4. Разрушение горных пород буровым инструментом с резцами из твердого сплава

При вращательном бурении разрушение рыхлых, мягких и горных пород средней твердости, пластичных и упругопластичных успешно осуществляется резанием или резанием-скалыванием буровыми коронками или долотами, вооруженными твердосплавными резцами.

При разрушении горных пород реализуются:

- резание, т. е. непрерывное отделение пластичной породы или стружки кромкой прижатого к забою резца;
- скалывание, т.е. периодическое отделение осколков породы от забоя прижатым к породе с достаточным осевым усилием резцом или путем приложения ударного импульса к резцу;
- резание-скалывание, т. е. отделение крупных частей породы скалыванием или отрывом передней гранью резца с последующим срезанием мелких выступов до нового акта скалывания.

1.4.1. Твердые сплавы и их свойства

Твердосплавный породоразрушающий инструмент армируют главным образом спеченными твердыми сплавами различной формы и размеров.

Наплавочные твердые сплавы используют для повышения износостойкости лопастных долот режущего типа, шарошечных долот для бурения мягких горных пород и средней твердости, специальных коронок для вращательного бурения и башмаков обсадных колонн. Преимуществом наплавочных материалов является возможность многократного восстановления бурового инструмента. Основным материалом для наплавки – релит, который характеризуется невысокой, в сравнении со спеченными твердыми сплавами, твердостью и износостойкостью.

Для армирования бурового инструмента используют в основном спеченные вольфрамокобальтовые твердые сплавы типа ВК, которые имеют большую твердость, сочетающуюся с высокой износостойкостью при нагреве до 1000°. Сплавы ВК почти не подвергаются заметной деформации, имеют большую прочность на сжатие, но в то же время обладают невысокой прочностью на изгиб и растяжение, небольшой ударной вязкостью.

Спеченные твердые сплавы состоят из карбида вольфрама WC и кобальта Co в различных процентных отношениях. Карбид вольфрама придает сплаву значительную твердость и износостойкость. Он не магнитен, имеет высокую теплопроводность и весьма хрупок.

Кобальт – ковкий и вязкий металл, в расплавленном состоянии он хорошо смачивает зерна карбида вольфрама и при затверждении прочно связывает их.

Спеченный сплав типа ВК3, ВК6, ВК8, ВК10, ВК15, ВК20, ВК25 изготавливают из порошковой смеси карбида вольфрама и кобальта путем прессовки в специальных графитовых пресс-формах и спекания при температуре ниже температуры плавления карбидов.

Цифры в марке сплава соответствуют процентному содержанию кобальта, в зависимости от которого сплавы отличаются прежде всего прочностью на изгиб, плотностью и твердостью.

Прочность на изгиб у сплава ВК3 составляет 1 100 МПа (минимальная), у сплава ВК25 – 2 000 МПа (максимальная). При этом более твердым является сплав ВК6 – 90 МПа. Твердость сплава ВК25 – 82 МПа.

Твердость сплава возрастает с увеличением содержания карбида вольфрама и уменьшением размеров его зерен. По структуре сплавы разделяются на мелко-, средне- и крупнозернистые. Мелкозернистые сплавы с размером зерен 1 мкм имеют индекс «М», крупнозернистые с размером зерен до 3–5 мкм индекс «В», среднезернистые – зерно 1–2 мкм не имеют индекса.

При увеличении содержания кобальта и зернистости возрастает ударная вязкость сплава. Предел прочности резцов из твердых сплавов может быть существенно повышен упрочнением, например охлаждением в азоте или алмазным шлифованием. Алмазное шлифование удаляет с поверхности резцов дефектный слой, что существенно повышает предел прочности сплава на изгиб и ударную вязкость на 20–50 %, ударную дол-

говечность в 10 раз.

С учетом основных физико-механических свойств среднезернистые и крупнозернистые сплавы с малым содержанием кобальта применяют для армирования инструмента, работающего в условиях безударных нагрузок, т. е. бурового инструмента для вращательного бурения. Сплавы со средним и высоким содержанием кобальта используют для армирования инструмента, работающего в условиях ударных нагрузок, т. е. инструмента для ударно-вращательного бурения и шарошечных долот, предназначенных для бурения пород высокой твердости. Эти сплавы обладают наибольшей прочностью, но они менее износостойки.

Более высокие и сбалансированные характеристики имеют сплавы *DP* компании *Sandvik*. Они за счет слоистой структуры, при которой максимальной твердостью вставка обладает на поверхности и в центре, а средний слой характеризуется высокой вязкостью, сочетают высокую прочность, ударную вязкость и твердость поверхности.

Основной проблемой нанесения наплавочных твердых вольфрамкобальтовых сплавов является так называемая *температурная деградация*, которая заключается в значительном снижении твердости покрытия вследствие действия высоких температур.

Решение данной проблемы связано с применением тонких электродов, расплавляющихся при меньшей температуре и за меньший временной интервал, что в результате снижает температуру и время наплавления твердого сплава на поверхность бурового инструмента. В результате применения такой технологии уменьшается отрицательное влияние высокой температуры на качество и прочность твердого сплава.

Другим направлением повышения качества упрочнения поверхностей буровых инструментов твердыми сплавами является применение технологии порошковой металлургии. В этом случае достигается качество покрытия, соответствующее прочностным характеристикам твердосплавных вставок.

1.4.2. Основные типы бурового инструмента, вооруженного твердосплавными резцами

Твердосплавные коронки предназначены для колонкового вращательного бурения скважин в мягких и средней твердости горных породах подразделяются на три типа:

- для бурения мягких пород (ребристые, крупнорезцовые) – тип М;
- малоабразивных пород средней твердости (гладкостенные резцовые) – тип СМ;
- абразивных пород средней твердости (гладкостенные, микрорезцовые или самозатачивающиеся) – тип СА.

Эффективность работы коронки во многом зависит от угла заточки α переднего угла γ_p , угла поворота резцов, их числа и расположения резцов относительно друг друга.

Угол α выбирают в зависимости от характера проходимых пород: чем тверже порода, тем этот угол больше (см. рис. 1.15). Для пород средней твердости рациональным является прямой угол резания α , для мягких – 75–80°. Выход резцов за пределы наружного f_2 и внутреннего f_1 контура корпуса зависит от твердости пород: 0,75–1,0 мм – при бурении пород средней твердости и твердых и 3–6 мм для бурения мягких пород.

Размер резца (выступление резца над торцом коронки) также зависит от твердости горных пород и для горных пород средней твердости и твердых составляет 1,5–2,5 мм и 3–7 мм – мягких пород.

Разворот резцов относительно радиуса коронки на угол $\phi_p = 10\text{--}15^\circ$ повышает их сопротивляемость сколу вследствие динамических нагрузок, характерных для бурения трещиноватых, твердых горных пород и пород с включением обломков – брекчий и конгломератов. При этом внутренние резцы размещают с поворотом внутрь коронки, а наружные в направлении внешнего диаметра (рис. 1.15, б).

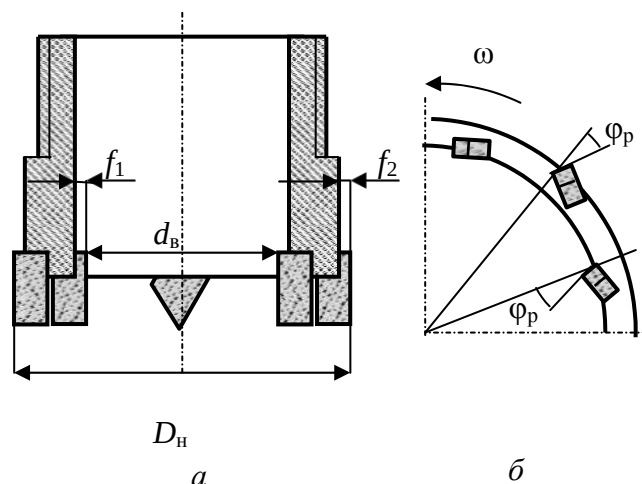


Рис. 1.15. Схема вооружения твердосплавной коронки: *а* – вид сбоку в разрезе; *б* – размерещение резцов на торце коронки с поворотом на угол φ_p в фронтальной плоскости резания-скалывания

Для бурения твердых и абразивных пород средней твердости применяют резцы с небольшой площадью сечения, которые в процессе работы самозатачиваются.

Эффективно работают резцы в коронке, конструкция которой обеспечивает ступенчатую форму разрушения забоя, так как наличие дополнительных обнаженных поверхностей забоя способствует более эффективному разрушению породы. Как следует из опытных данных, механическая скорость бурения при ступенчатом забое может быть в 1,9 раза выше, чем при плоском.

Коронка с плоскими поверхностями (рис. 1.16, *а*) используется с буровыми снарядами типа *GEOBOR S* для бурения в рыхлых породах. При бурении такими коронками разрушенная порода гранями резцов направляется в стороны, что, в свою очередь, приводит к снижению заклинивания керна.

Коронки с восьмигранными вставками (рис. 1.16, *б*) имеют угол наклона режущих поверхностей 10° . Вставки выполнены из износостойкого сплава ВК. В процессе эксплуатации они могут многократно затачиваться.

Коронка *Corborit* (рис. 1.16, *в*) имеет чрезвычайно шершавую многогранную рабочую поверхность, полученную при спекании матрицы, состоящей из зерен карбида вольфрама и специального сплава, который, расплавляясь, связывает зерна карбида W. Матрица коронки разделена промывочными каналами. Размер зерен карбида вольфрама от 2 до 5 мм. Матрица коронки разделена промывочными каналами. Размер зерен карбида вольфрама от 2 до 5 мм. Коронка предназначена для бурения мягких, средней твердости и твердых горных пород.

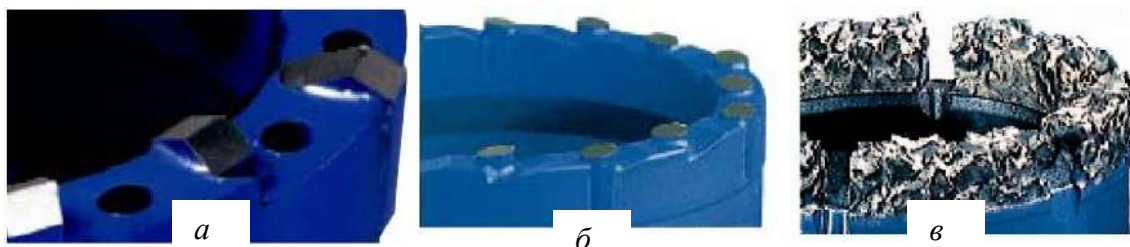


Рис. 1.16. Твердосплавные коронки компании *Atlas Copco*

В процессе бурения коронка с подобным вооружением обладает большим количеством режущих кромок, вступающих в контакт с породой, что позволяет снизить вибрирование в процессе резания-скалывания. Она может применяться для бурения горных пород средней твердости с пропластками твердых горных пород.

Лопастные долота предназначены для бурения в основном мягких и пластичных

горных пород. Лопастные долота подразделяются по количеству рабочих органов в виде лопастей: на одно-, двух-, трех-, четырех-, шести- и многолопастные.

Достоинствами лопастных долот является простота конструкции, отсутствие подшипниковых узлов, крайне уязвимых для абразива, сравнительно низкая стоимость долот при достаточно высоком ресурсе (в мягких породах сотни и тысячи метров).

Недостатки лопастных долот – это интенсивная потеря диаметра долота и износ режущих элементов, работающих при высокой температуре, а также необходимость приложения большого крутящего момента, что особенно сложно обеспечить при бурении забойными двигателями и большом диаметре долот.

Однолопастные долота подразделяются на долота типа Ц, Р и пикобуры.

Долота типа Ц предназначены для разбуривания цементных пробок после цементирования обсадных колонн.

Долота типа Р используют для расширения ствола скважины и его проработки.

Пикобуры для бурения неглубоких скважин в песчано-глинистых породах.

Двухлопастные долота – для бурения преимущественно пластичных и мягких горных пород при относительно небольшой мощности привода.

Долота этой разновидности изготавливаются обычно в малых размерах, диаметром от 93 до 165,1 мм.

Двухлопастные долота выпускают двух типов: М и МС.

Долото трехлопастной конструкции (рис. 1.17) наиболее широко используются при бурении и представлены в самом широком ассортименте.

Их применяют в скважинах различного назначения и с разными типами привода, как забойного, так и роторного (верхний привод). Трехлопастные долота могут выпускаться с обычными промывочными каналами (обычно тремя) и тремя каналами с гидромониторными насадками.

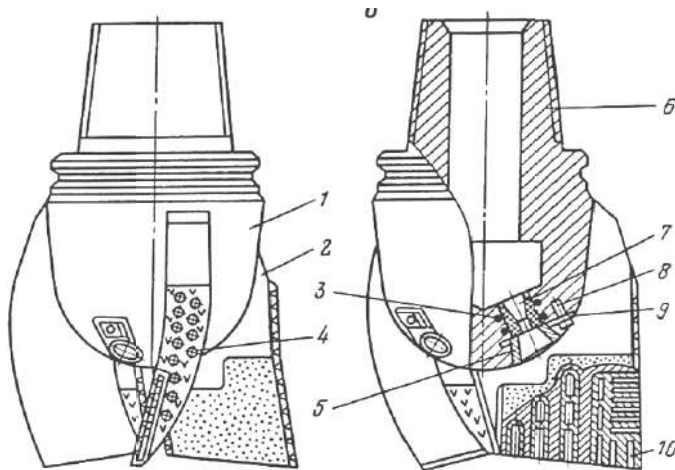


Рис. 1.17. Трехлопастное долото

Долото (рис. 1.17) имеет корпус 1, лопасти 2. Боковые поверхности лопастей 2 армируются твердосплавными штырями 3 и релитом, в проме

жутках между штырями. Сопло 7 гидромониторной насадки изготавливают из керамики и устанавливают, герметизируя уплотнительными резиновыми кольцами 4. Сопло 7 удерживается в гнезде шайбой 5, которая закрепляется стопорной шайбой 9 при помощи винта 8. Для соединения с колонной у долота выполняется ниппельная резьба 6. В лезвиях лопастей 2 имеются пазы 10, в которые укрепляются основные режущие элементы: твердосплавные пластины (долото типа М) или дробленые осколки (долото типа МС).

Долота типа М и МС в модификации с обычным промывочным каналом (пример обозначения 3Л-215,9 МС) выпускаются размером от 120,6 до 444,5 мм, а долота со струйной промывкой (пример обозначения 3ЛГ-244,5М) – диаметром от 190,5 до 444,5 мм.

1.4.3. Разрушение горных пород буровым инструментом с резцами из композиционных алмазосодержащих и поликристаллических алмазов

Для создания бурового инструмента резцового типа могут использоваться композиционные материалы, содержащие отдельные алмазные зерна в металлической и металлокерамической матрицах, к ним относится созданный в 1967 г. материал славутич.

Результаты испытаний показали, что с увеличением размеров алмазных зерен разрушающая нагрузка на них при бурении растет, а предел прочности резко снижается (рис. 1.18). Поэтому применение крупных алмазов, диаметр которых более 1,5 мм, может приводить к интенсивному разрушению резцов. Славутич представляет собой крупный алмазосодержащий резец, который обладает более высокой прочностью, чем крупный алмаз, так как состоит из мелких фракций алмаза, соединенных при спекании с порошковой шихтой твердосплавной основы.

Породоразрушающие вставки изготавливают формированием с последующим спеканием. На рис. 1.19, а показана отформованная композиция перед спеканием. Наружная оболочка вставки 1, окружающая алмазосодержащую композицию 2, не содержит алмазов. Спекание производится при температуре 1 400–1 460 °С.

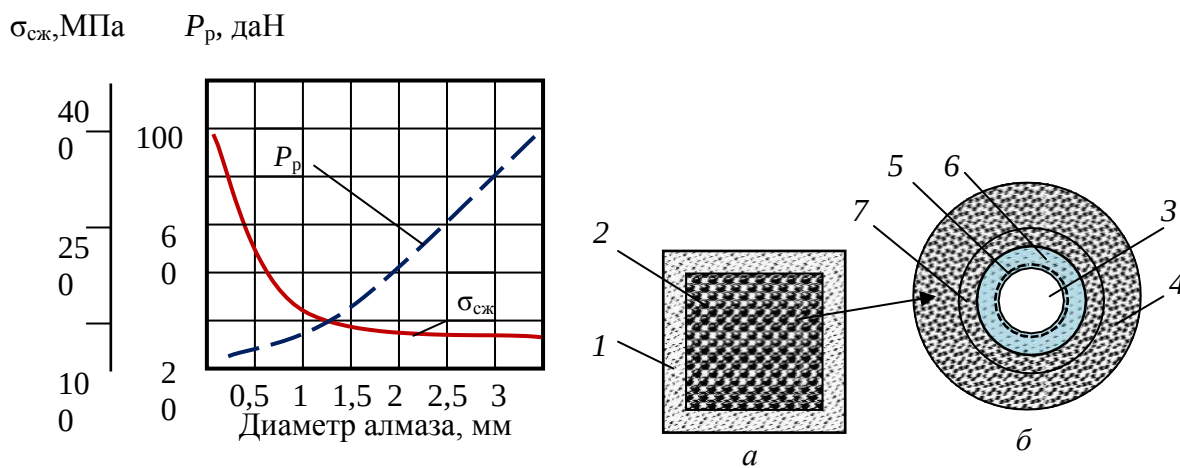


Рис. 1.18. Зависимости предела прочности на сжатие $\sigma_{сж}$ и разрушающей нагрузки P_p от размера алмазов

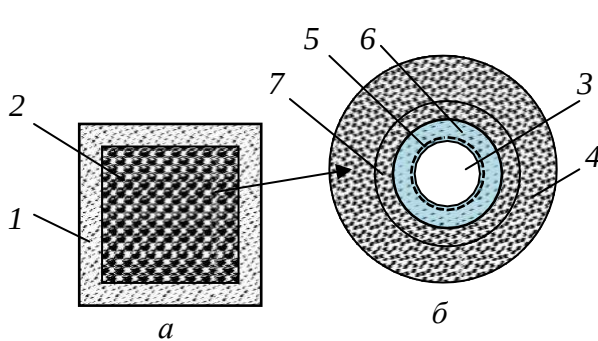


Рис. 1.19. Отформованная вставка славутича (а) и структура материала (б): 1 – твердосплавная оболочка; 2 – алмазосодержащая твердосплавная композиция; 3 – алмаз; 4 – твердый сплав; 5 – зона пластичного материала; 6 – зона контактного взаимодействия алмаза и твердого сплава; 7 – зона твердого сплава повышенной прочности

Выполненные исследования показали, что с увеличением температуры нагрева алмазы активно взаимодействуют с окружающими их металлами, образуя твердые растворы или карбиды. Поэтому при температуре спекания порошка твердого сплава 1, в котором равномерно распределены алмазы 3, образуется новая композиционная структура 2. Алмаз при спекании частично растворяется по контакту с порошком твердого сплава, что приводит к образованию зон контактного взаимодействия 6, пластичного материала 5 и твердого сплава повышенной прочности 7 (рис. 1.19, б). Благодаря этому достигается прочное соединение алмаза с твердым сплавом и, таким образом, образуется новый сверхтвердый материал. Данные микроанализа позволили установить, что толщина зоны контактного взаимодействия составляет 4–5 мкм.

Внедрению славутича в промышленность способствовали его высокие эксплуатационные качества, в сравнении с крупными природными алмазами. Не уступая крупным природным алмазам в износостойкости, славутич значительно превосходит их по прочности. Стоимость славутича значительно ниже, чем стоимость крупных природных алмазов. При этом, если применение крупных алмазов для создания бурового инструмента имеет свои ограничения, ввиду их прочности (рис.1.18) и стоимости, то изделия из славутича могут быть изготовлены любых форм и размеров.

Для оснащения бурового инструмента изготавливаются вставки цилиндрической формы с плоским, сферическим и клиновидным рабочими торцами (рис. 1.20). С целью более рационального использования славутича породоразрушающие вставки выполняются с подложкой из твердого сплава. К корпусу бурового инструмента вставки славутича крепятся припаиванием специально подобранным припоем, включающим цинк, фосфор, железо и медь. Пайка осуществляется путем высокочастотного нагрева аппаратом СВЧ.

Для бурения скважин на нефть и газ выпускается различный буровой инструмент типа ИСМ. Это долота режущего (для мягких пород) и микрорежущего типа (для твердых пород), колонковые долота, калибраторы-стабилизаторы, долота для направленного бурения.

На рис. 1.21 показано долото ИСМ для бурения скважин большого диаметра, предназначенное для зарезания нового направления ствола скважины с искусственного (цементного) забоя при многоствольном бурении. На рис. 1.21 обозначено: 1 – корпус долота; 2 – вставки типа «славутич»; 3, 4, 5 – промывочные отверстия и каналы.

Для бурения геологоразведочных скважин на твердые полезные ископаемые вставки из славутича могут использоваться в коронках для бурения твердых пород и средней твердости.

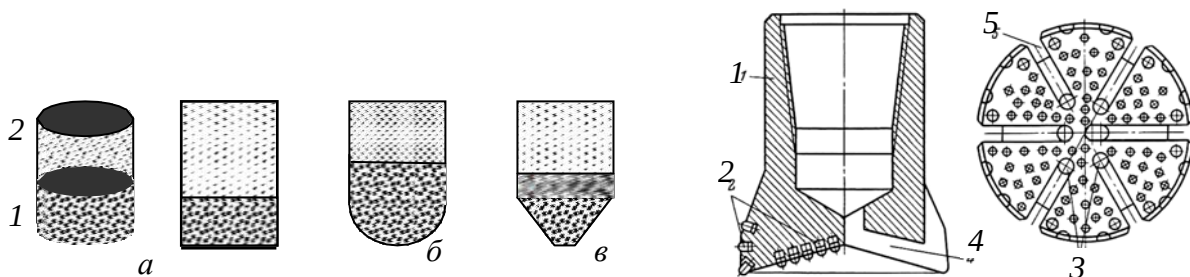


Рис. 1.20. Вставки из славутича:
а – цилиндрическая плоская,
б – сферическая и в – клиновидная;
1 – слой славутича;
2 – слой твердого сплава ВК.

Рис. 1.21. Долото ИСМ с резцами из
твердосплавноалмазного композита
типа «Славутич».

Коронки типа БСС и БСИ оснащены вставками славутича в подрезном слое на торце коронки, а коронки БС как в торцевом, так и подрезном слое.

Коронки БС различных типов применяются для бурения горных пород средней твердости и твердых.

Кроме коронок с использованием славутича изготавливают также долота и расширители.

При бурении горных пород средней твердости и мягких резцы внедряются в горную породу на глубину, существенно превышающую величину выпуска алмазов из вставки, и единичным резцом следует считать вставку из материала славутич в целом.

Параметры режима бурения буровыми инструментами с резцами славутич выбирают аналогично методикам выбора параметров режима бурения резцовым инструментом при бурении мягких и средней твердости горных пород и определения параметров бурения твердых горных пород алмазным инструментом. Основными данными при выборе параметров режима бурения в данном случае будут физико-механические свойства горных пород и их состояние, а именно: твердость, трещиноватость, слоистость, абразивность и другие признаки, несколько ограничивающие значения частот вращения и осевых нагрузок на инструмент.

1.4.4. Буровые инструменты с резцами из твердых материалов с поликристаллическими алмазами

Другой вариант изготовления алмазосодержащих твердых материалов состоит в создании спеканием либо прессованием поликристаллических алмазов, которые отличаются от композиционных алмазосодержащих материалов типа славутич наличием жесткого каркаса из сросшихся алмазных зерен. К таким материалам, получившим название *PDC (poli- cristalline diamont cutters)*, относится созданный в 1976 г. компанией *General Electric* (США) материал *Stratapax*. Компания *De Beers* (ЮАР) выпускает его под названием *Sindet*.

Эти материалы, как показали исследования, не уступают по эксплуатационным качествам крупным природным алмазам и получили широкое распространение. С применением сверхтвердых материалов изготавливаются долота, коронки, расширители, которые успешно заменяют шарошечные долота, твердосплавные коронки, традиционный алмазный инструмент с резцами из природных алмазов, обеспечивая высокий ресурс бурового инструмента. Резцы с пластинами *Stratapax* способны бурить как мягкие породы с высокой механической скоростью, так и твердые с удовлетворительными механической скоростью и стойкостью бурового инструмента. Именно поэтому буровые инструменты, армированные пластинами *Stratapax*, наиболее эффективны при бурении в разрезах, представленных породами перемежающейся твердости и при наличии высокоабразивных горных пород. Таким образом, с появлением резцов с пластинами *Stratapax* удалось получить универсальный буровой инструмент, удовлетворяющий достаточно противоречивым требованиям процесса разрушения мягких пород резанием и твердых пород резанием-скалыванием и раздавливанием. В бурении используются твердосплавные пластины *Stratapax* толщиной 3,5 мм с поликристаллическим покрытием алмазов 0,5 мм. Алмазный слой состоит из спеченных между собой кристаллов размером 60–150 мкм. Твердость пластин, измеренная на приборе ПМТ-3, составляет 50–80 ГПа. Твердосплавная подложка пластины состоит из твердосплавной шихты, содержащей 95 % карбида вольфрама и 5 % кобальта. Формование пластин осуществляется либо спеканием, либо прессованием.

Пластина *Stratapax* получается при совместной обработке отдельных заготовок поликристаллических алмазов и твердого сплава при температуре 1 500°, давлении 5 ГПа и выдержке 5–10 мин. В результате алмазный слой синтезируется в виде однородной поликристаллической массы, образующей целое с твердосплавной подложкой и

обладающей очень высокой твердостью, износостойкостью и ударной прочностью.

Фирма *De Beers* выпускает материал *Sindit* в виде двухслойных пластин, состоящих из алмазного слоя толщиной 1–1,5 мм и твердосплавной подложки. Специалисты ВНИИалмаз (Россия) разработали несколько марок поликристаллических алмазов на подложке. Материал АТП (алмазные твердосплавные пластины) применяется преимущественно для оснащения бурового инструмента.

Сравнение эксплуатационных свойств *PDC*, природных алмазов и твердого сплава с содержанием кобальта 6 % свидетельствует о том, что основные свойства поликристаллических алмазов сопоставимы с природными.

Существенное колебание твердости природных алмазов объясняется анизотропией их структуры, тогда как кристаллы искусственных поликристаллических алмазов изотропны, т. е. физико-механические свойства кристаллов одинаковы во всех направлениях. Это способствует повышению прочности и износостойкости синтетических алмазов. По сравнению с твердым сплавом прочность синтетических поликристаллических алмазов на сжатие выше на 70 %, а твердость на 250 %. Износостойкость пластин *Stratapax* выше, чем природных алмазов, и в 100–150 раз превышает износостойкость твердого сплава. Основные характеристики пластин типа *Stratapax*, природных алмазов и твердого сплава ВК6 приведены в табл.1.2.

Таблица 1.2

Сравнительные данные физико-механических
и эксплуатационных свойств сверхтвердых материалов

Свойства материалов	Поликристаллический алмаз	Природный алмаз среднего размера	Твердый сплав ВК6
Модуль упругости, ГПа	841	964	630
Модуль жесткости, ГПа	345	400	250
Коэффициент Пуассона	0,32	0,2	0,2
Прочность на растяжение, ГПа	1,29	2,6	1,8
Прочность на сжатие, ГПа	7,61	8,68	4,5
Прочность на изгиб, ГПа	1,1	–	4,9
Твердость HRC, ГПа	50	30–80	20
Коэффициент относительной износостойкости	200–300	100–245	2

Резцы из поликристаллических алмазов состоят из слоя алмазов 1, твердосплавной подложки 2 и корпуса резца 3 (рис. 1.22). Для повышения прочности соединения алмазного слоя 1 с твердосплавной основой 2 последняя выполняется не плоской, а рифленой, с насечками, а для снижения скалывания края пластин, кромки выполняются скошенными.

При изготовлении резцов пластины *PDC* крепятся диффузионной сваркой при высоких температуре и давлении. Перед соединением поверхность пластинок покрывают тонким слоем никеля.

В буровом инструменте резцы с поликристаллическими пластинами устанавливают с отрицательным передним углом γ_n в пределах от -5° до -25° в зависимости от твердости горных пород. В инструментах, предназначенных для бурения более твердых горных пород, передний отрицательный угол задается большим, что позволяет снизить динамическую составляющую разрушения горной породы, возрастающую при резании-скалывании твердых горных пород.

В настоящее время долота со вставками *PDC* очень широко применяются при бурении скважин на нефтяных и газовых месторождениях всего мира, особенно при проходке вертикально-горизонтальных стволов по продуктивным горизонтам, бурении мягких и средней твердости горных пород с прослоями твердых.

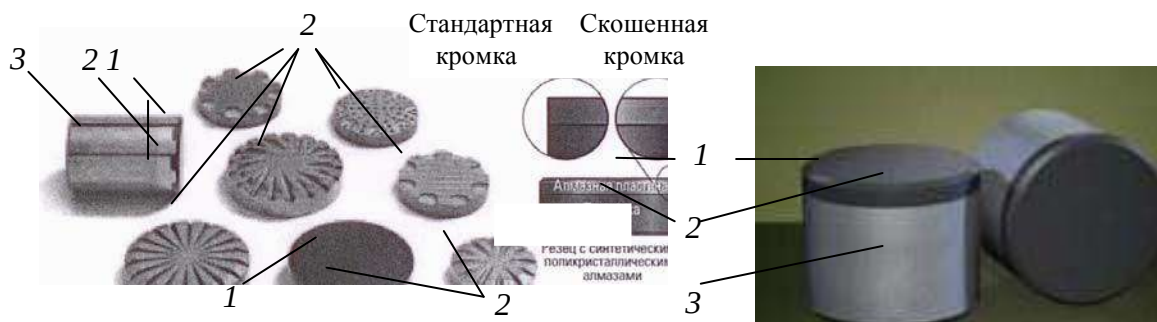


Рис. 1.22. Виды пластинок и резцов PDC и возможные формы:

1 – поликристаллические алмазы; 2 – подложка из твердого сплава; 3 – корпус резца

Примером наиболее современных среди созданных в настоящее время инструментов, являются долота компании *Tough-Drill™ Varel PDC*. Диаметр долот варьирует от 88,9 до 469,9 мм и они изготавливаются как в матричном исполнении, так и со стальным торцом (диаметр от 215,9 до 660,4 мм). Данные долота разработаны для бурения различных по твердости горных пород, в том числе и твердых. Они обеспечивают высокую скорость бурения и высокий ресурс в абразивных и твердых породах из-за высокоэффективных вставок PDC, улучшенной гидравлики очистки и охлаждения резцов долота. Улучшенные качества долот обеспечивают так же снижение износа, устраняется повторное перемалывание разрушенной породы, устраняются возможные зоны скопления шлама.

Для проектирования резцов и долот разработчиками используются современные компьютерные технологии инженерного проектирования на основе метода конечных элементов типа *Nastran, Patran, Ansys*.

Подразделение *Smith Bits* компании *SMITH* разработало интегрированную инженерно-аналитическую систему *IDEAS*, в которой рассматривается работа резца в динамической среде бурения с учетом влияния всех компонент буровой компоновки. Основной задачей *IDEAS* является производство оптимальных по эффективности конструкций долот и значительное сокращение времени цикла разработки инструмента.

Моделирование в системе *IDEAS* начинается с анализа показателей работы долота, геологических условий, условий бурения и износа долота. На основании этой информации разрабатываются и выполняются лабораторные испытания взаимодействия резцов с различными породами. По сравнению с другими системами проектирования долот, позволяющими оценить лишь взаимодействие резцов с породой, лабораторные данные из системы *IDEAS* представляют количественные параметры по фактическим усилиям на резцах и скоростям бурения. Информация используется для анализа конструкций долота с учетом литологических особенностей, аналогичных тем, для которых проектируется долото.

В результате получается буровое долото, обладающее динамической стабильностью при рабочих параметрах и условиях эксплуатации, для которых оно предназначено, что способствует увеличению срока службы и повышению скорости проходки. Оптимизированные параметры могут поддерживаться для обеспечения более быстрой и продолжительной работы долота при снижении нагрузки на компоновку и оборудование буровой установки.

Программа четырехмерного моделирования *i-Drill* как составная часть системы *IDEAS* при помощи метода конечных элементов и данных, полученных в ходе лабораторных исследований свойств горных пород с использованием сверхмощных вычислительных машин, позволяет прогнозировать поведение долота в скважине с учетом работы буровой компоновки.

Модель, построенная с помощью синхронизированного по времени моделирования с шестью степенями свободы, достаточно точно прогнозирует силы и вибрации, которые часто оказывают решающие воздействие на отклоняющее усилие на долоте, срок службы

забойных датчиков, целостность бурильной колонны и эффективность процесса бурения в целом.

Возможность выявления источника крутильных, осевых и поперечных колебаний позволяет специалистам по бурению и искривлению ствола скважины определить необходимые изменения в компоновке снаряда и оптимизировать режимы бурения. Программа *i-Drill* обеспечивает пометровую оценку прочности бурильной колонны, получаемую измерением момента на изгиб в двух осях. Направление отклоняющих усилий на долоте определяется силами, возникающими на долоте при взаимодействии с породой с учетом динамики всей бурильной колонны.

Компания *Smith Technologies* разработала программу моделирования гидравлики бурения и очистки ствола *Yield Point* с целью оптимизации выбора типа и свойств бурового раствора в соответствии с условиями бурения. После ввода исходных данных программа *Yield Point* выполняет графическое моделирование свойств бурового раствора, скорости движения промывочной жидкости, механической скорости проходки, а также площади сечения гидромониторных насадок, а затем позволяет оценить влияние соответствующих параметров на гидравлические характеристики долота и очистку ствола скважины.

База данных *Smith Bits (DRS)* содержит информацию о трех миллионах отработанных буровых долот практически со всех нефтяных и газовых месторождений мира. Помимо того что база данных используется для проектирования, она также позволяет системе оптимизации выбора буровых долот *DBOS* обеспечить правильный выбор долот для эффективного бурения конкретной породы.

Компанией *Varel* разработан собственный программный продукт под названием *SPOT™* для проектирования инструмента. Компьютерное моделирование позволяет оценивать качества долот, их ресурс и производительность в процессе компьютерного тестирования. Улучшенная система очистки забоя обеспечивается установкой направляющих насадок долота, ориентирующих поток жидкости в радиальном направлении горизонтально забоя вдоль линии расположения резцов (рис. 1.23). Горизонтальную струю жидкости создают насадки, установленные у центра долота, остальные насадки размещены ближе к периферии торца, направляя поток в направлении забоя. Такая комбинированная система размещения насадок на торце долота обеспечивает качественную очистку забоя и охлаждение резцов.



Рис. 1.23 . Долото компании *Varel* со вставками PDC

В компании *Smith bits* используют вычислительную гидродинамику (*CFD*) для моделирования взаимодействия бурового раствора с долотом и стволом скважины (рис. 1.24). Сложные алгоритмы дают возможность воспроизводить широкий диапазон забойных условий, а также позволяют осуществлять оценку влияния конфигурации лопастей и положения насадок на структуру потока с целью оптимизации работы долота и повышения эффективности бурения за счет максимально эффективного использования

имеющейся гидравлической энергии.

Одна из самых больших проблем применения долот *PDC* – это их недостаточно эффективное использование при бурении твердых пород. При бурении твердых пород возникают повреждения от ударного характера разрушения породы, перегрев и повышенный абразивный износ резцов, поэтому для проходки в твердых породах в основном используются шарошечные и алмазные долота.

Долота *Security DBS* серии *FM3000*™ компании *Varel* включают новый вариант износостойкого *PDC*. Эти долота успешно расширяют использование *PDC*-вооружения для бурения кристаллических пород, позволяют получить высокие результаты, как по скорости бурения, так и по ресурсу инструмента (рис. 1.25). Вооружение долота отличается тем, что часть резцов *PDC* выполнены эллипсовидными, а часть – круглыми. Эллипсовидные вставки располагаются на лопастях, занимая значительную часть размера лопасти, но на периферии лопасти резцы имеют круглую форму. Вставка в форме эллипса имеет более высокие значения контактных напряжений в породе по сравнению с круглым резцом и более значительное заглубление в породу. Удлиненная форма резца увеличивает ресурс вставки. В результате долота с эллипсовидными вставками *PDC* обеспечивают эффективное бурение более твердых горных пород при сравнительно более низких значениях осевого усилия.

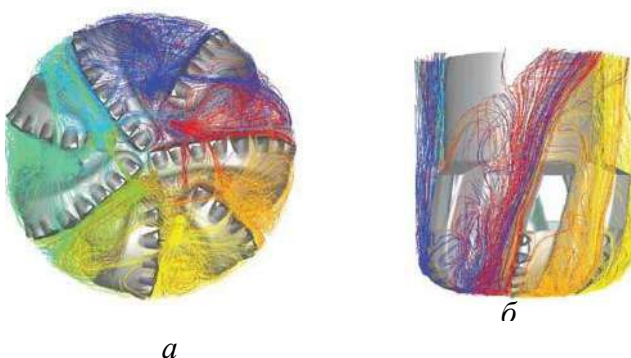


Рис. 1.24. Визуализация образа в системе анализа гидродинамики долот при компьютерном проектировании: а – вид с торца долота; б – вид сбоку

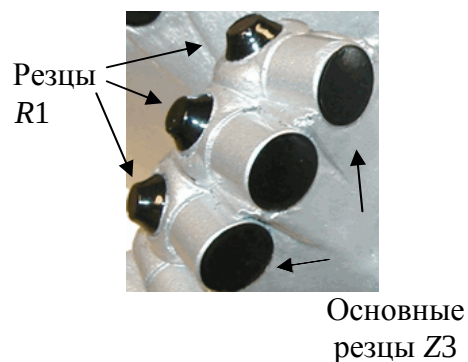


Рис.1.25. Вооружение долота *Security DBS* серии *FM3000*™

Долота *PDC* для бурения твердых пород разработаны с учетом динамики долота. Долота *FM3000* оснащены в качестве основного резца резцом типа *Z3*™. Резцы *Z3* опираются на вторичные *PDC* резцы *R1*, которые оптимизируют глубину резания основными резцами, ограничивая их чрезмерное заглубление в породу при переходе долота из более твердых пород к мягким породам, когда действующие осевые нагрузки оказываются чрезмерными.

Компания *Smiht Bits*, учитывая особенности износа пластин *PDC*, разработала долота с резцами *ONYX 360* и *ONYX II*, которые установлены в наиболее нагруженных частях торца долота с возможностью вращения в процессе бурения на 360° (рис. 1. 26). Бурение абразивного песчаника долотами *ONYX 360* показало рост ресурса долота на 57 %, а скорости бурения на 26 %.



Рис. 1.26. Резцы *ONYX 360*

Компанией Волгабурмаш (ВБМ) разработано и освоено производство долот *PDC* диаметром от 83 до 444,5 мм для бурения мягких, мягких с пропластками средних по твердости; средних и средних по твердости с пропластками твердых горных пород.

По области применения долота *PDC* компании ВБМ подразделяются на две линии:

FD – долота для бурения сплошным забоем вертикальных и наклонно-направленных скважин (рис. 1.27, *а, б, в*); *BD* – бицентричные долота для бурения с одновременным расширением ствола скважины (рис. 1.28).

Долота *PDC* обладают высокой износостойкостью, что по сравнению с трехшарошечными долотами обеспечивает кратное увеличение проходки при более высокой механической скорости бурения. Долота *PDC* компании ВБМ оснащены твердосплавными или комбинированными насадками, ориентированными так, чтобы максимально обеспечить баланс потоков бурового раствора для очистки долота и забоя.



Рис. 1.27. Долота *PDC* («Волгабурмаш») марки *FD* – конструктивные особенности – спиральная форма лопастей и установка зубцов *PDC* на калибрующей части долота:
а – долота диаметром 214,3 мм – оснащены резцами обратной проработки; *б* – долото диаметром 215,9 мм – оснащены антивибрационной защитой долота



Рис. 1.28. Долото компании ВБМ марки *BD* для бурения с одновременным расширением ствола нефтяных и газовых вертикальных и наклонно-направленных скважин

Конструктивные особенности долот типа *FD* компании «Волгабурмаш» заключаются в следующих решениях (рис. 1.29):

- спиральная лопасть долота, что обеспечивает более высокую их прочность, большее число вставок на лопасти и позволяет обеспечивать более плавный режим работы долота и высокую управляемость при на правленном бурении (рис. 1.29, *а*);
- установка зубцов *PDC* на калибрующей части лопастей, что обеспечивает более высокую износостойкость долот, сохранение диаметра скважины (рис. 1.29, *б*);
- антивибрационная защита долота обеспечивает плавный режим работы, повышение его ресурса (рис. 1.29, *в*);
- оснащение долот резцами обратной проработки обеспечивает при подъеме долота активную проработку и ствола скважины (рис. 1.29, *г*);
- устранение затяжек при сужении

- долото оснащается опорными вставками внутреннего конуса профиля долота, что снижает эффект «врезания» его в породу, дискретный рост крутящего момента и, как следствие, возникновение крутильных колебаний, повышается плавность хода при разрушении породы и управляемость при направленном бурении (рис. 1.29, д);

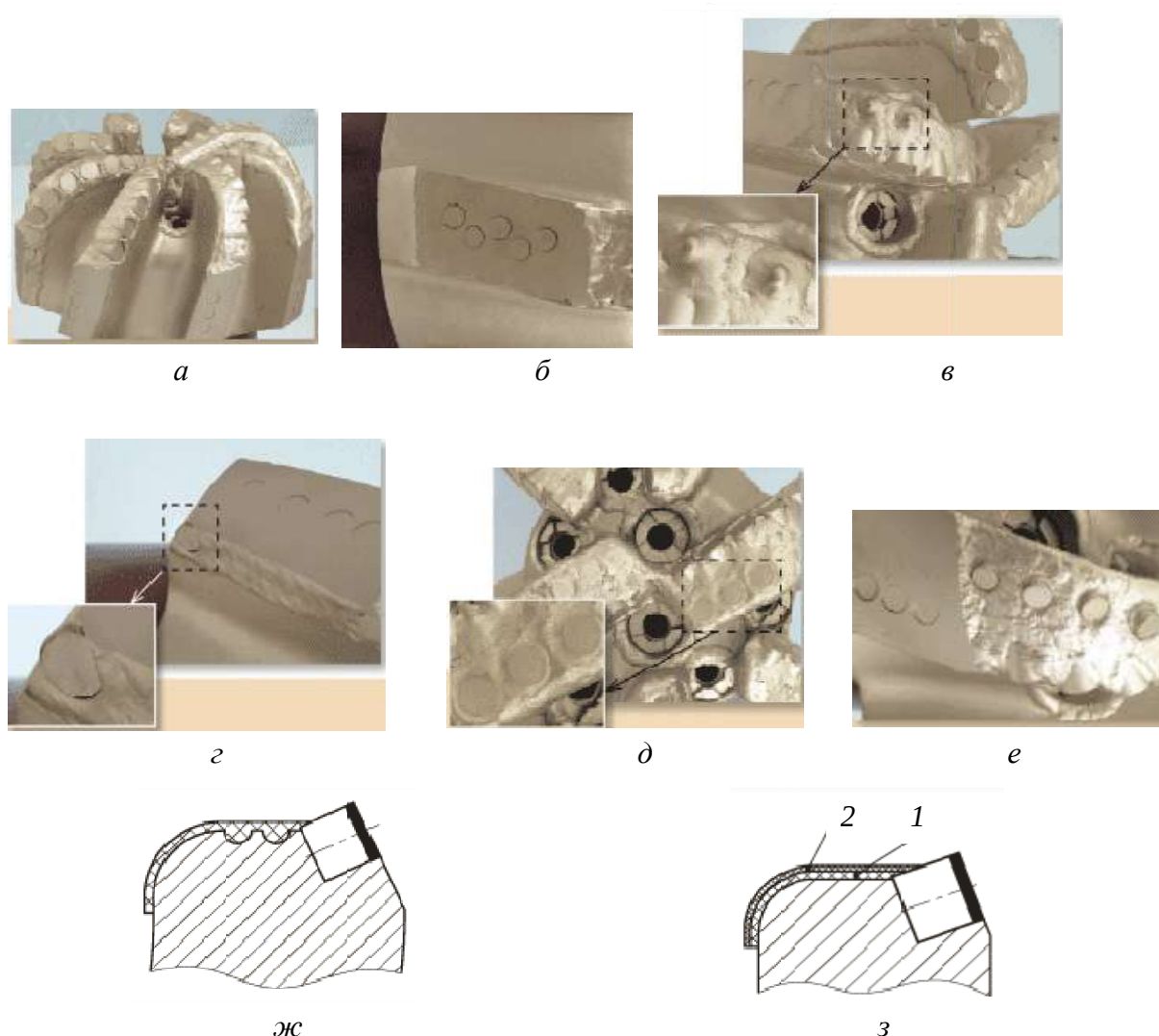


Рис. 1.29. Конструктивные особенности долот PDC конструкции компании «Волгабурмаш» (ВБМ)

- долото оснащается зубками предварительной деформации породы, которые устанавливаются позади основных резцов и ограничивают врезание этих резцов в породу, одновременно обеспечивают активное деформирование породы, ослабляют ее, что повышает плавность работы долота, его ресурс и управляемость при направленном бурении (рис. 1.98, е);

- усиленная наплавка на лопастях долота обеспечивает его высокий ресурс при бурении абразивных пород (рис. 1.29, ж);

- двухслойное покрытие корпуса долота дано на рис. 1.29, з, где 1 – защитное покрытие из плотной массы ультратвердых вольфрамовых карбидов; 2 – порошковое покрытие, имеющее гетерогенную смесь металлических порошков из пылеобразных матричных компонентов (карбидов вольфрама), выполненное методом газопламенного напыления с одновременным проплавлением, выполняет роль антивибрационного покрытия, обеспечивает сопротивление ударным нагрузкам (покрытие 1) и защищает долота от изнашивания и эрозии, в том числе и при высокой температуре (покрытие 2);

- упрочненный корпус долота за счет покрытия сплавом ВК;
- антисальниковое покрытие корпуса долота специальным сплавом снижает налипание породы на корпус и лопасти долота, что положительно сказывается на производительности бурения.

Для бурения мягких пород с целью снижения крутящего момента и улучшения их очистки на торцевой поверхности между основными резцами выполняются концентрические проточки. Такие долота с резцами *PDC* получили название *канавчатые*.

Долота с резцами *PDC* применяют для бурения и с отбором керна (рис. 1.30).



Рис. 1.30. Колонковое долото с резцами *PDC*

Показатели работы инструмента с пластинами *PDC* могут составлять в различных горногеологических условиях по механической скорости от 2,3 до 30 м/ч, а по стойкости от 200 до 1 000 м.

Таким образом, при бурении осадочных пород в сравнении с твердосплавным инструментом использование *PDC* позволяет повысить скорость бурения в 1,5–5 раз и стойкость в 5–15 раз. При использовании коронок, оснащенных пластинами *PDC*, при бурении песчаников получена скорость бурения 16 м/ч при стойкости 120–260 м против 3,6 м/ч и 30–60 м у твердосплавных коронок.

При бурении с отбором керна механическая скорость бурения увеличивается по сравнению с однослойными алмазными коронками в 4–5 раз, твердосплавными – до 10 раз.

Коронки с резцами *PDC* способствуют повышению выхода керна. При бурении геологоразведочных скважин на твердые полезные ископаемые коронки, армированные пластинами с поликристаллическими алмазами, особенно перспективны в сочетании со снарядами со съёмным керноприемником.

Компания *Atlas Copco* выпускает резцовые коронки, вооруженные поликристаллическими алмазными вставками *Diapax* и *Tripax*.

Элемент *Diapax* выполнен в виде пластины с нанесенным слоем алмазов толщиной 0,5 мм, а *Tripax* в виде треугольных или квадратных блоков-резцов.

Коронки с пластинами *Diapax* (рис. 1.31) предназначены для бурения мягких, вязких глинистых, мерзлых грунтов, горных пород средней твердости. В подобных горных породах коронки с пластинами *Diapax* имеют очень высокий ресурс (до 1 000 м) и производительность. Недостатком таких коронок является низкая стойкость к ударным нагрузкам, что делает их непригодными для бурения массива с прослоями твердых горных пород.

При бурении пластины *PDC* изнашиваются по внешней режущей кромке, контактирующей с породой. Получившие односторонний износ пластины *Diapax* могут извлекаться из коронки и вновь устанавливаться с поворотом на некоторый угол, что позволяет восстанавливать инструмент 3–4 раза до полного изнашивания режущих кромок пластин. Суммарный объем бурения пластинами *Diapax* с учетом восстановления инструмента может, таким образом, составлять более 1 000 м.

Режим бурения коронками с пластинами *Diapax* предусматривает частоту вращения 50–80 мин⁻¹ и осевую нагрузку 10–20 кН.

Пластины *PDC* для бурения нефтяных и газовых скважин обеспечивают ресурс долот более 1000 м до первой реставрации.

Коронки с режущими вставками *Tripax* компании *Atlas Copco* состоят из поликристаллических алмазных компонентов, имеющих треугольную или квадратную форму (рис. 1.32, *а, б*). Масса вставки *Tripax* составляет 0,3–1,0 карат. Треугольная или квадратная форма создают хорошую режущую кромку и достаточно высокую прочность резца. Коронки со вставками *Tripax* применяются для бурения горных пород средней твердости и твердых. Их ресурс составляет от 50 до 250 м. В породах невысокой прочности ресурс коронок может составить около 1 000 м.

Коронками *Tripax* рекомендуется бурить частотой вращения 200–300 мин⁻¹ и осевым усилием 10–20 кН.

Механизм работы коронок с пластинами *Diapax* и вставками *Tripax* при бурении мягких и пластичных горных пород аналогичен механизму работы твердосплавных резцов с отрицательными передними углами. Отличие может определяться формой резцов, которые чаще всего изготавливаются в виде круглых пластин.

Коронки со вставками *Tripax*, в случае бурения твердых горных пород, разрушают их отдельными алмазами. При этом механизм разрушения близок к процессу разрушения горных пород мелкими резцами алмазного бурового инструмента.

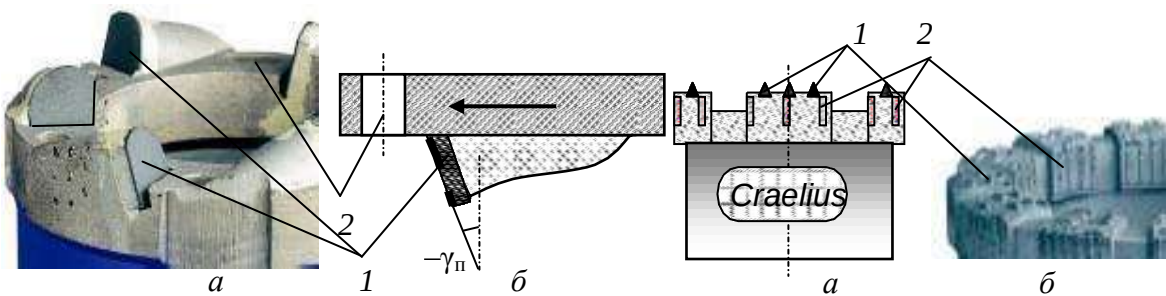


Рис. 1.31. Коронка с поликристаллическими вставками *Diapax* (*а*) и схема вставки (*б* – вид сбоку): 1 – вставка; 2 – отверстия для промывочной жидкости

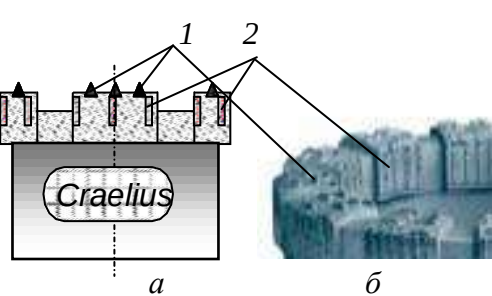


Рис. 1.32. Схема (*а*) и фото (*б*) коронок с элементами *Tripax*: 1 – вставки *Tripax*; 2 – подрезные вставки

Механизм работы резца, оснащенного *PDC* осуществляет разрушение пластичной породы путем резания с большим съемом породы. При этом механизм работы резцов *PDC* при бурении твердых горных пород отличается от механизма работы импрегнированного бурового инструмента, так как существенно зависит от формы и схемы расстановки резцов с пластинами *PDC* в коронке.

Например, исследования по оценке влияния угла поворота резцов *PDC* в фронтальной по отношению к торцу инструмента плоскости показали, что наиболее оптимальным углом поворота φ_p будет значение $5-10^\circ$. Причем поворот резцов, расположенных по наружной кромке торца, осуществляется в направлении наружного диаметра торца, а резцы, размещаемые по внутреннему периметру торца, поворачиваются внутрь торца коронки (рис. 1.33). При размещении резцов в инструменте с углом $\varphi_p = 0^\circ$ наблюдались заклинка керна и прижог пластин *PDC*. Это свидетельствует о накоплении разрушенной породы перед резцами и недостаточном их охлаждении, поскольку жидкость не попадает в зону контакта пластины *PDC* с горной породой. С целью удаления породы и более интенсивного охлаждения резцов коронки компании *Atlas Copco* (рис. 1.31) имеют фронтальные отверстия для подвода промывочного раствора непосредственно к резцам.

Установка резцов с углами поворота φ_p обеспечивает отвод разрушенной породы из забоя в направлении керна и стенки ствола скважины при бурении коронками и стенки скважины при бурении долотами.

С увеличением значений угла φ_p наблюдается повышение механической скорости бурения с одновременным снижением затрат мощности и вибрации инструмента (рис. 1.34).

При использовании бурового инструмента с резцами *PDC* особое значение имеет схема их размещения, которая существенно влияет на эффективность разрушения породы. Для повышения эффективности разрушения породы расстановка резцов должна максимально соответствовать условиям образования свободных поверхностей забоя скважины.

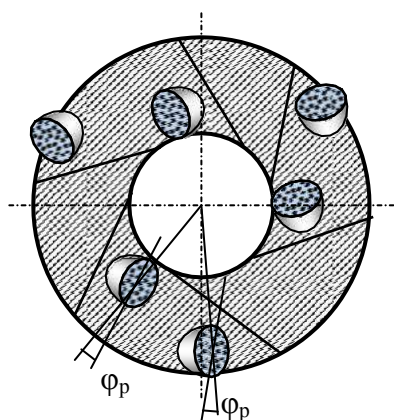


Рис. 1.33. Схема установки резцов с *PDC* на торце инструмента для обеспечения отрицательного угла резания со скважинно- и керна-образующими боковыми поверхностями

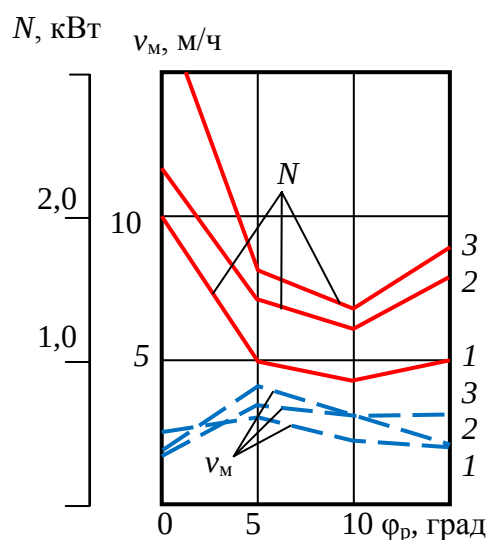


Рис. 1.34. Зависимость механической скорости бурения (v_m) и мощности на бурение (N) от величины угла φ_p : 1 – осевая нагрузка 500 даН; 2 – 750 даН; 3 – 1 000 даН

В работе приведены данные о стендовом бурении опытными долотами с тремя алмазными поликристаллическими пластинами *Stratapax*, установленными с передними углами -15 и -25° (угол φ_p), импрегнированной коронкой, вооруженной искусственными алмазами зернистостью 200–250 шт./карат и твердосплавной трехрезцовой коронкой, с передним отрицательным углом установки резцов -25° . Все коронки имели наружный диаметр 26 мм, внутренний – 14 мм.

В процессе эксперимента разбуривались три разновидности горных пород: гранит, известняк и доломит. Твердость гранита – $p_{ш} = 4,18$ ГПа, коэффициент пластичности $K_{п} = 1$; твердость известняка – 1,94 ГПа, $K_{п} = 1,8$; твердость доломита – 1 ГПа, $K_{п} = 4,3$.

Результаты бурения гранита тремя типами буровых инструментов приведены на графиках (рис. 1.35). Из полученных данных следует, что при более высоких и равных параметрах режима бурения механическая скорость бурения выше при бурении коронкой с *PDC* в сравнении с импрегнированной алмазной коронкой. Это объясняется тем, что контактные давления со стороны алмазов *PDC* существенно выше, чем со стороны алмазов импрегнированной коронки, так как последние равномерно распределены по всей поверхности матрицы, а у *PDC* расположены в пределах узких кромок боковых поверхностей пластин *PDC* (рис. 1.36).

В данном случае алмазы *PDC* работают в режиме эффективного объемного разрушения, при котором происходит скалывание, раздавливание и резание породы, тогда как алмазные резцы импрегнированной коронки могут работать при разрушении твердой породы в режиме поверхностного микроскалывания и истирания.

Подтверждением реализуемого механизма разрушения являются размеры борозд разрушения, оставленные на забое *PDC* и импрегнированной коронкой.

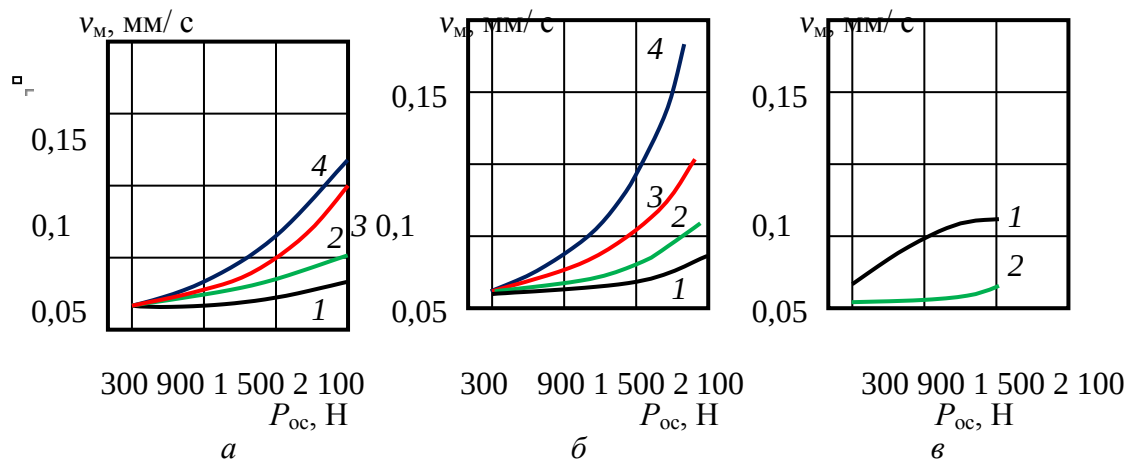


Рис. 1.35. Зависимость механической скорости бурения от параметров режима бурения гранита импрегнированной коронкой (а), коронкой с *PDC* (б) и твердосплавной коронкой (в): 1 – частота вращения $\omega - 170 \text{ мин}^{-1}$; 2 – 425 мин^{-1} ; 3 – 685 мин^{-1} ; 4 – 960 мин^{-1}

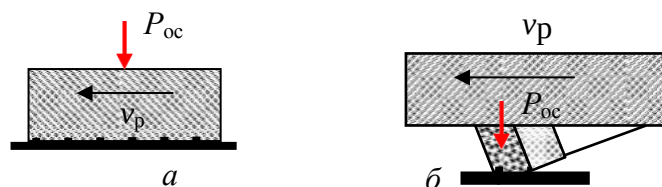


Рис. 1.36. Схема работы алмазных резцов импрегнированной коронки (а) и резца *PDC* (б)

При бурении импрегнированной коронкой ширина борозд разрушения 0,08 мм, глубина 0,02 мм, шлам существенно более мелкий 5 мкм в сравнении со шламом, который образуется при бурении коронкой с пластинами *PDC*.

При бурении гранита твердосплавными коронками видимых борозд на забое не образовывалось, шлам получен очень мелкий (не более 2 мкм). Эти признаки указывают на режим усталостно-поверхностного разрушения, при котором активно изнашиваются резцы коронки.

Данные, полученные при бурении гранита, известняка и доломита коронками с *PDC*, приведены в виде графиков на рис. 1.37.

Результаты эксперимента показали, что механическая скорость бурения доломитов в 6–8, а известняков в 7–14 раз превышает механическую скорость бурения гранита. При бурении доломита и известняков получены очень крупные частицы шлама.

Представленные данные позволяют установить [31], что при бурении известняков и доломитов резцы с *PDC* глубоко внедряются в породу, снимая слой разрушенной породы много больше размера алмазных зерен. Следует отметить, что буримость доломита оказалась ниже, чем у известняков, несмотря на то, что твердость известняка несколько выше. Очевидно, более значительные затраты энергии на разрушение доломита определены их повышенной пластичностью. Так, например, оказалось, что глубина борозд разрушения в доломите (0,04 мм) меньше в 3 раза глубины борозд разрушения в известняке (0,12 мм) при равной их ширине.

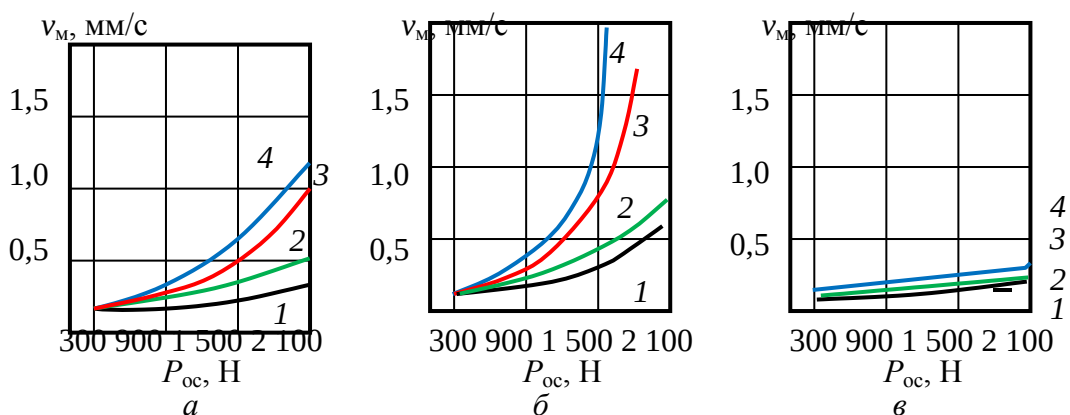


Рис. 1.37. Зависимость механической скорости бурения от параметров режима бурения коронкой с *PDC* доломита (а), известняка (б) и гранита (в): 1 – частота вращения ω – 170 мин⁻¹; 2 – 425 мин⁻¹; 3 – 685 мин⁻¹; 4 – 960 мин⁻¹

Таким образом, при бурении упругохрупких и хрупких твердых горных пород разрушение обнаженными алмазами резцов с *PDC* идет, главным образом, путем раздавливания и скалывания.

При бурении пластичных и пластично-хрупких пород разрушение происходит всем объемом алмазосодержащей пластины вдавливанием, пластическим резанием и скалыванием породы.

1.5. Разрушение горных пород алмазным буровым инструментом

1.5.1. Общие сведения об алмазном буровом инструменте

Производительность и работоспособность алмазного бурового инструмента во многом зависят от крупности, схемы размещения алмазов в матрице инструмента, ориентации их в направлениях к плоскости забоя и резания-скалывания по твердому вектору.

В 1939 г. в США ученые Краус и Лоусон установили для кристаллов алмаза грани и направления максимальной твердости, что позволило впоследствии изготавливать алмазный инструмент для бурения с ориентированной установкой алмазов. Производство алмазных коронок с ориентированной установкой алмазов в направлении разрушения горной породы впервые осуществлено в США в 1949 г. Опытное бурение показало, что достигается значительное снижение стоимости алмазного бурения (в 1,6 раза) и повышение проходки на коронку (в 1,37 раза).

Алмаз по шкале твердости минералов Мооса занимает максимальную 10 позицию (по шкале твердости М. М. Хрушова, микротвердость алмаза около 100000 МПа), а его твердость в 1000 раз превышает микротвердость кварца (7 позиция) и в 150 раз микротвердость корунда (9 позиция). Разница в твердости между алмазом и корундом значительно больше, чем между корундом и тальком, имеющим наименьшую твердость.

Величина алмаза с 1914 г. измеряется в каратах (0,2 грамма). Кристаллы алмаза крупнее 1 карата встречаются редко. Обычно вес их 0,2–0,4 карата.

Карат – мера веса драгоценных камней. Принята на Ближнем Востоке в средние века как вес зерна рожкового дерева.

Цвет алмазов определяется составом примесей и может быть от прозрачного до черного. Примеси в алмазах, например, металлы, являются причиной разрушения алмазного резца при бурении, поскольку примеси, имеют более значительный коэффициент теплового расширения по сравнению с алмазом, что может приводить при нагревании алмаза в процессе работы к его растрескиванию.

Для изготовления алмазного бурового инструмента применяют природные и искусственные алмазы.

Природные алмазы отличаются прочностью и износостойкостью, цветом и формой кристаллов (рис. 1.38).

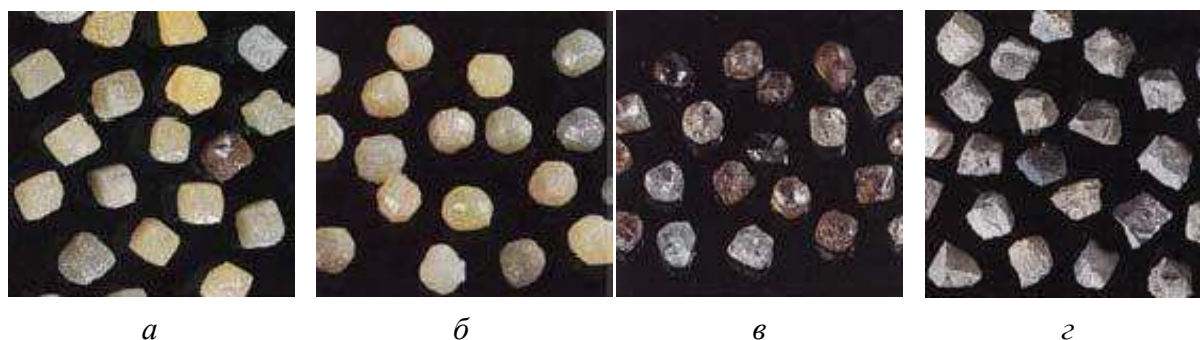


Рис. 1.38. Природные алмазы для изготовления алмазных долот: *а* – Конго кубической формы обладают средней износостойкостью и ударной прочностью; *б* – Конго сферические – стандартные монокристаллические алмазы сферической формы с шероховатой поверхностью обладают средней износостойкостью и хорошей ударной прочностью; *в* – Премиум двенадцатигранной формы обладают хорошей ударной прочностью и высокой износостойкостью; *г* – поликристаллические различной формы обладают высокой ударной прочностью и хорошей износостойкостью.

Широкое применение алмазный инструмент в практике бурения получил после открытия крупных месторождений в коренных горных породах – кимберлитах (от названия места – г. Кимберли, получила название алмазоносная площадь в ЮАР (Африка), которая открыта в 1871 г.).

В СССР первая кимберлитовая трубка «Зарница» открыта в 1954 г. в Якутии. С этих пор, после получения отечественного алмазного сырья, в стране начато производство алмазного инструмента и широкое развитие алмазного бурения взамен дробового.

Искусственные алмазы были получены в 1954 г. в США в лаборатории компании *General Electric* Г. Холлом и несколько позже одновременно в научно-исследовательских центрах Швеции, Японии, Бельгии и др. стран.

В СССР решением проблемы синтеза алмазов и организации их выпуска занимались Институт физики высоких давлений АН и Институт сверхтвердых материалов АН Украины, которыми промышленный выпуск алмазов осуществлен в 1960–1985 гг.

Буровой инструмент оснащается алмазами различной *зернистости*, измеряемой в количестве алмазов в карате (шт./кар.).

Основные размеры алмазов, применяемых в буровых инструментах, равны: 2–5 шт./кар. – диаметр зерна 3–4 мм; 10 шт./кар. – 2,5 мм; 15 шт./кар. – 2,0 мм; 20 шт./кар. – 1,8 мм; 50 шт./кар. – 1,3 мм; 90 шт./кар. – 1,1 мм; 150 шт./кар. – 0,9 мм.; 200–400 шт./кар. – 0,7–0,5 мм; менее 400 шт./кар. – менее 0,5 мм.



Рис. 1.39. Алмазные долота компании *Smith bits*.

В породах средней твердости наилучшие результаты показывают коронки, армированные алмазами зернистостью от 20 до 2 шт./кар., в твердых породах целесообразно использовать коронки с алмазами зернистостью от 200 – 20 шт./кар.) и в очень твердых породах – 600–150 шт./кар.

Для изготовления алмазных долот применяют алмазы зернистостью от 1 до 20 шт./кар. Конструкции алмазных долот показаны на рис. 1.39.

Долота, армированные природными алмазами, предлагаемые компанией *Smith Bits* (рис. 1.39), предназначены для бурения в различных породах – от средне-мягких до твердых. Долота отличаются профилями режущей структуры, системами промывки с зонами высокого и низкого давления жидкости или с радиальным потоком, а также имеют широкий выбор конфигурации алмазных вставок, что позволяет подобрать оптимальный тип долота для конкретных условий бурения.

При оснащении буровых инструментов, как правило, боковые – подрезные резцы изготавливают из более крупных алмазов, чем торцевые. Места перехода от торцевой к боковой части матрицы армируются также более крупными алмазами.

В связи с появлением таких сверхтвердых материалов, как *Stratapax*, крупные природные алмазы зернистостью 2–10 шт./кар. в буровом инструменте заменяются резцами *PDC*, потому что они отличаются большей прочностью и износостойкостью.

Величина выпуска алмазов из матрицы зависит от твердости буримых пород и размера алмазов. При бурении пород средней твердости она может быть до 30 % размера алмазов, твердых пород – до 20 %, а максимально твердых – до 10 %.

Различают коронки и долота без заданного выпуска алмазов, в которых он составляет 5–10 % размера алмаза, и с заданным выпуском алмазов, в котором выпуск резцов составляет 20–30 % их линейного размера.

Матрицы современного алмазного бурового инструмента изготавливают методом порошковой металлургии путём пропитки или горячего прессования. В первом случае матрица состоит из частиц тугоплавких металлов: карбида вольфрама, кобальта и пластичного связующего металла или сплава, например меди. Связующее вещество образует при спекании жидкую фазу, объединяющую при остывании все компоненты матрицы, в том числе и алмазы. Порошковые матрицы более износостойки, чем литые, и позволяют использовать очень мелкие алмазные зерна.

В каркас матриц, изготавливаемых методом пропитки, могут входить в различных соотношениях вольфрам, карбид вольфрама, кобальт, железо, никель. Пропитывающий состав делают обычно из меди, никеля, алюминия. Кроме того, в составе матрицы могут быть наполнители (до 30 %): зерна релита, гранулы твердого сплава типа ВК и др.

В матрицы, изготавливаемые способом горячего прессования, могут входить: бор, гидрид титана, медь, карбид вольфрама, кобальт, никель, олово, титан, железо, цезий, фосфор, цинк.

Матрицы отличаются твердостью – важнейшей характеристикой, определяющей во многом эффективность алмазного бурового инструмента. Твердость матрицы вычисляют по методу Роквелла. Она может быть: HRc 10–20 – очень мягкая; HRc 15–20 – мягкая; HRc 25–30 – средней твердости; HRc 30–35 – твердая; HRc 50–55 – очень твердая.

Твердые матрицы предназначены для бурения абразивных и менее твердых горных пород, мягкие для бурения более твердых и менее абразивных горных пород. Правильный выбор твердости матрицы задает темп её изнашивания и, соответственно, обнажение алмазных резцов при бурении, что в результате определяет эффективность бурового процесса. Чрезмерный темп изнашивания матрицы приводит к потере алмазных резцов, а замедленный износ – к изнашиванию самих алмазов – их заполированию (рис. 1.40, а, б).

Заполирование алмазов – образование на их поверхности площадок износа, ориентированных параллельно забою скважины и имеющих гладкую полированную поверхность.

В идеальном случае при бурении импрегнированным буровым инструментом износ матрицы и алмазов происходит с одинаковой скоростью.

Вооружение алмазного бурового инструмента во многом определяется насыщенностью матрицы алмазами – отношением объема алмазов к объему матрицы инструмента в процентах. Опыт бурения показывает, что этот показатель должен составлять в среднем 5–10 %. В ряде случаев ведущие фирмы выпускают инструмент с насыщенностью алмазами 15–25 %.

Насыщенность алмазами, равно как и качество алмазов, определяют ресурс бурового инструмента, его стойкость.

Расход алмазов без рекуперации для организаций Министерства Геологии СССР обычно составлял 0,6–0,9 карат/м в зависимости от твердости горных пород и совершенства применяемой технологии бурения.

*Рекуперация (лат. *recupertion* – возвращение, получение обратно) – извлечение сохранившихся алмазов из отработанного алмазного инструмента с целью их повторного использования.*

По расположению алмазных резцов в матрице буровые инструменты подразделяются на однослойные и импрегнированные (рис. 1.41, а, б).

Для бурения применяют однослойные алмазные буровые инструменты с зернистостью резцов в основном от 10 до 150 шт./кар., в которых алмазы располагаются

на торце в один наружный слой, и импрегнированные алмазные коронки с более мелкими алмазами, которые располагаются в несколько слоев (5–9). Число слоев алмазов в импрегнированных буровых инструментах определяется зернистостью алмазов: чем более мелкие алмазы, тем больше число алмазных слоев имеет коронка.

В однослойных буровых инструментах алмазы могут располагаться по следующим основным схемам (рис. 1.42): *а* – в шахматном порядке; *б* – по радиальным направлениям; *в* – по косым радиусам; *г* – по концентрически окружностям.

Возможны, естественно, и иные схемы размещения алмазов, в том числе ориентированная их установка с учетом направлений максимальной твердости алмазного зерна. Критериями эффективного расположения алмазов в матрице являются равномерное распределение на торце и перекрытие движущимися резцами всего забоя буримой скважины тем количеством алмазов, которое необходимо разместить в коронке.

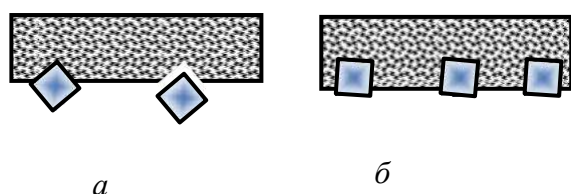


Рис. 1.40. Варианты аномального изнашивания матриц алмазных буровых инструментов:
а – интенсивный износ матрицы – потеря алмазных резцов; *б* – недостаточный износ матрицы – заполирование алмазных резцов

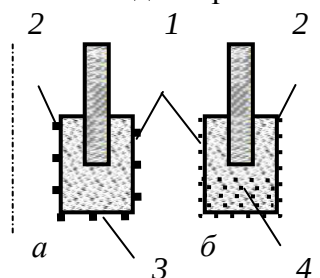


Рис. 1.41. Вооружение алмазных коронок и долот – однослойных (*а*) и импрегнированных (*б*):
 1 – наружные подрезные резцы;
 2 – внутренние подрезные резцы;
 3 – торцевые резцы; 4 – слои алмазов

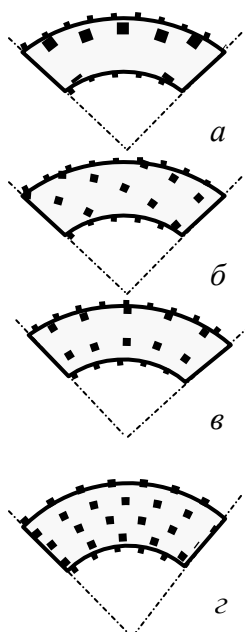


Рис. 1.42. Схема раскладки алмазов в коронках

Для повышения прочности соединения алмазов с матрицей применяют грануляцию алмазных зерен, которая состоит в покрытии алмаза металлом. Наиболее интересен вариант «металлизации» алмаза пористым хромом. В этом случае достигается не просто высокая адгезия зерна с матрицей, но и соединение за счет проникновения материала матрицы в поры оболочки из хрома.

Для бурения в основном применяют алмазы необработанные с острыми режущими гранями, овализованные и полированные.

Овализованные алмазы получают механической обработкой для придания им округлой формы.

Полирование овализованных алмазов производят для уменьшения силы их трения о породу при бурении. При овализации и последующем полировании алмазов удаляются их выступающие части, в результате образуются гладкие поверхности камней и округлая форма. Овализация и особенно полирование убирают с поверхности алмаза трещины и дефекты, что повышает прочность алмазного зерна.

Таким образом, алмазные резцы геометрически могут соответствовать форме многогранника (пирамида, пирамида с площадкой износа) или округлого резца, форма которого близка к шару.

Импрегнированные алмазные долота. Для бурения самых твердых и абразивных пород при реализации высоких значений частот вращения винтовыми забойными двигателями и турбобурами в настоящее время успешно используются импрегнированные алмазные долота с различной формой торцевой породоразрушающей части.

На рис. 1.43 показано долото *Kinetic* компании *Smith Bits* с удлиненной калибрующей поверхностью и развитой комбинированной системой импрегнированного алмазного вооружения.

В буровых долотах *Kinetic* компании *Smith Bits* используются комбинированные породоразрушающие элементы с алмазными резцами в виде импрегнированных лопастей 1, отдельных цилиндрических вставок *GHI* 2 и резцов из поликристаллических алмазов типа *TSP* 3 (рис. 1.44).



Рис. 1.43. Импрегнированные алмазные долота *Kinetic*

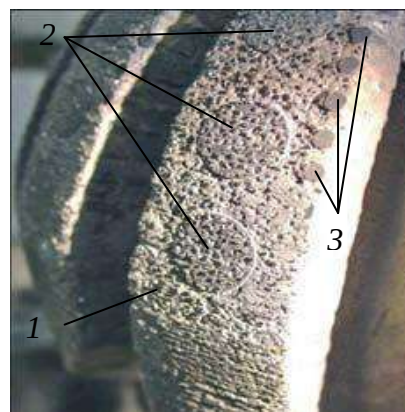


Рис. 1.44. Вооружение долота *Kinetic* с термостабильными поликристаллическими алмазными резцами (*TSP*) на режущей кромке лопастей: 1 – импрегнированная лопасть; 2 – вставки *GHI*; 3 – резцы *TSP*

Вставки *TSP* расположены на калибрующей поверхности с целью поддержания номинального диаметра скважины. При использовании в крайне абразивных породах они устанавливаются на периферийную часть профиля долота для увеличения прочности и износоустойчивости на данном участке лопасти, испытывающей при бурении максимальные усилия и изнашивание. Конструкции буровых долот имеют увеличенные по высоте лопасти, что позволяет распределить больший объем алмазного материала и обеспечивает большую проходку, чем при использовании традиционных импрегнированных буровых долот. Буровые долота *Kinetic* также характеризуются индивидуальным подходом при конструировании для конкретного типа забойного двигателя, применяемого в данных условиях. Профиль долота подбирается в зависимости от того, используется ли оно с винтовым забойным двигателем или турбобуром. Долото *Kinetic* демонстрирует высокую производительность бурения в комплексе с турбобурами за счет высокой частоты вращения, реализуемой данными забойными двигателями. Увеличенная калибрующая поверхность в сочетании со стабильностью турбобура обеспечивает высокое качество ствола скважины, исключая его винтообразное искривление, характерное для долот с резами *PDC*.

В долоте используется комбинация распределения центрального потока жидкости и точно размещенных промывочных отверстий для улучшения его охлаждения и обеспечения эффективной очистки. Конструкция бурового долота *Kinetic* позволяет производить эффективное бурение переслаивающихся пород при поддержании оптимальной механической скорости проходки, что исключает необходимость замены долота для бурения различных пород.

Долота *Kinetic* конструируют с использованием точно спроектированных горячепрессованных вставок *GHI* (рис. 1.45), алмазных резцов высшего качества, термостабильных поликристаллических алмазов (*TSP*) и матриц с импрегнированными алмазами. Компоненты *GHI* состоят из комбинации алмазных кристаллов и порошка карбидо-вольфрамовой матрицы, подобранной для обеспечения специальных свойств материалов, применяемых в конкретных условиях.

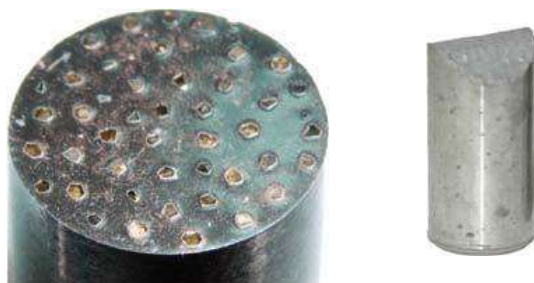


Рис. 1.45. Внешний вид горячепрессованных вставок (*GHI*).

Для вставок *GHI* применяется гранулирование, обеспечивающее более равномерное распределение алмазного материала. Получаемый равномерный состав обладает большей прочностью, сохраняет форму и имеет высокую скорость бурения в течение более длительного периода.

При бурении вставки постоянно самозатачиваются путем стирания связующего материала и открытия новых алмазных резцов. Благодаря тому, что вставки *GHI* выступают над поверхностью лопастей, они обеспечивают высокий уровень контактных давлений на горную породу и режим эффективного разрушения самых твердых горных пород. В то же время импрегнированные долота *Kinetic* используются для бурения пород самой различной твердости за счет комбинированной системы вооружения,

которая позволяет реализовать резание лопастями мягких горных пород и резание-скалывание горных пород средней твердости, а также микрорезание и истирание алмазными резцами горных пород высокой твердости (рис. 1.46, *а*, *б*). Гибридные долота *Kinetic*, обозначаемые буквой *H*, имеют комбинированное вооружение из *PDC*-резцов, природных алмазов и термостабильных поликристаллических алмазов. Долота *Kinetic* могут модифицироваться за счет использования разных связующих материалов и различных по размеру кристаллов в соответствии со свойствами буримой породы и типом забойного двигателя для идеальной эксплуатации при высоких частотах вращения, возникающих при использовании турбобуров. Выступ вставок *GHI* из корпуса долота повышает объем потока жидкости перед долотом, что позволяет использовать его для разбуривания оснастки обсадной колонны, увеличить механическую скорость и применять их при бурении на регрессии, когда работа шарошечных долот и долот *PDC* приводит к снижению механической скорости и проходки на долото.

На рис. 1.47 представлено импрегнированное алмазное долото компании *UniDrill* (ОАО «Универсальное бурение», Россия). Данные долота имеют матричный корпус, в режущую структуру которых входят сегменты различной формы с импрегнированными в них мелкозернистыми искусственными алмазами.

Состав матрицы подбирается в зависимости от породы с таким расчетом, чтобы её износ происходил немного быстрее, чем износ алмазов. Долота предназначены для бурения с помощью ротора или забойных двигателей в твердых и сильно абразивных породах.

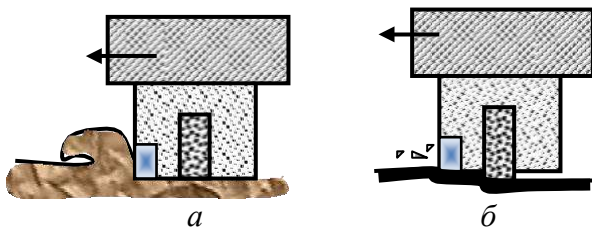


Рис. 1.46. Схемы, поясняющие принцип работы импрегнированных долот *Kinetic*: *а* – в мягких горных породах и породах средней твердости; *б* – в твердых горных породах



Рис. 1.47. Импрегнированное алмазное долото компании *UniDrill* типа *UI*

1.5.2. Разработки алмазных инструментов компаний Atlas Copco и Boart Longyear

В настоящее время значительный объем геологоразведочного бурения выполняется на оборудовании и инструментом таких ведущих мировых производителей, как компании *Atlas Copco* и *Boart Longyear*.

В соответствии с рекомендациями компании *Atlas Copco* выбор инструмента и технологии бурения производят на основании оценки абразивности, трещиноватости и твердости горных пород, которые сгруппированы и разбиты на пять категорий.

К первой группе относятся крупнозернистые, сильнотрещиноватые и сверхабразивные породы (сланец, аргиллит и известняк). Для их бурения рекомендуются импрегнированные коронки типа *Craelius* и *Hobic* с максимально твердыми матрицами.

Вторая группа пород характеризуется как трещиноватые и абразивные (песчаник, доломит, туф, кремнистый сланец). Для бурения этих пород рекомендуются коронки с менее твердыми матрицами.

Третья группа пород характеризуется как среднеабразивная (андезит, базальт, пегматит, диабаз, габбро, диорит). Коронки, рекомендуемые компанией, имеют еще менее твердые матрицы.

Четвертая группа пород – это крепкие слабоабразивные породы (гнейс, диорит, гранит, кварцит, порфир).

Пятая группа пород – очень крепкие и неабразивные породы (кварц, риолит, кремнистый известняк, таконит, лимонит, яшма). Для таких горных пород предлагается инструмент с наиболее мягкой матрицей.

Для изготовления импрегнированных коронок используют искусственные алмазы, однослойных коронок – природные алмазы зернистостью 30/50 или 20/25 шт./карат. Более крупные камни используются в коронках для бурения менее твердых, а более мелкие – более твердых горных пород. Алмазы в однослойных коронках применяются только группы *S*, в которую попадают обработанные и полированные алмазы повышенного качества.

Создаваемый буровой алмазный импрегнированный инструмент отличается не только формой торцевой части и промывочных каналов, но и высотой матриц. Например, коронки типа *Craelius* могут иметь матрицу высотой 6,5; 9,5; 12 и 16 мм. Коронки типа *Hobic* 6,5; 8; 10 мм. У коронок компании *Boart Longyear* типа *Alpha* высота матрицы может быть 9,5; 12 и даже более 25 мм.

Последняя из коронок имеет маркировку *Alpha Stage 3* (рис. 1.48). Её уникальность в наличии трех рабочих «этажей», располагаемых по вертикали, при этом каждый из них оснащен тремя промывочными каналами.

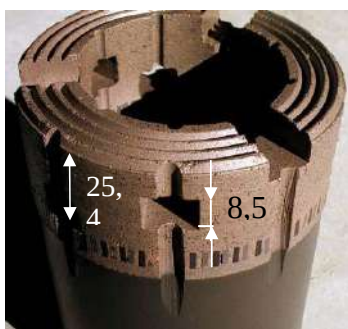


Рис. 1.48. Импрегнированная коронка компании *Boart Longyear* типа *Alpha Stage 3*

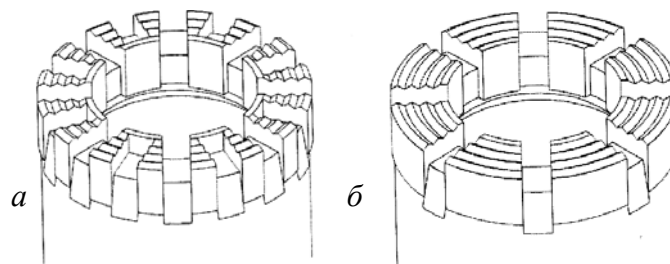


Рис. 1.49. Геометрия торца импрегнированных алмазных коронок *Alpha Bit* компании *Boart Longyear* типа *Express* с дополнительными каналами на торце (а) и стандартного типа (б)

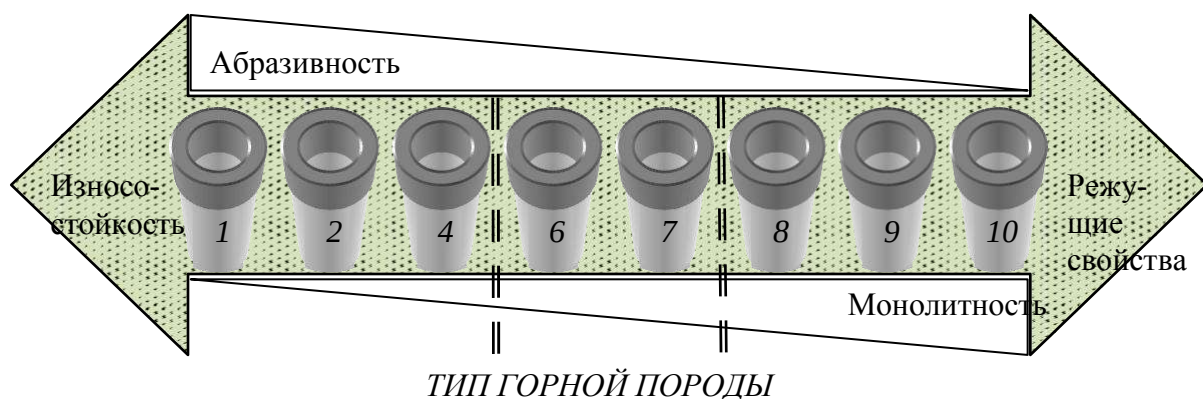
На первом этапе работы коронки действуют все три «этажа» матрицы, пропуская жидкость. При этом нижние окна обеспечивают проход жидкости для удаления шлама с забоя скважины. По мере срабатывания матрицы площадь, а затем и число каналов уменьшаются, а на заключительном этапе, когда в работе находится только последний «этаж» матрицы, работают только три оставшиеся промывочные каналы.

Сравнительные испытания коронок типа *Alpha Stage3* и *Alpha Extended Crown* с высотой матрицы 12 мм показали, что интервал бурения первыми коронками в очень твердых породах составил 126–130 м, вторых 40–41 м. При бурении пород средней твердости соотношение длины проходки этими коронками составило соответственно 400–500/140–150 м.

Низкая (6,5, 8,0 мм) и стандартная (9,5 мм) высота матрицы используется для коронок, срок службы которых не влияет на количество операций спуска и подъема, а также если ожидается значительный износ коронки по диаметру. Для снарядов со съемным керноприемником обычно рекомендуются коронки с очень высокой матрицей (12 мм) и суперматрицей (16 и 25 мм).

Для импрегнированных коронок основным является W-профиль, эффективный за счет образования свободных поверхностей разрушения горной породы, что способствует ее разрушению.

Методика выбора коронок типа *Alpha* (рис. 1.49) компании *Boart Longyear* рассмотрена на рис. 1.50. Эти коронки выпускаются со значительным числом модификаций и оснащены алмазами в оболочке из хрома, что повышает прочность соединения их с матрицей и эксплуатационные показатели инструмента.



<i>Мягкая и средней твердости:</i> андезит, перидотит, пегматит, сланец, выветрелый гранит и др. выветрелые твердые породы	<i>Твердая:</i> кварцит, гнейс, гранит, риолит, диорит, габбро	<i>Очень твердая:</i> джаспелит, таконит, кварц, роговик
--	--	--

Рис. 1.50. Технологическая схема выбора алмазных импрегнированных коронок *Alpha Bit* компании *Boart Longyear*: 1) коронки с матрицами от 6 до 10 серии могут изготавливаться с дополнительными каналами на торце (*Express*) и увеличенной высотой матрицы (*Extended Crown*); 2) коронки могут изготавливаться с увеличенной шириной промывочных окон (*Super-Flush*) и дополнительными торцевыми промывочными отверстиями (*Face Discharge*); 3) для бурения твердых и одновременно абразивных, а также трещиноватых горных пород коронки стандартной серии 6, 7 и 8 изготавливаются с более твердой и прочной матрицей в версии *Abrasive*; 4) для бурения очень твердых горных пород коронки стандартных серий 6, 7, 8, 9 и 10 изготавливаются в версии *Competent*.

Как следует из представленного (рис. 1.50) материала, методика выбора алмазной коронки компании *Boart Longyear* аналогична методике компании *Atlas Copco* и основывается на разделении горных пород по абразивности, монолитности (твердости) и трещиноватости.

При управлении процессом бурения для каждого типа коронки компаниями *Atlas Copco* и *Boart Longyear* рекомендуется рациональная частота вращения, выбор которой определяется по линейной скорости в пределах 2–5 м/с, и усилие подачи, которое должно обеспечить определенную скорость проходки. Критерием оптимального управления алмазным бурением является значение показателя *RPI* (число оборотов на сантиметр подачи).

Таблица 1.3.

Пример выбора параметров режима бурения в соответствии с управлением по методике рациональной *RPI*

Типоразмер коронки	Расход промывочной жидкости, л/мин	Частота вращения, мин ⁻¹	Скорость бурения см/мин при <i>RPI</i> , об/см		Осевая нагрузка, даН
			80	100	
BQ – 59,6 мм	23-30	1 700	22	17	900–2 300
		1 000	13	10	
		700	9	7	
NQ – 75,3 мм	30-38	1 350	17	14	1 400–2 700
		800	10	8	
HQ – 96,1 мм	38-45	1 000	13	10	1 800–3 600
		600	8	6	
PQ – 122,6 мм	68-87	800	10	8	2 300–4 500
		600	6	5	

В табл. 1.3. приведены рекомендуемые параметры режима бурения импрегнированными коронками компании *Boart Longyear*, выбираемые в соответствии с критерием *RPI*.

Например, при частоте вращения 1 200 мин⁻¹ и скорости проходки 6 дюймов (15 см) показатель *RPI* составит $1\,200/15 = 80$. Управление процессом бурения осуществляют, ориентируясь на *RPI* = 80–100, но считаются допустимыми и более высокие скорости проходки, для которых *RPI* = 60–50. В данном случае критерием выбора параметров режима бурения и скорости углубления является износостойкость инструмента.

1.5.3. Динамические нагрузки на алмазы в процессе разрушения горных пород

Повышенная хрупкость алмаза делает его очень чувствительным к вибрации. При сильной вибрации ресурс алмазного бурового инструмента может снижаться в десятки раз по сравнению с инструментом, отработанным без наложения вибрации.

Вибрации бурового инструмента возникают из-за неравномерности разрушения горной породы и несовершенств самого инструмента, например вследствие неперпендикулярности торца, несовпадения осей корпуса, матрицы, резьбы и др.

Как правило, колебания инструмента происходят с частотой, кратной частоте вращения снаряда. Так, при частоте вращения колонны 200–800 мин⁻¹ алмазная коронка претерпевает от 3,3 до 13,3 колебаний в секунду [14]. Колебания инструмента приводят к динамическим нагрузкам на алмазы. Исследования динамических усилий, возникающих при разрушении горной породы единичным алмазом, показали [12], что процесс разрушения горной

породы резанием-скалыванием происходит скачкообразно. Амплитуда как осевого, так и тангенциального усилий разрушения непрерывно меняется. Причем каждому импульсу силы на осциллограмме (рис. 1.51) соответствует единичный акт разрушения горной породы. Запись единичных актов разрушения при больших скоростях позволяет утверждать, что по внешнему виду осциллограмма единичного акта разрушения во многом сходна с графиком разрушения упругохрупкой породы индентором.

При этом рассмотрение каждого отдельного импульса на осциллограмме (рис. 1.51) показывает, что нагрузка на алмазе возрастает от минимальных до максимальных значений в сотые и тысячные доли секунды. По существу, каждый импульс на осциллограмме соответствует микроудару алмаза по горной породе.

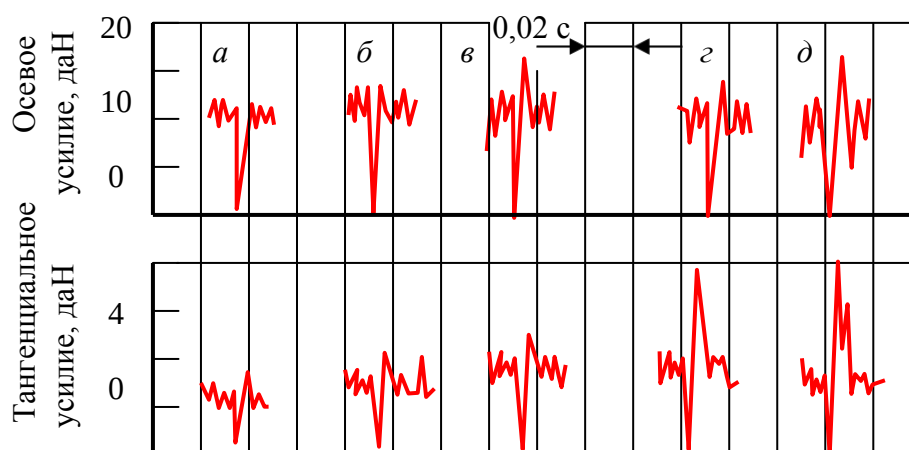


Рис. 1.51. Осциллограммы микроударов алмаза при пересечении трещины на различной глубине резания альбитофира (твердость 2 760 МПа, коэффициент пластичности 1,5), мм: а – 0,05; б – 0,75; в – 0,1; г – 0,13; д – 0,15.

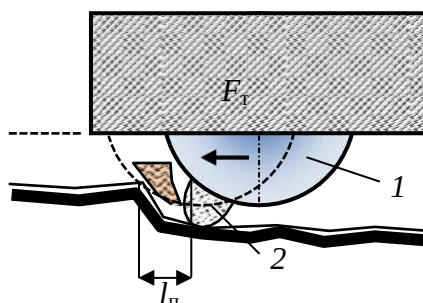


Рис. 1.52. Схема работы алмазного резца

Таким образом, в твердых упругохрупких и хрупких породах разрушение происходит циклически: микроудар – холостой ход – микроудар – холостой ход и т. д.

Динамический характер разрушения связан прежде всего с тем, что, производя скалывание породы передней гранью и создав относительно свободное пространство перед собой, алмаз определенный участок пути l_n может пройти вхолостую, а затем, достигнув неразрушенной породы на пути своего движения, вновь столкнуться с породой, испытывая при этом динамические нагрузки (рис. 1.52).

В табл. 1.4. приведено соотношение динамических, тангенциальных и осевых усилий разрушения, а также импульс силы при разрушении хрупкого мигматита (твердость 3 000 МПа, коэффициент пластичности 1).

При проведении эксперимента наряду с микроударами при резании-скалывании монолитной породы фиксировался микроудар алмазного резца при пересечении открытой трещины.

Представленные данные показывают, что алмаз воспринимает в зависимости от частоты вращения инструмента от 300 до 700 микроударов в секунду, но с увеличением скорости перемещения резца количество микроударов на единицу пути уменьшается. Сила удара, воспринимаемого алмазом при пересечении трещины, зависит от твердости горных пород и глубины его внедрения в породу (рис. 1.52).

Таблица 1.4.

Зависимость изменения характеристик микроудара алмаза по горной породе от нагрузки и скорости резания.

Частота вращения, мин ⁻¹	Осевая нагрузка, даН			Тангенциальное усилие, даН			Импульс силы при пересечении трещины, даН		Продолжительность импульса, с
	min	max	Импульс силы, даН	min	max	Импульс силы, даН	Осевая сила, даН	Тангенциальное усилие, даН	
120	4,2	7,1	2,9	1,4	3,2	1,8	7,3	4,0	0,003
	4,9	7,9	3,0	2,0	4,0	2,0	6,25	4,25	0,003
	6,1	8,9	2,7	2,3	3,4	1,1	7,25	4,3	0,002
	6,9	12,2	5,3	2,1	4,5	2,4	9,5	5,4	0,004
	7,25	12,75	5,5	2,9	3,15	1,25	15,0	5,7	0,004
	8,5	11,2	2,7	2,5	3,5	1,0	9,5	5,0	0,004
375	4,5	7,0	2,5	1,5	3,1	1,6	7,25	4,7	0,002
	5,3	8,6	3,25	2,0	3,5	1,5	6,5	4,3	0,002
	5,5	8,0	2,5	2,1	3,1	1,0	5,6	3,25	0,0015
500	3,75	6,05	2,3	1,6	2,8	1,2	5,25	3,4	0,002
	5,5	7,0	1,5	1,6	3,0	1,4	5,75	3,8	0,002
	5,75	7,5	1,75	2,0	3,0	1,0	5,75	3,2	0,001
700	6,5	8,7	2,2	2,0	3,0	1,0	6,5	2,8	0,0016
	6,8	8,3	1,5	2,0	2,9	0,9	7,0	3,0	0,0016
	7,0	9,3	2,3	2,1	3,1	1,0	7,6	4,4	0,001

При ширине трещины, равной или несколько превышающей размер внедрившейся части алмаза, в момент пересечения трещины нагрузка на алмаз падает до нуля, а затем резко возрастает. С увеличением глубины внедрения алмаза в породу (повышение осевой нагрузки на резец) меняется амплитуда колебаний усилий до 1,5–2 раз. Отсюда следует, что максимальные динамические нагрузки на алмазный резец возникают при разрушении более твердого габбро, а при разрушении перидотита не наблюдается значительных колебаний осевого и тангенциального усилий.

Наличие трещины приводит к значительным перегрузкам на резец, которые особенно заметны на фоне незначительных динамических колебаний осевого и тангенциального усилий при разрушении перидотита.

Горная порода является диссипативной системой, что приводит к поглощению энергии ударного столкновения алмаза с ней. Влияние диссипативных свойств породы можно учесть через коэффициент внутреннего трения горной породы, который равен $\text{tg } \varphi_{\text{п}}$.

Диссипация (от лат. *dissipatio* – рассеяние) – явление рассеивания механической энергии при движении, деформировании с переходом кинетической энергии в тепловую.

Бурение в трещиноватых горных породах имеет ряд особенностей. Значительное влияние на процесс бурения в трещиноватых горных породах оказывает оптимальное сочетание режимных параметров, в первую очередь осевой нагрузки на буровой инструмент и частоты вращения.

Экспериментальными исследованиями и данными практики установлено, что осевая нагрузка на буровую коронку и частота вращения снаряда должны снижаться по мере увеличения степени трещиноватости пород до 50 % от значений, принятых для монолитных пород. Это связано с тем, что при появлении трещиноватости горных пород изменяется механизм их разрушения.

Трещины способствуют развитию деформаций в породе, возрастает объем разрушенной породы при подходе резца к трещине, увеличивается и размер разрушенных частиц породы (рис. 1.53). При подходе резца к трещине наблюдается расширение и углубление борозды разрушения в 1,5–2 раза.

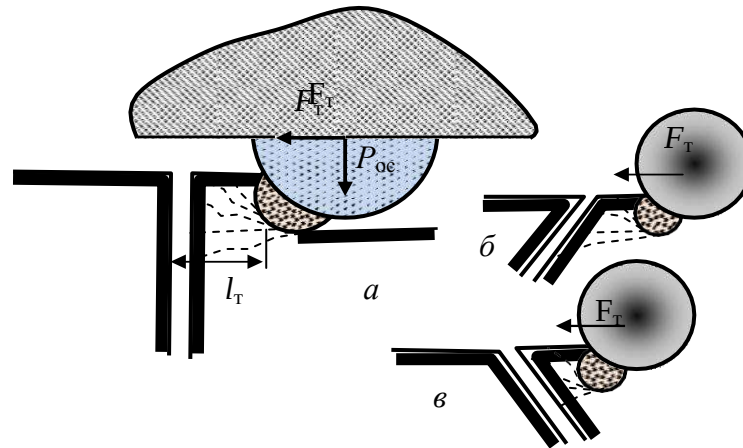


Рис. 1.53. Схемы, поясняющие процесс разрушения породы резцом перед трещиной

Таким образом, наличие трещин способствует разрушению горной породы. Степень понижения прочности забоя скважины определяется размером трещины, их количеством на единице площади забоя и ориентацией по отношению к забою скважины.

В то же время работа резца, пересекающего трещину, как уже отмечено выше, носит чрезвычайно динамический характер, так как скол породы при подходе к трещине обеспечивает резцу «пробег» на интервале l_T без какого-либо сопротивления до противоположного борта трещины (рис. 1.53, а), а при встрече резца с бортом трещины происходит удар, в результате которого может произойти слом резца.

Особенно чувствительны к подобным ударным нагрузкам буровые инструменты резцового типа – твердосплавные коронки, лопастные долота и алмазные буровые коронки.

Импульсный характер процесса бурения трещиноватых горных пород приводит к тому, что тангенциальное усилие на резце в момент пересечения им открытой трещины резко изменяется.

Наиболее значительные ударные нагрузки на резцы инструмента будут в случаях, при которых плоскость трещины или перпендикулярна направлению движения резца (рис. 1.53, а), или, если плоскость трещины наклонена по направлению движения резца (рис. 1.53, б). В случае если плоскость трещины ориентирована в направлении перемещения резца, динамический характер работы резца будет несколько снижен (рис. 1.53, в), поскольку он пересекает трещину по касательной.

С увеличением трещиноватости горных пород за счет снижения прочности забоя и увеличения количества ударов и энергии каждого удара начинает расти механическая скорость бурения, но одновременно с этим увеличивается и сила ударов по резцам, что может приводить к интенсивному износу алмазных коронок, сколам и выкрашиванию алмазных резцов. Снижение динамической нагрузки на резцы буровых коронок следует осуществлять прежде всего за счет уменьшения частоты их вращения. Снижение частот вращения, особенно при алмазном бурении, следует определять исходя из допустимой

энергии удара алмазов при пересечении ими трещин с учетом количества или размеров самих трещин.

1.6. Разрушение горных пород шарошечными долотами

1.6.1. Конструкции и вооружение шарошечных долот

Одним из наиболее распространенных буровых инструментов, предназначенных для бурения горных пород различной твердости – от мягких до самых твердых, без отбора керна и с отбором керна, являются шарошечные долота.

Шарошечное долото создано в конце XIX – начале XX в. Долото с коническими шарошками запатентовано Говардом Хьюзом (США) в 1909 г.

Шарошечное долото (рис. 1.54) состоит из корпуса с резьбой 1, лап 2 и шарошек 3, размещаемых на осях – цапфах 4. Шарошки 3 имеют вооружение в виде армированных зубьев 5. При вращении корпуса долота 1 с лапами 2 шарошки 3 вращаются вокруг цапф 4. Поэтому между шарошками 3 и цапфами 4 размещают шариковые или роликовые подшипники 6, а в долотах малого размера применяют подшипники скольжения. Очистной агент подается к забою по каналу 7. Отверстие 8 предназначено для доставки в канал между шарошкой 3 и цапфой 4 шариков подшипника 6, которые, выполняя функцию подшипника, служат также в качестве фиксаторов шарошки 3 на цапфе 4. После сборки долота канал 8 закрывают.

Уникальность этого инструмента состоит в сочетании ударного, раздавливающего и скалывающего действий, реализуемых одновременно, что позволяет успешно бурить как мягкие и пластичные, так и твердые и хрупкие горные породы.

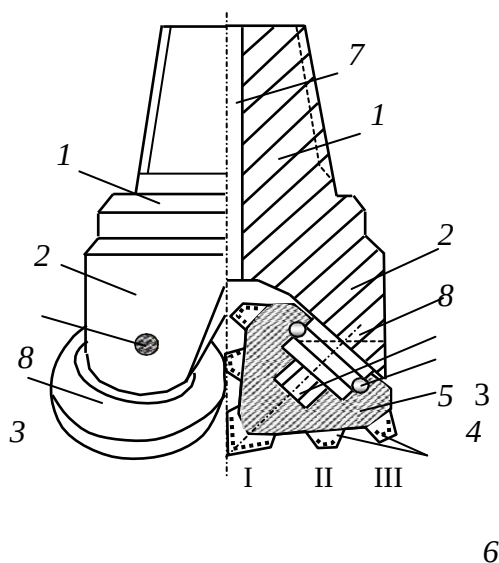


Рис. 1.54. Схема трехшарошечного долота с центральным промывочным каналом, зубчатым вооружением и опорой качения на подшипниках

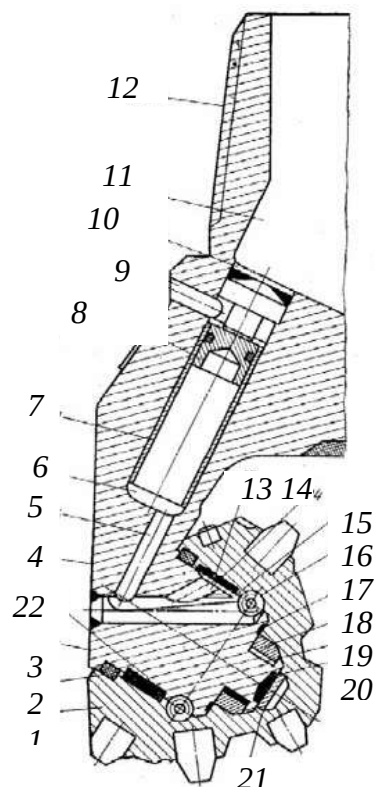


Рис. 1.55. Долото с герметизированной маслonaполненной опорой

При вращении долота шарошки перекатываются по забою, опираясь (каждая из них) на породу то одним, то двумя зубьями. Таким образом, одновременно в контакте с породой находятся несколько зубьев шарошки, а остальные остаются как бы в резерве. Если сопоставить вооружение шарошечного долота с инструментом режущего типа, например лопастным долотом, можно убедиться, что запас вооружения у шарошечного долота увеличивается в десятки раз, хотя удельное давление на забой при равной осевой нагрузке при этом остается прежним.

Зубья шарошечного долота находятся в контакте с горной породой весьма короткое время, а выйдя из контакта, интенсивно охлаждаются промывочной жидкостью. Это позволяет резко увеличить удельную мощность, реализуемую зубьями, по сравнению с резцами режуще-скалывающего инструмента, без опасности развития катастрофического изнашивания вооружения.

Ресурс шарошечных долот определяется довольно часто не стойкостью вооружения, а износостойкостью опор вращения шарошек. Для повышения ресурса шарошечных долот большого размера применяют герметизирующие подшипниковые узлы уплотнения, а также долота с маслонаполненными под давлением опорами.

На рис. 1.55 приведена схема долота с герметизированной маслонаполненной опорой серии *L* французской фирмы *Creusot-Loire*.

Долото имеет герметизированную опору благодаря наличию манжеты 2, перекрывающей зазор между шарошкой 1 и цапфой 3. В состав герметизированной системы, заполненной смазкой, входят просверленные в лапе 4 смазочный соединительный канал 5 и лубрикатор 6. В лубрикаторе 6 установлены гидроцилиндр 7 с поршнем 8, которые образуют компенсатор, обеспечивающий автономную подачу смазки из лубрикатора 6 и гидроцилиндра 7 через канал 5 к элементам опоры в процессе бурения под действием нисходящего потока промывочной жидкости. Для выравнивания давлений, действующих с одной стороны на манжету 2, а с другой – на поршень 8, просверлен отводной канал 9, сбрасывающий часть жидкости, поступающей в верхнюю часть 10 лубрикатора над поршнем из внутренней полости 11 резьбовой головки 12 долота. К фрикционным поверхностям 13 и 22 большого подшипника смазка подводится от соединенного канала 5 через канал 14, а к шариковому замковому подшипнику 16 через канал 15. Под шариковым подшипником 16 предусмотрен дополнительный торцевой подшипник 17 скольжения. Малый фрикционный узел со стороны шарошки выполнен вставной фрикционной втулкой 18, а со стороны цапфы 3 – поверхностью 19, армированной защитным покрытием таким же образом, как и в зоне большого подшипника, по нижнему нагруженному сегменту. Защитным покрытием армируется и концевой торец 20 цапфы, контактирующий с подпятником 21, запрессованным в шарошку.

Защита подшипниковых опор шарошечного долота является одной из важнейших задач при его работе в условиях высокой температуры и давления, воздействия коррозионных пластовых флюидов и промывочной жидкости.

Примером современного решения по созданию герметизированных опор шарошечных долот является двойное сальниковое уплотнение долот *Gemini R*, производимых компанией *Smith bits* (рис. 1.56).

Система двойного сальникового уплотнения *Gemini R* является наиболее долговечной и надежной среди подобных. Она состоит из первичного уплотнительного кольца для защиты подшипников и вторичного, обеспечивающего защиту первичного сальникового уплотнения. Первичное уплотнение новой конструкции усилено по динамическим поверхностям особым износостойким эластомером и новым энергоемким материалом, обладающим постоянным давлением в зоне соприкосновения. Первичное кольцо пулевидной формы имеет широкий поперечный профиль и обеспечивает максимальную защиту подшипника.

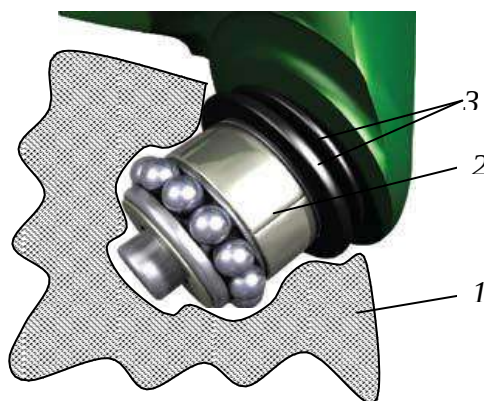


Рис. 1.56. Долото с двойным сальниковым уплотнением опоры качения:
1 – шарошка; 2 – цапфа; 3 – сдвоенные сальники.

Вторичное уплотнительное кольцо также изготавливается из нескольких специально разработанных материалов и предназначено для защиты подшипникового уплотнительного кольца от абразивного воздействия твердых частиц, присутствующих в скважинных флюидах. Специально разработанный термостойкий материал *Kevlar* расположен на торцевой поверхности уплотнения в зоне контакта герметичного кольца и цапфы. Он обеспечивает повышенный уровень износостойкости, а также защиту от абразивного воздействия скважинных жидкостей.

Эластомерная матрица обеспечивает упругость и превосходные уплотняющие свойства. Хотя уплотнительные кольца функционируют независимо друг от друга, в паре они создают превосходную герметизацию подшипникового узла и надежную работу в условиях высокой частоты вращения инструмента, больших нагрузок на долото, при проходе участков со значительным искривлением ствола, повышенном содержании твердой фазы в буровом растворе и высоком забойном давлении. Долота могут иметь 1, 2, 3, 4 и более шарошек. Основными являются трехшарошечные долота (рис. 1.57).

По назначению шарошечные долота разделяются на следующие основные виды:

- для бескернового вращательного бурения;
- бурения с отбором керна (колонковые долота);
- бурения с продувкой;
- специального назначения.

Для производства буровых работ выпускаются бескерновые шарошечные долота следующих типов: М (для мягких пород), МЗ (для мягких абразивных), МС (для мягких пород с пропластками пород средней твердости), МСЗ (для мягких абразивных пород с пропластками пород средней твердости), С (для горных пород средней твердости), СЗ (для абразивных пород средней твердости), СТ (для горных пород средней твердости с пропластками твердых пород), Т (для твердых пород), ТЗ (для твердых абразивных пород), ТК (для твердых горных пород с пропластками крепких пород), ТКЗ (для абразивных твердых пород с пропластками крепких пород), К (для крепких пород), ОК (для очень крепких горных пород).

Все перечисленные долота подразделяются на две группы, которые отличаются как по характеру взаимодействия и разрушения горной породы на забое, так и конструктивному исполнению рабочих породоразрушающих органов – шарошек долота.

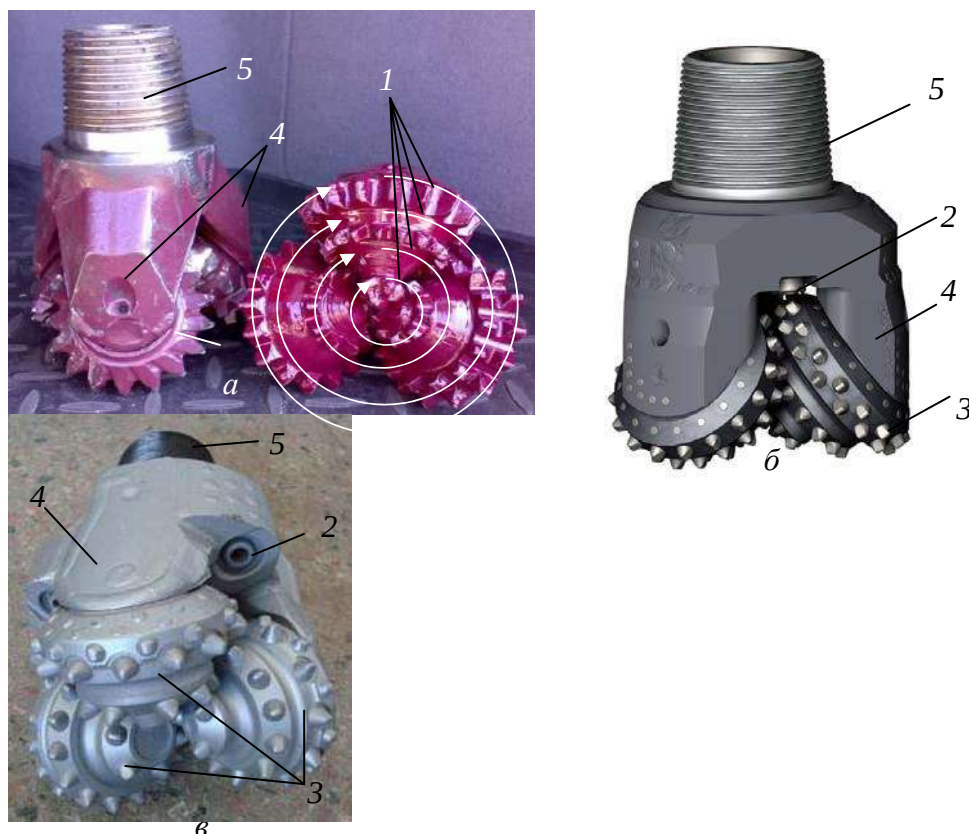


Рис. 1.57. Трехшарошечные долота: *а* – для бурения мягких горных пород с фрезерованными на шарошках зубьями; *б, в* – для бурения средних по твердости и твердых горных пород с твердосплавными по- родоразрушающими вставками; 1 – траектории движения венцов шарошек долота; 2 – сопло для выхода промывочной жидкости с боковым расположением; 3 – шарошки; 4 – лапы долота; 5 – резьба.

Первая группа – долота с зубчатыми шарошками, производящие раздавливающее-дробящее-скалывающее воздействие (долота типа М, МЗ, МС, МЗС, СЗ). Раздавливание, дробление и скалывание породы реализуется при качении шарошки по забою, а вследствие проскальзывания (поступательного движения шарошки без вращения на оси) осуществляется дополнительное резание-скалывание породы.

Как следует из характеристики процесса разрушения горной породы шарошечным долотом, статические формы разрушения (раздавливание) сочетаются с динамическими (скалывание), в том числе с ударными (дробление), что и делает шарошечные долота универсальными инструментами для бурения самых различных по твердости горных пород.

Разрушение горных пород шарошечными долотами может производиться при различных соотношениях режуще-скалывающего и дробящего воздействия. Чтобы создать долота, производящие на горную породу только ударные – дробящие нагрузки, необходимо придать шарошкам такую геометрическую форму, при которой последние осуществляли бы чистое качение. Этим условиям соответствует одноконусная шарошка с образующими, пересекающимися на оси долота. Любое отклонение от указанной геометрии приводит к проскальзыванию шарошек при вращении долота на забое.

Проскальзывание шарошек является важным показателем конструкции долота, который оценивается коэффициентом проскальзывания ($K_{пр}$) – отношением длины траектории проскальзывания зубца за один оборот долота на забое к длине концентрической окружности на забое скважины, по которой перемещается зубец при вращении долота. Проскальзывание достигается за счет формы шарошек и углового или продольного смещения осей вращения шарошек от оси долота. Например, для долот с

конусными шарошками $K_{пр} = 0$, для двух-, трех- конусных шарошек $K_{пр} = 0,05-0,1$, для бочкообразных $K_{пр} = 0,1-0,15$, для долот со смещением осей шарошек от оси долота коэффициент проскальзывания может достигать 0,3. Значит, в последнем случае почти треть пути по забою зубцы шарошек осуществляют поступательное перемещение как зубцы твердосплавных коронок и долот и только две трети пути по забою перекатываются, совершая дробяще-скалывающее и раздавливающее воздействие на горную породу.

Вооружение шарошек долот первой группы выполняется зубчатым. Зубцы фрезеруются непосредственно на шарошке и армируются наплавляемым твердым сплавом.

Долота, предназначенные для бурения абразивных пород, имеют вооружение в виде запрессованных в шарошки твердосплавных вставок с клиновидной формой рабочей поверхности.

Вторая группа – долота с увеличенным дробящим воздействием на породу и минимальным проскальзыванием шарошек (СТ, Т, ТЗ, ТКЗ, К, ОК). Именно поэтому у долот этого типа в основном одноконусные шарошки, установленные в долоте без смещения осей вращения. При этом шарошки долот типа СТ и Т выполняются зубчатыми, ТК, К, ОК армируются твердосплавными вставками со сферическими торцами, а шарошки долот типа ТЗ и ТКЗ имеют комбинированное вооружение – зубья чередуются с твердосплавными вставками.

Шарошечные долота могут оснащаться гидромониторными насадками, повышающими скорость истечения струй промывочной жидкости из центрального канала долота, для улучшения очистки забоя и шарошек от продуктов разрушения.

Как уже отмечено, породоразрушающими элементами шарошек могут быть зубья или твердосплавные вставки с клиновидной, шарообразной и др. формами рабочих поверхностей.

Зубья и вставки на шарошках долота располагают венцами. Венцы и зубья со вставками в них располагают таким образом, чтобы за один полный оборот долота вся поверхность забоя была покрыта зонами разрушения.

Зубья шарошек могут иметь различную геометрическую форму. Наиболее типичной является клиновая с площадкой притупления на вершине зуба (рис. 1.58). Зубья шарошек характеризуются определенными параметрами: α – углом приострения зуба; a – шириной площадки притупления; b – длиной зуба; H – высотой зуба; S – шагом расстановки зубьев.

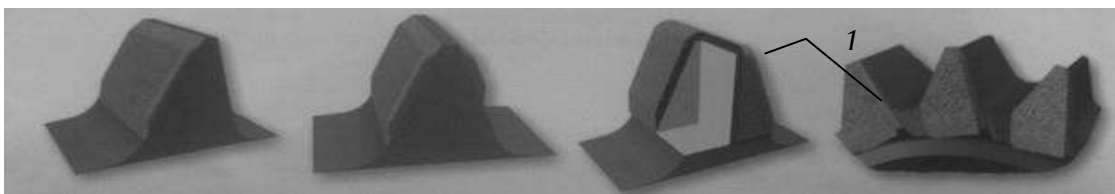


Рис. 1.58. Формы фрезерованных зубьев шарошечных долот:
1 – наплавляемый твердый сплав

Элементы вооружения (зубья или вставные зубки-вставки) располагаются на шарошках таким образом, чтобы предотвратить образование «рейки» на забое и обеспечить полное перекрытие. Имеется вариант исполнения вооружения по самоочищающейся схеме, когда зубья соседних шарошек входят в бесконтактное зацепление, подобно двум шестерням в механической передаче, но без взаимодействия (рис. 1.59). Подобная схема выполняется с целью очистки шарошек и особенно пространства между зубьями от налипающей горной породы.

Долота оснащаются твердосплавными вставками, например разработанными компанией *Hughes Tool Company* (рис. 1.60). Каждая вставка имеет цилиндрическое основание со скошенной у нижнего торца фаской. Рабочая головка вставки может иметь

различную форму в зависимости от назначения вставки. Так, вставка с круглой (овоидальной) головкой (рис. 1.60, *а*) предназначена для скалывания и дробления породы, поэтому она применяется для оснащения долот при бурении очень твердых горных пород (ОК).

Зубок со сводчатой формой (рис. 1.60, *б*) используется в долотах, предназначенных для бурения твердых (Т) и крепких (К) горных пород. Высота головки несколько больше, чем у предыдущей вставки, поэтому при перекачивании шарошки зубок внедряется в породу на большую глубину, а это возможно в породах менее твердых, чем разрушаемые вставкой с круглой головкой. Воздействие на породу со стороны шарошки в этом случае так же дробяще-скалывающее.

Вставка со свдчато-черпаковидной головкой (рис. 1.60, *в*) характеризуется еще большей высотой. Кроме дробления-скалывания она благодаря черпаковидной выемке производит и механическое извлечение разрушенной породы из лунок забоя. Предназначена такая вставка для бурения горных пород средней (С) твердости.

Коническая рабочая головка вставки (рис. 1.60, *г*) способствует дробящему воздействию на породу, но она производит также и небольшое скребуще-режущее воздействие, а поэтому применяется для оснащения долот, предназначенных для бурения горных пород средней (С) твердости. Зубиловидная головка вставки (рис. 1.60, *д*) характеризуется пересечением граней под углом 90° . Она предназначена для разрушения горных пород средней (С) твердости дроблением и скалыванием.

Долотовидная вставка (рис. 1.60, *е*) с затуплением вершины предназначен для разрушения горных пород средней (С) твердости и мягких (М) и характеризуется наряду с дроблением-скалыванием также и скребущим действием.

Клиновидно-коническая вставка (рис. 1.60, *ж*) характеризуется весьма значительным закруглением вершины и может применяться для бурения горных пород средней твердости (С) и мягких (М).

Вставка с черпаковидной головкой и со смещением вершины (рис. 1.60, *з*) предназначена для разрушения преимущественно мягких (М) и рыхлых горных пород. Зубок обеспечивает фрезерующе-сребущее воздействие на породу и извлечение из лунок забоя разрушенных осколков породы, предотвращая их многократное перемалывание. Высота этого зубка максимальна.

Черпако-долотчатая вставка (рис. 1.60, *и*) обладает теми же свойствами, что и предыдущий, но характеризуется большим притуплением его вершины и меньшей высотой, что допускает возможность его применения для разрушения более плотных пород, т. е. средней (С) твердости.

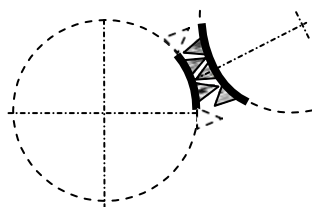


Рис. 1.59. Исполнение вооружения шарошек по самоочищающей схеме

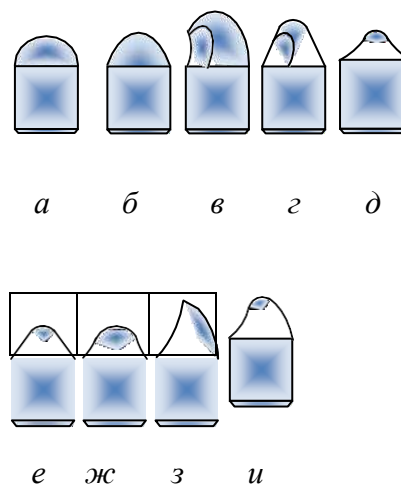


Рис. 1.60. Разновидности вставок, применяющихся в долотах

У долот фирмы *Hughes Tool Company* также выполняется усиление калибрующего вооружения твердосплавными вставками, преимущественно овоидальной формы, устанавливаемыми через один-два фрезерованных зуба. При этом вершина фрезерованного зуба срезается и в образуемой площадке ближе к тыльной стороне высверливается гнездо под вставку. Такое усиление называют «Heel Pac», т. е. упрочнение пяты – тыльной части шарошки (рис. 1.61).

Для повышения эффективности разрушения горных пород применяют долота с венцами, зубья которых имеют различную длину торцевых площадок. Такие долота получили название долот с волнообразными венцами. Ресурс этого долота и скорость бурения увеличены за счет скола зубьями более крупных частиц породы: более острые зубья 1 проникают в породу на большую глубину, а более широкие зубья 2 скалывают боковые поверхности лунок, образовавшихся от ударов острых зубьев 1 (рис. 1.62). Обязательным условием при конструировании шарошечных долот является создание достаточно долговечной опоры шарошек. С этой целью трущиеся детали долот выполняются из высококачественных сталей и подвергаются специальной термообработке. Особенно сложной представляется задача создания долговечных опор качения шарошек у долот диаметром 76, 59 и 46 мм в связи с резким снижением прочностных характеристик всех деталей и трудностью использования шариковых затворов шарошек, вызванными малыми размерами цапф, лап и низкой прочностью шариков приемлемых размеров.

В связи с этим для бурения скважин диаметром 76–46 мм в Среднеазиатском НИИ геологии и минерального сырья предложена оригинальная и эффективная конструктивная схема малогабаритного долота, получившего маркировку ДДА (долото двухшарошечное асимметричное). Долота ДДА-46, 59, 76 и 93 предназначены для бурения твердых и очень твердых горных пород.

Долото ДДА (рис. 1.63) состоит из корпуса с резьбой 1 из двух секций, соединенных сварными швами 2. На цапфах 3 корпуса смонтированы шарошки 4 полусферической формы, армированные цилиндрическими зубками 5 из твердого сплава ВК8. Опора долот (цапфа 3, шарошка 4) представлена подшипником скольжения, что позволяет выполнить её конструктивно более прочной, так как не требуется размещение на опоре шариков и роликов подшипниковых узлов. Шарошки долота 4 закрепляются на лапах распорным V-образным пальцем 6 с упорными буртами, который своими концами вставляется в отверстия пустотелых цапф 3, создавая, таким образом, дополнительную опору.



а



б

Рис. 1.61. Варианты усиления тыльной части шарошек долот: а – калибрующие вставки и один ряд вставок для защиты; б – два ряда вставок для защиты

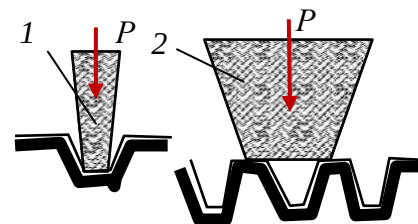


Рис. 1.62. Схема поражения забоя шарошечным долотом с зубьями в венце различной ширины

В этом случае шарошки 4 размещены в долоте не консольно, как это принято по основной схеме, а в пределах замкнутого контура «цапфа 1 – V-образный палец-лапа 2», что существенно повышает прочность долота и практически исключает отделение шарошек от корпуса при бурении. Угол наклона цапф 6 к оси долота 65° . Детали долота изготавливаются из легированной стали и подвергаются термообработке, цементации, закалке и отпуску.

Исследования, выполненные при создании конструкции долота ДДА, показали, что проскальзывание является одним из основных факторов, интенсифицирующих процесс разрушения при бурении не только мягких и пластичных пород, но и твердых горных пород.

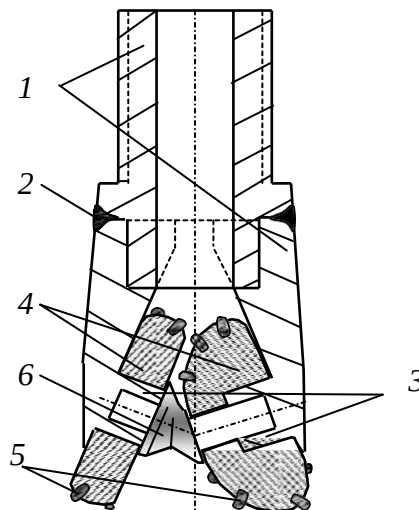


Рис. 1.63. Шарошечное долото ДДА

При бурении долотами типа ДДА достигается более высокая механическая скорость бурения при относительно равном ресурсе в сравнении с другими долотами, например трех- или двухшарошечными долотами типа К, конструкции СКБ Министерства геологии, которые выполнены по классической схеме.

1.6.2. Системы очистки забоя и интенсификация процесса разрушения при бурении шарошечными долотами

Поскольку при шарошечном бурении образуется большое количество продуктов разрушения (шлама), осколков и достаточно крупных обломков, эффективное разрушение горных пород шарошечными долотами возможно только при совершенной системе очистки забоя, под которой подразумевается система, обеспечивающая немедленное и полное удаление продуктов разрушения, образующихся в результате взаимодействия зубьев долота с породой из зоны породоразрушающего действия инструмента. Обломки породы, отделенные от забоя одним зубом, должны быть удалены до взаимодействия с породой следующего зуба таким образом, чтобы все породоразрушающие элементы долота постоянно контактировали только с породой забоя, не производя повторного измельчения разрушенной породы. В таком случае при определенном количестве затраченной на разрушение породы механической энергии скорость проходки будет максимальной. В другом случае часть энергии будет расходоваться бесполезно на разрушение уже образовавшихся, но не удаленных с забоя обломков породы.

Одной из причин уменьшения скорости бурения может быть зашламование долота, особенно при бурении пластичных пород. В шарошечных долотах шламом забивается пространство между зубьями и даже шарошками, а в алмазных инструментах – между

алмазными резцами и в каналах на торце.

Немедленное удаление шлама из призабойной зоны может быть достигнуто при обеспечении эффективной циркуляции промывочного раствора.

К факторам, определяющим эффективность циркуляции, относятся:

- расход жидкости;
- скорость истечения струи из промывочного канала или гидромониторного сопла;
- геометрия системы промывки долота: число и форма насадок (или отверстий), их расположение и расстояние до забоя;
- характеристики промывочной жидкости: плотность, содержание твердой фазы, фильтрационная способность, вязкость, смачивающая способность и др.;
- свойства разбуриваемых горных пород: прочность, проницаемость, пластовое давление.

Процесс промывки забоя можно условно разделить на три этапа:

- удаление обломков породы с поверхности забоя;
- вынос шлама из зоны действия зубьев долота в кольцевое пространство между буровым снарядом и стенкой скважины;
- транспортирование шлама по кольцевому пространству к устью скважины.

Достижение максимальных скоростей бурения возможно лишь при оптимизации всего процесса и параметров промывки, характеристик промывочной жидкости.

Определяющим для эффективной работы долота является этап быстрого удаления обломков после отделения их зубьями долота от массива породы. Эта задача решается применением той или иной системы промывки долот. В наиболее традиционных и часто применяемых для бурения трехшарошечных долотах используются три основные системы промывки: центральная, периферийная, комбинированная.

При центральной промывке буровой раствор поступает в призабойную зону через внутренний канал долота. Поток раствора омывает шарошки, очищая их от шлама, а затем достигает забоя, подхватывает шлам и через зазоры между лапами долота и стенкой скважины поступает в затрубное пространство. Часто вместо одного центрального канала создают три промывочных отверстия – одно для каждой шарошки долота. Скорость струй промывочной жидкости изменяется от 20–40 м/с.

При периферийной схеме промывки буровой раствор поступает в призабойную зону через отверстия между шарошками, причем струи направляются непосредственно на забой скважины. Здесь струи растекаются параллельно плоскости забоя, очищают поверхность забоя и зубья шарошек, после чего жидкость через зазор между долотом и стенкой скважины поступает в затрубное пространство. Обычно в промывочных отверстиях запрессованы сменные гидромониторные насадки (керамические или карбида вольфрама). Скорость струй раствора составляет 70–150 м/с. Комбинированная система промывки применяется в долотах большого диаметра. В данном случае сочетаются две первые схемы.

Примером комбинированной схемы промывки может быть гидродинамическая система долот компании *Smith bits*.

Для оценки потока жидкости в системе промывки *Typhoon* компании *Smith bits* применяется усовершенствованная расчетная модель гидродинамики жидкости (*CFD*), которая обеспечивает оптимизацию потока для более эффективной очистки шарошек, выноса бурового шлама, а также во избежание его повторного перемалывания. В системе промывки *Typhoon* используются как векторные (направленные) удлиненные насадки *VE* для очистки внешней части вооружения, так и насадки для очистки внутренней части вооружения *J3* (рис. 1.64).

Векторные удлиненные насадки для очистки внешней части вооружения *VE* точно направляют поток жидкости к передней кромке шарошек, в то время как насадки *J3* для очистки внутренней части вооружения распределяют потоки в пространство между шарошками. Совместное действие этих шести точно направленных насадок формирует режим потока, который улучшает путь прохождения и скорость бурового раствора. Это позволяет оптимизировать очистку резцов и вынос бурового шлама с забоя, что приводит к максимальному увеличению механической скорости бурения. В настоящее время система промывки *Typhoon* предлагается для долот с наружным диаметром 406 мм и более.

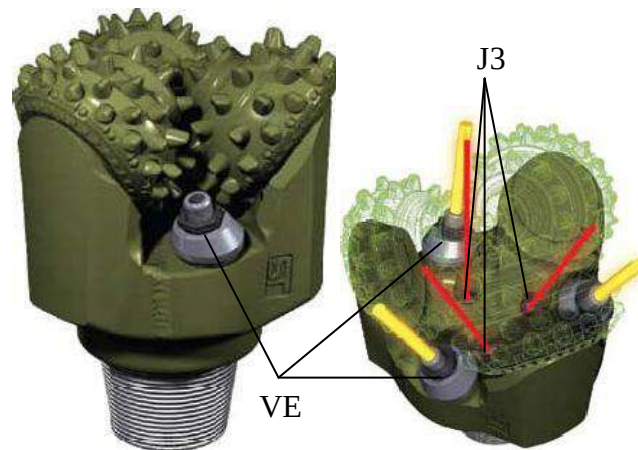


Рис. 1.64. Долота *Shamal Typhoon* компании *Smith bits* с тремя векторными насадками (*VE*) для очистки внешней части вооружения и тремя насадками для очистки внутренней части вооружения (*J3*).

Параметры, определяющие качество промывки забоя (средняя скорость струй, мощность, сила удара и динамическое давление струй, скорость параллельных забоя потоков), имеют максимальное значение при небольшом расстоянии между насадкой и забоем.

Поэтому один из путей улучшения характеристик долот с периферийной системой промывки состоит в приближении насадок к забою скважины на расстояние, которое меньше длины ядра струи (в котором скорость струи постоянна). Это расстояние будет равно $(4-6) d_0$, где d_0 – диаметр насадки в точке истечения раствора. Чаще всего расстояние размещения насадок составляет $(10-20) d_0$. Для размещения насадок используют специальные удлинители.

В долотах фирмы *Smit tul* расстояние от насадки до забоя составляет 38 мм – $(2,5-4) d_0$.

Другой способ повышения эффективности шарошечных долот заключается в применении асимметричной схемы промывки.

Например, известно применение долота (Бухарестский институт нефти и газа), в котором часть жидкости проходит через канал в одной из лап долота, через её цапфу и конус шарошки. Струя жидкости выходит почти параллельно плоскости забоя и при вращении долота смывает шлам из центральной зоны к периферии, откуда его легче удалять в затрубное пространство.

Во Франции разработано и испытано долото с двумя насадками (рис. 1.65), расположенными между шарошками, и одной, направленной вверх. Последняя, создает эжекционный эффект и ускоряет удаление шлама с забоя.

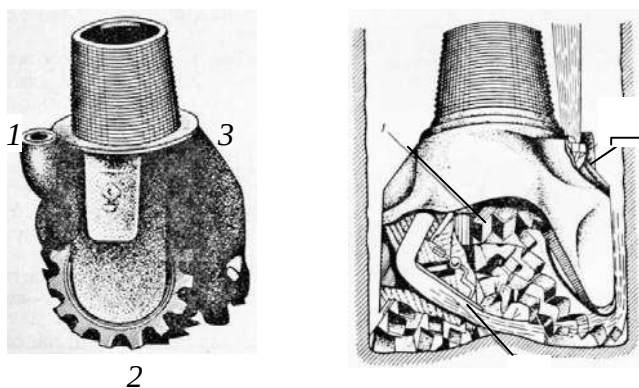


Рис. 1.65. Долота с гидродинамической насадкой, ориентированной вверх.

Эжектор (франц. *egoutteur* – выбрасывать) – *струйный насос, в котором жидкость перемещается (циркулирует), увлекаемая потоком (струей) жидкости или газа.*

Известно также применение долота с комбинированной асимметричной системой промывки: одна обычная периферийная насадка, один канал истечения струи через лапу и еще один промывочный канал, направленный вверх.

Результаты бурения долотами с асимметричной промывкой показали рост скорости проходки и ресурса вооружения и опор долота.

В малогабаритных долотах диаметром 112–46 мм традиционно применяется центральная система промывки забоя.

Гидромониторная струя жидкости, выходящая из сопла долота, распространяется в ограниченном пространстве. Расчет такой струи производится на основе теории затопленных струй.

Анализ показывает, что если струя жидкости к забою будет направлена по касательной, то её породоразрушающее действие может усиливаться. В данном случае наибольший эффект может быть достигнут, если струя будет направлена по касательной непосредственно в зону работы зубца шарошечного долота.

Конструкция долот позволяет использовать удлиненные насадки и направлять струю под углом $15\text{--}25^\circ$ к забою в приконтактную зону зубьев шарошки с породой. В приконтактной зоне зуба долота с забоем порода деформирована зубьями, имеет выступы, которые образуются при внедрении в забой, и может быть легко разрушена струей жидкости.

При бурении более прочных пород – твердых и очень твердых, динамическое давление струи должно обеспечить сдвиг и отрыв от поверхности забоя частицы разрушенной породы.

При внедрении зуба шарошечного долота в породу на забое образуются магистральные трещины, направленные от ядра сжатия к поверхности забоя. Скалывание породы по направлениям развития магистральных трещин приводит к образованию лунок выкола. Препятствием этому является угнетающее давление, которое связано с действием гидростатического давления столба жидкости, пластового давления и динамического потока струй жидкости из промывочных каналов долота.

Для эффективного отделения (отслаивания) от забоя отколотых зубьями кусочков породы необходимо направить поток жидкости в зону разрушения по направлению именно в образующуюся трещину отрыва (рис. 1.66).

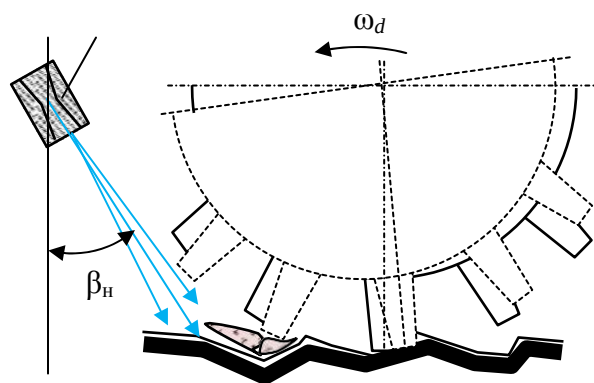


Рис. 1.66. Схема для определения рационального направления струи промывочного раствора из насадки .1

Представленная на рис. 1.66 модель интенсификации процесса разрушения твердой горной породы позволила повысить механическую скорость бурения на 30 %, а ресурс долот увеличить на 20 %.

1.7. Разрушение горных пород при вращательно-ударном, ударно-вращательном и ударном способах бурения

1.7.1. Разрушение горных пород при вращательно-ударном способе бурения

Эффективность вращательного бурения твердых горных пород алмазным и шарошечным буровым инструментом может быть существенно повышена за счет наложения высокочастотных ударных импульсов.

Вращательно-ударный способ бурения – это метод разрушения пород вследствие воздействия осевой нагрузки, крутящего момента, характерных для вращательного бурения, и динамической нагрузки, прилагаемой к буровому инструменту в режиме высокочастотных ударных импульсов малой и средней энергии.

Вследствие приложения высокочастотных ударных импульсов в горной породе развиваются дополнительные напряжения и формируются трещины. Особенно значительным становится эффект от ударных импульсов при бурении чрезвычайно твердых, хрупких и малоабразивных горных пород, поскольку применяемые осевые нагрузки на инструмент при вращательном бурении скважин диаметром 46, 59, 76 мм могут быть недостаточны для создания необходимых для объемного разрушения горных пород напряжений. При этом более вероятен недостаток разрушающих напряжений при алмазном бурении твердых и очень твердых горных пород коронками с увеличенной шириной матричного кольца (коронки для бурения снарядами со съёмным керноприемником – ССК) и бурении долотами, поскольку в данных случаях особенно проблематично создание достаточных для разрушения контактных напряжений из-за увеличенной площади торца буровых инструментов. Повышение же осевой нагрузки до определенных пределов при вращательном бурении твердых горных пород сдерживается ограниченной прочностью бурильных колонн (особенно колонн ССК), их деформируемостью и, соответственно, вибрацией при бурении, ограничением мощности привода буровых станков при бурении на близких к предельным, по мощности привода, глубинах, наличием кривизны ствола скважины и др. В этих случаях дополнительным силовым фактором, способным интенсифицировать процесс разрушения горной породы, является ударный импульс малой и средней мощности, передаваемый буровой компоновке и буровому инструменту с высокой частотой.

Немаловажным обстоятельством, определяющим повышение эффективности бурения при наложении высокочастотной вибрации на буровую компоновку, является снижение коэффициента трения между колонной и стенкой скважины, что приводит к значительному улучшению условий работы деформированной бурильной колонны.

Так, например, вибрационный, с наложением крутильных колебаний, вид движения бурильной колонны и бурового инструмента преобразуется в более равномерный, максимально соответствующий оптимальным условиям передачи к буровому инструменту осевой нагрузки и крутящего момента.

Рост показателей вращательно-ударного бурения связан со снижением подклинок керна в колонковом снаряде, что также является следствием продольного вибрирования бурового снаряда.

1.7.2. Разрушение горных пород алмазным инструментом в режиме вращательно-ударного бурения

Анализ условий работы алмазных резцов показывает, что стойкость алмазов при вращении обусловлена прежде всего изгибающими напряжениями, а не напряжениями на раздавливание. Таким образом, имеющийся значительный резерв прочностных свойств резцов на сжатие при вращательном бурении не реализуется, поскольку повышение осевого усилия приводит к скалыванию резцов, испытывающих значительные поперечные нагрузки, сопровождающиеся ударами, характерными для процесса скалывания твердых и хрупких горных пород. Реализовать резерв прочности резцов в осевом направлении возможно за счет импульсного приложения нагрузки в направлении перпендикулярном плоскости забоя. В этом случае, в результате кратковременности действия ударного импульса силы трения на границе резец – горная порода не успевают развиваться и тангенциальная составляющая разрушения породы, несмотря на передачу дополнительной энергии, увеличивается незначительно. При этом важным обстоятельством является вибрирование инструмента и ударный характер нагрузок, что приводит к снижению коэффициента трения и способствует скалыванию и отделению кусочков породы от забоя.

Таким образом, прилагая нагрузку в виде кратковременных импульсов, направленных перпендикулярно к плоскости забоя, можно передавать для разрушения горной породы большую энергию и интенсифицировать процесс вращательного бурения. При этом более полно будет использован потенциал прочности породоразрушающих резцов бурового инструмента.

На рис. 1.67, в приведена схема работы алмазного резца при вращательном бурении. Из данной схемы следует, что приложение ударного импульса интенсифицирует разрушение породы за счет повышения осевой силовой составляющей, что приводит к росту глубины внедрения резца и дополнительному развитию трещин предразрушения забоя. При этом тангенциальное усилие возрастает в меньшей степени в сравнении с вращательным бурением, что незначительно увеличивает износ и сохраняет работоспособность резцов.

При приложении к алмазной коронке ударных импульсов алмазы внедряются в породу, а избыточный запас энергии удара воспринимает матрица коронки. Повышение контактных напряжений и увеличение глубины внедрения алмазов в породу приводит к увеличению объема слоя породы, разрушаемого за один оборот. В результате отмечается образование крупных частиц шлама, происходит интенсивный абразивный износ матрицы и более активное, в сравнении с вращательным бурением, обнажение алмазов. Таким образом, в меньшей степени проявляются условия, приводящие к заполированию алмазов.

Практика гидроударно-алмазного бурения подтверждает чрезвычайно редкие случаи заполирования алмазов [31], что позволяет рекомендовать вращательно-ударное бурение алмазным инструментом горных пород, склонных вызывать заполирование алмазов.

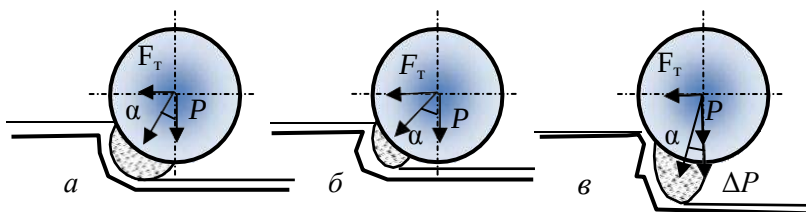


Рис. 1.67. Схемы для анализа процесса разрушения породы алмазным резцом при изменении усилия F_T в процессе вращательного бурения (а, б) и приложения ударного импульса ΔP (в).

На рис. 1.68 представлены результаты исследования влияния ударных импульсов на показатели бурения алмазными коронками диаметром 59 мм.

Как следует из графиков, зависимости изменения механической скорости бурения и проходки на коронку имеют оптимальное значение при 15–20 Дж. С увеличением твердости горных пород оптимальные значения величины энергии удара смещаются в сторону меньших значений энергии.

Осмотр алмазных коронок показал, что с увеличением твердости пород и энергии удара интенсивность износа алмазов увеличивается, что и приводит к снижению проходки на коронку.

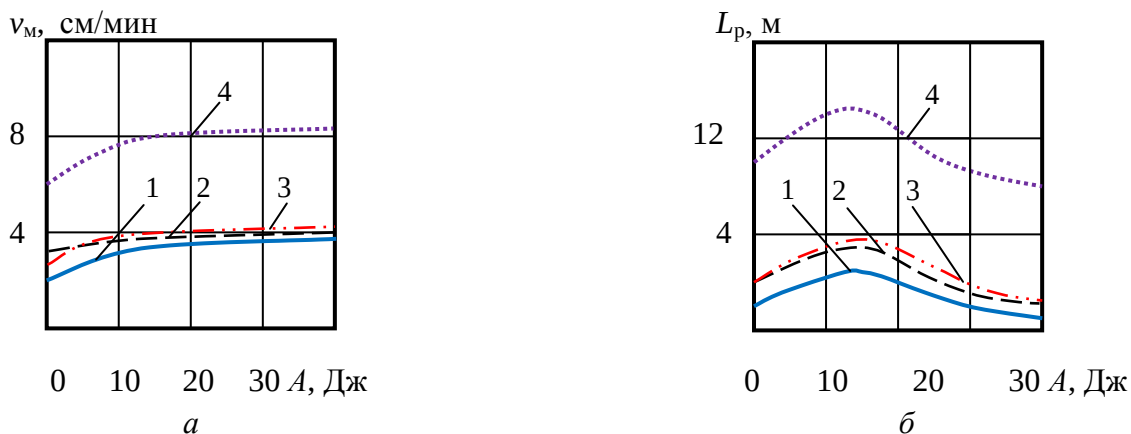


Рис. 1.68. Зависимости показателей бурения алмазной коронкой 01А3 от энергии удара A : а – механической скорости; б – проходки на коронку по породам: 1 – кварцит; 2 – гранит; 3 – лабрадорит; 4 – песчаник.

Рациональной для алмазных коронок диаметром 59 мм оказалась энергия удара 15 Дж, для коронок диаметром 76 мм – 20 Дж.

Оптимальная частота ударных импульсов $n_{уд}$, передаваемых породе, при вращательно-ударном бурении должна быть равна частоте циклов разрушения породы резцами.

Частота циклов разрушения породы за один оборот инструмента на забое $n_{ц}$ определится из соотношения длины периметра забоя радиусом R и интервала скола породы передней гранью резца $l_{ц}$ [12]:

$$n_{ц} = \frac{2\pi R}{l_{ц}}.$$

Оптимальная частота ударных импульсов при принятом условии равенства частоте циклов разрушения породы резцами будет определяться из зависимости

$$n_{\text{уд}} = \frac{\omega n_{\text{ц}}}{n_{\text{р}}} = \frac{2\pi R \operatorname{tg} \gamma_{\text{ск}}}{h_{\text{л}} n_{\text{р}}} \omega, \quad (1.2.)$$

где $h_{\text{л}}$ – глубина борозды разрушения резцом, м; $n_{\text{р}}$ – число активно работающих резцов в линии резания на торце коронки; $\gamma_{\text{ск}}$ – угол скалывания породы резцом, град.

Из формулы 1.2. следует, что оптимальная частота ударов по забою пропорциональна частоте вращения инструмента, а значит, при повышении частоты вращения бурового инструмента частота ударных импульсов должна повышаться в равной степени. Действительно, опыт вращательно-ударного бурения свидетельствует, что с увеличением частоты вращения инструмента при постоянной частоте ударов эффективность наложения ударных импульсов снижается: рост механической скорости бурения при частоте вращения 300 мин^{-1} составил 1,5–2,0 раза, а при частоте вращения $1\,000 \text{ мин}^{-1}$ – только 1,1–1,3 раза.

Рациональная частота вращения бурового инструмента с учетом абсолютного значения механической скорости бурения и ресурса инструмента, возможно, заключена между приведенными значениями частот вращения 300 и $1\,000 \text{ мин}^{-1}$.

При известной частоте ударов $n_{\text{уд}}$, реализуемой гидроударником, которая может варьировать в пределах $2\,500$ – $3\,500$ ударов в минуту, важно определить рациональную частоту вращения бурового инструмента. С учетом зависимости для расчета числа активно работающих резцов $n_{\text{р}}$ из зависимости 1.2. получим

$$\omega = \frac{n_{\text{уд}} N_0 h}{2\pi R \operatorname{tg} \gamma_{\text{ск}}} \quad (1.3.)$$

где N_0 – число резцов в линии резания на торце коронки (средняя линия торца матрицы на расстоянии от центра торца, равном R); h – глубина внедрения резца в породу.

Из приведенной зависимости следует, что для эффективной реализации вращательно-ударного алмазного бурения на высоких частотах вращения бурового инструмента следует применять забойные ударные машины, реализующие максимально возможные частоты ударов. Резерв повышения эффективности определяется также повышением глубины внедрения резцов в породу. Поэтому лучшие результаты бурения могут быть получены при использовании алмазного инструмента с заданным увеличенным выпуском резцов. Более высокой оптимальная частота вращения будет при бурении импрегнированными коронками, так как существенно возрастает число работающих резцов.

Результаты алмазного вращательно-ударного бурения в ПГО «Севзапгеология» (данные И. С. Афанасьева и др.) свидетельствуют, что лучшие результаты по механической скорости бурения получены при частотах вращения 300–780 мин⁻¹, при этом интенсивность роста механической скорости бурения импрегнированными коронками оказалась выше, чем при бурении однослойными. В то же время эффект применения высокочастотных гидроударников ГВ-6 и Г-59В снижается при использовании однослойных коронок с более крупными алмазами.

Осевая нагрузка при вращательно-ударном бурении играет не меньшую роль, чем частота вращения, и должна подбираться наряду с частотой вращения. Для месторождений Северо-Запада по результатам буровых работ определено, что при частоте вращения инструмента 430 мин⁻¹ оптимальными для однослойных коронок будут осевые нагрузки 1 200–1 600 даН, а для импрегнированных – 1 100–1 800 даН.

При алмазном вращательно-ударном бурении на забой необходимо подавать пониженное количество промывочной жидкости, соответствующее требованиям бурения алмазным инструментом. В то же время для работы гидроударника требуется значительное количество промывочной жидкости, существенно превышающее нужное количество по условию эффективного разрушения породы алмазным инструментом.

Для уменьшения количества поступающей на забой промывочной жидкости в корпусе кернорвателя сверлят отверстия или применяют специальные делители потока промывочной жидкости.

Максимальный эффект от применения вращательно-ударного бурения в различных производственных организациях получен при бурении твердых, хрупких и малоабразивных горных пород, при разрушении которых алмазными коронками имеет место заполирование алмазов: механическая скорость возрастает на 30–40 %, углубление за рейс увеличивается на 15–25 %, ресурс коронок повышается на 35–50 %, выход керна возрастает с 70 до 80–90 %, снижается интенсивность естественного искривления скважин.

1.7.3. Разрушение горных пород шарошечными долотами в режиме вращательно-ударного бурения

Интенсификация процесса разрушения горных пород наложением ударных импульсов возможна и при бурении шарошечными долотами. Особенно оправдано применение ударных забойных машин при бурении достаточно твердых горных пород, для разрушения которых требуется значительная осевая нагрузка на долота.

Опыт применения (по данным А. Т. Киселева и В. Г. Кардыша) гидроударных забойных машин показал, что вследствие роста удельных контактных напряжений в породе при бурении горных пород VII–XII категорий по буримости при осевой нагрузке 15–20 кН и частоте вращения 280–430 мин⁻¹ средний ресурс двухшарошечных долот диаметром 76 мм возрос вследствие применения высокочастотных гидроударников с 11 до 19 м, а скорость бурения увеличилась с 3,4 до 4,8 м/ч.

При этом достигнут более значительный рост показателей при бурении трехшарошечными долотами в сравнении с двухшарошечными, что подтверждает вывод о влиянии на эффективность разрушения породы прежде всего контактного напряжения, которое существенно возрастает при наложении ударного импульса. У трехшарошечных долот, как известно, площадь контакта вставок с породой забоя несколько выше, чем у двухшарошечных, а значит, роль дополнительной ударной нагрузки оказалась более значительной.

Применение гидроударников при бурении шарошечными долотами позволяет бурить на пониженных осевых нагрузках, но с более высокой механической скоростью, что в результате и сказывается на ресурсе долот.

При бурении шарошечными долотами в режиме вращательно- ударного бурения отмечено, что с повышением частоты вращения бурового инструмента эффективность разрушения породы снижается, т. е. остается справедливой закономерность, отмеченная ранее для вращательно- ударного бурения алмазным инструментом.

В зависимости от диаметра долот рекомендуются для использования гидроударники с различной энергией удара: для бурения долотами диаметром 59 мм подходят высокочастотные ударные машины с энергией удара 15 Дж, для долот диаметром 76 мм гидроударники со средней частотой удара и энергией удара 60–80 Дж, а при бурении долотами диаметром 93 мм целесообразно использование гидроударников с высокой энергией и малой частотой ударного импульса.

Таким образом, для бурения долотами больших размеров более подходит ударно-вращательный способ бурения, при котором преобладает ударное разрушение горной породы над режимом вращательного бурения.

1.7.4. Разрушение горных пород при ударно-вращательном способе бурения

Ударно-вращательный способ бурения – способ разрушения горных пород ударными нагрузками, под действием которых происходит скалывание и дробление породы, а осевая нагрузка на инструмент и вращение бурового инструмента исполняют вспомогательную роль, обеспечивая процесс ударного разрушения породы.

Он применяется при бурении скважин погружными пневмоударниками и шпуров в твердых горных породах перфораторами.

Ударно-вращательный способ характеризуется высокими значениями энергии удара (не менее 40 Дж), малыми значениями частоты вращения бурового инструмента ($10\text{--}60\text{ мин}^{-1}$) и осевой нагрузки (300–600 даН на инструмент диаметром 59–105 мм).

Вращение инструмента в сочетании с частотой ударов обеспечивает определенную схему поражения забоя (расстояние между ударами вставок о породу), которая может быть эффективной только при определенном соотношении частот удара и вращения.

Привод вращения бурового инструмента при реализации ударно- вращательного бурения может быть:

- от бурового станка, т. е. за счет вращения всей бурильной колонны;
- поворотного механизма, обеспечивающего поворот долота во взаимодействии с циклом ударных нагрузок;
- возможно вращение колонны забойным гидродвигателем.

Осевая нагрузка при этом способе бурения носит вспомогательный характер и должна обеспечивать не внедрение резцов инструмента в породу, как это происходит при вращательном способе бурения, а постоянный контакт долота или коронки с забоем.

Результаты экспериментов, приведенные в, показывают, что при малых значениях энергии удара статическая осевая нагрузка способствует снижению энергоемкости разрушения, однако дальнейшее повышение энергии удара приводит к преобладающему влиянию на процесс разрушения динамической силы и влияние статической нагрузки становится несущественным (рис. 1.69).

Очевидно, что при ударно-вращательном бурении значительный недостаток осевого усилия приведет к отскакиванию долота от забоя и эффект передачи ударного импульса будет снижен.

Чрезмерная осевая нагрузка приводит к тому, что породоразрушающие вставки будут находиться в постоянно заглубленном в породу положении, а это не позволит реализовать задаваемую вращением инструмента эффективную схему поражения забоя между ударами. В то же время высокая осевая нагрузка и задавливание резцов в породу при наложении мощного ударного импульса приводят к разрушению породоразрушающих вставок.

При ударно-вращательном бурении крайне важна схема поражения забоя породоразрушающими вставками бурового инструмента.

В представлены результаты оценки влияния схемы нанесения ударов по забою клиновидными (острым и притупленным, рис. 1.70, *а, б*) инденторами. Эти исследования важны при обосновании параметров технологии ударно-вращательного бурения, в частности частоты вращения инструмента.

При рассмотрении трех схем поражения забоя (рис. 1.70, *а, б, в*) установлено, что минимальная энергоемкость разрушения достигается при реализации второй схемы поражения забоя острым индентором.

Результаты исследований приведены в табл. 5. Анализ данных показывает, что энергоемкость разрушения снижается при нанесении ударов по подготовленному и предварительно ослабленному забою. В этих условиях будут достаточно эффективны острые инденторы.

При радиальном равномерном размещении резцов на торце коронки или долота вторая схема поражения забоя (рис. 1.70) может рассматриваться как основная при обосновании параметров режима бурения.

Таблица 1.4.

Энергоемкость разрушения породы при различных схемах поражения забоя

Форма торца индентора	Энергоемкость разрушения, Дж/см ³		
	Схема поражения забоя на рис. 1.70, <i>а</i>	Схема поражения забоя на рис. 1.70, <i>б</i>	Схема поражения забоя на рис. 1.70, <i>в</i>
Притупленный клин	2 000	260	370
Острый клин	400	160	280

Обязательным условием осуществления рациональной схемы нанесения ударов является смещение (отставание) ударов от предыдущих на определенное расстояние. Это, прежде всего, связано с тем, что вследствие вращения инструмента удар по забою наносится не под прямым углом, а с некоторым отклонением (косой удар). Именно поэтому для рационального использования энергии удара следует обеспечивать некоторое смещение центра удара, а расстояние K от следа первого удара может составлять 0,6–0,75.

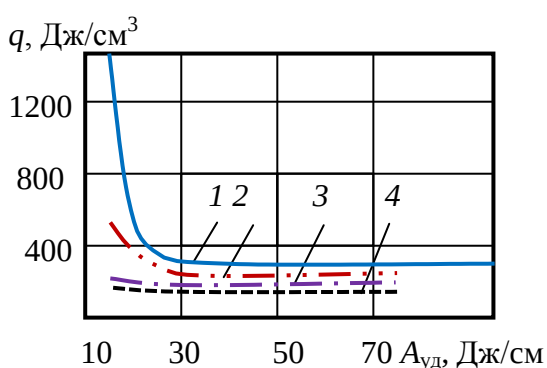


Рис. 1.69. Зависимости энергоемкости разрушения q притупленным клином от энергии удара $A_{уд}$ при различных значениях статической нагрузки: 1 – 0,1 кН/см; 2 – 1 кН/см; 3 – 3,3 кН/см; 4 – 6,7 кН/см

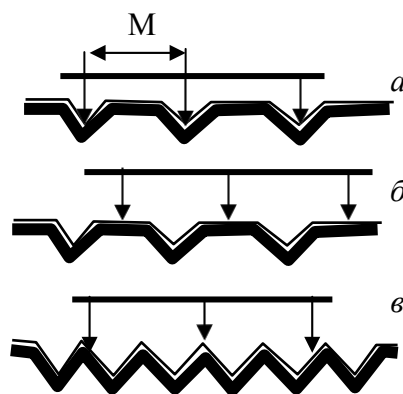


Рис. 1.70. Схемы нанесения ударов в плоскости забоя ($M = 16$ мм):
а – лунки не взаимодействуют друг с другом; *б* – повторные удары наносятся между лунками; *в* – удары по разрушенному забою

На рис. 1.71. дана зависимость механической скорости бурения при пневмоударном бурении долотами, вооруженными лезвиями с радиальным расположением от частоты вращения. Из графиков следует, что в диапазоне частот вращения $0-100 \text{ мин}^{-1}$ отмечается 2–3 экстремальных значения. Представленные графики подтверждают наличие рациональной схемы поражения забоя, которая определяется частотой вращения инструмента. Минимальная скорость бурения (точки 2, 2^I) получена при совпадении лунок разрушения с повторным нанесением ударов. Максимальная скорость бурения (точки 1, 1^I , 3, 3^I) получена при нанесении ударов по выступам, расположенным между лунками разрушения.

В случае если породоразрушающие вставки располагаются на торце инструмента не по радиальной схеме, зависимость механической скорости бурения от частоты вращения будет иной, отличной от представленной на рис. 1.72. Поперечное расположение лезвий на торце, а также применение сферических породоразрушающих вставок приводит к тому, что зависимость механической скорости бурения от частоты вращения инструмента получила форму параболы с одним максимумом (рис. 1.73).

При этом характерно, что для менее твердых пород максимум частоты вращения, при котором достигнута наиболее высокая механическая скорость бурения, смещен в сторону больших значений ($\sim 50 \text{ мин}^{-1}$), а при бурении твердых и крепких пород максимальная скорость бурения получена при малых значениях частоты вращения ($\sim 30 \text{ мин}^{-1}$). На рис. 1.73 эта закономерность отмечена восходящей стрелкой через вершины максимальных значений графиков скорости бурения.

Зависимость скорости ударно-вращательного бурения от осевой нагрузки определяется тем, что с ее увеличением в начале рейса механическая скорость бурения возрастает, но в течение рейса снижается и тем интенсивнее, чем она выше (рис. 1.74). Эти данные показывают, что чрезмерные осевые нагрузки при ударно-вращательном бурении приводят к более интенсивному разрушению породоразрушающих вставок.

Зависимость скорости бурения от давления сжатого воздуха показывает практически прямопропорциональный рост скорости бурения при повышении давления.

При этом повышение давления сжатого воздуха, например, при бурении бесклапанными пневмоударниками высокого давления фирмы *Atlas Copco* типа *Cop* до значений 2–2,5 МПа приводит к значительному росту механической скорости, предельные значения которой не установлены.

Более высокая скорость бурения достигается в более твердых гранитах в сравнении с существенно менее твердым известняком.

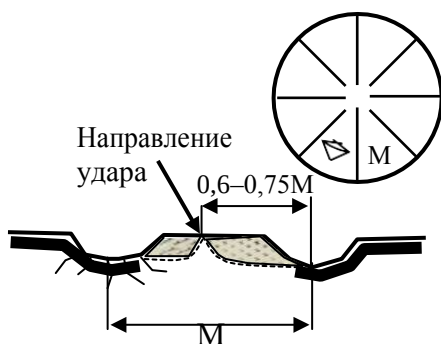


Рис. 1.71. Схема поражения забоя при ударно-вращательном бурении.

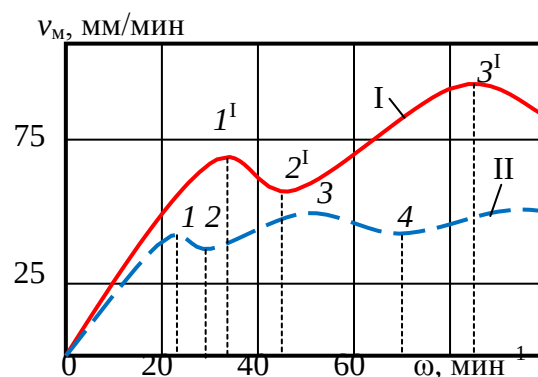


Рис. 1.72. Зависимость механической скорости бурения от частоты вращения:
I – известняк VII категории по буримости; II – кварцит X категории по буримости

Пневмоударники типа *Cop 32*, *Cop 42*, *Cop 52*, *Cop 62* предназначены для бурения скважин диаметром 85–165 мм, в том числе по технологиям *OD*, *ODEX* и *DEPS*.

OD, *ODEX*, *DEPS* – системы ударно-вращательного бурения по валунно-галечникам с одновременным креплением ствола скважины обсадной колонной компании *Atlas Copco*: *OD* (*over drilling*) – погружной пневмоударник инициирует удары как по вращаемой обсадной колонне с породоразрушающим башмаком, так и внутренней бурильной колонне;

ODEX (*over drilling excentrics*) – усовершенствованная система *OD*, в которой происходит бурение расширенного ствола скважины специальным эксцентричным долотом и одновременное его крепление обсадной колонной;

DEPS – удары по обсадной и бурильной колонне наносятся двумя различными пневмоударниками, что удваивает ударную мощность системы и позволяет бурить более глубокие скважины.

Забойные ударные машины *Cop 32* работают при давлении воздуха 0,6–1,2 МПа с частотой 1 300–1 650 ударов в минуту и предназначены для бурения скважин диаметром 85–100 мм. Пневмоударники *Cop 42* работают при давлении 0,6–2,5 МПа с частотой ударов 1300–2100 ударов в минуту и предназначены для бурения скважин диаметром 105–125 мм.

В настоящее время ударно-вращательное бурение пневмоударниками высокого давления является наиболее производительным из всех существующих механических способов бурения.

Этот способ бурения становится все более популярным при выполнении геологоразведочных работ, что объясняется его более низкой стоимостью. В то же время шламовая проба не может по качеству быть сопоставима с керном, но в настоящее время техника бурения и техническое оснащение методов оценки пробы достаточно усовершенствованы и соответствуют требованиям геологической службы.

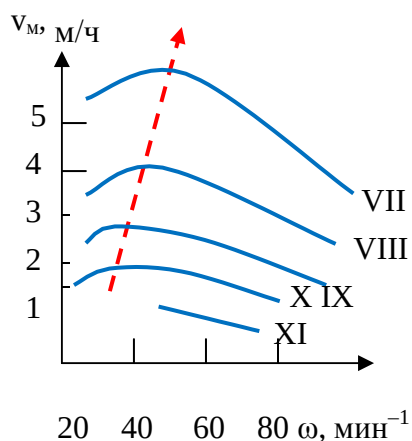


Рис. 1.73. Зависимость скорости бурения от частоты вращения снаряда в породах различной категории по буримости долотами с поперечно-радиальным расположением вставок на торце.

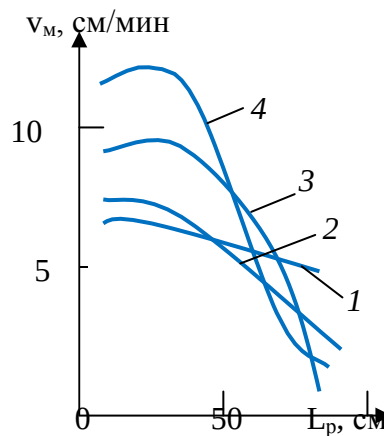


Рис. 1.74. Зависимость скорости бурения от длины рейса при частоте вращения снаряда 40 мин⁻¹ и различных осевых нагрузках: 1, 2, 3, 4 – осевая нагрузка 5, 10, 15 и 20 кН соответственно.

На сегодняшний день в таких странах, как США, ЮАР, Австралия, в силу сложившихся тенденций значительная часть скважин бурится с опробованием, которое основывается на комбинированном варианте: до рудной зоны бурение ведется с обратной циркуляцией очистного агента с отбором шламовой пробы, а по рудной зоне производится отбор керна.

Таким образом, ударно-вращательное бурение получает все большее распространение при проведении геологоразведочных работ, появляются новые мощные забойные машины и инструменты, совершенствуется технология бурения и методика опробования по шламу.

С повышением глубины скважины вследствие увеличения сопротивлений и давления воздуха скорость бурения снижается. Например, при повышении глубины скважины от 100 до 200 м скорость бурения снизилась на 35 %. Поэтому с глубиной снижается производительность бурения пневмоударниками, наблюдается намокание шлама и образование сальников, осложнены условия опробования вследствие влияния подземных вод.

При этом важно подчеркнуть, что эффективность пневмоударного бурения в слабообводненных породах снижается, если используется низкое давление воздуха в пределах 0,3–0,5 МПа. При бурении пневмоударниками высокого давления подобные проблемы могут возникнуть только при значительной (более 500 м) глубине скважин в связи со снижением давления подаваемого воздуха вследствие роста аэродинамических сопротивлений с глубиной скважины, что ведет к ухудшению выноса шлама, образованию сальников и осложнениям при подъеме инструмента.

Одним из средств борьбы с осложнениями в этих условиях является применение воздуха с добавками поверхностно-активных веществ (ПАВ).

В то же время известно, что применение смеси воздуха и ПАВ дает снижение механической скорости бурения вследствие падения ударной мощности забойной машины. Например, при расходе ПАВ в пределах 5–6 л/мин с изменением концентрации в растворе от 0,5 до 4 % скорость бурения понижается незначительно (в пределах 10 %), а при повышении концентрации ПАВ до 5 % и более ведет к снижению механической скорости на 25–35 %.

Других особенностей бурения с ПАВ, которые бы могли повлиять на выбор параметров режима бурения, в практике не отмечено.

1.7.5. Разрушение горных пород при ударном способе бурения

Ударный способ разрушения горных пород относится к наиболее древним. В настоящее время он реализуется при проведении геологоразведочных работ как ударно-канатный и ударно-забивной. Ударно-канатный способ бурения чаще всего применяют при разведочных работах на россыпных месторождениях, а ударно-забивной – при бурении всухую рыхлых и мягких пород с целью получения качественной пробы.

Различают также ударно-штанговое бурение, которое вместе с ударно-канатным относится к ударно-поворотному способу бурения.

Породоразрушающие инструменты, применяемые при ударно-канатном бурении имеют клиновидную форму рабочей торцевой поверхности (рис. 1.75, а, б, в). Основными элементами таких долот являются лезвие 1, щеки 2, корпус 3 и резьбовая головка 4 для присоединения к буровому снаряду.

Лезвие долота имеет следующие параметры:

- угол приострения α ;
- длину, которая определяет диаметр скважины;
- форму, которая может быть плоской (рис. 1.75, а), вогнутой (рис. 1.75.б) или дугообразной (рис. 1.75, в).

У долот может быть различным и количество лезвий: у плоских долот одно лезвие,

крестовых – два пересекающихся лезвия, двутавровых – одно основное и два дополнительных по краям и др.

Усилия, разрушающие породу при ударном бурении, носят динамический характер, а разрушение происходит за счет дробления, смятия и скалывания породы.

При внедрении лезвия долота в твердую хрупкую породу под его торцом она дробится, а разрушенная вытесняется из под торца долота. Разрушение породы определяется влиянием ряда факторов, таких как сила удара P_d , количество ударов m , наносимых по забою, величина угла поворота долота после каждого удара.

Внедрение бурового инструмента в породу сопровождается образованием четырех зон разрушения (рис. 1.76) [26]. Величина и соотношение этих зон зависят от свойств породы, определяющих ее способность разрушаться под действием ударного импульса, формы лезвий долота и их числа, величины ударного импульса и др.

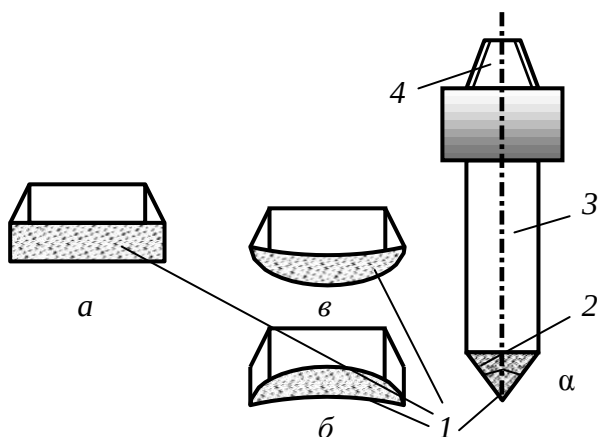


Рис. 1.75. Долото для ударного бурения:
а – плоское; б – вогнутое; в – дугообразное

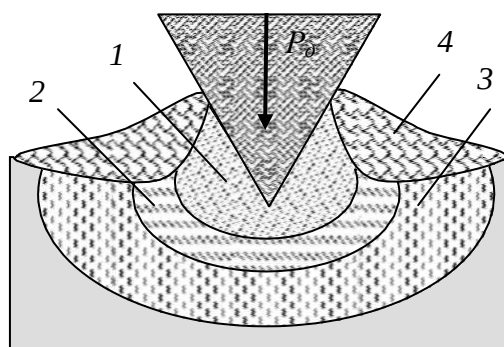


Рис. 1.76. Схема внедрения бурового инструмента в породу:
1 – зона дробления; 2 – зона разрушения;
3 – зона трещинообразования; 4 – зона скола.

1.8. Взрывное разрушение

1.8.1. Понятие о взрыве

Взрывные работы широко применяют в геологоразведочном деле и при добыче полезных ископаемых. Взрывным способом создают котлованы, дамбы, плотины, дороги и другие сооружения, при которых применяют взрывы на сброс или выброс. Особое место занимают взрывные работы при проведении горноразведочных работ.

В геологоразведке взрывные работы применяют при сейсморазведке для возбуждения упругих волн, по скорости распространения которых определяют свойства горных пород, выделяют геологические структуры и наличие залежей углеводородов и других полезных ископаемых.

Взрывным способом ликвидируют аварии при бурении скважин, повышают дебит газа и нефти за счет увеличения трещиноватости пластов. Взрывные работы используют при тушении пожаров.

При проведении горноразведочных горных выработок взрыванием обеспечивается формирование канав и разрушение породы (отбойка) в забое горной выработки.

Технология разрушения горных пород взрывом существенно усовершенствовалась при появлении короткозамедленного взрывания.

Взрывные работы характеризуются высокой производительностью и экономичностью, поэтому они нашли широкое применение при проведении горно-разведочных выработок, особенно для разрушения твердых горных пород.

Впервые задача физической сущности взрыва была исследована М. В. Ломоносовым, в работе «О природе и рождении селитры» в 1748 г. Им дано определение взрыва как очень быстрого выделения значительного количества энергии и большого объема газов.

В современной интерпретации взрыв – процесс сверхзвукового физического или химического превращения взрывчатого вещества за счет прохождения по нему детонационной волны, сопровождающейся переходом потенциальной энергии этого вещества или продуктов его превращения в кинетическую.

Взрывчатым веществом называют смеси и химические соединения, способные под влиянием внешнего воздействия (нагрева, удара, трения) взрываться, т. е. чрезвычайно быстро превращаться в другие соединения с образованием большого количества тепла и газов.

Таким образом, взрыв, взрывчатое превращение – это быстро протекающая в веществе химическая реакция, сопровождающаяся образованием большого количества газов и значительным выделением тепла, в результате чего газы нагреваются до высокой температуры, а в месте нахождения взрывчатого вещества развивается высокое давление. Взрывчатое вещество применяют в зарядах, под которыми понимают определенную массу вещества, подготовленную к взрыву.

Скорость взрывчатого разложения внутри заряда взрывчатого вещества может быть разной и в значительной степени определяет разрушительное действие взрыва на окружающую среду.

По характеру воздействия на горную породу взрывчатые вещества делятся на две группы:

- бризантные;
- метательные (пороха).

Среди бризантных взрывчатых веществ в особую группу выделяют обладающие высокой чувствительностью инициирующие вещества, которые применяют в качестве средств инициирования (детонаторы).

Промышленные взрывчатые вещества предназначены для дробления, разрушения и перемещения горных пород.

Существуют три формы химических превращений взрывчатых веществ:

- медленное химическое превращение;
- горение;
- детонация.

Медленное химическое превращение протекает при низких температурах по всему объему вещества.

При горении передача тепла от слоя к слою происходит в результате теплопроводности. Скорость горения может быть от долей сантиметра до десятков метров в секунду.

Взрыв, распространяющийся с постоянной и высокой скоростью, называют детонацией. При детонации энергия по заряду взрывчатого вещества распространяется со скоростью 2–8 тысяч в секунду.

Быстрое химическое и физическое превращение вещества, сопровождается мгновенным переходом потенциальной энергии в тепловую, резким повышением давления на окружающую среду и звуковым эффектом. По своей природе взрывы делятся на:

- физические, которые приводят только к физическим преобразованиям веществ, например беспламенное взрывание с помощью сжатого воздуха;

- химические, при которых наблюдаются быстрые химические реакции с выделением тепла;
- ядерные, в основе которых реакции деления ядер вещества с образованием новых элементов.

При взрывных работах на горных предприятиях применяют химические взрывы.

Физическая сущность детонации. Ударная волна характеризуется резким скачкообразным изменением параметров вещества – давления, плотности, температуры и скорости. Поэтому детонационная волна от ударной отличается тем, что за фронтом ударной волны идет зона химической реакции, где выделяется энергия взрывчатого превращения, часть которой расходуется на поддержание устойчивого распространения детонации.

Промежуточным между горением и детонацией является взрывное горение, которое от основных форм отличается непостоянством скорости. Формы взрывчатого превращения в зависимости от условий могут переходить одна в другую (горение в детонацию и наоборот). Порохам присуще сравнительно медленное разложение в форме горения, поэтому они оказывают на внешнюю среду преимущественно метательное действие.

Ударная волна, проходящая по взрывчатому веществу, сжимает и разогревает его, вызывая химическую реакцию. Реакция сопровождается выделением большого количества тепла, которое трансформируется в энергию сжатых газов и передается в головную ударную волну, компенсируя потери ее энергии на сжатие вещества (рис. 1.77).

При этом начинается химическая реакция и давление достигает максимального значения $p_{\max}$ при объеме $V_{\min}$. Реакция развивается с выделением тепла и расширением продуктов взрыва, давление при этом падает, а объем увеличивается. Заканчивается реакция в точке N на ударной диабате продуктов взрыва, называемой точкой Чепмена–Жуге, с параметрами $p_{\text{ж}}$ и $V_{\text{ж}}$. При этом прямая 2 соединяет параметры состояния исходного вещества с параметрами всплеска в состоянии максимального сжатия и завершения реакции.

Вещество в детонационной волне последовательно проходит все состояния по прямой ANM . Участок AN соответствует зоне сжатия в ударной волне, участок NM – зоне химических реакций.

По гидродинамической теории детонации взрывчатое вещество характеризуется ударной адиабатой 1, а конечные продукты – адиабатой 3. Продолжительность химической реакции в детонационной волне составляет 10^{-6} – 10^{-7} с.

Скорость детонации $\Omega_{\text{д}}$, скорость движения продуктов взрыва $\Omega_{\text{п}}$ и скорость звука в продуктах взрыва C связаны соотношением $\Omega_{\text{д}} = \Omega_{\text{п}} + C$.

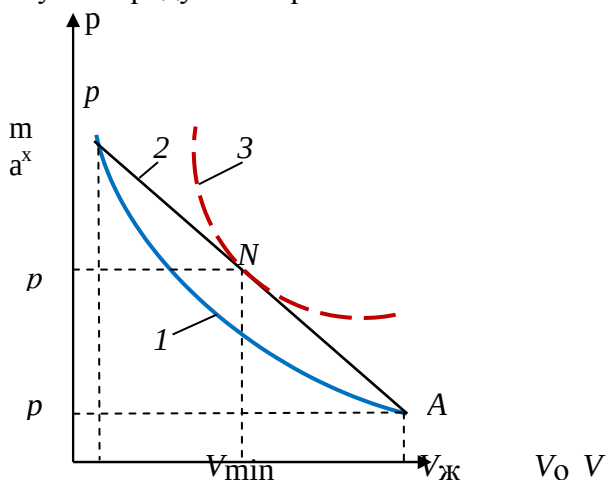


Рис. 1.77. Изменение состояния взрывчатого вещества в детонационной волне

1.8.2. Механизм разрушения пород взрывом

В результате взрывного разрушения за счет высокой скорости приложения нагрузки и деформирования среды образуется множество трещин в отличие от статического разрушения, для которого характерно образование единичных трещин.

В безграничной среде, где влияние свободной поверхности мало, взрывное разрушение протекает двустадийно.

Первичное разрушение происходит на динамическом фронте дробления – поверхности, где достигается предельное упругое состояние среды и образуются макротрещины по двум механизмам: сколом – при достижении предельных сдвиговых напряжений (в ближней к центру взрыва зоне, где напряжения сжимающие), отрывом – при достижении прочности на отрыв (в дальней зоне, где действуют растягивающие напряжения). Преобладающая масса среды на фронте дробления разрушается отрывом, так как прочность на сдвиг в хрупких средах и горных породах значительно превосходит прочность на отрыв. В результате образуется зона радиальных трещин.

Вторичное разрушение протекает при последующем сдвиговом деформировании нарушенной среды. Оно преобладает около взрывной полости, где деформации имеют наибольшее значение, являются основной причиной переизмельчения среды и бесполезных тепловых потерь энергии, обусловленных внутренним трением в разрушенной среде. Трещины при вторичном взрывном разрушении ориентированы беспорядочно. Это так называемая зона дробления. Влияние вторичного дробления растет с деформацией, поэтому его наибольший вклад будет в случае сильного взрыва (ядерного), когда степень деформирования существенно возрастает по сравнению с химическим взрывчатым веществом.

Размер зоны дробления R существенно зависит от интенсивности взрывного источника. Если начальное давление продуктов взрыва близко к прочности на сжатие, зона дробления может вообще отсутствовать. В этом случае преобладает разрушение отрывом, а зона радиальных трещин начинается от взрывной полости.

При взрыве вблизи свободной поверхности массива описанный механизм разрушения дополняется отколом – разрушением путем отрыва под действием растягивающих радиальных напряжений, возникающих при отражении взрывной волны от свободной поверхности (рис. 1.78). При отколе трещины ориентированы в основном параллельно свободной поверхности. Максимальная глубина зоны откольного разрушения не превышает половины длины фазы сжимающих напряжений взрывной волны.

Качество взрывного разрушения характеризуется распределением кусков по размеру. При взрыве в однородной среде (без начальной трещиноватости) установлена чёткая корреляция между механизмом разрушения и гранулометрическим составом разрушенной среды. Первичное разрушение приводит к образованию в горной массе примерно равного количества кусков различного размера, при вторичном разрушении большая часть кусков имеет приблизительно одинаковый размер.

В реальных горных породах всегда существуют дефекты (неоднородности) различного масштаба – от естественной трещиноватости массива до дислокаций в зернах минералов, которые приводят к зарождению трещин и определяют гранулометрический состав разрушенной взрывом горной породы. Преимущественное влияние тех или иных неоднородностей зависит от величины действующих напряжений и проявляется дифференцированно в зависимости от расстояния от центра взрыва и интенсивности взрывного источника. Около взрывной полости, где действуют максимальные напряжения, разрушению могут подвергаться даже самые прочные минералы, входящие в горную породу. Наибольшее влияние на формирование гранулометрического состава оказывают макро- и микротрещиноватость и слоистость.

Например, при слабом взрыве в породе с чётко выраженной блочной структурой

гранулометрический состав определяется в основном начальной системой трещин. На взрывное разрушение, т. е. на создание новых поверхностей в массиве, расходуется около 1 % от всей энергии взрыва.

Если взрыв производят в слоистых породах в направлении, перпендикулярно слоям, то сдвиг породы происходит вдоль слоев, а отрыв перпендикулярно к слоям. Так как предел прочности на сдвиг будет минимален в направлении вдоль слоев, то минимальная энергоемкость разрушения будет тогда, когда сдвиг происходит вдоль слоистости.

Управление разрушающим действием взрыва состоит в возможном регулировании среднего размера куска и набора фракций. С этой целью применяют короткозамедленное и буферное взрывание.

Для разрушения горных пород взрывом в практике геологоразведочных работ используют шпуровые, скважинные, котловые, камерные и накладные заряды.

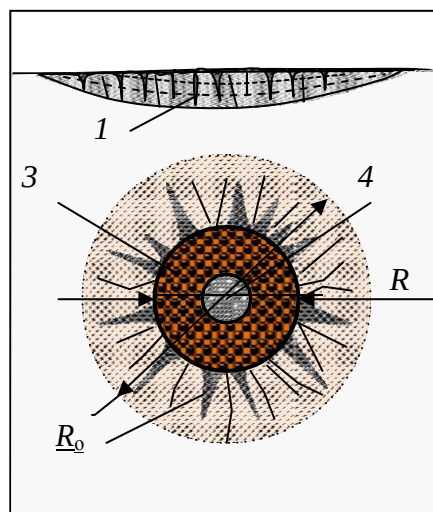


Рис. 1.78. Схема зон взрывного разрушения: 1 – откольного; 2 – радиальных трещин; 3 – дробления; 4 – полость.

Шпуровые заряды выполняют размещением взрывчатого вещества в шпуре (рис. 1.79.). Длина заряда может составлять до 2–3 м при диаметре 32 или 40 мм. Шпур заполняется на $\frac{2}{3}$ – $\frac{3}{4}$ длины взрывчатым веществом – патронированным или россыпным 1, а оставшая часть забойкой 2 (специальной пробкой или породой). Иницирование взрыва осуществляют при помощи средств взрывания – электродетонаторов 3, соединяемых в схему электропроводом 4.

Для взрывания одиночных зарядов или группы из нескольких зарядов могут применяться огнепроводные шнуры, капсюля-детонаторы и детонирующие шнуры.

В большинстве случаев донные части шпуров после взрывания остаются неразрушенными. Эти части носят название «стаканов», а отношение полезной длины шпура к его полной длине называется коэффициентом использования шпура (КИШ). Величина этого коэффициента составляет 0,8–0,9.

Для повышения коэффициента полезного действия взрыва (КИШ) следует использовать наиболее плотную забойку шпура, а также иницировать взрыв в направлении от дна шпура (обратная схема иницирования), рис. 1.79.

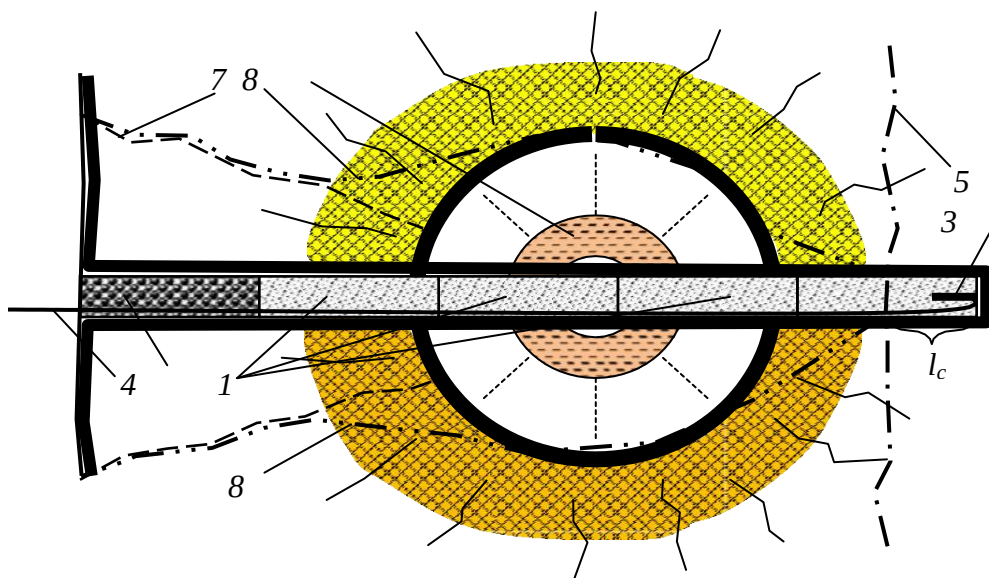


Рис. 1.79. Схема шпурового заряда и его действия при отбойке породы в забое горной выработки: 1 – патроны взрывчатого вещества; 2 – забойка шпура; 3 – электродетонатор; 4 – провод для соединения электродетонаторов; 5 – линия отрыва породы при взрыве группы шпуров в забое выработки; 6 – центр взрыва с расходящимися от центра зонами раздробленной и разбитой трещинами породы; 7 – линия отрыва породы; 8 – линия разрушенной породы в случае взрывания одного заряда; l_c – длина «стакана».

Действие взрыва приводит к дроблению и распространению трещин в породе в направлении от центра взрыва 6. Направление действия взрыва определяется наличием свободной поверхности, к которой распространяются трещины отрыва 7. При взрыве одного заряда образуется достаточно узкая полость, контур которой примерно соответствует линии 8. Взрыв всех шпуров, входящих в систему отбойки породы, приводит к отделению породы по линии 5.

Шпуровые заряды позволяют производить сравнительно равномерное дробление породы и применяются в самых разнообразных горно- геологических условиях.

Метод скважинных зарядов заключается в том, что во взрываемой породе бурят скважину (глубина более 5 м и диаметр более 75 мм), в которую помещают удлиненные заряды. Этот метод применяют при выполнении взрывных работ на карьерах, когда глубина шпуров недостаточна для размещения нужного количества взрывчатого вещества или если требуется получить большое количество равномерно раздробленной породы. При заряджании скважины для повышения эффективности взрыва более мощные взрывчатые вещества, если применяют взрывчатку различных сортов, рекомендуется помещать в нижней части скважины.

Метод котловых зарядов состоит в том, что шпур или скважину над забоем путем многократного взрывания в них небольших зарядов взрывчатых веществ расширяют до образования камеры, близкой по форме к шару. В эту камеру (котел) после очистки ее от разрушенной породы помещают расчетный заряд взрывчатого вещества для основного взрывания. Операции по получению котлов называют простреливанием шпуров или скважин, а шпур или скважину с котлом в призабойной части – котловым шпуром или котловой скважиной.

Метод котловых зарядов применяется тогда, когда расчетный заряд при заданных глубине шпура или скважины не может поместиться в шпуре или скважине и в тех случаях, если линия сопротивления породы (расстояние от центра заряда до поверхности)

настолько велика, что заряд взрывчатого вещества не в состоянии его преодолеть без концентрации заданного объема взрывчатки.

Метод камерных зарядов заключается в том, что отбойка породы производится путем взрывания сосредоточенных зарядов большой величины (до нескольких десятков и даже сотен тонн), которые помещают в специальные горные выработки, называемые зарядными камерами или просто камерами.

Накладные заряды применяют для разрушения крупных обломков, глыб, больших камней путем наложения взрывчатого вещества непосредственно на объект.

Кроме перечисленных методов взрывания различают еще взрывание на выброс, сброс и др.

Наиболее часто при проведении горноразведочных выработок для разрушения породы применяют шпуровые заряды. Принятые схемы расположения шпуров в забое должны обеспечить отрыв породы в забое выработки в соответствии с ее проектным контуром, а также равномерное дробление породы.

Эффективность буровзрывных работ зависит от количества и схемы расположения шпуров в забое. По назначению шпуры делятся на врубовые, вспомогательные, оконтуривающие.

Врубовые шпуры предназначены для предварительного образования вруба (углубления) с целью создания дополнительных плоскостей обнажения в массиве породы в пределах контура выработки. Врубовые шпуры взрываются первыми, создавая поверхность обнажения, в направлении которой отбивают породу вспомогательные, а затем и оконтуривающие шпуры. Вспомогательные шпуры служат для расширения выемки, образованной при взрывании врубовых шпуров. Применяются вспомогательные шпуры при проходке выработок большого поперечного сечения.

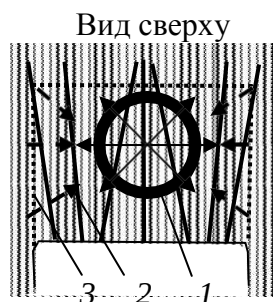


Рис. 1.80. Схема расположения шпуров с центральным клиновым врубом (шпуры 1–6): 1 – очаг взрыва врубовых шпуров; 2 – направление отбивки породы при взрыве оконтуривающих шпуров; 3 – контур отбитой, в результате взрывания шпуров, породы.

Оконтуривающие шпуры служат клиновым врубом, форма которого и расположение заданы с учетом условий залегания горных пород и отбивки породы до пределов проектного контура сечения выработки. Поэтому располагаются они по периметру выработки и взрываются с задержкой последними.

Схема расположения шпуров с центральным клиновым врубом (рис. 1.80) применяется при вертикальной слоистости горных пород, когда слоистость совпадает с направлением продвижения горной выработки или в случае разрушения равномернозернистой породы. Для образования клинового вруба бурят четное количество врубовых шпуров, которые располагают в двух вертикальных плоскостях, направленных под углом к центру выработки.

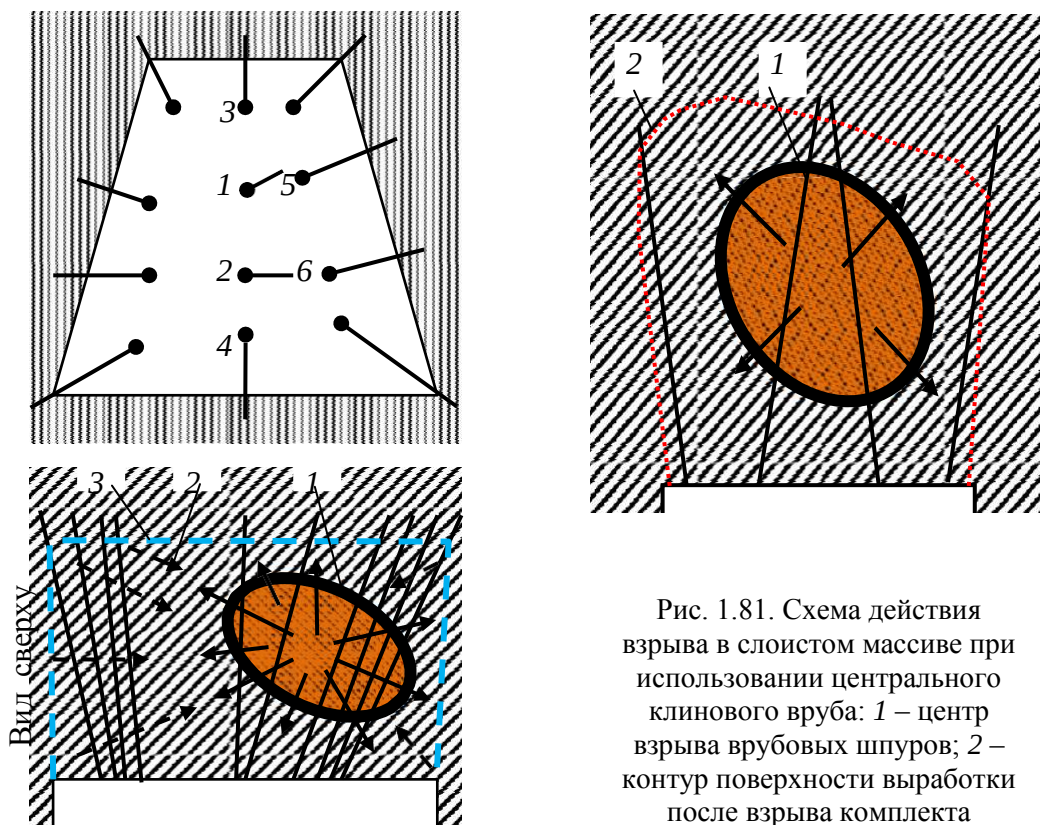


Рис. 1.81. Схема действия взрыва в слоистом массиве при использовании центрального клинового вруба: 1 – центр взрыва врубовых шпуров; 2 – контур поверхности выработки после взрыва комплекта шпуров.

При взрывании шпуров первыми приводят в действие врубовые шпуры, взрыв которых создает полость в центральной части массива породы 1 (рис. 1.81). Вслед за врубовыми шпурами с замедлением 0,1–0,2 сек. производят взрывание вспомогательных и оконтуривающих шпуров. При взрыве оконтуривающих шпуров порода отбивается в направлении центра взрыва врубовых шпуров 2. В результате взрывания всего комплекта шпуров образуется новая поверхность горной выработки 3.

В ряде случаев после взрывания врубовых шпуров и замедления взрывают вспомогательные шпуры и только после очередного микрозамедления – оконтуривающие. Последняя схема применяется в случае проходки горных выработок большого сечения.

В случае если при вертикальном расположении слоев горной породы они пересекают выработку под углом со стороны правой стенки, вруб направляется в сторону правой же стенки выработки, т. е. в направлении слоев горных пород. Данная схема расположения вруба позволяет направить энергию взрыва в массив породы с наибольшей прочностью, поскольку порода в этом случае более деформируема, активнее разрушается вкрест слоистости и менее податлива в направлении слоев.

Отмеченная закономерность предопределена анизотропией механических свойств слоистых горных пород, в которых деформации и разрушающие напряжения развиваются неравномерно, а преимущественно в направлении минимальной прочности.

При смещении врубовых шпуров от оси выработки вправо центр взрыва врубовых шпуров 1 смещается от оси выработки также вправо, а взрывание оконтуривающих шпуров с замедлением позволит добиться более равномерного и полного разрушения массива породы перед выработкой и создания новой поверхности выработки в соответствии с проектным контуром 3.

При симметричном же расположении шпуров горная порода со стороны, совпадающей с направлением слоев, будет разрушаться не в полной мере, а с противоположной стороны более интенсивно. В результате не будет сохранено прямолинейное проектное направление горной выработки и нарушена форма ее поперечного сечения.

2. БУРОВОЙ ПОРОДОРАЗРУШАЮЩИЙ ИНСТРУМЕНТ

2.1. Буровые коронки твердосплавные

Буровые коронки являются важнейшей частью бурового оборудования. По характеру рабочей поверхности они делятся на 2 типа: твердосплавные и алмазные. Они используются для вращательного бурения скважин сравнительно небольшого диаметра, например:

- геологоразведочных;
- взрывных;
- шпуров и т.д.

Коронки твердосплавные внешне представляют собой короткий цилиндр с твердосплавными пластинами с одной стороны и резьбой – с другой. Сама коронка изготавливается из стали, а пластины и специального высокопрочного сплава. Каждая коронка рассчитана на бурение породы определенной категории. Очистка забоя в большинстве случаев осуществляется с помощью промывочной жидкости.



Рис. 2.1. Коронка твердосплавная КТ-2 Ø 112.

Применяется при бурении мало абразивных пород V-VI категорий. Слабые песчаники, гипсы, песчаные сланцы, известняки, мягкие сульфиды без кварца, каменные соли, аргиллиты, мягкие сланцы и т.д. Диаметр колонковой трубы 108 мм.



Рис.2.2. Коронка твердосплавная КТ-2 Ø 132.

Применяется при бурении мало абразивных пород V-VI категорий. Слабые песчаники, гипсы, песчаные сланцы, известняки, мягкие сульфиды без кварца, каменные соли, аргиллиты, мягкие сланцы и т.д. Диаметр колонковой трубы 127 мм.



Рис.2.3. Коронка твердосплавная КТ-2 Ø 151.

Применяется при бурении мало абразивных пород V-VI категорий. Слабые песчаники, гипсы, песчаные сланцы, известняки, мягкие сульфиды без кварца, каменные соли, аргиллиты, мягкие сланцы и т.д. Диаметр колонковой трубы 146 мм.



Рис. 2.4. Коронка твердосплавная КТ-2 Ø 172.

Применяется при бурении мало абразивных пород V-VI категорий. Слабые песчаники, гипсы, песчаные сланцы, известняки, мягкие сульфиды без кварца, каменные соли, аргиллиты, мягкие сланцы и т.д. Диаметр колонковой трубы 168 мм.



Рис. 2.5. Коронка твердосплавная КТ-2 Ø 76.

Применяется при бурении мало абразивных пород V-VI категорий. Слабые песчаники, гипсы, песчаные сланцы, известняки, мягкие сульфиды без кварца, каменные соли, аргиллиты, мягкие сланцы и т.д. Диаметр колонковой трубы 73 мм.



Рис.2.6. Коронка твердосплавная КТ-2 Ø 93.

Применяется при бурении мало абразивных пород V-VI категорий. Слабые песчаники, гипсы, песчаные сланцы, известняки, мягкие сульфиды без кварца, каменные соли, аргиллиты, мягкие сланцы и т.д. Диаметр колонковой трубы 89 мм.



Рис. 2.7. Коронка твердосплавная М-5 Ø 112.

Применяется при бурении мягких пород до IV категории. Глины, слабосцементированные песчаники, гипсы, ангидриды, глинистые сланцы с прослоями валунно-галечных отложений. Диаметр колонковой трубы 89мм.



Рис.2.8. Коронка твердосплавная СА-4 Ø 112.

Применяется при бурении абразивных, монолитных, слаботрециноватых пород VI-VIII категорий. Габбро, пироксениты, порфириты, диориты, дациты, диопсидомагнетитовые и гранатовые скарны. Диаметр колонковой трубы 108мм.



Рис.2.9. Коронка твердосплавная СА-4 Ø 132.

Применяется при бурении абразивных, монолитных, слаботрециноватых пород VI-VIII категорий. Габбро, пироксениты, порфириты, диориты, дациты, диопсидомагнетитовые и гранатовые скарны. Диаметр колонковой трубы 127 мм.



Рис. 2.10. Коронка твердосплавная СА-4 Ø 151.

Применяется при бурении абразивных, монолитных, слаботрециноватых пород VI-VIII категорий. Габбро, пироксениты, порфириты, диориты, дациты, диопсидомагнетитовые и гранатовые скарны. Диаметр колонковой трубы 146 мм.



Рис. 2.11. Коронка твердосплавная СА-4 Ø 76.

Применяется при бурении абразивных, монолитных, слаботрециноватых пород VI-VIII категорий. Габбро, пироксениты, порфириты, диориты, дациты, диопсидомагнетитовые и гранатовые скарны. Диаметр колонковой трубы 73 мм.



Рис. 2.12. Коронка твердосплавная СА-4 Ø 93.

Применяется при бурении абразивных, монокристаллических, слаботрешиноватых пород VI-VIII категорий. Габбро, пироксениты, порфириды, диориты, дациты, диопсидомагнетитовые и гранатовые скарны. Диаметр колонковой трубы 89 мм.



Рис. 2.13. Коронка твердосплавная СА-6 Ø 112.

Применяется при бурении абразивных пород VI-VIII категорий. Диаметр колонковой трубы 108 мм.



Рис. 2.14. Коронка твердосплавная СА-6 Ø 132.

Применяется при бурении абразивных пород VI-VIII категорий. Песчаники, алевролиты, габбро, диориты, порфириды, окварцованные известняки. Диаметр колонковой трубы 127 мм.



Рис. 2.15. Коронка твердосплавная СА-6 Ø 151.

Применяется при бурении абразивных пород VI-VIII категорий. Песчаники, алевролиты, габбро, диориты, порфириды, окварцованные известняки. Диаметр колонковой трубы 146 мм.



Рис.2. 16. Коронка твердосплавная СА-6 Ø 59.

Применяется при бурении абразивных пород VI-VIII категорий. Песчаники, алевролиты, габбро, диориты, порфириды, окварцованные известняки. Диаметр колонковой трубы 57 мм.



Рис. 2.17. Коронка твердосплавная СА-6 Ø 76.

Применяется при бурении абразивных пород VI-VIII категорий. Песчаники, алевролиты, габбро, диориты, порфириды, окварцованные известняки. Диаметр колонковой трубы 73 мм.



Рис.2. 18. Коронка твердосплавная СА-6 Ø 93.

Применяется при бурении абразивных пород VI-VIII категорий. Песчаники, алевролиты, габбро, диориты, порфириды, окварцованные известняки. Диаметр колонковой трубы 89 мм.



Рис.2. 19. Коронка твердосплавная CM-5 Ø 112.

Применяется при бурении абразивных, монолитных, слаботрещиноватых пород V-VI категорий. Доломиты, известняки, глинистые и песчаные сланцы, серпентиниты. Диаметр колонковой трубы 108 мм.



Рис. 2.20. Коронка твердосплавная СМ-5 Ø 132.

Применяется при бурении абразивных, монолитных, слаботрещиноватых пород V-VI категорий. Доломиты, известняки, глинистые и песчаные сланцы, серпентиниты. Диаметр колонковой трубы 127 мм.



Рис.2. 21. Коронка твердосплавная СМ-5 Ø 59.

Применяется при бурении абразивных, монолитных, слаботрещиноватых пород V-VI категорий. Доломиты, известняки, глинистые и песчаные сланцы, серпентиниты. Диаметр колонковой трубы 57 мм.



Рис. 2.22. Коронка твердосплавная СМ-5 Ø 93.

Применяется при бурении абразивных, монолитных, слаботрещиноватых пород V-VI категорий. Доломиты, известняки, глинистые и песчаные сланцы, серпентиниты. Диаметр колонковой трубы 89 мм.



Рис. 2.23. Коронка твердосплавная СМ-5 Ø 76.

Применяется при бурении абразивных, монолитных, слаботрещиноватых пород V-VI категорий. Доломиты, известняки, глинистые и песчаные сланцы, серпентиниты. Диаметр колонковой трубы 73 мм.



Рис. 2.24. Коронка твердосплавная СМ-6 Ø 151.

Применяется при бурении абразивных, монолитных, слаботрещиноватых пород V-VI категорий. Доломиты, известняки, серпентиниты, перидотиты. Диаметр колонковой трубы 146 мм.



Рис.2. 25. Резец РП-3 У 33.00.00.000.

Зуб бара предназначен для усиления твердосплавного вооружения при обсаживании скважины.

2.2. Коронки алмазные импрегнированные

Импрегнированные алмазные коронки предназначены для бурения пород V111-X11 категорий и характеризуются равномерным распределением по всему объему матриц относительно мелких природных или синтетических алмазов. Подобное строение импрегнированной коронки обеспечивает ее эффективность при бурении по твердым породам.



Рис.2.26. Алмазная коронка 02ИЗ, 02И4.

Категория буримости пород V111- X11, малоабразивные, очень крепкие, плотные монолитные, тонкозернистые, скрытокристаллические, абразивные, мелко- и скрытозернистые. Диаметр бурения 36, 46, 59, 76, 93 мм. Бурение с отбором керна одинарными колонковыми трубами.



Рис.2.27. Импригнированная буровая коронка 08ИЗ.

Категория буримости пород 1Х-Х1, мало- и среднеабразивные, очень крепкие, плотные монолитные, тонкозернистые, скрытокристаллические, абразивные, мелко- и скрыто-зернистые. Диаметр бурения 46 мм. Бурение бескерновое многозабойное.



Рис. 2. 28. Импригнированная буровая коронка БИТ.

Категория буримости пород V11-Х, монолитные и среднетрешиноватые. Диаметр бурения 59, 76, 93, 112, 132 мм. Бурение с отбором керна одинарными колонковыми трубами.



Рис. 2.29. Импригнированная буровая коронка К-01-3.

Категория буримости пород Х-Х1, монолитные, слабо-трещиноватые, мало-абразивные и абразивные. Диаметр бурения 59 мм. Бурение с отбором керна с комплексом ССК-59.



Рис. 2.30. Импригнированная буровая коронка К- 08.

Категория буримости пород V111-X, плотные, средне-трещиноватые. Диаметр бурения 59 мм. Бурение с отбором керна с комплексом ССК-59.



Рис. 2.31. Импригнированная буровая коронка К-09И2Г.

Категория буримости пород 1Х-Х1, плотные, средне-трещиноватые. Диаметр бурения 59 мм. Бурение с отбором керна с комплексом ССК-59.



Рис. 2.32. Импригнированная буровая коронка 17ИЗ.

Категория буримости пород V11-X1, монолитные, плотные, среднетрещиноватые, мало- и среднеабразивные. Диаметр бурения 76 мм. Бурение с отбором керна с комплексом КССК-76.



Рис. 2.33. Импригнированная буровая коронка БИТ ССК 59.

Категория буримости пород V11-X, монолитные и среднетрещиноватые. Диаметр бурения 59 мм. Бурение с отбором керна с комплексом ССК-59.



Рис. 2.34. Импригнированная буровая коронка 21МЗ.

Категория буримости пород 1Х-Х1, твердые. Диаметр бурения 46, 59,76, 93, 112, 136, 172, 222 мм. Бурение с отбором керна одинарными колонковыми трубами.



Рис. 2.35. Импригнированная буровая коронка 23ИЗ.

Категория буримости пород V111-1Х, средне-твердые, твердые, слабо-абразивные и частично трещиноватые. Диаметр бурения 59,6; 75,3; 95,6; 122 мм. Бурение с отбором керна с комплексом ССК.



Рис. 2.36. Импригнированная буровая коронка 27ИЗ.

Категория буримости пород V111-1Х, средне-твердые, твердые, слабо-абразивные и частично трещиноватые. Диаметр бурения 59,6; 76 мм. Бурение с отбором керна с комплексом ССК.



Рис. 2.37. Импригнированная буровая коронка 28ИЗ.

Категория буримости пород V111-1Х, средне-твердые, слабо-абразивные и частично трещиноватые. Диаметр бурения 46, 59, 76, 93, 112 мм. Бурение с отбором керна одинарными колонковыми трубами.



Рис. 2.38. Импригнированная буровая коронка 28И4.

Категория буримости пород 1Х-Х11, различной твердости и абразивности. Диаметр бурения 46, 59, 76, 93, 112 мм. Бурение с отбором керна одинарными колонковыми трубами.



Рис. 2.39. Импригнированная буровая коронка 26И.

Категория буримости пород V11-Х11, абразивные и трещиноватые. Диаметр бурения 75,3/60,2; 91,8/76; 95,6/76; 117,5/100; 143,5/123,8 мм. Для забуривания или при установке обсадных труб.



Рис. 2. 40. Импригнированная буровая коронка 28И.

Категория буримости пород 1Х-Х11, различной твердости и абразивности. Диаметр бурения 46/31; 59/42; 76/58; 93/73; 112/92; 151/132 мм. Бурение с отбором керна одинарными колонковыми трубами.



Рис. 2.41. Импригнированная буровая коронка 29И.

Категория буримости пород 1Х-Х11, различной твердости и абразивности. Диаметр бурения 75,3/47,6; 95,6/63,5; 122/85 мм. Бурение с отбором керна с комплексом ССК.



Рис. 2.42. Импригнированная буровая коронка 30И.

Категория буримости пород 1Х-Х1, различной твердости и абразивности. Диаметр бурения 75,3 мм. Бурение сплошным забоем с комплексом ССК.



Рис. 2.43. Импригнированная буровая коронка 32И.

Категория буримости пород 1Х-Х11, различной твердости и абразивности. Диаметр бурения 75,3/47; 95,6/63,5 мм. Бурение с отбором керна комплексом ССК.



Рис. 2.44. Импригнированная буровая коронка 33И.

Категория буримости пород 1Х-Х11, различной твердости и абразивности. Диаметр бурения 46/31,7 66,8/50,4; 76/57; 76/57,5; 76/61,7; 56/45,2 мм. Бурение с отбором керна комплексом ССК.



Рис. 2.45. Импригнированная буровая коронка 36И.

Категория буримости пород 1Х-Х11, средней твердости до твердых, слабо абразивные, частично трещиноватые. Диаметр бурения 46/31,7 мм. Бурение с отбором керна одинарными колонковыми трубами.



Рис. 2.46. Импригнированная буровая коронка 37И.

Категория буримости пород 1Х-Х11, для крепких и очень крепких пород незначительно разрушенных. Диаметр бурения 59,6/36,4; 75,3/47,6; 95,6/63,5 мм. Бурение с отбором керна одинарными колонковыми трубами.



Рис. 2.47. Импригнированная буровая коронка 38И.

Категория буримости пород Х-Х1, для сложных горно-геологических условий, сильно раздробленные или трещиноватые породы. Диаметр бурения 59,6/36,4; 75,3/47,6; 95,6/63,5; 122 / 85 мм. Бурение с отбором керна одинарными колонковыми трубами.



Рис. 2.48. Импригнированная буровая коронка 34И КЛМ.

Категория буримости пород V11-Х1, для монолитных, слаботрещиноватых и трещиноватых пород. Диаметр бурения 75,3/40 мм. Бурение с обратной промывкой, гидротранспортом керна с комплексом ССК-НК.



Рис. 2.49. Импригнированная буровая коронка 23И.

Категория буримости порд 1Х-Х11, различной твердости и абразивности. Диаметр бурения 59,6/36,4; 75,3/47,6; 95.6/63.5; 122/85 мм. Бурение с отбором керна комплексом ССК.



Рис. 2.50. Импригнированная буровая коронка 27И.

Категория буримости порд V11-Х11, различной твердости и абразивности. Диаметр бурения 46,5/30,3; 56,5/39; 59.6/42; 75.3/56 мм. Бурение с отбором керна комплексом ССК.



Рис. 2.51. Импригнированная буровая коронка K04 КП.

Категория буримости порд 1Х-Х11, различной твердости и абразивности. Диаметр бурения 76/48 мм. Бурение с отбором керна комплексом ССК.



Рис. 2.52. Импригнированная буровая коронка K04.

Категория буримости порд 1Х-Х11, различной твердости и абразивности. Диаметр бурения 59/35,4; 76 /48 мм. Бурение с отбором керна комплексом ССК.



Рис. 2.53. Импригнированная буровая коронка К-01-3.

Категория буримости пород V111-X1, монолитные, слабо трещиноватые и трещиноватые. Диаметр бурения 46, 59 мм. Бурение с отбором керна одинарными колонковыми трубами.

2.3. Коронки алмазные однослойные

Алмазы в однослойных коронках располагаются в верхнем слое матрицы. Используются крупные природные и синтетические алмазы, которые обеспечивают высокую скорость проходки и высокую эффективность буровых работ. Алмазы в однослойных коронках располагают по определенной схеме, которая меняется в зависимости от размеров используемых алмазов, что в значительной мере определяет ресурс коронки и скорость бурения.



Рис. 2.54. Однослойная буровая коронка 01A3, 01A4.

Категория буримости пород V11-1X, малоабразивные, монолитные, трещиноватые. Диаметр бурения 36, 46, 59, 76, 93, 112 мм. Бурение с отбором керна одинарными колонковыми трубами.



Рис. 2.55. Однослойная буровая коронка 08A3.

Категория буримости пород V11-1X, мало и средне абразивные. Диаметр бурения 46 мм. Бурение бескерновое многозабойное.



Рис. 2.56. Однослойная буровая коронка 09A3.

Категория буримости пород V11-1X, мало и средне абразивные. Диаметр бурения 59 мм. Бурение бескерновое многозабойное.



Рис. 2.57. Однослойная буровая коронка K16.

Категория буримости пород V1- V111, перемежающиеся. Диаметр бурения 76 мм. Бурение с отбором керна комплексом КССК-76.



Рис. 2.58 Однослойная буровая коронка K01.

Категория буримости пород V11- 1X, плотные слабо и средне трещиноватые. Диаметр бурения 59 мм. Бурение с отбором керна комплексом ССК-59.



Рис. 2.59. Однослойная буровая коронка K01-1.

Категория буримости пород V11- 1X, плотные. Диаметр бурения 59 мм. Бурение с отбором керна комплексом ССК-59.



Рис. 2.60. Однослойная буровая коронка K01-2.

Категория буримости пород V11- 1X, средне трещиноватые. Диаметр бурения 59 мм. Бурение с отбором керна комплексом ССК-59.



Рис. 2.61. Однослойная буровая коронка 01КС.

Категория буримости пород V-1X, абразивные, переслаивающиеся по твердости и абразивности. Диаметр бурения 59,76, 93, 112, 132, 151, 245/225 мм. Бурение с отбором керна одинарными колонковыми трубами.



Рис. 2.62. Однослойная буровая коронка 02КС.

Категория буримости пород V-1X, абразивные, переслаивающиеся по твердости и абразивности. Диаметр бурения 59,76, 93, 112, 132, 151 мм. Бурение с отбором керна одинарными колонковыми трубами.



Рис. 2.63. Однослойная буровая коронка 01А3СВ.

Категория буримости пород V111, монолитные и слабо трещиноватые. Диаметр бурения 46, 59,76, 93, 112 мм. Бурение с отбором керна одинарными колонковыми трубами.



Рис. 2.64. Однослойная буровая коронка 01A4CB.

Категория буримости пород V111, монолитные и слабо трещиноватые. Диаметр бурения 46, 59,76, 93, 112 мм. Бурение с отбором керна одинарными колонковыми трубами.



Рис. 2.65. Однослойная буровая коронка 07КС.

Категория буримости пород V-1X, абразивные, переслаивающиеся по твердости и абразивности. Диаметр бурения 59,6/36,4; 75,3/47,6; 95,6/63,5; 122/83 мм. Бурение с отбором керна комплексом ССК.



Рис. 2.66. Однослойная буровая коронка 07КС2.

Категория буримости пород V-V111, абразивные, переслаивающиеся по твердости и абразивности. Диаметр бурения 59,6/36,4; 75,3/47,6; 95,6/63,5; 122/83 мм. Бурение с отбором керна комплексом ССК.



Рис. 2.67. Однослойная буровая коронка 07КС-0.

Категория буримости пород V-V111, абразивные, переслаивающиеся по твердости и абразивности. Диаметр бурения 59,6/36,4; 75,3/47,6; 95,6/63,5; 122/83 мм. Бурение с отбором керна комплексом ССК.



Рис. 2.68. Однослойная буровая коронка К-06.

Категория буримости пород V11-1X, плотные, слабо и средне трещиноватые. Диаметр бурения 75,3; 95,6 мм. Бурение с отбором керна комплексом ССК.



Рис. 2.69. Однослойная буровая коронка 07КС-2-0.

Категория буримости пород V11-1X, различной твердости и абразивности. Диаметр бурения 75,3/47,6; 95,6/63,5 мм. Бурение с отбором керна комплексом ССК.



Рис. 2.70. Однослойная буровая коронка 23А.

Категория буримости пород V111-X, малоабразивные, абразивные, плотные, монолитные, мелко и среднезернистые, трещиноватые. Диаметр бурения 59,6/36,4; 75,3/47,6; 95,6/63,5 мм. Бурение с отбором керна комплексом ССК.



Рис. 2.71. Однослойная буровая коронка 29А.

Категория буримости пород V111-1X, различной твердости и абразивности. Диаметр бурения 75,3/47,6; 95,6/63,5 мм. Бурение с отбором керна комплексом ССК.



Рис. 2.72. Однослойная буровая коронка 31А.

Категория буримости пород V111-X, различной твердости и абразивности. Диаметр бурения 93, 112 мм. Бурение сплошным зубом.



Рис. 2.73 Однослойная буровая коронка ГБА.

Категория буримости пород V1-V111, абразивные горные породы. Диаметр бурения 215,9/100 мм. Бурение с отбором керна.



Рис. 2.74. Однослойная буровая коронка Б-1.

Категория буримости пород V1-1X, резко перемежающиеся горные породы. Диаметр бурения 117,5/63,5 мм. Бурение с отбором керна комплексом ССК.

2.4. Алмазные расширители

Алмазные расширители предназначены для поддержания заданного диаметра скважины. В буровом снаряде расширитель устанавливается между коронкой и колонковой трубой. Расширители заменяются, когда их диаметр становится меньше диаметра новой коронки. Поэтому только самая последняя часть калибруется при установке новой коронки. Алмазный расширитель помогает стабилизировать колонковую трубу. Выпускаются расширители для всех типов колонковых труб и коронок. В расширителях для армирования секторов применяются специально отобранные природные или синтетические алмазы.



Рис. 2.75. Алмазный расширитель РСА.

Категория буримости пород 1Х- X, мало и средне абразивные. Диаметр бурения 46,4; 59,4; 76,4; 93,4 мм.



Рис. 2.76. Алмазный расширитель РСА-1.

Категория буримости пород V11 - X, плотные, слабо и средне трещиноватые. Диаметр бурения 59,4 мм.



Рис. 2.77. Алмазный расширитель РЦК.

Категория буримости пород V1 - X, плотные, малоабразивные и средне трещиноватые. Диаметр бурения 76,4 мм.



Рис. 2.78. Алмазный расширитель РСА 23П.

Категория буримости пород V11–X11, твердые, очень твердые, средне абразивные и трещиноватые. Диаметр бурения 60; 75,7; 96 мм.



Рис. 2.79. Алмазный расширитель РСА 27П.

Категория буримости пород V11–X1, плотные и слабо трещиноватые. Диаметр бурения 60 мм.



Рис. 2.80. Алмазный расширитель РСН.

Категория буримости пород V11–X11, твердые, очень твердые, среднеабразивные и трещиноватые, плотные. Диаметр бурения 46,4; 59,4; 76,4; 93,4 мм.



Рис. 2.81. Алмазный расширитель РАС.

Категория буримости пород V11–X, плотные, малоабразивные и средне трещиноватые. Диаметр бурения 112,4; 136,7; 172,7 мм.



Рис. 2.82. Алмазный расширитель РСА 33.

Категория буримости пород V111–X1, монолитные, слаботрещиноватые и трещиноватые. Диаметр бурения 76,4 мм.



Рис. 2.83. Переходник центратор ПЦ.

Переходник центратор ПЦ служит для центрирования верхнего конца колонковой трубы в скважине с целью снижения искривления скважины и вибрации снаряда, а также для снижения износа колонковой трубы. Служит для соединения бурильных труб с колонковой трубой или шламовой трубой. Диаметр бурения 59,6; 75,3; 96; 122,6 мм.



Рис. 2.84. Башмаки обсадных труб.

Башмаки обсадных труб применяются для забуривания или при установке обсадных труб в скважины. Изготавливаются стандартных и иных размеров.

2.5. Лопастные породоразрушающие инструменты

Лопастные породоразрушающие инструменты состоят из корпуса и лопастей (рис. 2.85.). В верхней части корпуса нарезается присоединительная резьба, а в нижней части просверливаются сквозные промывочные отверстия для подачи промывочной жидкости на забой. Боковые калибрующие и другие рабочие поверхности лопастей обычно покрывают релитом, чугуном или армируют порошкообразным карбидом вольфрама.

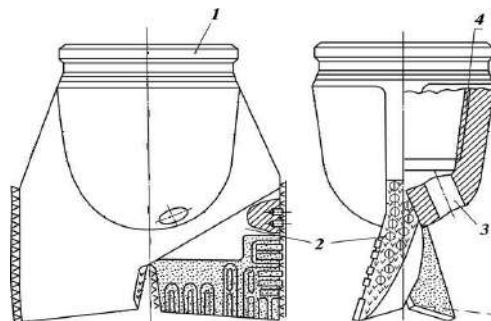


Рис. 2.85. Двухлопастное долото:
1 – корпус; 2 – лопасти; 3 – промывочные отверстия;
4 – присоединительная резьба.

Лопастные долота выпускаются следующих пяти разновидностей:
2Л – двухлопастные;
3Л – трехлопастные (рис. 2.86.);
ЗИР – трехлопастные истирающе-режущие;
БИР – шестилопастные истирающе-режущие;
П – пикообразные (однолопастные).

Лопастные породоразрушающие инструменты в соответствии с их назначением производятся четырех типов: М, МС, МСЗ и С.
Породоразрушающие инструменты разновидностей 2Л и 3Л выпускаются двух типов: М и МС.

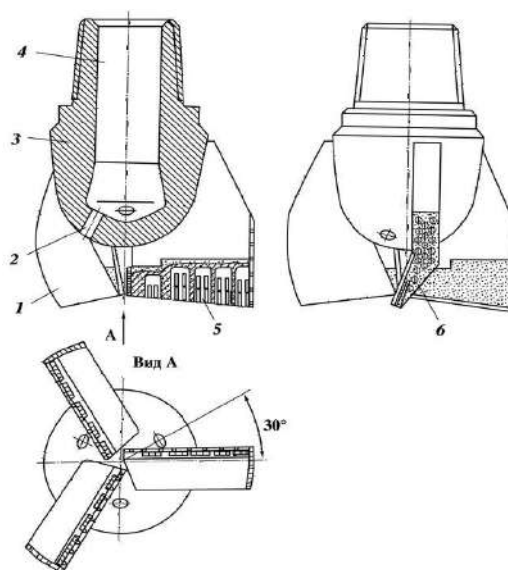


Рис. 2.86. Трехлопастное долото:
1 – лопасть; 2 – промывочное отверстие; 3 – корпус; 4 – присоединительная резьба;
5 – твердосплавные пластины; 6 – армирование торца лопасти.

Конструктивно породоразрушающие инструменты типа М отличаются от долот типа МС армированием передней поверхности зерновым релитом в пазах, прорезанных по определенной схеме с учетом характера износа лопастей и усилением с наружи чугуном. В породоразрушающих инструментах типа МС вместо релита в тех же пазах устанавливаются и припаиваются твердосплавные победитовые пластины прямоугольной формы. Породоразрушающие инструменты разновидности ЗИР относятся к типу МСЗ, а разновидности БИР – к типу С. Пикообразные породоразрушающие инструменты изготавливают двух типов: ПЦ – для разбуривания цементных пробок и металлических деталей низа обсадных колонн (рис. 3); ПР – для расширения ствола скважины.

Согласно ОСТ 26-02-1282-75 все лопастные породоразрушающие инструменты должны изготавливаться только с ниппельной присоединительной резьбой, выполненной соответствии с ГОСТ 20692-75, диаметром от 94,4 до 469,9 мм. По способу соединения корпуса с лопастями выделяются цельнокованные породоразрушающие инструменты и инструменты сварные, т.е. с приварными к корпусу лопастями. По конструкции промывочного устройства выделяются породоразрушающие инструменты с обычной и гидромониторной промывкой.

Примеры условной записи лопастных породоразрушающих инструментов (долот):
 2Л-76М: 2Л – двухлопастное; 76 – номинальный диаметр, мм; М – для мягких пород;
 3Л-161М: 3Л – трехлопастное; 161 – номинальный диаметр, мм; М – для мягких пород.

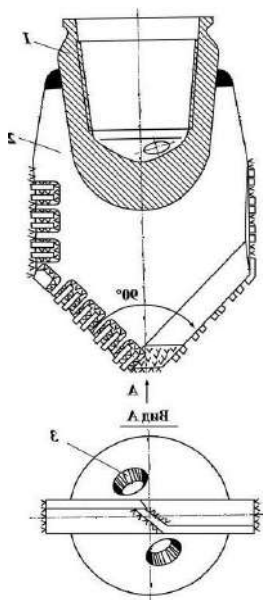


Рис.2.87. Пикообразное долото для разбуривания цементных стаканов в обсадной колонне:
 1 – корпус; 2 – лопасть; 3 – промывочные отверстия.

2.6. Шарошечные породоразрушающие инструменты

Впервые породоразрушающий шарошечный инструмент был изобретен и изготовлен в США предпринимателем Юзом в 1909 г.

Шарошечные породоразрушающие инструменты относятся к группе инструментов дробяще-скалывающего действия, за исключением одношарошечных. В настоящее время шарошечные породоразрушающие инструменты производят в двух-, трех- и многошарошечном исполнении. Свое название они получили по конструктивному элементу – зубчатому катку – шарошке, на которой кольцевыми рядами (венцами) располагаются элементы вооружения (зубцы), разрушающие горную породу.

Породоразрушающие инструменты в двух- и трехшарошечном исполнении

составляют группу инструментов, разрушающих породу сплошным забоем. Их называют буровыми шарошечными долотами.

Шарошечное долото (рис.2.88.) состоит из секций, сваренных между собой. Верхняя часть сваренных между собой секций образует корпус. На верхнем конце корпуса нарезается присоединительная резьба. Число секций равно числу шарошек. В шарошечных долотах выделяют:

- вооружение долота – совокупность всех зубцов на всех шарошках;
- опору долота – совокупность подшипников всех шарошек;
- систему промывки долота
- совокупность всех промывочных узлов долота.

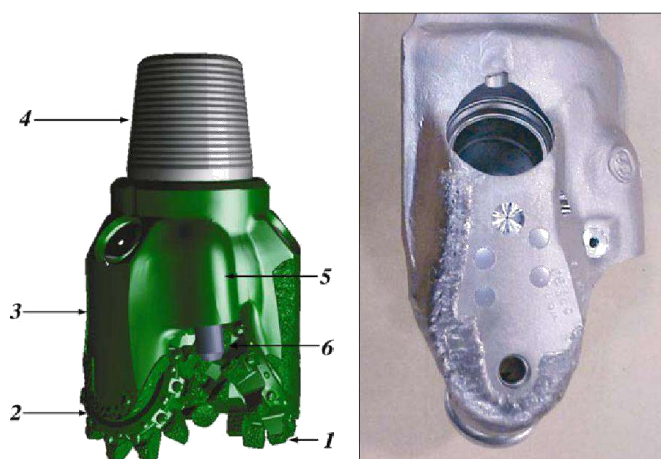


Рис.2.88. Общий вид трехшарошечного долота:

1 – шарошка; 2 – козырек лапы; 3 – лапа; 4 – присоединительная резьба;
5 – насадочный прилив; 6 – насадка.

Рис.2.89. Общий вид лапы.

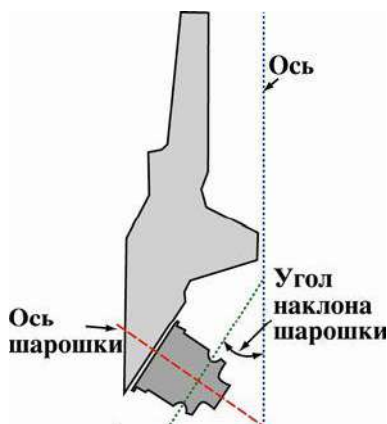


Рис.2.90. Основные элементы лапы

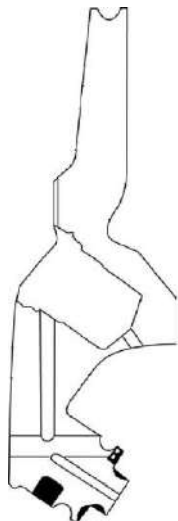


Рис. 2.91. Схема лапы с внутренними каналами.



Рис. 2.92. Общий вид цапфы.



Рис. 2.93. Общий вид шарошки с фрезерованным вооружением.

Собранная секция состоит из лапы (рис.2.89, 2.90, 2.91) заканчивающейся цапфой (рис.2.92.). На цапфе на подшипниках смонтирована свободно вращающаяся шарошка (рис.2.93.). Взаимная ориентация секций в долоте осуществляется с помощью двухгранного угла, фрезеруемого на каждой лапе, и сборочных штифтов.

Вооружение шарошечных породоразрушающих инструментов

Вооружение предназначено для разрушения горной породы. Шарошки, как правило, имеют коническую форму и могут быть одно- (рис.2.94, 2.95) и многоконусными. Тело одноконусной шарошки (рис 2.94) ограничено двумя коническими поверхностями. Конус 1 называется основным, а конус 2 – обратным.

Тело двухконусной шарошки (рис.2.96) ограничено тремя коническими поверхностями, а трехконусной – четырьмя. Конусы, расположенные между основным и обратным конусами, называются дополнительными. Вершины дополнительных конусов направлены к оси долота и их боковые поверхности взаимодействуют с забоем. Дополнительные конусы принято нумеровать, начиная от основного конуса в сторону обратного.

Шарошка характеризуется следующими геометрическими параметрами: диаметр $d_{ш}$, углы основного 2α и дополнительного $2\alpha_i$ конусов, высота $H_{ш}$.

Угол при вершине основного конуса определяет объем шарошки.

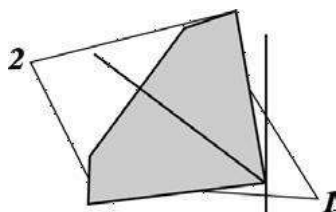


Рис.2.94. Тело одноконусной шарошки.

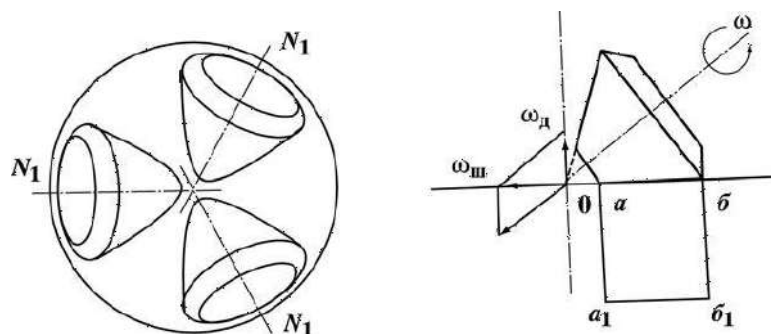


Рис. 2.95. Кинематика одноконусной шарошки:
 $\omega_{Д}$ - угловая скорость вращения долота; $\omega_{Ш}$ - угловая скорость шарошки;
 $\alpha, \alpha_1, \beta, \beta_1$ - проекция образующей корпуса шарошки на забой.

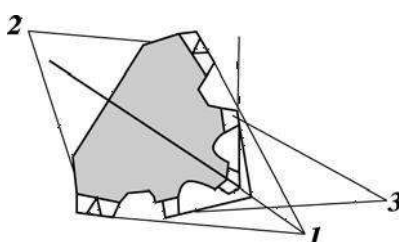


Рис. 2.96. Тело двухконусной шарошки:
 1 – основной конус; 2 – обратный конус;
 3 – дополнительный конус.

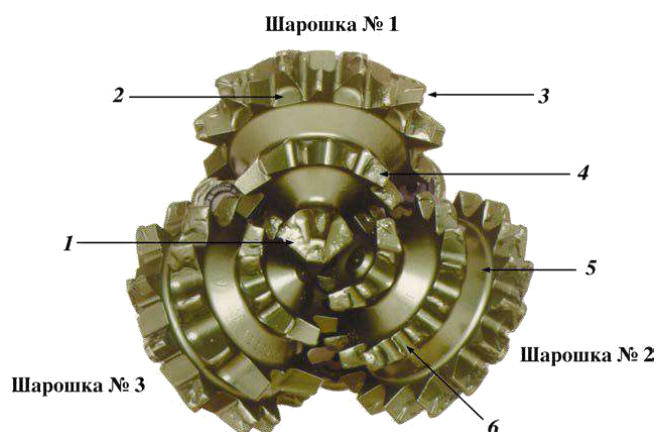


Рис.2.97. Основные элементы шарошек долота с твердосплавным вооружением:
 1 – внутренние венцы; 2 – пирамидальный резец внутреннего венца; 3 – зазор между резцами; 4 – резцы калибрующего венца; 5 – межвенцовая канавка

Шарошки принято нумеровать в зависимости от того, какое место занимает первый венец по отношению к оси долота (рис.2.98, 2.99). Шарошке, у которой первый венец расположен в зоне оси долота и разрушает центральную часть забоя, присваивается

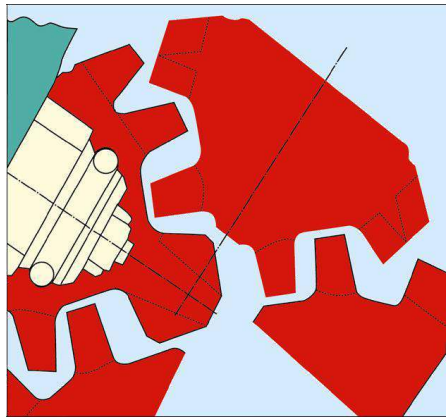


Рис.2.98. Смещение осей шарошек.

первый номер. Шарошка, первый венец которой разрушает кольцо, прилегающее к центральной части забоя, является второй.

Расположение шарошек относительно оси долота определяется следующими параметрами:

- углом наклона оси шарошки к оси долота β ;
- выносом вершины шарошки за ось долота, f ;
- величиной смещения осей шарошек в плане k .

Угол наклона оси шарошки к оси долота для современных серийных шарошечных долот лежит в пределах $51^{\circ} 57' 30''$ и определяется типом долота.

Величина выноса вершины шарошки за ось долота определяется типоразмером долота и лежит в пределах 0–12 мм.

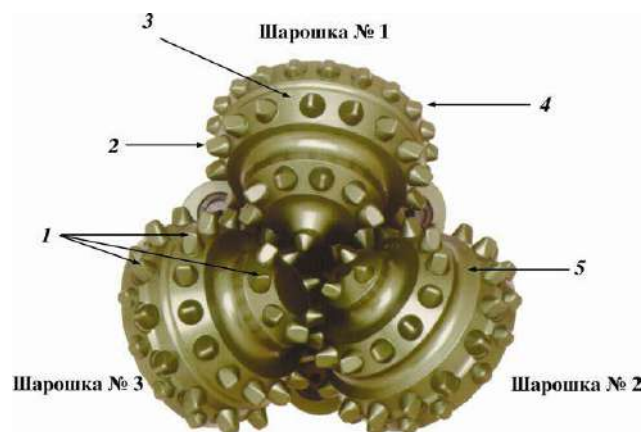


Рис. 2.99. Основные элементы шарошек долота с фрезерованным вооружением:

- 1 – центральная точка; 2 – уменьшенный зубец; 3 – зубцы калибрующего венца; 4 – защитное покрытие; 5 – межвенцовая канавка; 6 – зазор между зубцами.

В плане оси шарошек расположены относительно друг друга под углом 120° , а по отношению к оси долота возможны два варианта расположения:

- долота с несмещенными осями шарошек, оси которых пересекаются в одной точке на оси долота;
- долота со смещенными осями шарошек (рис.2.100).

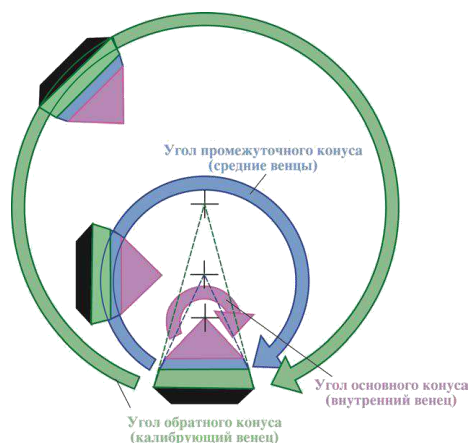


Рис.2.100. Схема смещения осей шарошки.

Оси смещаются в сторону вращения долота, и при этом смещение считается положительным. Величина смещения лежит в пределах 4–10 мм и определяется типоразмером долота. Долота считаются с несмещенными осями шарошек, если они имеют смещение, не превышающее 1,5 мм. Такое смещение называют технологическим. Оно гарантирует отсутствие отрицательного смещения шарошек, которое могло появиться в результате неблагоприятного сочетания допусков на размеры лап и неточностей сборки и сварки секций в корпус.

По расположению шарошек относительно друг друга следует различать два вида долот:

- долота с самоочищающимися шарошками, у которых центральные венцы каждой из шарошек входят в межвенцовое пространство соседних шарошек;
- долота с не самоочищающимися шарошками, у которых контуры соседних шарошек не пересекаются.

На венцах шарошек фрезеруются или крепятся элементы вооружения (зубцы), предназначенные для разрушения горной породы.

Совокупность всех зубцов на всех шарошках называют вооружением долота. Вооружение долот бывает трех видов:

- фрезерованное, армированное твердым сплавом;
- твердосплавное зубковое (штыревое);
- комбинированное (по спецзаказу) (рис.2.101).



Рис.2.101. Комбинированное вооружение.

В современных шарошечных долотах используются фрезерованные зубки разных форм для обеспечения лучшей породоразрушающей способности и долговечности (рис. 2.102).

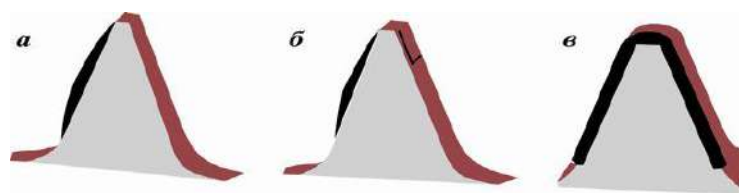


Рис.2.102. Типовые формы фрезерованных зубцов шарошечных долот производства ОАО «Волгабурмаш»:

а – тип 1, наплавляется только набегающая грань; б – тип 2, наплавляются набегающая грань и начало сбегающей грани; в – тип 3, наплавляются полностью все четыре грани и площадка притупления

Для обеспечения долговечности фрезерованного вооружения шарошки изготавливаются из малоуглеродистых легированных сталей (например, марок 17НЗМА, 18ХНЗМА, 20ХНЗА) с последующей их химико-термической обработкой. Химико-термическая обработка позволяет получить высокую твердость поверхностного цементированного слоя глубиной 0,6–2,4 мм в зависимости от диаметра долота (с увеличением диаметра глубина цементации возрастает), необходимую прочность и ударную выносливость сердцевины.

Боковые и торцовые грани зубцов, а также калибрующие поверхности обратных конусов шарошек направляются (армируются) твердым зерновым сплавом – релитом, представляющим измельченный литой карбид вольфрама.

Кроме того, в некоторых конструкциях долот в обратные конуса шарошек запрессовываются цилиндрические твердосплавные (сплав типа ВК11ВК) вставки с последующей наплавкой. Для улучшения охлаждения наплавленных поверхностей обратных конусов на них выполняются канавки.

В долотах некоторых типов в качестве элементов вооружения на центральных и периферийных венцах используются твердосплавные зубки, изготовленные из вольфрамокобальтового сплава типа ВК11ВК. Зубок имеет форму цилиндра, один торец которого плоский, а другой является рабочей головкой зубка, непосредственно воздействующий на горную породу (рис.2.103).

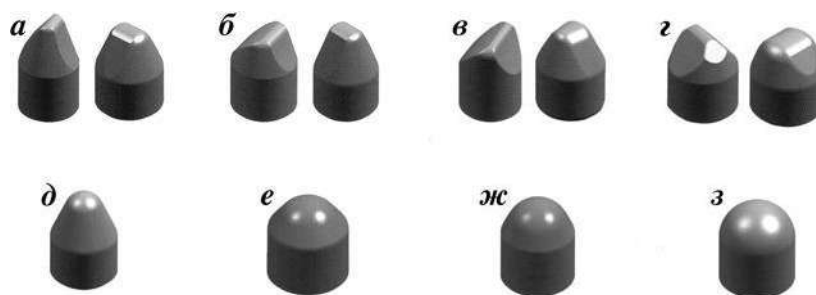


Рис. 2.103. Формы твердосплавных зубцов шарошечных долот производства ОАО «Волгабурмаш»:

а – для очень мягких пород; б – для мягких пород; в – для мягких пород, перемежающихся со средними; г – для средних пород; д – для средних пород, перемежающихся с твердыми; е – для твердых пород; ж – для твердых пород, перемежающихся с крепкими; з – для крепких пород

Важным геометрическим параметром вооружения шарошечного долота является коэффициент перекрытия забоя, который рассчитывается по формулам:
(для долот с фрезерованными зубцами)

$$\eta = \sum l_{ij} / R_d, \quad (2.1)$$

где η – коэффициент перекрытия забоя; l_{ij} – сумма длин зубцов по одному с каждого венца всех шарошек (i – номер шарошки, j – номер венца); R_d – радиус долота;
(для долот с твердосплавными зубками)

$$\eta = \sum d_{ij} / R_d, \quad (2.2)$$

где d_{ij} – сумма диаметров зубков по одному с каждого венца всех шарошек (i – номер шарошки, j – номер венца).

Системы очистки забоя и элементов вооружения шарошечных породоразрушающих инструментов

Система очистки забоя предназначена для формирования потоков промывочной жидкости или продувочного агента и направления его в нужную часть забоя. Она включает в себя внутреннюю полость долота 1, подводящий канал 2 (один или несколько), выходное отверстие 3 (одно или несколько) (рис.2.104).

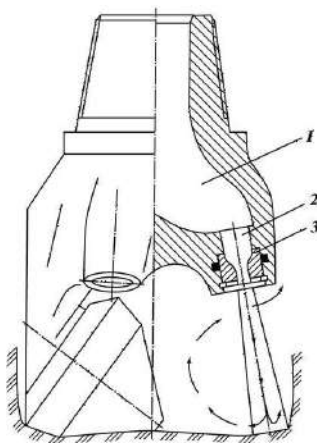


Рис. 2.104. Схема системы промывки шарошечных долот

В зависимости от направления струи промывочного агента долота подразделяются на долота:

- с центральной промывкой или продувкой (рис.2.105);
- с боковой гидромониторной промывкой или продувкой.

У первых долот струя направлена в центральную часть забоя на шарошки. Выходное отверстие выполнено в центре долота и имеет в большинстве случаев круглое сечение.

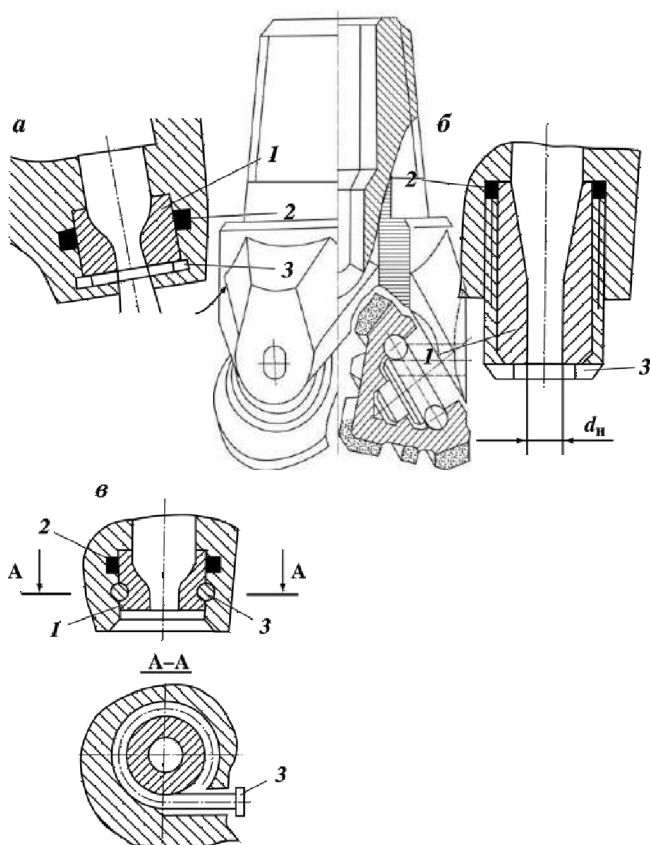


Рис.2.105. Схема долота с центральной системой промывки

У вторых долот выходные отверстия направляют струи жидкости между шарошками на периферийную часть забоя под некоторым углом к оси долота. Это обеспечивает направление струи одновременно к стенке скважины и в сторону, противоположную направлению вращения долота.

Струи непосредственно воздействуют на породу, интенсифицируя очистку забоя от шлама. Долота с такой системой промывки принято называть гидромониторными.

Для предотвращения размыва выходных отверстий в гидро-мониторных долотах устанавливаются гидромониторные насадки. Эти системы образуют гидромониторные узлы (ГМУ).

Рис. 2.106. Схемы ГМУ шарошечных долот:

а – крепление пружинным кольцом; б – крепление резьбовой втулкой; в – крепление гвоздем

Каждый ГМУ (рис.2.106.) включает три обязательных элемента: насадку 1, уплотнение 2, удерживающий замок 3. Насадка является сменной и изготавливается из твердого материала, способного противостоять эрозионному изнашиванию. Уплотнение 2 предназначено для герметизации зазора между насадкой 1 и корпусом. Переток промывочной жидкости по этому зазору приводит к интенсивному размыву отверстия в корпусе и выпадению из него насадки. Замок 3 предназначен для удержания насадки 1 в корпусе долота.

Герметизация зазора между насадкой 1 и корпусом во всех трех рассмотренных конструкциях осуществляется тороидальным резиновым кольцом 2.

Основной эксплуатационный параметр ГМУ – выходной диаметр d_n насадки.

Гидравлическая система современных долот позволяет выбирать схему промывки забоя и вооружения долота, обеспечивающую наилучший эффект их очистки в зависимости от свойств породы и условий бурения. Это достигается применением различных схем промывки центральной, периферийной или асимметричной.

Под асимметричной схемой промывки понимают работу двух или даже одной периферийной насадки вместо трех. В большом числе случаев весьма эффективны комбинированные схемы, когда одновременно работают центральная и периферийные насадки.

Для бурения скважин с продувкой забоя сжатым газом выпускаются долота с продувкой. Отличительной особенностью этих долот является наличие центрального продувочного канала уменьшенного сечения в корпусе долота и каналов в каждой лапе, которые подводят часть нагнетаемого газа в полости опор шарошек для их охлаждения и очистки от возможного попадания в них мелких выбуренных частиц породы и пыли (рис.2.107).

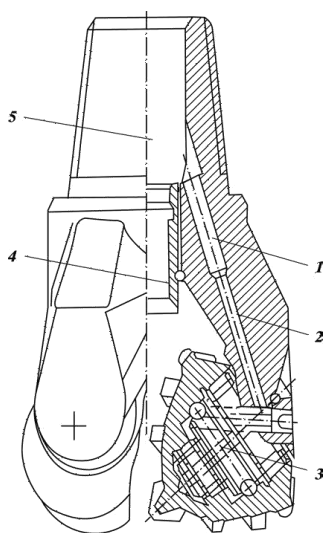


Рис.2.107. Схема ГМУ для продувки сжатым газом:

- 1, 2 – продувочные каналы в лапе долота; 3 – замковый подшипник;
4 – центральный промывочный узел; 5 – внутренняя полость в корпусе долота

2.7. Типы и основные размеры шарошечных долот по ГОСТ 20692—2003

ДОЛОТА ШАРОШЕЧНЫЕ

Технические условия

Roller bits. Specifications

Дата введения 2004—07—01

1 Область применения

Настоящий стандарт распространяется на шарошечные долота для сплошного бурения скважин.

Требования, изложенные в разделах 3—5 (кроме 5.2), разделах 6—8, являются обязательными. Обязательные требования, обеспечивающие безопасность работы с шарошечными долотами, изложены в 4.4—4.6.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 9.032—74 Единая система защиты от коррозии и старения. Покрытия лакокрасочные. Группы, технические требования и обозначения

ГОСТ 15.309—98 Система разработки и постановки продукции на производство. Испытания и приемка выпускаемой продукции. Основные положения

ГОСТ 164—90 Штангенрейсмасы. Технические условия

ГОСТ 577—68 Индикаторы часового типа с ценой деления 0,01 мм. Технические условия

ГОСТ 3242—79 Соединения сварные. Методы контроля качества

ГОСТ 7918—75 Замки для геолого-разведочных бурильных труб диаметром 50 мм. Технические условия

ГОСТ 14192—96 Маркировка грузов

ГОСТ 15150—69 Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды

ГОСТ 28487—90 Резьба коническая замковая для элементов бурильных колонн. Профиль. Размеры. Допуски*

3 Классификация и основные размеры

3.1 Долота следует изготавливать следующих видов:

I — одношарошечные;

II — двухшарошечные;

III — трехшарошечные.

* На территории Российской Федерации действует ГОСТ Р 50864—96 Резьба коническая замковая для элементов бурильных колонн. Профиль, размеры, технические требования.

3.2 Долота следует изготавливать следующих типов:

М — со стальными зубьями для бурения мягких пород;

МЗ — с твердосплавными зубками для бурения мягких абразивных пород;

МС — со стальными зубьями для бурения мягких пород с пропластками средней твердости;

МСЗ — с твердосплавными зубками для бурения мягких абразивных пород с пропластками средней твердости;

С — со стальными зубьями для бурения пород средней твердости;

СЗ — с твердосплавными зубками для бурения абразивных пород средней твердости;

СТ — со стальными зубьями для бурения пород средней твердости с пропластками твердых;

Т — со стальными зубьями для бурения твердых пород;

ТЗ — с твердосплавными зубками для бурения твердых абразивных пород;

ТК — со стальными зубьями и твердосплавными зубками для бурения твердых пород с пропластками крепких;

ТКЗ — с твердосплавными зубками для бурения твердых абразивных пород с пропластками крепких;

К — с твердосплавными зубками для бурения крепких пород;

ОК — с твердосплавными зубками для бурения очень крепких пород.

3.3 По расположению и конструкции промывочных и продувных узлов (каналов) долота следует изготавливать с:

центральной промывкой — Ц;

боковой гидромониторной промывкой — Г;

комбинированной промывкой — ЦГ;

центральной продувкой — П;

боковой продувкой — ПГ.

3.4 Опоры шарошек следует изготавливать на:

подшипниках с телами качения и одним или более упорных подшипниках скольжения, или без упорных подшипников скольжения — В;

подшипниках с телами качения и одним или более упорных подшипниках скольжения и герметизацией опоры — ВУ;

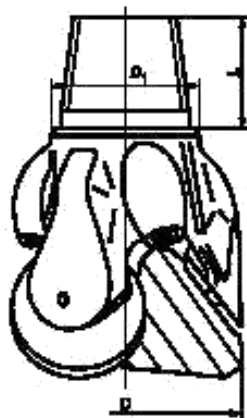
одном радиальном и одним или более упорных подшипниках скольжения (остальные подшипники с телами качения) — Н;

одном радиальном и одним или более упорных подшипниках скольжения (остальные подшипники с телами качения) и герметизацией опоры — НУ;

двух или более радиальных подшипниках скольжения с одним или более упорным подшипником скольжения — А;

двух или более радиальных подшипниках скольжения с одним или более упорным подшипником скольжения и герметизацией опоры — АУ.

3.5 Основные размеры долот и обозначения присоединительной резьбы должны соответствовать указанным на рисунке 1 и в таблице 1.



П р и м е ч а н и е — Рисунок не определяет конструкцию долота

Рисунок 1

Таблица 1

Размеры в миллиметрах

Диаметр долота <i>D</i>		Диаметр упорного уступа <i>D</i> ₁ ± 0,4	Длина напилья <i>L</i> — 4,8	Обозначение присоединительной резьбы
Номинал.	Пред. откл.			
76,0	+ 0,6	57,0	50	3-42
93,0	+ 0,8	65,0; 77,4; 78,18	76; (60)	3-50
95,3		77,4; 78,18; 83,0		3-63,5; 3-66
98,4				
114,3		92,47	88,9; (70)	3-76
117,5				
120,6		92,47; 105,17	88,9; 95,25; (70)	3-76; 3-88
127,0				
130,2		83,0; 105,17	70,0; 95,25; (60)	3-63,5; 3-88
132,0				
139,7		136,13	107,95; (80)	3-117
146,0				
151,0		142,1; 187,72	102; 127; (80)	3-121; 3-152
161,0				
165,1		187,72; 196,0; 203*; 215,9	127,0; (80); 133,35	3-152; 3-171; 3-177
171,4				
187,3		196,0; 215,9; 243,28; 243,8	127,0; 133,35; 136,53; 137,0	3-171; 3-177; 3-201
190,5				
200,0		+ 2,4		
212,7				
215,9				
222,3				
238,1				
241,3				
244,5				
250,8				
269,9				
295,3				
304,8				
311,1				
320,0				
349,2				
365,1				
368,3				
371,5				
374,6				
393,7				
444,5				
469,9				
473,1				
490,0				
508,0				

* Для корпусных долот с муфтовой присоединительной резьбой.

П р и м е ч а н и я

1 Размеры в скобках указаны для долот с укороченной резьбой.

2 По заказу потребителя допускается изготовление долот с размерами, отличными от указанных.

3 Долота с опорами А и В следует изготавливать: с $D = 76^{+0,6}_{-0,3}$ мм, с D от $93^{+1,0}_{-0,3}$ мм до $320,0^{+1,0}_{-0,3}$ мм, с D от $(349,2 \pm 1,5)$ мм до $(393,7 \pm 1,5)$ мм; с $D \geq 444,5$ мм ± 2,0 мм.

Пример условного обозначения трехшарошечного долота диаметром 215,9 мм для бурения абразивных пород средней твердости (СЗ), с боковой гидромониторной промывкой (Г), на двух или более радиальных подшипниках скольжения с одним или более упорным подшипником скольжения и герметизацией опоры (АУ):

Долото шарошечное III 215,9 СЗ-ГАУ ГОСТ 20692—2003

4 Технические требования

4.1 Долота следует изготавливать в соответствии с требованиями настоящего стандарта, по рабочим чертежам, утвержденным в установленном порядке.

4.2 Точность изготовления долот должна соответствовать значениям, указанным в таблице 2.

Таблица 2

Размеры в миллиметрах

Наименование параметра	Тип долота	Норма точности для долот диаметрами, не более							
		от 76,0 до 98,4 включ.	св. 98,4 до 171,4 включ.	св. 171,4 до 250,8 включ.	св. 250,8 до 311,1 включ.	св. 311,1 до 349,2 включ.	св. 349,2 до 393,7 включ.	св. 393,7 до 490,0 включ.	св. 490,0
Разновысотность шарошек относительно упорного уступа	М, МС, С, МЗ, МСЗ, СЗ	1,1	1,5	1,6	2,2	2,4	2,6	3,3	
	СТ, Т, ТЗ, ТКЗ	0,9	1,3	1,6	2,0	2,4	2,6	3,3	
	ОК, К	0,7	1,0	1,2	1,5	1,7	2,6	—	
Радиальное биение шарошек относительно оси резьбы	М	1,0	1,1	1,4	2,0	2,3	2,8	3,0	3,8
	МС, С, МЗ, МСЗ, СЗ	1,0	1,1	1,4	1,6	2,0	2,5	3,0	3,8
	СТ, Т, ТЗ, ТКЗ	0,8	1,0	1,3	1,5	1,8	2,3	3,0	3,0
	ОК, К	0,6	0,8	1,2	1,4	1,5	1,8	3,0	—

4.3 Долота следует изготавливать с правой конической замковой резьбой.

Резьбы 3-42 и 3-63,5 — по техническому документу, утвержденному в установленном порядке.

Резьба 3-50 — по ГОСТ 7918.

Остальные резьбы (кроме величины натяга) — по ГОСТ 28487.

Соответствие обозначений присоединительной резьбы по настоящему стандарту и спецификации 7 Американского нефтяного института (API Spec 7) приведено в приложении А.

4.4 Натяг конической замковой резьбы должен быть:

10,35^{+0,4} мм — для ниппельной резьбы 3-42;

10,00^{+0,4} мм — для ниппельной резьбы 3-50;

16,00^{+0,4} мм — для ниппельной резьбы 3-63,5;

15,875^{+0,25}_{-0,80} мм — для ниппельных резьб 3-88, 3-117, 3-121, 3-152, 3-171, 3-177, 3-201;

0^{+0,35}_{-0,25} мм — для муфтовых резьб 3-88, 3-117, 3-121, 3-152, 3-171, 3-177, 3-201.

4.5 Система промывки гидромониторных долот диаметрами 190,5 мм и более должна быть герметична при давлении жидкости 7,85 МПа; диаметрами менее 190,5 мм — при давлении жидкости 5 МПа.

4.6 Насадки в гидромониторных долотах с боковой промывкой диаметрами 190,5 мм и более должны удерживаться при давлении жидкости 7,85 МПа; диаметрами менее 190,5 мм — при давлении жидкости 5 МПа. Насадки должны быть сменными.

4.7 В сварных швах на поверхностях упорного уступа ниппеля и на расстоянии 25 мм над упорным уступом ниппеля не допускаются дефекты сварки, на остальной резьбовой части ниппеля

допускаются единичные поры и раковины диаметром не более 1 мм в количестве не более 3 шт. на каждом шве. На резьбовой части корпусных долот допускаются единичные поры и раковины диаметром не более 2 мм в количестве до 5 шт.

4.8 Требования к материалам, химико-термической обработке, комплектующим, краскам, смазкам должны соответствовать нормативной и технической документации, утвержденной в установленном порядке.

4.9 Поверхность долот, кроме присоединительной резьбы, упорного уступа ниппеля (упорного торца муфты), торца ниппеля и заходной фаски должна быть покрыта ровным слоем краски. После высыхания краска должна прочно удерживаться на долоте. Класс покрытия VII — по ГОСТ 9.032.

4.10 Поры, вздутия, мелкие пузыри и выступания коррозии через краску, а также попадание краски на присоединительную резьбу, упорный уступ, клапаны, в отверстия крышек смазочных резервуаров, промывочные каналы гидромониторных долот не допускаются.

4.11 Присоединительная резьба должна быть покрыта антикоррозионной смазкой.

4.12 Опоры шарошек должны быть заполнены смазкой. Заполнение смазкой долот с опорой НУ следует проводить до появления смазки из-под манжеты. Долота с опорами АУ и ВУ перед заполнением смазкой вакуумируют.

4.13 Шарошки долот с опорами АУ, НУ, ВУ должны проворачиваться на опорах от руки со значительным усилием. Шарошки долот с опорами Н, В, А должны свободно и плавно проворачиваться на опорах от усилий руки.

Зацепление зубьев или зубков одной шарошки за зубья или зубки, а также за корпус другой шарошки не допускается.

4.14 Пружинное кольцо компенсационного узла долота должно заходить по всему периметру в канавку и не иметь повреждений, а крышка не должна проворачиваться от руки.

4.15 Требования надежности

4.15.1 Срок сохраняемости долот — не менее 18 мес со дня изготовления.

4.16 Комплектность

4.16.1 В комплект поставки входят: долото с установленными насадками и (или) клапанами, а также паспорт долота.

По согласованию с потребителем допускается поставка долот без насадок.

4.17 Маркировка

4.17.1 Маркировка долот должна быть четкой и сохраняться на протяжении срока службы долота.

4.17.2 На торце ниппеля (пояске муфты) маркируются:

- товарный знак предприятия-изготовителя;
- условное обозначение долота (допускается обозначение стандарта не маркировать);
- обозначение присоединительной резьбы (по требованию потребителя);
- порядковый номер долота по системе нумерации предприятия-изготовителя;
- дата изготовления (месяц, год);
- клеймо технического контроля.

Примечание — Допускается маркирование товарного знака предприятия-изготовителя на других поверхностях долота.

4.18 Упаковка

4.18.1 Поверхность присоединительной резьбы, включая упорный уступ ниппеля (упорный торец муфты), торец ниппеля и заходную фаску, должна быть полностью покрыта ровным слоем консервационной смазки по технической документации, утвержденной в установленном порядке.

4.18.2 Долота упаковывают в соответствии с технической документацией, утвержденной в установленном порядке.

По согласованию с потребителем допускается не упаковывать долота, при этом должна быть обеспечена защита присоединительной резьбы.

Каждое долото должно сопровождаться паспортом, содержащим:

- наименование продукции;
- наименование страны-изготовителя;
- наименование предприятия-изготовителя;
- область применения продукции;
- основные технические характеристики;
- изображение знака соответствия для сертифицированной продукции;
- юридический адрес предприятия-изготовителя (продавца);
- массу нетто;

2.8. Лицензионные шарошечные долота производства ОАО «Волгабурмаш»

В 1997 г. ОАО «Волгабурмаш» сертифицировало свою продукцию, выпускаемую по лицензии американской фирмы «Dresser», в Международной организации по стандартам (International Standards Organization – ISO) и Американском нефтяном институте (American Petroleum Institute – API) с получением сертификатов соответствия ISO 96-371 и API 7-0268. После этого выпускаемые ОАО «Волгабурмаш» долота классифицированы по международной системе IADC (I – International, A – Association, (of), D – Drilling, C – Contractors).

Система IADC базируется на четырехсимвольном коде, отражающем конструкцию долота и тип горной породы, для бурения которой оно предназначено.

Первые три символа кода – цифровые, а четвертый – буквенный.

Последовательность цифровых символов определяет: серию вооружения (породы) – тип вооружения (породы) – конструкцию опоры/калибрующих поверхностей.

Четвертый буквенный символ – дополнительные характеристики.

Первая цифра кода (1–8) – восемь серий вооружения, соответствующих восьми категориям разбуриваемых пород.

Серии 1–3 соответствуют долотам с фрезерованным вооружением.

Серии 4–8 соответствуют долотам с твердосплавным зубковым (штыревым) вооружением.

Вторая цифра кода характеризует тип вооружения (породу) внутри серии.

Каждая серия разделена на четыре типа пород по твердости. Чем больше цифра – тем выше твердость породы, для бурения которой предназначено долото.

Третья цифра характеризует конструкцию опоры и наличие (или отсутствие) дополнительной защиты калибрующих поверхностей (венцов шарошек) от износа по диаметру:

- 1 – открытая опора качения;
- 2 – открытая опора качения для бурения с продувкой воздухом;
- 3 – открытая опора качения + твердосплавные вставки на калибрующих поверхностях шарошек (обратных конусах шарошек);
- 4 – герметизированная опора качения;
- 5 – герметизированная опора качения + твердосплавные вставки на калибрующих поверхностях шарошек (обратных конусах шарошек);
- 6 – герметизированная опора на подшипниках скольжения;
- 7 – герметизированная опора на подшипниках скольжения + твердосплавные вставки на калибрующих поверхностях шарошек (обратных конусах шарошек);
- 8, 9 – резервные, для использования в будущем.

Некоторые зарубежные фирмы уже используют эти резервные обозначения. Так, например на фирме «Smith International, Inc.»:

8 – долота для бурения горизонтальных и наклонных скважин (L, XP);

9 – долота для геотермального бурения (G) и бурения забойными двигателями (M).

Четвертый буквенный символ кода – дополнительные характеристики – содержит 16 английских букв и используется для обозначения специальных конструкций вооружения, опор, систем промывки и защиты корпусов долот от износа, но он является необязательным для производителей долот:

A – для бурения с продувкой воздухом;

B – для высокооборотного бурения (> 450 об/мин); C – центральная насадка;

D – специальная конструкция вооружения, уменьшающая самопроизвольное искривление ствола скважины;



Рис. 2.108. Условные обозначения лицензионных долот производства ОАО «Волгабурмаш».

- E – удлиненные насадки;
- G – усиленная защита козырьков лап от износа;
- H – долота для наклонного и горизонтального бурения;
- J – гидромониторное долото для набора зенитного угла (кривизны);
- L – калибрующие накладки на спинках лап, усиленные твердосплавными штырями;
- M – долота для бурения винтовыми забойными двигателями;
- S – стандартные долота с фрезерованным вооружением;
- T – двухшарошечные долота;
- W – усовершенствованное вооружение, запатентованное производителем;
- X – твердосплавные зубки клиновидной формы;
- Y – твердосплавные зубки конической формы;
- Z – другие формы зубков.

После сертификации продукции ОАО «Волгабурмаш» изменило обозначение и кодирование шарошечных долот, выпускаемых по лицензии американской фирмы «Dresser», в своих каталогах (рис. 32).

Продуктовые линии (серии долот по типам опор) лицензионных долот в соответствии с ГОСТ 20692–75 нормируют эксплуатационные частоты их вращения:

- (V) (> 450 об/мин);
- (VU) (> 450 об/мин);
- (N) (250–450 об/мин);
- (NU) (250–450 об/мин);
- (AU) (< 90 об/мин).

В табл. 9. показаны примеры обозначения шифров лицензионных шарошечных долот производства ОАО «Волгабурмаш» после сертификации.

Примеры обозначения долота по продуктовым линиям

Твердосплавное вооружение	
76,0 A-C74ZR306	76,0 – диаметр долота, мм; А – продуктовая линия; С – центральная промывка; 74 – крепкие породы по IADC; Z – сферический зубок (отличный от клиновидного и конического); R306 – порядковый номер конструкции завода - изготовителя
215,9 V-NL63YR276	215,9 – диаметр долота, мм; V – продуктовая линия; N – удлиненные насадки; L – наплавка козырька и набегающей грани лапы; 63 – твердые абразивные породы по IADC; Y – конический зубок; R276 – порядковый номер конструкции завода-изготовителя
311,1 N-43XR102M	311,1 – диаметр долота, мм; N – продуктовая линия; 43 – очень мягкие абразивные породы по IADC; X – клиновидный зубок; R102M – порядковый номер конструкции завода-изготовителя
215,9 VU-LS43ZR206	215,9 – диаметр долота, мм; VU – продуктовая линия; L – наплавка козырька и набегающей грани лапы; S – армирование спинки лапы твердосплавными зубками; 43 – очень мягкие абразивные породы по IADC; Z – ковшеобразный зубок (отличный от клиновидного и конического); R206 – порядковый номер конструкции завода - изготовителя
215,9 NU-62XR05	215,9 – диаметр долота, мм; NU – продуктовая линия; 62 – твердые абразивные породы по IADC; X – клиновидный зубок; R05 – порядковый номер конструкции завода - изготовителя
165,1 AU-L51XR111	165,1 – диаметр долота, мм; AU – продуктовая линия; L – наплавка козырька и набегающей грани лапы; 51 – мягкие абразивные породы по IADC; X – клиновидный зубок; R111 – порядковый номер конструкции завода-изготовителя
124,0 AUPLS54XR413	124,0 – диаметр долота, мм; AUP – продуктовая линия; L – наплавка козырька и набегающей грани лапы; S – армирование спинки лапы твердосплавными зубками; 54 – средние абразивные породы по IADC; X – клиновидный зубок; R413 – порядковый номер конструкции завода - изготовителя
311,1 AULLS83Y R29	311,1 – диаметр долота, мм; AUL – продуктовая линия; L – наплавка козырька набегающей грани лапы; S – армирование спинки лапы твердосплавными зубками; 83 – очень крепкие породы по IADC; Y – конический зубок; R299 -порядковый номер конструкции завода-изготовителя
Фрезерованное вооружение	
93,0 A-C31R307	93,0 – диаметр долота, мм; А – продуктовая линия; С – центральная промывка; 31 – твердые породы по IADC; R306 – порядковый номер конструкции завода-изготовителя
444,5 V-K11TGR130	444,5 – диаметр долота, мм; V – продуктовая линия; К – комбинированная (боковая и центральная) промывка; 11 – мягкие породы по IADC; Т – усиленная объемная наплавка зубьев; G – дополнительное армирование твердосплавными зубками

	обратного конуса шарошки; R130 – порядковый номер конструкции завода-изготовителя
215,9 N-N21R163	215,9 – диаметр долота, мм; N – продуктовая линия; N – удлиненные насадки; 21 – средние породы по IADC; R163 – порядковый номер конструкции завода-изготовителя
215,9 VU-LS21R190	215,9 – диаметр долота, мм; VU – продуктовая линия; L – наплавка козырька и набегающей грани лапы; S – армирование спинки лапы твердосплавными зубками; 21 – средние породы по IADC; R190 – порядковый номер конструкции завода-изготовителя
215,9 NU-LS11TGR183	215,9 – диаметр долота, мм; NU – продуктовая линия; L – наплавка козырька и набегающей грани лапы; S – армирование спинки лапы твердосплавными зубками; 11 – мягкие породы по IADC; T – усиленная объемная наплавка зубьев; G – дополнительное армирование твердосплавными зубками обратного конуса шарошки; R183 – порядковый номер конструкции завода-изготовителя
200,0 AU-11TR133	200,0 – диаметр долота, мм; AU – продуктовая линия; 11 – мягкие породы по IADC; T – усиленная объемная наплавка зубьев; R133 – порядковый номер конструкции завода-изготовителя
215,9 AULLS13TGR415	215,9 – диаметр долота, мм; AUL – продуктовая линия; L – наплавка козырька и набегающей грани лапы; S – армирование спинки лапы твердосплавными зубками; 13 – мягкие средние породы по IADC; T – усиленная объемная наплавка зубьев; G – дополнительное армирование твердосплавными зубками обратного конуса шарошки; R415 – порядковый номер конструкции завода-изготовителя

2.9. Одношарошечные долота

Конструкционная схема одношарошечного долота показана на рис.2.109, а его общий вид приведен на рис. 2.110, 2.111. Сферическая шарошка оснащена твердосплавными штырями. Центр сферы располагается в точке пересечения осей. Ось шарошки наклонена под углом 30^0 к оси долота. Промывка осуществляется через отверстие в корпусе долота. Опора долота гораздо больше, чем в трехшарошечных долотах, и состоит из цапфы и трех подшипников: скольжения, шарикового и шарикового замкового.

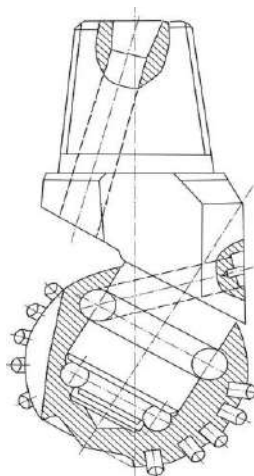


Рис.2.109. Схема одношарошечного долота

Одношарошечные долота выпускают диаметрами 138-216 мм. Они предназначены для низкооборотного бурения в породах средней твердости. Поскольку часть зубцов при бурении находится в постоянном контакте с породой, серийное одношарошечное долото относится к долотам режуще-скалывающего действия.

2.10. Система кодирования износа шарошечных долот, принятая в России

Система кодирования износа шарошечных долот, применяемая в России, разработана ВНИИБТ, бывшим главным научно-исследовательским институтом буровой техники в СССР. Система оценивает износ шарошечных долот по четырем направлениям: износу вооружения, износу опор, износу диаметра и аварийный износ.

Износ вооружения (хотя бы одного венца):

В1 – уменьшение высоты зубцов на 1/4;

В2 – уменьшение высоты зубцов на 1/2 (2/4);

В3 – уменьшение высоты зубцов на 3/4;

В4 – уменьшение высоты зубцов на 4/4 (полностью).

При наличии скола фрезерованных зубцов, скола и выпадения твердосплавных зубцов добавляется индекс С. Общее количество (в %) сколотых фрезерованных зубцов и выпавших твердосплавных зубцов записывается в скобках. Например: С(20).

При закруглении зубцов периферийных венцов добавляется индекс Р. Например: С(20)Р.



Рис.2.110. Общий вид одношарошечного долота с герметизированной маслonaполненной опорой



Рис.2.111. Общий вид одношарошечного долота с открытой опорой

Износ опоры (хотя бы одной шарошки):

П1 – износ небольшой: «качка» торца шарошки относительно оси цапфы невелика (например, до 2 мм для долота диаметром 190–214 мм; до 4 мм для долот диаметром 243–295 мм); тела качения не обнажены;

П2 – износ средний: «качка» торца шарошки большая (например, до 5 мм для долот диаметром 190–214 мм, до 8 мм для долот диаметром 243–295 мм); тела качения не обнажены;

П3 – износ большой: «качка» торца шарошки значительная (например, 5 мм для долот диаметром 190–214 мм; больше 8 мм для долот диаметром 243–295 мм); значительный износ или разрушение части тел качения; имеется опасность их выпадения; «заедание» шарошки при вращении от руки;

П4 – отказ (разрушение) опор: разрушение и поворот роликов; разрушение шариков, козырьков лап и тыльной части шарошек с выпадением тел качения; трещины и «лыски» на шарошках.

В случае повреждения узла герметизации маслonaполненной опоры (выход из строя уплотнения или его выпадение) добавляется индекс У, количество поврежденных узлов указывается в скобках. Например: У(2).

В случае заклинивания, шарошек добавляется индекс К, количество заклиненных шарошек указывается в скобках. Например: К(2).

В случае повреждения гидромониторного узла (разрыв гнезда, выпадение насадок) добавляется индекс Г, количество поврежденных узлов указывается в скобках. Например: Г(3).

Износ по диаметру. Уменьшение диаметра долота обозначается индексом Д и выражается в мм. Например: Д6.

Аварийный износ:

Ав – «оставление» вершин шарошек на забое;

Аш – «оставление» шарошек на забое;

Ас – «оставление» секций на забое;

Ац – «оставление» цапфы с шарошкой на забое.

Количество «оставленных» на забое лап, шарошек и их вершин указывается римскими цифрами в скобках. Например:

Ав(І); Аш(І, ІІ); Ас(І); Ац(ІІІ).

Примеры применения кода для оценки износа долот

1. Вооружение «сработано» на 10 %, опоры имеют средний износ, «заклинены» две шарошки, диаметр долота сохранился: В1П2К(2)Д0.

2. Вооружение изношено на 3/4, 50 % зубцов имеют сколы, калибрующие кромки зубцов периферийных венцов закруглены, опоры имеют большой износ, «качка» торца шарошки 10 мм, диаметр долота уменьшился на 7 мм: В3С(50)РПЗД7.

3. Вооружение «сработано» полностью, опора разрушена, часть тел качения выпала, первая шарошка «оставлена» на забое: В4П4Аш(І).

4. В скважине оставлены все шарошки: Аш(ІІІ).

Примеры записи износа долот с помощью кода в буровом журнале и суточном рапорте:

269,9 С-ГНУ № 8639 – В2С(30)РПЗД6Г(2)У3;

190,5 С-ГВ № 1642 – В1П1К(І)Ав(І)Д0;

215,9 С-ГВ № 2894 – В4П4Ас(ІІ);

244,5 Т-ЦВ № 6785 – В2П3Ац(І);

244,5 С-ГН № 9735 – В1П2К(2)Д3Г(1).

В современной России работают зарубежные фирмы, а наши буровые предприятия используют импортные буровые долота, чаще с инженерным сопровождением. В связи с этим возникла потребность в оценке износа по системе IADC, применяемой за рубежом.

Кодирование износа шарошечных породоразрушающих инструментов по кодам IADC

25 лет назад Международная ассоциация буровых подрядчиков (IADC) ввела стандартизированную систему описания износа породоразрушающих инструментов всех видов, в том числе и шарошечных долот.

За рубежом износ долот кодируют по трем параметрам: износ вооружения, износ опор, износ диаметра. Кроме того, в примечаниях приводятся повреждения других видов, причины подъема долота и прочие сведения (рис.2.112, 2.113.).

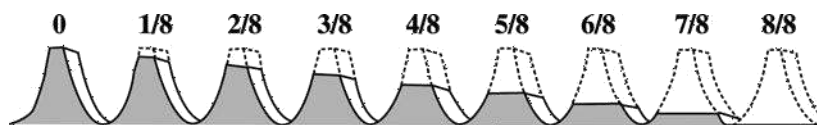


Рис.2.112. Структурная схема кодирования износа долот по IADC

Вооружение				Опора	Диаметр	Примечание	
Вооружение				Опора	Диаметр	Примечание	
Внут- ренние венцы (1)	Наруж- ные венцы (0)	Характер износа (D)	Местона- хождение (L)	Подшипник, уплотнение (B)	Диаметр (G)	Второсте- пенный износ (O)	Причина подъема (R)

Рис. 2.113. Схема оценки износа вооружения долот с фрезерованным вооружением

1. Износ вооружения:

- (1) – износ внутренних венцов;
- (0) – износ наружных венцов;
- (D) – характер износа;
- (L) – местонахождение.

Пример определения кода износа твердосплавного (штыревого) вооружения: $(\text{Пу} \cdot 8) + (\text{Пи} \cdot \text{Ки}) = \text{Кд}$, где Пу – количество сломанных и/или утеранных зубков, в долях; 8 – оценка их износа (8/8); Пи – количество изношенных (вследствие истирания) зубков в долях; Ки – оценка их износа, в восьмых долях высоты зубка; Кд – код износа.

Например, у долота отсутствует половина зубков вследствие слома или утери, тогда остальные зубки имеют 50%-ный износ по высоте (4/8) вследствие истирания, код износа такого долота равен шести (6), т.е. $(0,5 \cdot 8) + (0,5 \cdot 4) = 6$.

- D – харак те р износ а:
- BC – слом шарошки;
- CR – кернение долота;
- LN – потеря насадки;
- RO – кольцевой износ;
- BF – отлом алмаза, пластины;
- CT – скол зубков;
- LT – потеря зубков (резцов);
- SD – повреждение козырька;
- BT – скол зубков (резцов);
- ER – эрозия;
- OC – эксцентричный износ;
- SS – самозатачивание зубков;
- BU – образование сальника;
- FC – затупление вершины зубка;

РВ – механическое повреждение при спуско-подъемных операциях (СПО);
 TR – трекинг;
 СС – трещина в шарошке;
 НС – трещины перегрева;
 РН – закупорка насадки;
 WО – промыв инструмента;
 CD – истирание заклиненной шарошки
 JD – металл на забое; (промывочного канала);
 WT – износ зубков (резцов);
 CI – взаимозацепление шарошек;
 LC – потеря шарошки;
 RG – износ по диаметру;
 NO – отсутствие износа.
 L – место нахождения износа;
 N – носовой венец (центральный);
 M – средние венцы;
 G – наружный венец;
 A – все венцы. Шарошка №: 1; 2; 3.

2. Износ опоры (B) – износ подшипников или уплотнений.

Открытая опора:

0 – ресурс опоры не использован;

8 – ресурс использован полностью (шарошка заклинена или утеряна).

Герметизированная опора:

E – работоспособная опора (уплотнение);

F – отказ уплотнений (разрушены, утеряны);

N – невозможность определения состояния опоры (уплотнения).

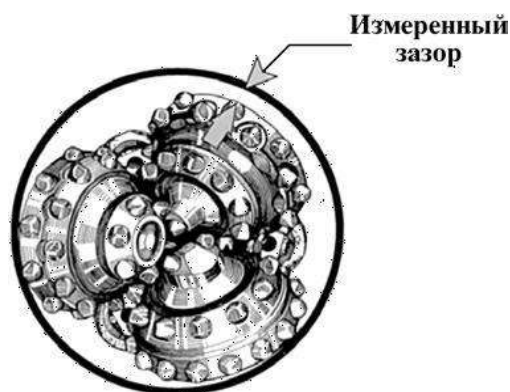


Рис. 2.114. Схема измерения износа по диаметру

3. Износ долота по диаметру:

G – уменьшение диаметра долота, в долях дюйма (1/16 (1,5875 мм)).

При оценке износа по диаметру применяют специальный шаблон (измерительный инструмент) и правило 2/3.

Износ по диаметру равен зазору, измеренному при помощи шаблона (рис.2.114) и умноженному на 2/3 (0,75).

4. Примечание:

O – второстепенный износ; описываются любые другие виды износа долота в дополнение к ранее приведенным в колонке D;

R – причина подъема долота;

ВНА – смена компоновки низа бурильной колонны (КНБК);

RIG – ремонт бурового оборудования;
 HR – подъем по времени;
 DST – пластовые испытания;
 CM – обработка бурового раствора;
 TD – проектный забой (колонна);
 LIH – потеря инструмента на забое;
 DTF – отказ инструмента;
 CP – отбор керна;
 TQ – рост момента;
 LOG – геофизическое исследование скважин (ГИС);
 FM – смена геологической обстановки;
 PP – изменение давления на стояке;
 TW – отворот инструмента (трубы);
 DP – разбуривание цементного стакана;
 HP – авария;
 PR – падение механической скорости проходки;
 WC – погодные условия;
 DSF – повреждение бурильной колонны.

Приведем практические примеры описания износа шарошечных долот по кодам IADC.

Пример 1. Долото выглядит изношенным в процессе бурения пород тверже предела, на который это долото было рассчитано (рис.2.115). На этот факт указывают сильный износ зубков внутреннего ряда, а также подъем по причине падения механической скорости, вызванной сломом зубков при бурении слишком твердых для данного долота пород. Слишком высокая осевая нагрузка на долото также может привести к подобному внешнему виду долота после подъема. Правильным подбор долота был в случае, если долбление продолжалось не слишком долго, и при этом отсутствуют второстепенные характеристики износа, состояние уплотнения рабочее, и долото не изношено по диаметру. Однако если долбление продолжалось по времени меньше ожидаемого, подбор долота был ошибочным. Долото могло быть слишком «мягким» для пород данного типа, либо осевая нагрузка превышала допустимые значения. Далее приведена оценка его износа по коду IADC: 7.1.BT.M.E.I.WT.PR.



Рис.2.115. Общий вид отработанного долота, описанного в примере

Пример 2. Долото выглядит изношенным в процессе бурения пород тверже предела, на который это долото было рассчитано (рис.2.116). На этот факт указывают сильный износ зубков внутреннего ряда, а также подъем по причине падения механической скорости, вызванной сломом зубков при бурении слишком твердых для данного долота пород. Слишком высокая осевая нагрузка на долото также может привести к подобному

внешнему виду долота после подъема. Правильным подбор долота был в случае, если долбление продолжалось не слишком долго, и при этом отсутствуют второстепенные характеристики износа, состояние уплотнения рабочее, и долото не изношено по диаметру. Однако если долбление продолжалось по времени меньше ожидаемого, подбор долота был ошибочным. Долото могло быть слишком «мягким» для пород данного типа, либо осевая нагрузка превышала допустимые значения. Далее приведена оценка его износа по коду IADC: 5.8.WT.A.3.2.FC.HRS.



Рис.2.116. Общий вид отработанного долота, описанного в примере 2.

2.11. Алмазные долота, долота ИСМ и PDC

Главной особенностью алмазных (классических) долот является наличие в них алмазных режущих элементов (натуральных или искусственных алмазов). В буровых долотах обычно используют наименее ценную разновидность натуральных алмазов – борт, баллас и карбонадо. В производстве долот используют только карбонадо (бразильские технические алмазы) или черные алмазы.

Перед использованием в буровых долотах природные алмазы обычно окатывают путем трения алмаза об алмаз. В результате такой обработки получают более прочные овалитованные алмазы, подверженные раскалыванию в меньшей мере, чем остроугольные. Искусственные (синтетические) алмазы по прочности близки к естественным алмазам. Технические показатели алмазных долот во многом зависят от качества и размеров алмазов. Качество алмазов определяют группой и категорией. К высшим группе и категории относятся крупные алмазы диаметром 2–3 мм (от 3 до 12 зерен на карат) и мелкие (до 1000 зерен на карат). Карат равен 0,2 г.

Стальной корпус с присоединительной резьбой по всей поверхности контакта спаян с матрицей. Матрицы изготавливают из композиционного материала, называемого шихтой, состоящей из кобальта и зерен карбида вольфрама, являющегося основным износостойким компонентом. Промывочные отверстия в матрице выходят на торцовую часть долота и переходят в промывочные каналы. Последние делят поверхность матрицы на секторы. На рабочей и калибрующей поверхностях секторов матрицы по определенной схеме размещены и закреплены алмазы. Алмазы закрепляют в процессе изготовления матрицы методами порошковой металлургии. После изготовления долота вылет алмазов над рабочей поверхностью матрицы должен составлять 0,10–0,25 их диаметра.

По форме и направлению пазов, промывочных каналов, рабочих органов и всей рабочей части выделяют алмазные долота двух типов, производимых в России: долота спиральные (ДС) (см. рис. 2.117. а) и радиальные (ДР) (см. рис. 2.117., б).

По размещению алмазов в матрице различают долота с поверхностной вставкой алмазов (однослойные) (рис. 2.118.) и импрегнированные (рис. 2.119.).

Долота с поверхностной вставкой алмазов получают при однослойной укладке относительно крупных алмазов в специальную огнеупорную форму, а импрегнированные

– равномерным перемешиванием мелких и невысокого качества алмазов в поверхностном слое толщиной от 6 до 10 мм.

Диаметры алмазных долот несколько (примерно на 2 мм) меньше диаметров шарошечных долот.

По профилю рабочих поверхностей алмазные долота подразделяются на:

- долота с системой мелких торовидных выступов (ДР, ДИ) (см. рис. 2.117, д);
- долота с системой крупных торовидных выступов (ДК, ДИ, ДУ) (см. рис. 2.117, г);
- долота с гладким профилем рабочих поверхностей (ДР, ДО, ДЛС) (см. рис. 2.117.,

в).

По способу армирования изготавливаются алмазные долота трех модификаций:

- однослойные долота (ДЛ, ДР);
- импрегнированные долота (ДИ, ДКСИ);
- комбинированные долота с однослойным и импрегнированным армированием (ДУ,

ДУС). Долота с поверхностной вставкой алмазов получают при однослойной укладке относительно крупных алмазов в специальную огнеупорную форму, а импрегнированные – равномерным перемешиванием мелких и невысокого качества алмазов в поверхностном слое толщиной от 6 до 10 мм.

Диаметры алмазных долот несколько (примерно на 2 мм) меньше диаметров шарошечных долот.

По профилю рабочих поверхностей алмазные долота подразделяются на:

- долота с системой мелких торовидных выступов (ДР, ДИ) (см. рис. 2.117, д);
- долота с системой крупных торовидных выступов (ДК, ДИ, ДУ) (см. рис. 2.117, г);
- долота с гладким профилем рабочих поверхностей (ДР, ДО, ДЛС) (см. рис. 2.117.,

в).

По способу армирования изготавливаются алмазные долота трех модификаций:

- однослойные долота (ДЛ, ДР);
- импрегнированные долота (ДИ, ДКСИ);
- комбинированные долота с однослойным и импрегнированным армированием (ДУ,

ДУС).

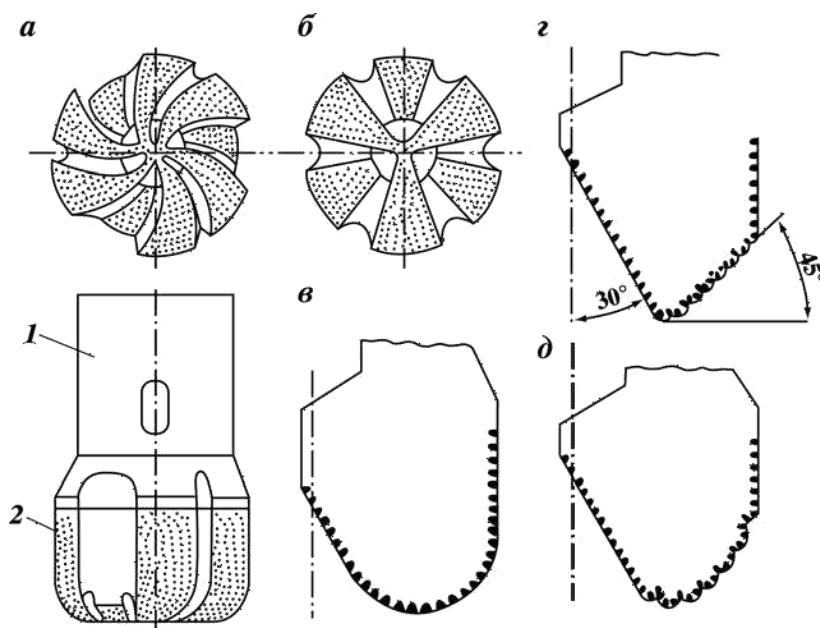


Рис. 2.117. Алмазные долота выпускаемые в России.



Рис. 2.118. Общий вид однослойного алмазного долота, оснащенного крупными натуральными алмазами



Рис. 2.119. Общий вид импрегнированного алмазного долота

Примеры условной записи (шифра) алмазных долот:

ДК-212М6:

Д – обозначение алмазного долота;

К – долото со ступенчатым профилем;

212 – номинальный диаметр, мм;

М – для мягких пород (выполняется однослойным);

6 – номер модели;

ДИ-188С6:

Д – обозначение алмазного долота;

И – импрегнированное долото;

188 – номинальный диаметр долота, мм;

С – для средних пород;

6 – номер модели;

ДР-159СТ1:

Д – обозначение алмазного долота;

Р – радиальное долото;

159 – номинальный диаметр, мм;

СТ – для среднетвердых пород (выполняются только однослойными);

1 – номер модели;

ДКС-138С:

Д – обозначение алмазного долота;

К – долото со ступенчатым профилем;

С – долото с синтетическими алмазами;

138 – номинальный диаметр, мм;

С – для средних пород;

ДЛС-267С1:

Д – обозначение алмазного долота;

Л – однослойное радиальное лопастное;

267 – номинальный диаметр, мм;

С – для средних пород;

1 – номер модели.

2.12. Кодирование износа алмазных (классических) долот

Кодирование износа проводится по системе, принятой в России (ВНИИБТ). Виды износа алмазных долот записывают буквой и цифрами, обозначающими расположение и размер выработки.

Буквами обозначают вид и форму износа:

О – обнажение алмазов;

Ц – выработка в центральной части долота;

Т – кольцевая выработка на торцевой рабочей поверхности;

П – выработка периферийной рабочей поверхности;

d – износ кернообразующего отведения бурильной головки;

D – износ по диаметру.

Результаты общего состояния долота записывают словами:

«в работе» или «отработано».

«В работе» – это значит, что долото после очередного рейса осталось работоспособным и может быть использовано повторно.

«Отработано» – долото непригодно для дальнейшего использования из-за:

– выработки в центральной части долота;

– кольцевой выработки в центральной, торцевой или периферийной частях долота;

– износа долота по диаметру более чем на 3 мм;

– выпадения алмазов в результате эрозионного износа матрицы долота;

– других видов износа.

Примеры записи видов износа алмазных долот:

Ц40 · 20 – выработка в центральной части долота диаметром

40 мм и глубиной 20 мм;

Т140 · 150 · 5 – кольцевая выработка на торцевой поверхности

долота между диаметрами 140 и 150 мм глубиной 5 мм;

П208 · 35 – выработка периферийной части долота от края долота до диаметра 208 мм глубиной 35 мм;

О 1/2.Д212.d82 – обнажение зерен алмазов торцевой поверхности на 0,5 размера зерна, износ долота по диаметру до 212 мм, увеличение диаметра кернообразующего отверстия до 82 мм.

Примеры записи износа алмазных долот в буровом журнале: отработано, Д212Т140 · 150 · 5 – долото непригодно к дальнейшему использованию, долото по диаметру сработано до 212 мм (номинальный диаметр был 214,3 мм), на торцевой поверхности образовалась кольцевая выработка между диаметрами 140 и 150 мм глубиной 5 мм; в работе, Д214,3Т140 · 150 · 2Т70 · 80 · 1 – долото пригодно к дальнейшему использованию, диаметр долота не изменен, имеет две торцевые выработки: первую между диаметрами 140 и 150 мм глубиной 2 мм; вторую между диаметрами 70 и 80 мм глубиной 1 мм.

2.13. Долота ИСМ

Конструкция долота ИСМ, разработанного Украинским научно-исследовательским институтом сверхтвердых материалов, приведена на рис. 2.120, 2.121, 2.122.



Рис.2.120. Общий вид долота ИСМ радиального типа.



Рис.2.121. Общий вид долота ИСМ торцового типа.



Рис.2.122. Общий вид долота ИСМ секторного типа.

Стальной корпус с присоединительной замковой резьбой на торцевой профильной рабочей поверхности и калибрующей поверхности имеет вставки из сверхтвердого материала «Славутич», обладающего высокой износостойкостью. Вылет вставок над рабочей поверхностью корпуса составляет 3–5 мм. На калибрующей поверхности вставки утоплены, т.е. их вылет равен 0. Для оснащения долот применяют цилиндрические вставки диаметром 8–12 мм с плоскими, полусферическими и клиновыми рабочими торцами.

Рабочие элементы крепятся к стальному корпусу методом пайки.

На обратном конусе вставки размещены по спирали, на его поверхности проточена спиральная канавка для дополнительной циркуляции бурового раствора, выноса шлама и охлаждения вставок.

Буровой раствор из промывочных отверстий поступает в основные и дополнительные промывочные каналы. Основные промывочные каналы делят всю рабочую и калибрующую поверхность долота на секторы.

Долота ИСМ могут быть как с обычной промывкой (отверстия без насадок), так и гидромониторными (с насадками). При этом насадки изготавливаются из твердого сплава согласно ТУ 88 УССР ИСМ-472–75 и ГОСТ 3882–74. Их форма обычно такая же, как и форма насадок для шарошечных долот.

Долота ИСМ с обычной промывкой используют, как правило, при турбинном бурении, а гидромониторные – при роторном способе бурения.

Форма рабочей поверхности вставок марки «Славутич» и количество вставок

определяются физико-механическими свойствами горных пород.

Долота ИСМ выпускаются трех разновидностей: режущие, торцовые и истирающие.

Режущие долота ИСМ предназначены для бурения в мягких и средних пластичных породах. Количество вставок минимально возможное, обеспечивающее не более чем полутора кратное перекрытие забоя. Это позволяет при относительно небольших нагрузках на долото создавать значительные удельные нагрузки. Общее содержание вставок марки «Славутич» в долоте режущей разновидности в 6–10 раз меньше, чем в истирающем ИСМ. Оно возрастает от центра к периферии долота.

Форма рабочей части лопасти может быть либо выпуклой, либо выпукло-вогнутой.

Торцовые долота ИСМ предназначены для забуривания нового ствола при бурении направленных скважин, а также для ликвидации аварий. Кроме того, они применяются в среднемягких горных породах.

Истирающие долота ИСМ предназначены для бурения мягких и средних малоабразивных пород. Они могут быть либо радиальными, либо секторными. Первая конструкция применяется для турбинного бурения, вторая – для роторного и турбинного.

Секторные долота имеют комбинированное вооружение. Их наружный ступенчатый корпус оснащен вставками с клиновидной рабочей головкой, а внутренний – вставками с круглой рабочей головкой. Такое вооружение применяется в долотах, предназначенных для бурения пород перемежающейся твердости.

Примеры условной записи долот ИСМ:

ИСМ-188-РГ-10:

ИСМ – вид долота;
188 – номинальный диаметр, мм;
Р – режущее;
Г – гидромониторное;
10 – номер модели;

ИСМ-292-А-МС:

ИСМ – вид долота;
292 – номинальный диаметр, мм;
А – для аварийных работ;
МС – мягкие и средние породы.

ИСМ-267-МС-2:

ИСМ – вид долота;
267 – номинальный диаметр, мм;
МС – мягкие и средние породы;
2 – номер модели.

2.14. Долота PDC

Общий вид долота PDC (P – polycrystalline, D – diamond, C – cutter) представлен на рис. 2.123.. Долото состоит из корпуса с присоединительной замковой резьбой и рабочей части долота – матрицы с лопастями, оснащенными резцами. В матрице между лопастями в промывочных каналах смонтированы гидромониторные промывочные узлы.

Резцы долот PDC двухкомпонентные. Тело резца состоит из прессованного карбида вольфрама. Рабочая кромка резца упрочнена поликристаллическими синтетическими алмазами толщиной 0,5–0,7 мм.

Упрочнение резцов поликристаллическими алмазами повышает износостойкость резцов, а наличие карбидовольфрамового тела (подкладки) увеличивает пластичность резцов в целом (рис.2.124.).

Размеры резцов и их формы показаны на рис.2.125, 2.126.

Резцы вручную впаиваются в гнезда лопастей специальным припоем, как показано на

рис. 2.127., 2.128.

После оснащения лопастей резцами проводят балансировку долота на специальном стенде, добиваясь минимального дисбаланса сил, действующих на долото при разрушении горной породы. При балансировке минимизируются вибрации долота, что приводит к увеличению скорости бурения, срока службы долота и достижению высокого экономического эффекта. Долота PDC изготавливают двух видов: долота с цельным стальным корпусом и матричные, с твердосплавной матрицей, припаянной к стальному корпусу.



Рис. 2.123. Общий вид долота PDC.

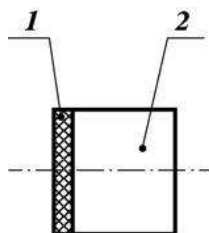


Рис. 2.124. Схема резца долота PDC:
1 – алмазный слой; 2 – твердосплавная основа.

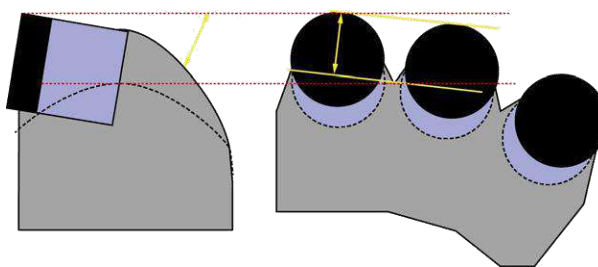


Рис. 2.125. Формы резцов долот PDC.

В долотах PDC первого вида цельковый корпус изготавливается резанием на специальных станках, там же высверливаются гнезда под резцы, в которые их впаивают по специальной технологии. При работе таких долот вместе с резцами изнашивается корпус долота, который не подлежит реставрации.

В матричных долотах корпус с присоединительной резьбой изготавливается из стали резанием, а импрегнированная матрица – методом порошковой металлургии, т.е. в водородной печи шихта (смесь порошкообразного карбида вольфрама и кобальта) спекается при температуре 1300 °С.

В форму под матрицу (опоку) по шаблону в места, предназначенные под резцы,

вставляют графитовые стержни. После спекания матрицы стержни извлекают, а на их место впаивают резцы. Готовую матрицу по всей плоскости припаивают к стальному корпусу. После этого долото балансируется. При работе таких долот импрегнированная матрица не изнашивается.

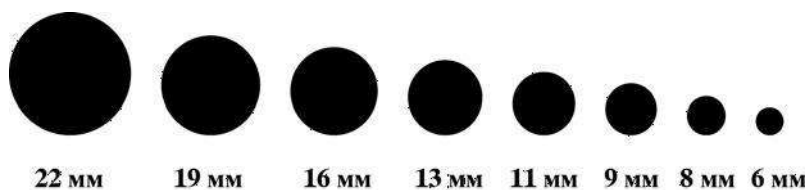


Рис. 2.126. Диаметры резцов долот PDC.

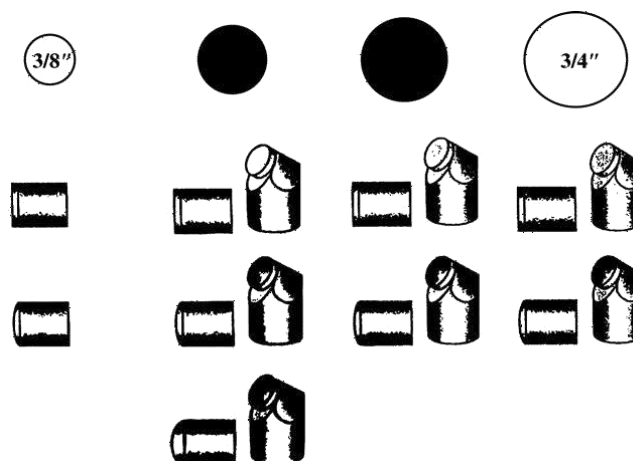


Рис. 2.127. Положение резца в лопасти долота PDC.



Рис. 2.128. Общий вид готового к работе долота PDC.

Изнашиваются в основном резцы. Поэтому такие долота подлежат реставрации. При реставрации изношенные резцы выпаивают, а на их место впаивают новые. За счет реставрации существенно снижается стоимость таких долот.

Особую группу долот PDC составляют бицентричные долота (рис. 2.129, 2.130).

Особенность работы бицентричных долот заключается в том, что при бурении они образуют новый ствол большего диаметра, чем проходной ствол.

Схемы спуска и бурения бицентричными буровыми долотами показаны на рис. 2.131, 2.132, 2.133, 2.134.



Рис. 2.129. Общий вид бицентричного долота



Рис. 2.130. Элементы бицентричного долота

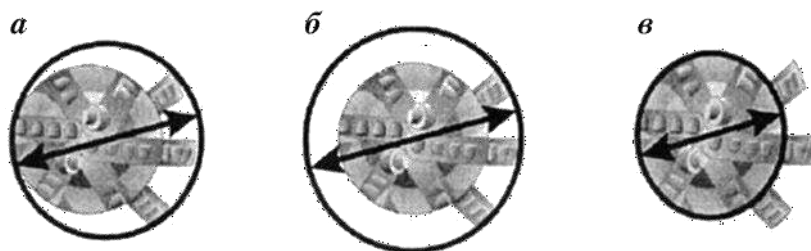


Рис.2.131. Схемы формирования диаметра скважины бицентричным долотом:
а – проходной диаметр; б – разбуриваемый диаметр; в – диаметр «пилота»



Рис. 2.132. Схема спуска бицентричного долота в скважину

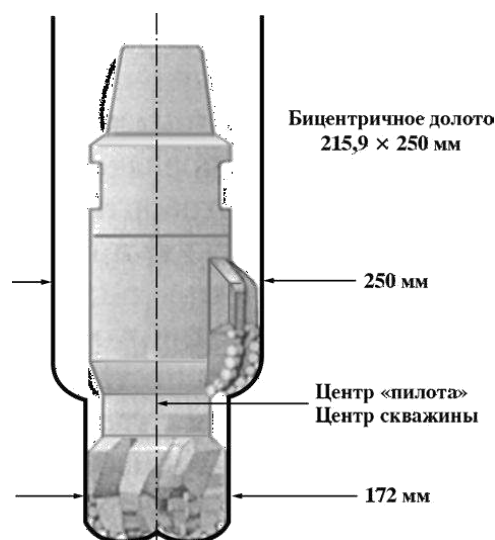


Рис.2.133. Схема бурения скважины бицентричным долотом

Бицентричные долота используют при бурении вторых стволов, при необходимости намывки гравийных фильтров в зоне продуктивного пласта.

В последние годы буровые долота PDC получили широкое применение во всем мире, в том числе и в России за счет их высокой стойкости (тысячи метров на долото) и высоких механических скоростей бурения. На сегодня в России имеется шесть производителей породоразрушающих инструментов PDC: ООО «Азимут», ООО НПП «Буринтех», ОАО НПП «Бурсервис», ОАО «Волга-бурмаш», ЗАО «Проммашсервис», СП ЗАО «Удол», что указывает на повышенный спрос данного инструмента.

Основными мировыми производителями породоразрушающих инструментов PDC являются фирмы США и Китая. Они же являются изготовителями шарошечных и алмазных (классических) породоразрушающих инструментов.

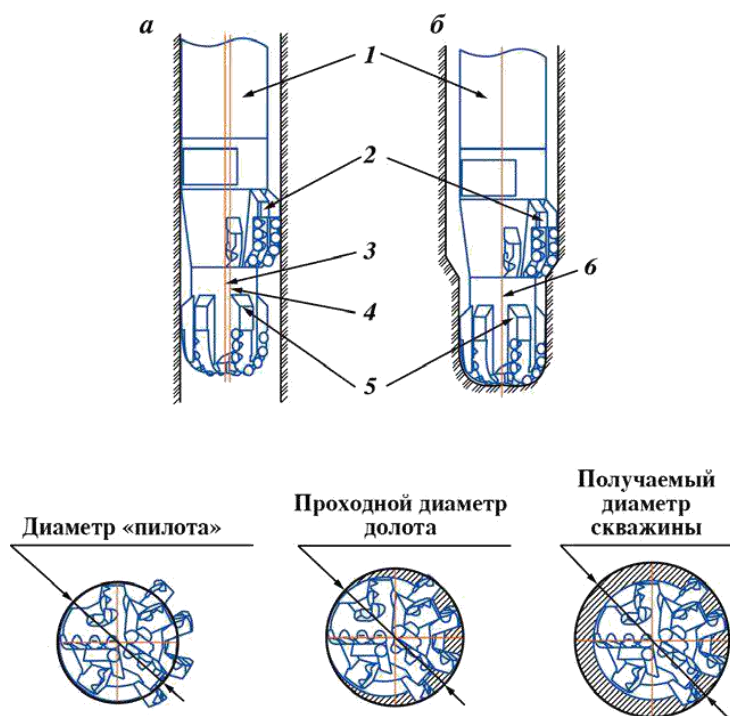


Рис. 2.134. Схема работы бицентричного долота:

а – при спуско-подъемных операциях; б – при бурении; 1 – гидравлический забойный двигатель; 2 – расширитель; 3 – ось «пилота»; 4 – ось скважины; 5 – «пилот»; 6 – оси «пилота» и скважины (совпадают)

Буровые долота PDC классифицируют по системе IADC (табл.2.2).

Пример условной записи долота PDC S121:

S – стальной корпус;

1 – для мягких пород;

2 – диаметр резцов 19 мм;

1 – короткий профиль.

Таблица 2.2.

Классификация долот PDC по коду IADC

Тип корпуса	Тип горных пород		Диаметр резцов, мм		Тип профиля долота
М – матричный корпус	1	Очень мягкие	2	19	1 – короткий «рыбий хвост» 2 – короткий профиль 3 – средний профиль 4 – длинный профиль
			3	13	
			4	8	
	2	Мягкие	2	19	
			3	13	
			4	8	
S – стальной корпус	3	Мягкие средние	2	19	
			3	13	
			4	8	
	4	Средние	2	19	
			3	13	
			4	8	

В связи с широким применением буровых долот PDC в России приведем некоторые общие рекомендации по их эксплуатации:

по осевой нагрузке:

0,25–1,0 тс на 1 дюйм диаметра долота (но не более 1,1 тс) при бурении в мягких породах;

0,5–1,1 тс на 1 дюйм диаметра долота (но не более 1,4 тс) при бурении в породах средней твердости;

0,7–1,8 тс на 1 дюйм диаметра долота (но не более 2,0 тс) при бурении в твердых породах;

0,9–1,8 тс на 1 дюйм диаметра долота (но не более 2,0 тс) при бурении в крепких породах.

по частоте вращения:

100–180 об/мин в неабразивных породах; 60–80 об/мин в абразивных породах;

по гидравлической мощности, подводимой к долоту, на 1 дюйм² площади забоя скважины:

2–7 л/с на 1 дюйм² площади забоя при использовании бурового раствора на водной основе;

1–5 л/с на 1 дюйм² площади забоя при использовании бурового раствора на нефтяной основе.

В табл. 6 приведены рекомендуемые подачи бурового раствора для буровых долот различных диаметров.

Таблица 2.3.

Диаметр долота RDC, дюйм (мм)	Подача насоса, л/мин	Удельный расход на 1" диаметр долота, л/мин
17 1/2 (444,5)	3 000–4 000	170–230
12 1/4 (331,1)	2 300–2 800	190–230
8 1/2 (215,9)	1 200–1 500	140–180
6 (152,4)	600–800	100–135

2.15. Кодирование износа долот PDC

Очень важно ввести аналогичную систему описания износа и для долот с неподвижными резами, т.е. всех не шарошечных (безопорных).

В 1987 г. такая система была разработана подкомитетом по буровым долотам Международной ассоциации буровых подрядчиков. В 1991 г. система была отредактирована. Систему описания износа можно применять для не шарошечных долот всех типов, включая долота с природными поликристаллическими (PDC) и термостойкими поликристаллическими (TSP) алмазами, а также импрегнированные буровые головки и долота безопорные, не оснащенные алмазным вооружением (ИСМ).

Система описания износа едина для буровых долот и буровых головок всех конструкций. Таблица описания износа долот стандарта IADC включает коды для обозначения износа шарошечных долот и долот с неподвижными резами. Параметры износа вносятся в соответствующие восемь колонок.

Табл. 2.4. аналогична схеме кодирования износа шарошечных долот по системе IADC: колонки 1–4 – код износа вооружения («Вооружение»); колонка 5 (В) – код износа опоры («Подшипник, уплотнение»), так как в безопорных долотах (долотах с неподвижными резами) нет опор, в этой колонке всегда ставится знак «Х»; колонка 6 (G) – износ долота по диаметру («Диаметр»); колонки 7 и 8 – второстепенный износ (или вторичные характеристики износа) и причина подъема («Второстепенный износ» и «Причина подъема»).

Таблица 2.4.

Кодирование износа безопорных долот по IADC

Таблица описания износа долот стандарта IADC							
Вооружение				В	G	Примечание	
Внутренние ряды	Наружные ряды	Описание износа	Местонахождение	Опора. Уплотнение	Диаметр 1/16"	Второстепенный износ	Причина подъема
2	6			X			

Степень износа внутренних и внешних рядов вооружения долота с поверхностно-вставленными алмазами определяется при помощи линейной шкалы от 0 до 8, аналогично шарошечным долотам. Цифры увеличиваются с ростом степени износа: 0 означает отсутствие износа, 8 – полный износ, 4 – 50%-ный износ.

Износ реза долота PDC определяется по линейной шкале от 1 до 8 от края до края алмазной пластины, независимо от формы, размера, типа или вылета реза.

Степень износа резцов схематично показана на рис. 2.135. Для определения степени износа записывают среднюю величину износа каждого сектора.

Как показано (см. рис. 2.135), 2/3 радиуса представлено внутренними рядами. Пять

резцов имеют степень износа «2».

Проведем расчет путем определения средней степени износа для каждого резца в группе из пяти:

$$(4 + 3 + 2 + 1 + 0) / 5 = 2.$$

Для сектора «Внешние ряды» степень износа рассчитывается аналогично:

$$(5 + 6 + 7) / 3 = 6.$$

Таким образом, степень износа внешних рядов – «6».

Цифры вносят в таблицу описания износа долот стандарта IADC (табл. 2.5).

В колонках 3 и 7 указывают характеристики износа, т.е. наиболее заметные изменения физического состояния применяемого долота по сравнению с новым, используя двухбуквенные коды (табл. 2.5) На рис. 2.136, 2.137. показаны характеристики износа.

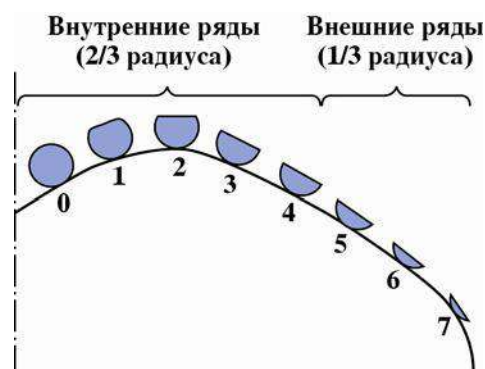


Рис. 2.135. Схема износа вооружения (внутренние и наружные венцы) (для бурильной головки осевая линия будет проходить по внутреннему диаметру).

Таблица 2.5.

Кодирование износа безопрных долот по IADC

Таблица описания износа долот стандарта IADC							
Вооружение				B	G	Примечание	
Внутренние ряды	Наружные ряды	Описание износа	Местонахождение	Опора. Уплотнение	Диаметр 1/16"	Второстепенный износ	Причина подъема
		WT		X		RO	

Примечания: 1. В колонке «Местонахождение» укажите номер (а) шарошки (шарошек). 2. При отсутствии износа поставьте Л/О в колонке «Описание износа». 3. При отсутствии второстепенного износа поставьте Л/О в колонке «Второстепенный износ»

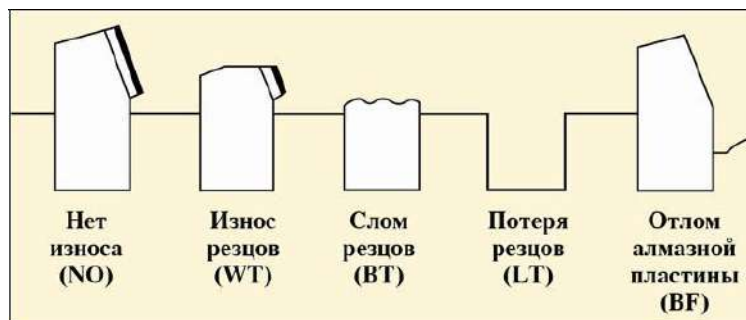


Рис. 2.136 Формы износа твердосплавных резцов, запрессованных в тело полости долота.

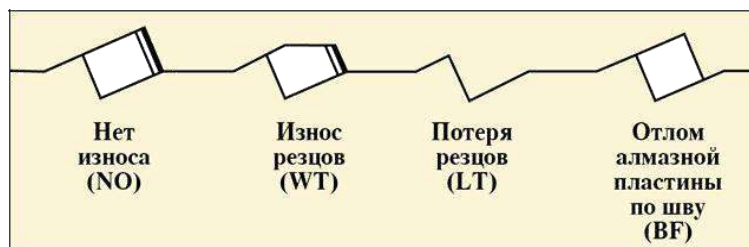


Рис. 2.137. Формы износа твердосплавных резцов

Кодовые обозначения типов второстепенного износа:

*BC – слом шарошки;
 CR – кернение долота;
 LN – потеря насадки;
 RO – кольцевой износ;
 BF – отлом алмазной пластины по шву;
 CT – скол зубков (резцов);
 LT – потеря зубков (резцов);
 SD – повреждение козырька;
 BT – скол зубков (резцов);
 ER – эрозия;
 OC – эксцентричный износ;
 SS – самозатачивание резцов;
 BU – образование сальника;
 FC – затупление вершушек резцов;
 PB – механическое повреждение при СПО;
 TR – трекинг;
 *CC – трещина в шарошке;
 HC – трещины перегрева;
 PN – закупорка насадки;
 WO – промыв инструмента;
 *CD – истирание заклиненной шарошки (промывочного канала);
 JD – металл на забое;
 WT – износ зубков (резцов);
 CI – взаимозацепление шарошек;
 *LC – потеря шарошки;
 RG – износ по диаметру;
 NO – отсутствие износа;
 RR – подлежит повторному спуску;
 NR – не подлежит повторному спуску.
 Примеры описания износа долот PDC показаны на рис. 2.138, 2.139, 2.140.



Рис. 2.138. Износ резцов (WT)



Рис. 2.139. Скол резцов (BT)



Рис. 2.140 Кернение долота (CR)

В колонке «Местонахождение» указывается местоположение износа вооружения, описанного в колонке 3.

На рис. 2.141. показаны четыре существующих профиля долота с неподвижными резцами и коды для описания местоположения износа. Один (или больше) из этих кодов используют при указании местоположения характеристики износа.

В колонке G указывают износ диаметра долота по калибру. Буква I означает сохранение диаметра. Уменьшение наружного диаметра измеряется в 1/16".

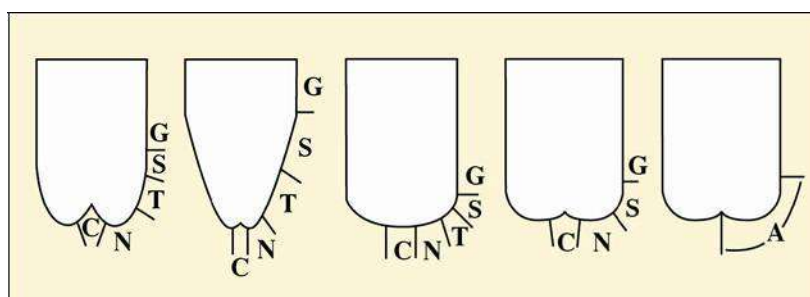


Рис. 2.141. Профили долот с неподвижными резцами:

C – конусный сектор; N – торцевой сектор; T – крыло; S – плечевой сектор; G – наружный диаметр; A – все участки

Приведем обозначения износа долот с фиксированными резцами:

I – сохранение диаметра;

1/16 – износ по диаметру до 1/16";

2/16 – износ по диаметру от 1/16" до 1/8";

3/16 – износ по диаметру от 1/8" до 3/16";

4/16 – износ по диаметру от 3/16" до 1/4".

Кодовые обозначения причин подъема долота:

BHA – смена КНБК;

DMF – отказ забойного двигателя;

DSF – повреждение бурильной колонны;

DST – испытания пластов;

DTF – отказ инструмента;

LOG – ГИС (каротаж, инклинометр);

RIG – ремонт бурового оборудования;

CM – обработка бурового раствора;

CP – отбор керна;

DP – разбуривание цементного стакана;

FM – смена геологической обстановки;

HP – авария;

HR – подъем по времени;

PP – изменение давления на стояке;

PR – падение скорости проходки;

TD – проектный забой (колонна);

TQ – рост крутящего момента;

TW – отворот инструмента (трубы);

WC – погодные условия;

WO – промыв бурильной колонны.

Приведем практические примеры описания износа долот с фиксированными резцами.

Пример 1. Долото R437GN применялось для горизонтального бурения глинистых сланцев. КНБК включала забойный двигатель 6 3/4" Mach 1 с фиксированным углом перекоса. Во время первого долбления было пробурено 118 м за 8,5 ч. Долото поднято с глубины 1433 м. Механическая скорость бурения составляла 13,9 м/ч. При обследовании долота после подъема не было обнаружено признаков износа (рис.2.142.).



Рис.2.142. Общий вид долота после подъема. Спецификация долота: тип R437GN; размер 8,5"; общая площадь потока 0,6

Результаты обследования внесены в табл. 2.4.

Таблица 2.4.

Кодовое описание износа долота R437GN (пример 1)

Таблица описания износа долот стандарта IADC							
Вооружение				B	G	Примечание	
Внутренние ряды	Наружные ряды	Описание износа	Местонахождение	Опора. Уплотнение	Диаметр 1/16"	Второстепенный износ	Причина подъема
0	0	NO	A	X	I	NO	TD

Пример 2. Долото R437GN применялось при бурении интервала от хрупких до вязких глин и песчаника в горизонтальной скважине. Было пробурено 387 м за 29,5 ч со средней механической скоростью 13,1 м/ч.

КНБК включала забойный двигатель 6 3/4" Mach 1 с изменяемым углом перекоса. Долото поднято с глубины 1820 м по причине низкой механической скорости бурения. После поднятия долота выяснилось, что снижение механической скорости бурения произошло по причине кернения долота и потери всех четырех насадок, а на оставшихся резцах не было обнаружено значительных признаков износа (рис.2.143.).



Рис.2. 143. Общий вид долота. Спецификация долота: тип R437GN; размер 8,5";
общая площадь потока 0,6

Результаты обследования внесены в табл. 10.

Пример 3. В районе Северного моря долото R435SG применялось на протяжении четырех СПО. Всего было пробурено 977 м за 166,3 ч в основном в соленых и агидритных породах (цехштейн). В трех из четырех спусков КНБК включала забойный двигатель Mach 1 DTU (210–320 об/мин). При обследовании после двух первых спусков не было выявлено существенного износа вооружения.

Таблица 2.5.

Кодовое описание износа долота R437GN (пример 2)

Таблица описания износа долот стандарта IADC							
Вооружение				B	G	Примечание	
Внутренние ряды	Наружные ряды	Описание износа	Местонахождение	Опора. Уплотнение	Диаметр 1/16"	Второстепенный износ	Причина подъема
6	2	CR	C	X	T	LN	PR
Примечание. Хотя произошла потеря всех четырех насадок, в колонке «Описание износа» указано «Кернение долота» (CR), так как главной причиной потери насадок является кернение. Потеря насадок (LN) отмечена в колонке «Второстепенный износ».							

В колонке «Причина подъема» в обоих случаях было указано «Отказ инструмента» (DTF).

После третьего спуска (пробурено 389 м за 89,5 ч) долото было поднято по причине смены КНБК. При этом наблюдался равномерный износ ± 20 % внутренних и внешних рядов вооружения.

При обследовании долота после четвертого спуска было выявлено 50 % износа внутренних рядов и 60 % износа внешних рядов вооружения. Также наблюдались сильная эрозия и потеря резцов в секторе крыла (рис. 2.144).

Результаты обследования внесены в табл.2.6. Содержащуюся в описании износа

информацию можно использовать для нескольких целей. С ее помощью изготовители долот могут проанализировать прочность конструкции и область применения своей продукции.

Буровики могут усовершенствовать программы бурения. Систему оценки можно компьютеризировать и создать всемирную базу данных с целью повышения эффективности подбора долот для конкретных условий применения.



Рис. 2.144. Общий вид долота после четвертого спуска. Спецификация долота: тип R435SG; размер 12,25"; общая площадь потока 0,65– 1,60.

Таблица 2.6.

Кодовое описание отработанного долота R435SG (пример 3)

Таблица описания износа долот стандарта IADC							
Вооружение				В	G	Примечание	
Внутренние ряды	Наружные ряды	Описание износа	Местонахождение	Опора. Уплотнение	Диаметр 1/16"	Второстепенный износ	Причина подьема
0	0	NO	A	X	I	NO	DTF
<i>Спуск 1</i>							
0	0	NO	A	X	I	NO	DTF
<i>Спуск 2</i>							
0	0	NO	A	X	I	NO	DTF
<i>Спуск 3</i>							
0	0	NO	A	X	I	NO	DTF
<i>Спуск 4</i>							
0	0	NO	A	X	I	NO	DTF

Основной причиной введения единой системы оценки является необходимость стандартизации сведений о долоте, независимо от места и конкретных условий его применения.

2.16. Шарошечные и лопастные бурильные головки гост 21210–75

Породоразрушающий инструмент для бурения скважин кольцевым забоем называют бурильными головками.

Бурильные головки предназначены для бурения скважин с отбором керна. Они могут использоваться со стационарными либо съемными керноприемниками.

Бурильные головки могут быть шарошечными, лопастными, фрезерными, алмазными (классическими) ИСМ или PDC.

Шарошечные бурильные головки (рис. 2.145) выполняются с одной, тремя, четырьмя, пятью, шестью, восемью и более рабочими органами. Шарошки в бурильной головке могут быть:

- коническими;
- одно-, двух-, или трехконусными;
- в виде усеченного конуса;
- цилиндрическими;
- цилиндроконическими;
- сферическими;
- чечевицеобразными.

Число и конструкция подшипников в опоре каждой шарошки также могут быть различными в зависимости, главным образом, от формы исполнения, габаритных размеров шарошки и бурильной головки.

Лопастные бурильные головки предназначены для отбора керна в мягких породах роторным способом в комплекте с несъемным керноприемником (табл.2.7).

Промывочный узел состоит обычно из нескольких каналов, просверленных в лапах или корпусе бурильной головки. Выходные промывочные отверстия во избежание размыва керна располагаются между шарошками подальше от центра.

Важными параметрами конструкции бурильной головки являются высота и коэффициент керноприема.

Высотой керноприема принято называть расстояние от зоны образования керна до кернорвателя, а коэффициентом керноприема – отношение к этому расстоянию диаметра керна.



Рис.2.145. Общий вид шарошечных бурильных головок:

а – ТКЗ; б – СЗ; в – МСЗ; г – СТ

Таблица 2.7.

Типы, область применения бурильных головок и исполнение их рабочей части
по ГОСТ 21210–75

Тип	Область применения	Исполнение рабочей части
М	Бурение мягких устойчивых пород	Лопастные со вставными твердосплавными зубцами, с наплавкой твердого сплава и без наплавки
МСЗ	Бурение мягких пород с пропластками пород средней твердости	Шарошки со вставными твердосплавными зубцами
СЗ	Бурение пород средней твердости	
СТ	Бурение пород средней твердости с пропластками пород твердых	Шарошки со вставными твердосплавными зубцами или фрезерованными зубцами с наплавкой или без наплавки твердым сплавом
ТЗ	Бурение твердых пород	Шарошки со вставными твердосплавными зубцами
ТКЗ	Бурение твердых абразивных пород с пропластками пород крепких	

Пример условного обозначения бурильной головки для керноприемных устройств без съемного керноприемника (К) с наружным диаметром $D = 139,7$ мм, внутренним диаметром $d = 52$ мм для бурения мягких пород:

К 139,7/52 М ГОСТ 21210–75.

Пример условного обозначения бурильной головки для керноприемных устройств со съемным керноприемником (КС) с наружным диаметром $D = 187,3$ мм, внутренним диаметром $d = 40$ мм для бурения пород средней твердости:

КС 187,3/40 СЗ ГОСТ 21210–75.

2.17. Алмазные бурильные головки и бурильные головки ИСМ и PDC

Промышленностью выпускаются алмазные (классические) бурильные головки, оснащенные как природными, так и синтетическими алмазами (рис. 2.146, 2.147).

Бурильные головки первого класса изготавливаются трех разновидностей: однослойные радиальные, однослойные ступенчатые и импрегнированные.

Однослойные радиальные бурильные головки выпускаются серийно одного типа СТ двух модификаций в четырех моделях:



Рис.2.146. Общий вид импрегнированной алмазной бурильной головки

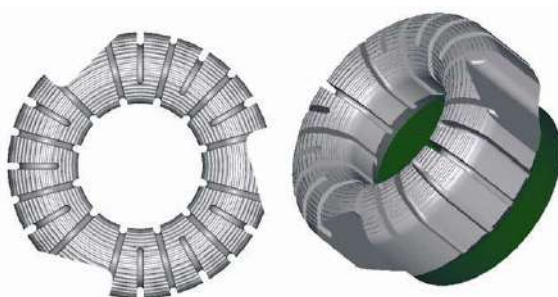


Рис. 2.148. Общий вид однослойной алмазной бурильной головки

КР 159/67 СТ2;

КР 188/80 СТ2;

КР 212/80 СТ2;

КР 188/40 СТ1.

В записи бурильных головок приняты следующие обозначения:

К – бурильная головка;

Р – радиальная разновидность;

159/67 – номинальный наружный диаметр бурильной головки/диаметр керноприемного отверстия, мм;

СТ – тип бурильной головки;

2 – порядковый номер модификации.

Однослойные ступенчатые бурильные головки выпускаются двух типов М и С:

тип М – одной модификации 2 в одной модели:

КТ 188/40 М2;

типа С – двух модификаций 3 и 5 в двух моделях:

КТ 138/52 С3;

КТ 138/45 С5.

Импрегнированные бурильные головки выпускаются только типа С модификации 3 в двух моделях:

КИ 188/80 С3;

КИ 212/80 С3.

В бурильных головках обеих моделей с твердосплавной матрицей перемешаны алмазы XXXIV группы.

Бурильные головки второго класса с синтетическими алмазами изготавливаются двух разновидностей: однослойные и импрегнированные ступенчатые.

Они выпускаются только одного типа С и одной модификации 3.

Однослойные ступенчатые бурильные головки изготавливались в двух моделях:

КТС 188/80 С3; КТС 212/80 С3.

Импрегнированные – в трех моделях:

КТСИ 138/52 С3; КТСИ 188/8 С3;

КТСИ 212/80 С3.

Алмазные бурильные головки производятся в соответствии с отраслевым стандартом ОСТ 39.026–76.

Бурильные головки для колонковых снарядов со съёмным керноприемником изготавливаются с ниппельной наружной присоединительной резьбой, а бурильные головки для колонковых снарядов с несъёмным керноприемником – с муфтовой внутренней резьбой.

ОСТ 39.026–76 также предусмотрено выполнение бурильных головок для колонковых снарядов со съёмным керноприемником следующих семи размеров, мм:

185,7/40;

188,9/40;

211,1/60;

214,3/60;

242,1/60;

267,5/60;

292,9/60.

Бурильные головки размерами 185,7/40 и 188,9/40 выпускаются с ниппелем 3-147, размером 211,1/60 и 214,3/60 – с ниппелем 3-161, а остальные – с ниппелем 3-171. Бурильные головки для керноприемных снарядов с несъёмным керноприемником производятся следующих размеров, мм:

130,4/60;

138,1/60;

141,3/52;

147,6/52;

157,1/67;

163,5/67;

169,8/67;

185,7/80;

188,9/80;

195,3/80;

211,1/80;

214,3/80;

220,7/80;

242,1/100;

267,5/100;

292,9/100;

308,7/100;

317,6/100;

346,8/100.

Бурильные головки ИСМ, вооруженные вставками со сверхтвёрдым материалом «Славутич», выпускаются в настоящее время одной и той же разновидности (рис. 72) и одного типа МС.

Эти бурильные головки армируются вставками с материалом «Славутич» по

наружной рабочей поверхности шести лопастевидных рабочих органов, составляющих единое целое с продолговатым полым корпусом, а также по внутренней центральной части, обеспечивающей образование керна.

Изготовление таких бурильных головок проводится в соответствии с ТУ 88 УССР ИСМ 472–76. Этими техническими условиями предусматривается изготовление бурильных головок под общим шифром ИСМ трех типов: М, МС и С.

Общий вид бурильных головок ИСМ и PDC представлен на рис. 2.149, 2.150. Бурильные головки, как и буровые долота, имеют стальной корпус с присоединительной резьбой и рабочие органы в виде лопастей, оснащенные резцами из поликристаллических синтетических алмазов.

Бурильные головки могут быть цельнометаллические стальные и матричного типа, аналогично буровым долотам. Технология изготовления бурильных головок PDC аналогична технологии изготовления буровых долот.

Бурильные головки PDC применяют для бурения с отбором керна в породах от мягких до средней твердости.



Рис.2.149. Общий вид бурильных головок ИСМ



Рис.2.150. Общий вид бурильной головки PDC

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ФГБОУ ВО «Уральский государственный горный университет»

УТВЕРЖДАЮ
Проректор по учебно-методическому

комитету

С.А. Уиоров



**ЛАБОРАТОРНЫЙ ПРАКТИКУМ
ПО РАЗВЕДОЧНОЙ ГЕОФИЗИКЕ**

Специальность:

21.05.03 Технология геологической разведки

форма обучения: очная, заочная

Автор: Александрова Ж. Н.

Екатеринбург

2020



ФГБОУ ВО

**«Уральский государственный горный
университет»**

Ж. Н. Александрова

**ПРАКТИКУМ
ПО РАЗВЕДОЧНОЙ ГЕОФИЗИКЕ**

Руководство по выполнению практических работ
по дисциплине «Разведочная геофизика» для студентов
специальности 21.05.03 Технология геологической разведки
очной и заочной формы обучения

Часть 1

**Екатеринбург
2020**

ФГБОУ ВО
«Уральский государственный горный университет»

ОДОБРЕНО
методической комиссией
факультета геологии и геофизики
Председатель комиссии



В. И. Бондарев
«20» марта 2020 г.

Ж. Н. Александрова

ПРАКТИКУМ ПО РАЗВЕДОЧНОЙ ГЕОФИЗИКЕ

Руководство по выполнению практических работ
по дисциплине «Разведочной геофизике» для студентов
специальности 21.05.03 – «Технология геологической разведки»
очной и заочной формы обучения

Часть 1

УДК 550.83
А46

Рецензент: Писецкий В.Б., д-р геол.-мин. наук, профессор,
заведующий кафедрой геоинформатики УГГУ

Александрова Ж.Н.

А46 Практикум по разведочной геофизике: руководство по выполнению лабораторных работ по дисциплине «Разведочная геофизика» для студентов специальности 21.05.03 Технология геологической разведки очной и заочной формы обучения. Часть 1 / Ж.Н. Александрова; Уральский гос. горный ун-т. – Екатеринбург: изд-во УГГУ, 2020. – 54 с.

Учебное пособие предназначено для студентов, обучающихся по специальности «Технология геологической разведки»

© Александрова Ж.Н., 2020
© Уральский государственный
горный университет, 2020

СОДЕРЖАНИЕ

1. Геофизические методы и физические поля, физические свойства горных пород и минералов.....	5
2. Решение прямой задачи гравиразведки: расчет аномалии силы тяжести над сбросом.....	7
3. Палеточный способ решения прямых задач гравиразведки.....	9
4. Решение обратной задачи гравиразведки: определение параметров залегания шарообразного тела по измеренному полю.....	11
5. Изучение гравиметра.....	13
6. Решение прямой задачи магниторазведки для шара.....	15
7. Решение прямой задачи магниторазведки для тонкого вертикального стержня.....	17
8. Количественная интерпретация данных магниторазведки.....	19
9. Измерение вариаций геомагнитного поля.....	23
10. Изучение детекторов гамма-излучения.....	25
11. Расчет интенсивности гамма-излучения над контактом пород...	28
12. Решение прямой задачи аэро-гамма-съемки.....	31
13. Решение обратной задачи аэро-гамма-съемки.....	34
14. Интерпретация диаграмм гамма-каротажа.....	37
15. Оценка качества радиометрической съемки.....	41
16. Вертикальные электрические зондирования на модели.....	50
17. Симметричное электропрофилирование на модели.....	54
18. Изучение геологического разреза по данным СЭП.....	57
19. Интерпретация результатов полевых наблюдений методом заряженного тела.....	61

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ И ФИЗИЧЕСКИЕ ПОЛЯ, ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД И МИНЕРАЛОВ

1.1. Цель работы: ознакомление с основами геофизических методов – изучаемыми в них физическими полями и дифференциацией соответствующих физических свойств горных пород и минералов.

1.2. Содержание работы

Принципиальная возможность изучения геологического строения Земли по результатам измерения геофизических полей заключается в существенном различии (дифференциации) горных пород по физическим свойствам.

Метод гравиметрии основан на изучении *поля силы тяжести*, которое характеризует *плотностную* неоднородность геологического разреза.

С помощью магнитометрии изучают особенности *стационарного геомагнитного поля*, связанные с различной *намагниченностью* и *магнитной восприимчивостью* горных пород и минералов.

Сейсмометрия позволяет определять строение Земли, изучая *поле упругих колебаний*, основными параметрами которого являются *скорость упругих волн* и *их поглощение* в горных породах.

Методами электрометрии изучают *электромагнитное поле*, возникающее в горных породах при прохождении через них электрического тока. Характер этих процессов зависит от *удельного сопротивления* и *других электрических и магнитных свойств* горных пород.

Наглядное представление о возможностях разведочной геофизики дает систематизация геофизических методов по изучаемым полям и дифференциации определяющих их физических свойств для распространенных горных пород и минералов – в форме таблиц и диаграмм.

1.3. Порядок выполнения работы

1. Перепишите в рабочую тетрадь по указанной форме (табл. 1.1) сведения о физических свойствах горных пород и минералов.

2. Запишите в ячейках под названием физических свойств размерность их единиц измерения.

3. Определите и запишите в нижних ячейках таблицы диапазон изменения каждого физического свойства для всех указанных горных пород и минералов.

4. Выберите подходящие типы (линейный или логарифмический) и масштабы шкал для построения прямоугольных диаграмм изменения указанных в таблице физических свойств горных пород и минералов.

5. Постройте диаграммы. В заголовках диаграмм укажите названия соответствующего геофизического метода и изучаемого в нем физического поля. Выделите соответствующей заливкой основные литологические разности: осадочные, метаморфические и магматические.

Таблица 1.1. Физические свойства некоторых горных пород и минералов

№ пп	Горные породы и минералов	Плотность	Магнитная восприимчивость	Скорость продольных волн	Электрическое сопротивление
1	Базальт	2,22...2,85	$1,25 \cdot 10^{-4} \dots 1,55 \cdot 10^{-2}$	5,6	$10^3 \dots 10^5$
2	Габбро	2,85...3,05	$10^{-3} \dots 7,5 \cdot 10^{-3}$	6,10...7,80	$10^3 \dots 10^5$
3	Глина	1,06...2,47	$2 \cdot 10^{-6} \dots 10^{-4}$	1,0...2,00	$10^0 \dots 10^2$
4	Глинистый сланец	2,56...2,85	$10^{-5} \dots 10^{-4}$	2,3...4,7	$10^2 \dots 10^3$
5	Гнейсы	2,58...2,90	$10^{-5} \dots 10^{-4}$	5,45...6,25	$10^2 \dots 10^5$
6	Гранит	2,52...2,81	$0 \dots 4,5 \cdot 10^{-5}$	3,70...6,00	$10^3 \dots 10^5$
7	Диорит	2,72...2,96	$2 \cdot 10^{-4} \dots 2 \cdot 10^{-3}$	5,60...6,10	$10^4 \dots 10^5$
8	Известняк	1,51...2,65	$5 \cdot 10^{-6} \dots 10^{-5}$	1,00...5,50	$10^2 \dots 10^3$
9	Магнетит	4,97...5,18	$7 \cdot 10^{-1} \dots 2 \cdot 10^0$	7,4	$10^{-4} \dots 10^{-2}$
10	Мел, мергель	1,52...2,22	$0 \dots 8,5 \cdot 10^{-4}$	2,00...3,50	$10^0 \dots 10^3$
11	Перидотит	3,15...3,29	$4 \cdot 10^{-4} \dots 7,3 \cdot 10^{-2}$	7,85...8,7	$10^5 \dots 10^6$
12	Песок	1,37...2,15	$10^{-5} \dots 10^{-4}$	0,3...1,6	$6 \cdot 10^1 \dots 4 \cdot 10^2$
13	Песчаник	1,6...2,77	$2 \cdot 10^{-6} \dots 5 \cdot 10^{-5}$	0,8...4,5	$10^2 \dots 10^3$
14	Пирит	4,91...5,02	$2 \cdot 10^{-5} \dots 1,6 \cdot 10^{-4}$	7,90...8,05	$10^{-4} \dots 10^{-2}$
15	Сиенит	2,63...2,90	$0 \dots 6,5 \cdot 10^{-3}$	5,8...6,45	$10^2 \dots 10^5$
	Диапазон изменения физических свойств				

Пример диаграммы магнитной восприимчивости, оформленной в приложениях Microsoft Word и Excel, показан на рис.1.1.

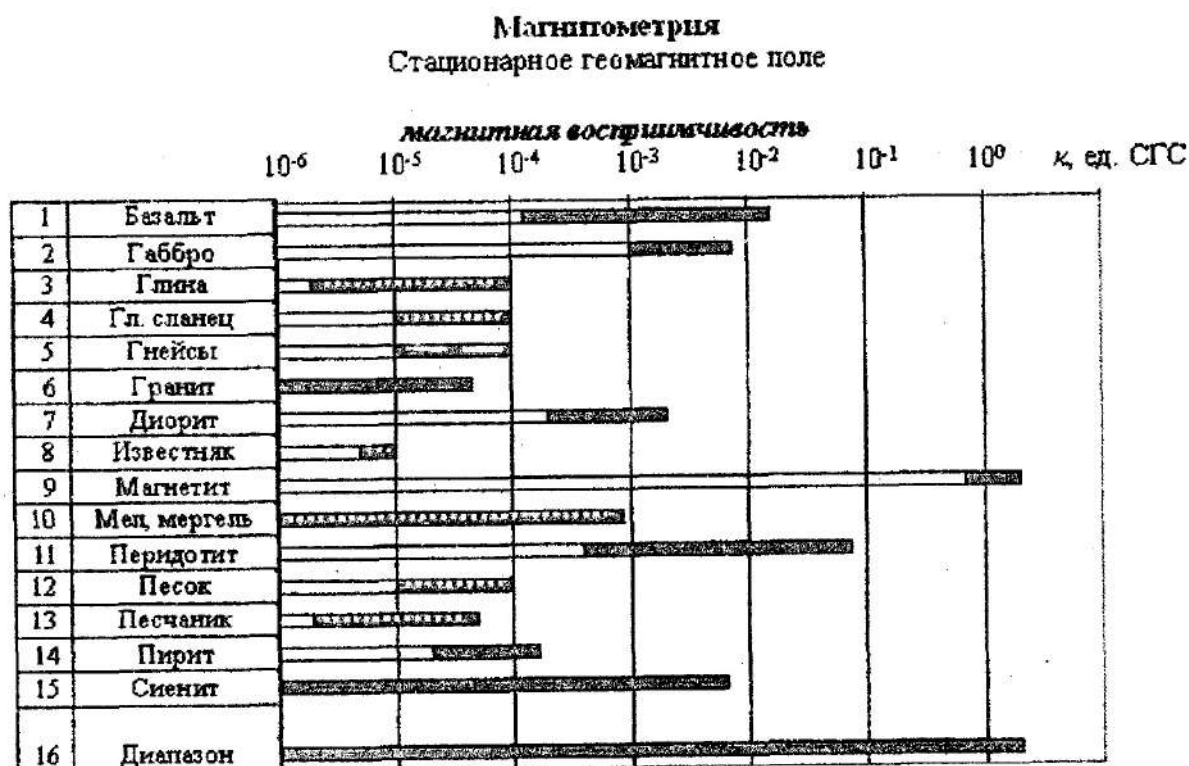


Рис 1.1. Диаграмма магнитной восприимчивости горных пород и минералов

Лабораторная работа № 2

Решение прямой задачи гравиразведки: расчет аномалии силы тяжести над сбросом

Задание:

Рассчитать аномалию силы тяжести для объекта, представляющего собой вертикальный сброс магматических горных пород, перекрытый рыхлыми отложениями (рис 1).

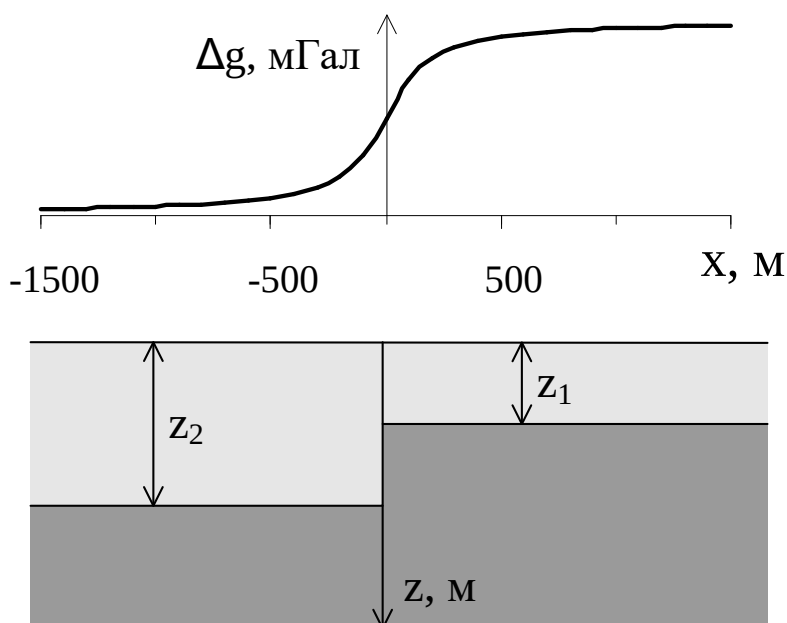


Рис. 1. Гравитационное поле над вертикальным уступом

Исходными данными для расчета являются глубина залегания верхней кромки уступа Z_1 в м, глубина залегания нижней кромки уступа Z_2 в м и избыточная плотность пород уступа $\Delta = \delta_1 - \delta_2$ в г/см³ (таблица 1).

Расчет выполнить аналитическим способом, используя выражение

$$\Delta g = G\Delta \left[\pi(z_2 - z_1) + 2z_2 \operatorname{arctg} \frac{x}{z_2} - 2z_1 \operatorname{arctg} \frac{x}{z_1} + x \ln \frac{x^2 + z_2^2}{x^2 + z_1^2} \right],$$

где $G = 6,673 \cdot 10^{-11}$ Нм²/кг² - гравитационная постоянная (постоянная тяготения), широко используемая в физике, механике, геофизике и астрономии, x – координата точки наблюдения по профилю.

При расчетах избыточную плотность Δ перевести из г/см³ в кг/м³, x изменять с шагом 100 м от –1000 м до 1000 м, дополнительно

рассчитать Δg для $x = -50$ м и 50 м. Рассчитанные значения Δg перевести из м/с^2 в мГал, учитывая, что $1 \text{ мГал} = 10^{-5} \text{ м/с}^2$.

Результаты расчета представить в графическом виде над геологическим разрезом, как это изображено на рис 1.

Таблица 1

Вариант	Z_1 , м	Z_2 , м	Δ , г/см^3
№ 1	50	100	0,4
№ 2	50	100	0,5
№ 3	50	150	0,2
№ 4	50	150	0,3
№ 5	100	200	0,4
№ 6	100	200	0,5
№ 7	150	250	0,5
№ 8	150	250	0,6
№ 9	200	350	0,5
№ 10	200	400	0,6

Палеточный способ решения прямых задач гравirazведки

Для вытянутых тел сложного сечения и постоянной избыточной плотности расчет Δg можно проводить с помощью палетки Гамбурцева. Палетка приведена на рис.1.

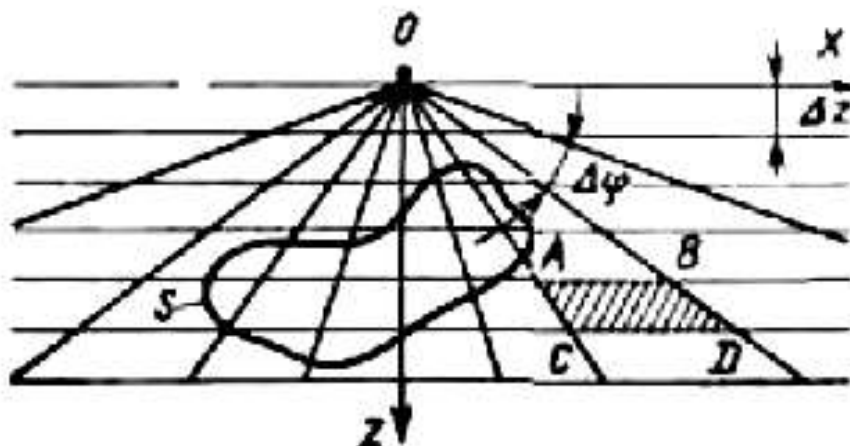


Рис.1. Палетка Гамбурцева для вычисления притяжения двумерными телами с контуром сечения двумерного тела S

Здесь из точки O через один и тот же угол $\Delta\varphi$ проведены радиусы, а через равные расстояния Δz — параллельные линии. Оказывается, что значения силы тяжести Δg в точке O за счет притяжения одной бесконечной по оси Y горизонтальной призмой сечением в виде трапеции ABCD одинаково для любой из таких призм и

$$\Delta g_n = 2G\Delta\sigma_n\Delta\varphi\Delta z. \quad (1)$$

Если на поперечное сечение исследуемого тела приходится m таких элементарных трапеций палетки, то

$$\Delta g(0) = m \cdot \Delta g_n. \quad (2)$$

Параметр Δg_n представляет собой цену деления палетки и определяется заранее по заданным параметрам разреза, причем $\Delta\varphi$ и Δz подбирают так, чтобы цена деления имела какое-либо удобное для расчета постоянное значение, например, 0,1 мГал.

При переходе с одного разреза на другой могут измениться масштаб (и, следовательно, Δz на палетке) и значение избыточной плотности. Чтобы воспользоваться этой же палеткой, необходимо ввести масштабный коэффициент.

Таким образом, аномалию над двумерным телом с помощью палетки Гамбурцева рассчитывают по формуле

$$\Delta g = m \cdot \Delta g_n \quad (3)$$

Точность расчета Δg палеточным методом зависит от точности аппроксимации поперечного сечения плотностных масс элементарными ячейками па-

летки и может быть повышена путем уменьшения цены деления палетки. Существуют и другие пале-точные способы решения прямых задач гравirazведки, в том числе и трехмерных.

Задание:

- 1) Рассчитать цену деления палетки Гамбурцева по формуле 1, учитывая, что
 $G = 6,67 \cdot 10^{-11} \text{ м}^3 \text{ кг}^{-1} \text{ с}^{-2}$;
 $\Delta z = 50 \text{ м}$;
 $\Delta \varphi = 5^\circ = \pi/36 = 0,087$;
 $\Delta \sigma_n = 0,4 \text{ г/см}^3 = 400 \text{ кг/м}^3$.
- 2) Отметить пикеты на профиле через 100 м.
- 3) Совмещая начало координат палетки с пикетом, сосчитать количество трапеций палетки, попадающих в контур тела.
- 4) Процедуру подсчета повторить на всех пикетах.
- 5) Вычислить $\Delta g(x)$ на каждом пикете, используя выражение (1).
- 6) Построить график $\Delta g(x)$ в мГал (рис. 2).

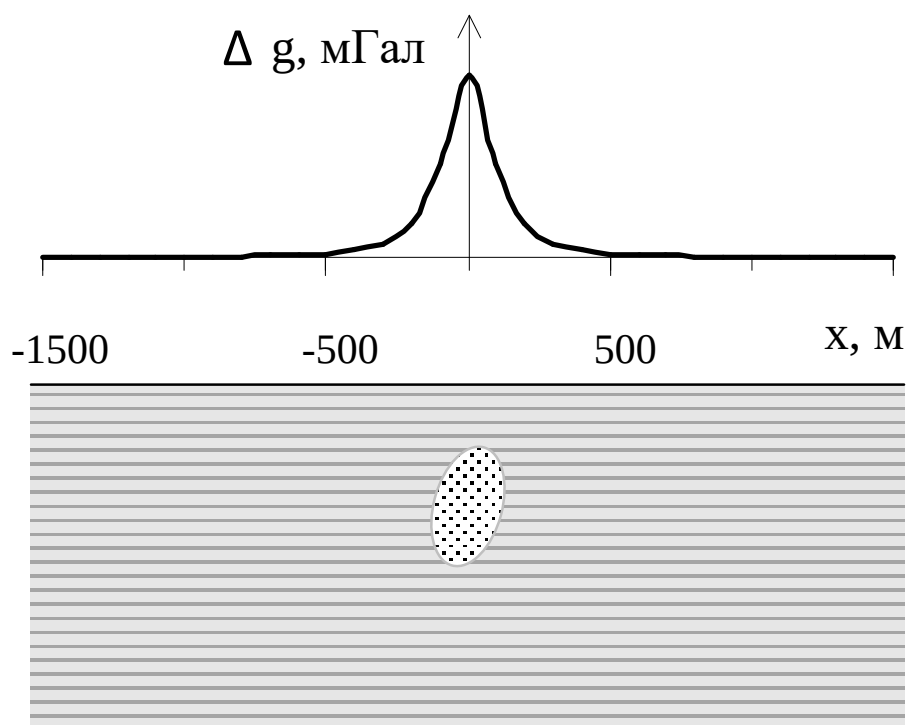


Рис.2. Результат определения аномалии силы тяжести палеточным способом

Лабораторная работа № 4

Решение обратной задачи гравиразведки: определение параметров залегания шарообразного тела по измеренному полю

Задание:

1. Скопировать выданный преподавателем вариант графика Δg .
2. На графике Δg отметить точки, в которых аномалия силы тяжести равна максимальному значению $\Delta g_{\max}$ и половине максимального значения $1/2 \Delta g_{\max}$.
3. Определить координаты этих точек на профиле в м.
4. Вычислить глубину залегания шарообразного тела.
5. Вычислить аномальную массу шара и его радиус
6. Построить геологический разрез в удобном масштабе.

Форму шара или близкую к нему могут иметь рудные залежи, куполовидные нефтегазоносные структуры, соляные купола, карстовые пустоты и др.

Пусть однородный шар радиусом r , объемом V , с избыточной плотностью $\Delta\sigma$ расположен на оси Z на глубине h (рис. 1).

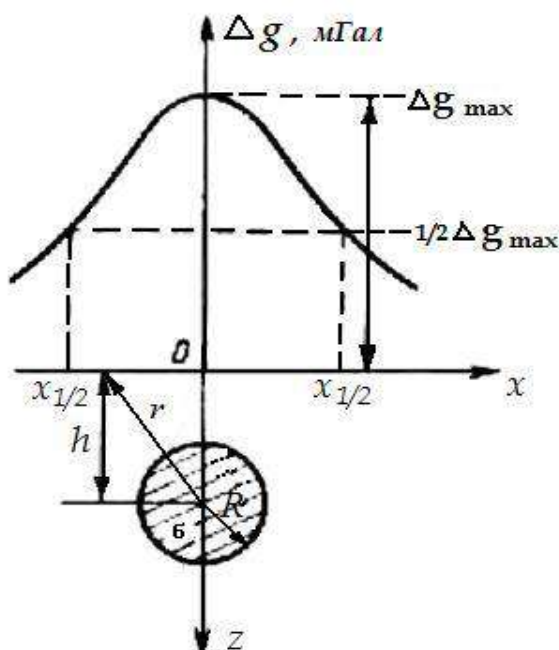


Рис. 1. Гравитационное поле над шаром

По закону всемирного тяготения шар притягивается с такой же силой, как точечная масса, сосредоточенная в его центре. Аномалию над шаром $\Delta g_{\text{ш}}$ можно получить, считая, что аномалия силы тяжести над шаром и аномалия точечной массы, помещенной в его центре, совпадают:

$$\Delta g_{\text{ш}} = \Delta g_1 = G \cdot \Delta\sigma \cdot V \cdot h / r^3 = G \cdot M \cdot h / (x^2 + h^2)^{3/2}$$

График аномалии силы тяжести над шаром приведен на рис 1. Определе-

ние параметров залегания шара выполняют по характерным точкам графика. Используют точки, в которых значение аномалии максимально, а также равно половине максимального значения: $\Delta g_{\max}$ и $1/2\Delta g_{\max}$.

Найдем координату x точки, в которой значение поля равно максимальному значению $\Delta g_{\max}$.

Максимальное значение поля наблюдается над центром шара, при этом $x=0$ и $r=h$. Тогда

$$\Delta g_{\max} = GM / h^2.$$

Найдем координату x точки, в которой значение поля равно половине максимального значения $1/2\Delta g_{\max}$.

$$\frac{1}{2} \frac{GM}{h^2} = \frac{GMh}{(x^2 + h^2)^{3/2}},$$

$$\frac{1}{2h^2} = \frac{h}{(x^2 + h^2)^{3/2}}.$$

Разделим обе части уравнения на h :

$$\frac{1}{2h^3} = \frac{1}{(x^2 + h^2)^{3/2}}.$$

Тогда

$$2h^3 = (x^2 + h^2)^{3/2}.$$

Запишем

$$(2^{1/3} h)^3 = ((x^2 + h^2)^{1/2})^3.$$

Тогда

$$2^{1/3} h = (x^2 + h^2)^{1/2}.$$

Возведем в квадрат обе части уравнения:

$$2^{2/3} h^2 = x^2 + h^2.$$

Выразим x :

$$x = \sqrt{(2^{2/3} - 1)h^2},$$

Откуда $x=0,766h$, а $h=1,31x$.

Таким образом, глубину залегания шара можно определить, зная координату x , в которой аномалия силы тяжести равна половине ее максимального значения.

Аномальную массу шара можно найти по формуле:

$$M = \Delta g_{\max} h^2 / G$$

Если известна избыточная плотность шара, то можно рассчитать его объем V и радиус R :

$$M = V\sigma = 4\pi R^3 \sigma / 3,$$

Откуда

$$R = \sqrt[3]{\frac{3M}{4\pi\sigma}}$$

Глубина залегания верхней кромки шара будет равна $H=h-R$.

Изучение гравиметра

В практике гравиразведки широкое применение получил относительный способ измерения силы тяжести, т. е. измерения приращений в двух точках с помощью гравиметров — приборов, в которых сила тяжести сравнивается с силой деформации упругих материалов. Большинство гравиметров построено по принципу пружинных весов.

В качестве уравнивающей силы в гравиметрах используют силу кручения горизонтальной нити, на которой укреплен рычаг - маятник с массой m (рис. 1).

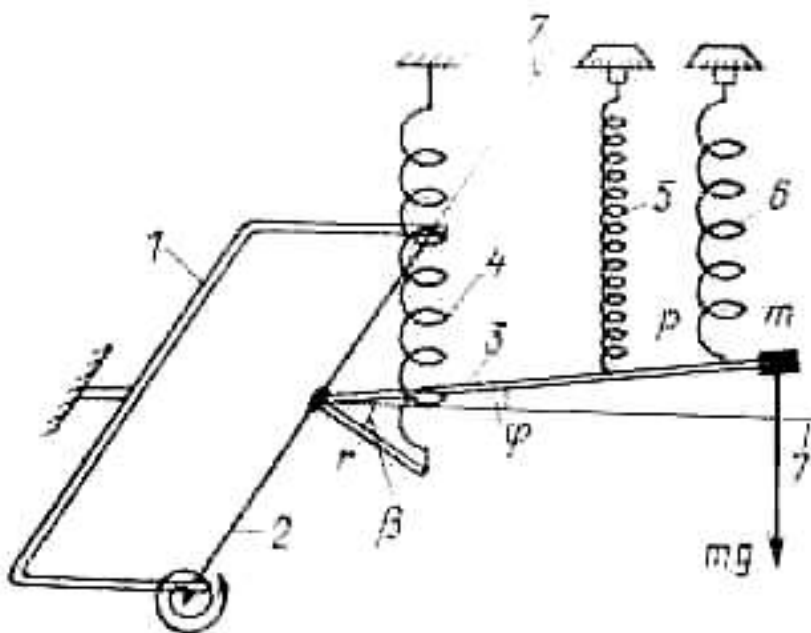


Рис. 1. Принципиальная схема чувствительной системы гравиметра: 1 — рамка; 2 — упругая нить; 3 — рычаг с грузиком; 4 — главная пружина; 5 — измерительная пружина; 6 — диапазонная пружина; 7 — линия горизонта

В точке наблюдения момент силы тяжести уравнивается моментом сил кручения, рычаг отклоняется от горизонта на угол φ и при определенных условиях основное уравнение равновесия упругой системы будет иметь вид (без учета пружин 5 и 6)

$$m \cdot g \cdot l \cdot \cos \varphi = \tau \cdot (\alpha_0 + \varphi) - k \cdot r \cdot \cos (\beta - \varphi)$$

где l — длина рычага; τ — крутильная жесткость его нитей подвеса; α_0 — начальный угол закручивания нитей; k — коэффициент линейной жесткости главной пружины; r — длина рычага крепления главной пружины; β — угол между рычагами.

Из этого уравнения получается зависимость между изменением угла наклона рычага $\Delta\varphi$ и пропорциональных изменений отсчетов по шкале микрометрического винта гравиметра Δn и приращением Δg :

$$\Delta g = C' \cdot \Delta\varphi = C \cdot \Delta n$$

где C' и C — цены деления гравиметра.

При измерении силы тяжести используют компенсационный метод отсчета, при котором микрометрическим винтом меняют натяжение измерительной пружины 5 таким образом, чтобы привести рычаг-маятник 3 в горизонтальное положение. Число оборотов микрометрического винта Δn определяют по специальной шкале с помощью оптической системы. С помощью диапазонного винта и соответствующей пружины 6 перестраивают диапазон прибора, что позволяет расширить интервал измерения в 10 раз и более.

Чувствительная система основных отечественных гравиметров выполнена из плавленого кварца, хотя некоторые, в основном зарубежные, гравиметры имеют металлическую пружину.

Материал пружин подбирают таким, чтобы колебания температуры и другие факторы мало сказывались на величине отсчета. Несмотря на специально принимаемые меры по термостатированию чувствительной системы (помещение ее в сосуд Дюара, изоляция от внешней среды и т. д.), влияние внешних факторов, как и внутренние процессы в упругих элементах системы, приводит к изменению показаний прибора во времени. Поэтому все гравиметры характеризуются дрейфом, или смещением нуля-пункта прибора. Он может достигать нескольких миллигал в сутки.

Время установки и измерения с помощью гравиметра при наземной съемке составляет 2—5 мин. Погрешность измерений Δg разными типами гравиметров составляет 0,01—0,5 мГал.

Задание:

1. Изучить устройство гравиметра и принцип взятия отсчетов.
2. Произвести замеры Δg на 1-ом и 5-ом этажах учебного здания. - Δg_{h1} и Δg_{h5} .
3. Используя выражение для поправки за высоту (поправки Фая)

$$\Delta g_h = -0,3086h$$

вычислить расстояние между 1-ым и 5-ым этажами здания:

$$\Delta g_{h1} = -0,3086h_1,$$

$$\Delta g_{h5} = -0,3086h_5,$$

$$\Delta h = h_5 - h_1 = (\Delta g_{h1} - \Delta g_{h5})/0,3086.$$

Решение прямой задачи магниторазведки для шара

Прямая задача магниторазведки состоит в вычислении магнитных аномалий по заданному распределению магнитных масс, занимающих объем некоторого тела правильной формы (шара). Предполагается, что известны вертикальная намагниченность J , форма, положение и размеры тела. Требуется найти значения полной напряженности магнитного поля T_a , а также вертикальную Z_a и горизонтальную H_a составляющие магнитного поля на дневной поверхности вдоль профиля x .

Значения Z_a и H_a – компонент магнитного поля от вертикально намагниченного шара вдоль профиля, проходящего над центром шара, определяются по формулам:

$$Z_a = M \frac{2h^2 - x^2}{(h^2 + x^2)^{5/2}}, \quad (1)$$

$$H_a = M \frac{3hx}{(h^2 + x^2)^{5/2}}, \quad (2)$$

где $M = V \cdot J = (4\pi R^3 J)/3$ – магнитный момент шара в $A \cdot m^2$; V – объем шара в m^3 ; R – радиус шара в м; J – намагниченность шара в A/m ; h – глубина до центра шара в м; x – расстояние от начала координат до точки наблюдения в м.

Полная напряженность магнитного поля:

$$T_a = \frac{M(4h^2 + x^2)^{1/2}}{(h^2 + x^2)^2}. \quad (3)$$

Значения Z_a и H_a определяются в системе СИ в A/m и переводятся в гаммы (γ) и нТл следующим образом:

$$\begin{aligned} 1 \text{ A/m} &= 10^3 \text{ СГС}, \\ 1 \text{ A/m} &= 4\pi 10^3 \gamma, \\ 1 \text{ Э} &= 79,6 \text{ A/m}, \\ 1 \text{ Э} &= 10^5 \gamma, \\ 1 \text{ нТл} &= 1 \gamma \text{ (для воздуха)}. \end{aligned}$$

Задание.

1. Вычислить значение T_a , Z_a и H_a компонент магнитного поля для вертикально намагниченного шара, используя выражения (1), (2) и (3). Параметры шара, то есть значения R , h , J , выбираются из таблицы 1, согласно заданному варианту.

Значения T_a , Z_a и H_a необходимо рассчитать в следующих точках профиля x : 0 м, ± 5 м, ± 10 м, ± 20 м, ± 40 м, ± 60 м, ± 80 м, ± 100 м, ± 200 м, ± 400 м, ± 800 м.

Рассчитанные поля T_a , Z_a и H_a необходимо перевести в нТл. Вычисления произвести с точностью до целых единиц нТл и представить в виде таблицы.

2. Результаты расчетов изобразить в виде графиков вдоль профиля с соблюдением всех правил построения графиков. Под графиками привести геологический разрез в масштабе. Образец оформления результатов приведен на рис. 1.

Таблица 1

Исходные данные

Вариант	h , м	R , м	J , А/м	Вариант	h , м	R , м	J , А/м
1	40	30	0,2	16	50	30	0,22
2	40	50	0,2	17	50	35	0,22
3	50	40	0,2	18	60	40	0,22
4	100	40	0,2	19	55	40	0,22
5	40	30	0,25	20	55	40	0,20
6	70	30	0,2	21	65	45	0,22
7	50	45	0,22	22	60	45	0,24
8	55	45	0,18	23	65	45	0,20
9	50	45	0,19	24	60	45	0,21
10	40	35	0,19	25	50	35	0,21
11	35	30	0,18	26	45	30	0,21
12	45	35	0,18	27	55	35	0,20
13	55	40	0,2	28	55	40	0,20
14	50	40	0,21	29	60	40	0,20
15	50	40	0,21	30	60	40	0,23

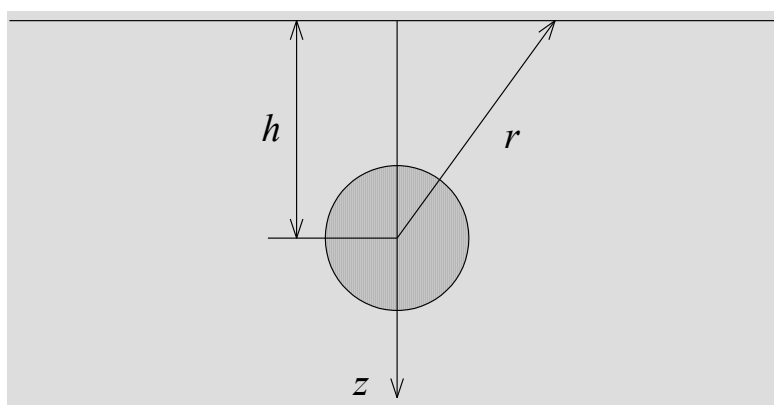
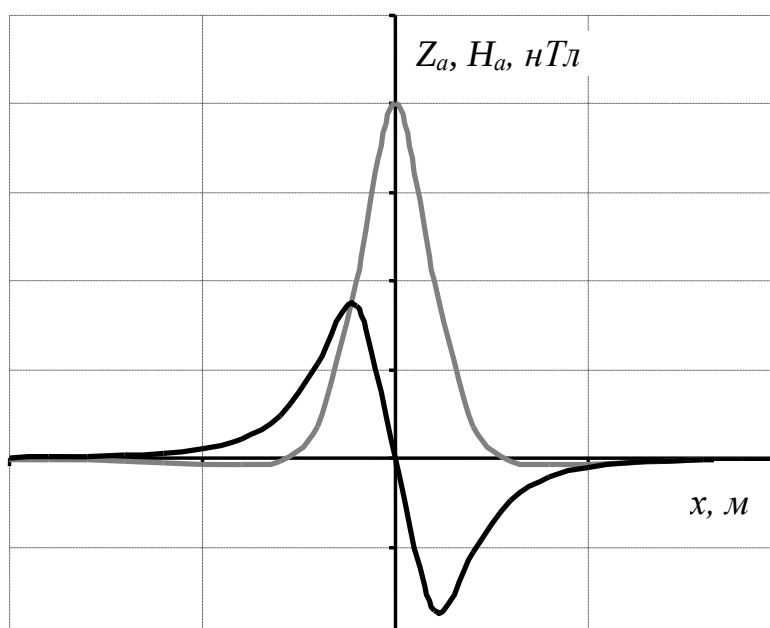


Рис. 1. Магнитное поле над шарообразным телом

**Решение прямой задачи магниторазведки
для тонкого вертикального стержня**

Под "тонким" стержнем понимается геологическое тело, имеющее малый диаметр d по сравнению с глубиной залегания h верхнего конца стержня. Соотношение d/h должно быть не больше 0,1-0,2 или глубина залегания должна быть в 10-20 раз больше диаметра тела. Длина тела бесконечно большая, так что нижний конец располагается на большой глубине и его влиянием на магнитную аномалию пренебрегают.

К аномалиям над бескончным вертикальным стержнем в природных условиях относятся аномалии над кимберлитовыми трубками небольших размеров, над апофизами основной магмы, над мелкими отдельными геологическими образованиями вертикального падения с малой площадью поперечного сечения.

При однородной и вертикальной намагниченности магнитные массы будут располагаться на концах стержня. Модуль полного вектора T от такого источника по закону Кулона будет:

$$T = \frac{m}{r^2} = \frac{m}{h^2 + x^2} \quad (1)$$

где h – глубина залегания верхнего конца стержня; x – расстояние от проекции конца стержня на дневную поверхность до точки наблюдения.

Уравнения для вертикальной составляющей Z_a и горизонтальной составляющей H_a аномального магнитного поля по профилю, проходящему через центр стержня, будут иметь вид:

$$Z_a = \frac{m}{r^2} \sin \theta = \frac{mh}{(h^2 + x^2)^{3/2}}, \quad (2)$$

$$H_a = \frac{m}{r^2} \cos \theta = \frac{-mx}{(h^2 + x^2)^{3/2}}, \quad (3)$$

где θ - угол, отсчитываемый от положительного направления оси x по часовой стрелке до радиуса-вектора r ; m – магнитная масса, сосредоточенная на верхнем конце стержня.

Значения Z_a и H_a определяются в системе СИ в А/м и переводятся в гаммы (γ) и нТл следующим образом:

$$1 \text{ А/м} = 10^3 \text{ СГС},$$

$$1 \text{ А/м} = 4\pi 10^3 \gamma,$$

$$1 \text{ Э} = 79,6 \text{ А/м},$$

$$1 \text{ Э} = 10^5 \gamma.$$

$$1 \text{ нТл (для воздуха)} = 1 \gamma.$$

Кривая Z_a (рис. 1) положительная, имеет максимум при $x=0$ ($\theta=90^\circ$). Магнитное поле над стержнем для вертикальной составляющей Z_a в силу осевой симметрии будет иметь в плане изометричную форму - в виде концентрических окружностей. Горизонтальная составляющая H_a слева от стержня положи-

тельная, т.е. по направлению совпадает с осью OX ; справа от стержня - отрицательная. Над стержнем при $x=0$ $H_a=0$ и меняет знак.

Задание:

1. Вычислить значения T_a , Z_a и H_a - компонент магнитного поля для тонкого вертикального стержня, который намагничен вертикально. Исходные данные приведены в таблице 1. Расчет выполнить для $x = 0$ м, ± 5 м, ± 10 м, ± 20 м, ± 40 м, ± 60 м, ± 80 м, ± 100 м, ± 200 м, ± 400 м, ± 600 , ± 800 м.

Таблица 1

Вариант	h , м	m , А·м	Вариант	h , м	m , А·м
1	40	10	8	110	80
2	50	20	9	120	90
3	60	30	10	130	100
4	70	40	11	140	110
5	80	50	12	150	120
6	90	60	13	160	130
7	100	70	14	170	140

2. Результаты расчетов представить в виде графиков по профилю, проходящему над стержнем. Под графиками привести геологический разрез в масштабе. Образец оформления результатов приведен на рис 1.

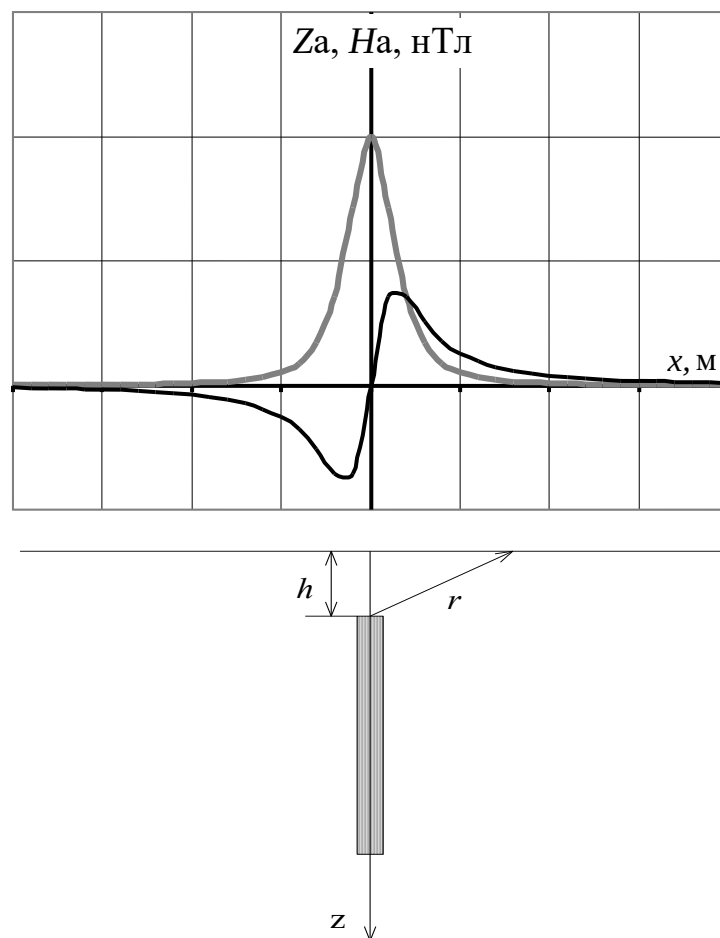


Рис.1. Магнитное поле над вертикальным стержнем

Количественная интерпретация данных магниторазведки

При магниторазведочных работах выполняют измерения вертикальной (Z) и горизонтальной (H) составляющих магнитного поля. Результаты представляют в виде план-графиков и карт.

Изучаемые объекты могут проявляться как положительными, так и отрицательными аномалиями, поскольку их намагничение является двухполярным. Оказывают влияние также направление вектора намагничивающего поля Земли и наличие остаточной намагниченности пород.

Интерпретация материалов магниторазведки может быть количественной и качественной.

Качественная интерпретация позволяет получать информацию о местоположении пород с различными магнитными свойствами, форме аномалиеобразующих объектов, примерном положении их относительно профилей измерений.

Количественная интерпретация дает возможность определить размеры и глубину залегания геологического объекта. Для этого разработаны аналитические, графические и палеточные способы.

В аналитических способах по графикам определяют абсциссы характерных точек: X_{max} , X_{min} , $X_{1/2}$, $X_{1/4}$, X_0 , где аномалии равны, соответственно, максимальному и минимальному значениям, половине максимума, одной четверти максимума или нулю (рис. 1).

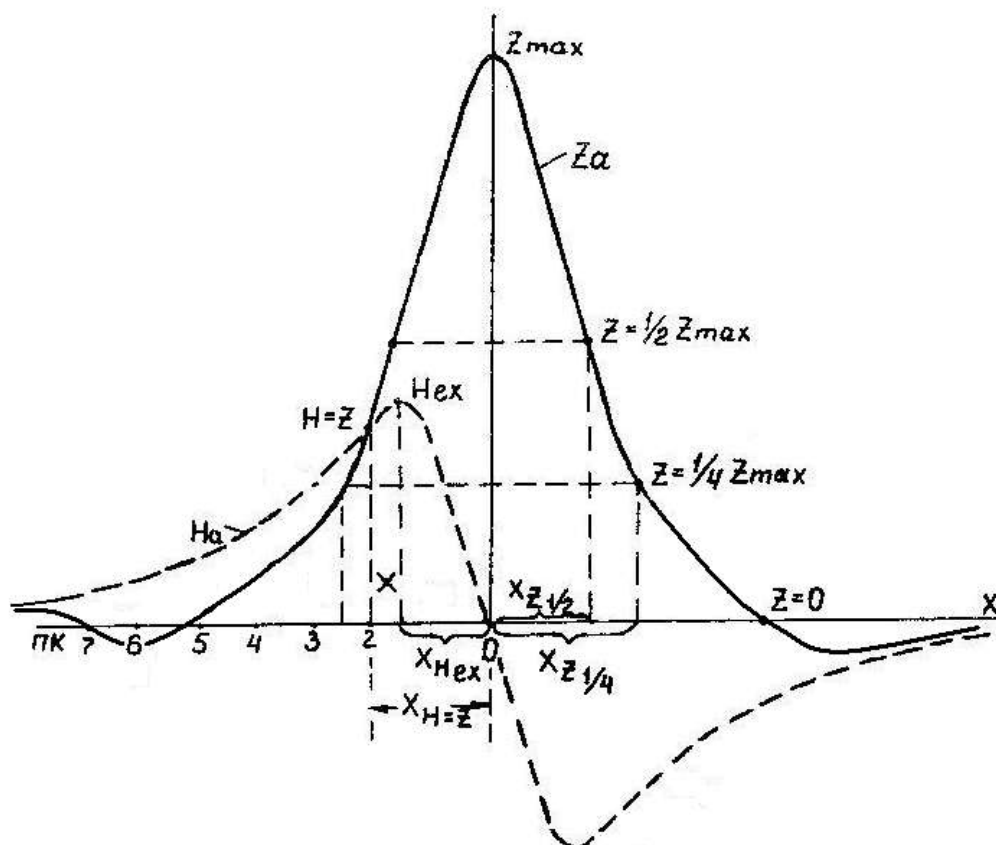


Рис. 1. Интерпретация кривых Z_a и H_a способом характерных точек

Значения абсцисс характерных точек подставляют в формулы, полученные при решении прямых задач. Вычисляют глубину залегания верхней кромки h , для объектов "бесконечно" глубоко уходящих вниз, или глубину залегания центра масс H для тел ограниченного распространения по глубине. Средняя относительная погрешность определения глубины составляет 20-30%. Ниже показано применение метода характерных точек для интерпретации магнитных аномалий над объектами простой геометрической формы.

Вертикальный пласт ограниченного распространения на глубину.

По характерным точкам графиков Z_a и H_a можно рассчитать следующие элементы: глубину залегания центра пласта h_y , вертикальный размер сечения пласта $2l$, глубину залегания верхней $h_y - l$ и нижней $h_y + l$ кромок пласта.

1. Для определения h_y по графику Z_a определяют абсциссы точек $x_0 (Z_a = 0)$ и $x_{0,5} (Z_a = 0,5 \cdot Z_{a \max})$. Тогда

$$h_y = \sqrt{\frac{x_0^4 - x_{0,5}^4}{4x_{0,5}^2}}.$$

2. Если на кривой Z_a точка, где $Z_a = Z_{a \min}$ с абсциссой $x_{\min}$ выражена достаточно четко, то

$$h_y = \frac{x_{\min}^2 - x_0^2}{2x_0}.$$

3. Величину l вычисляют по абсциссе точки $x_{Z=H}$, в которой $Z_a = H_a$, т.е.

$$l = \sqrt{h_y^2 - 2h_y \cdot x_{Z=H} - x_{Z=H}^2}.$$

Горизонтальный круговой цилиндр.

Определение глубины залегания центра поперечного сечения цилиндра h_y выполняют по характерным точкам на кривых H_a и Z_a :

- 1) по абсциссе точки, в которой $Z_a = 0$, $h_y = x_{Z=0}$
- 2) по абсциссе точки $x_y = H$, в которой $Z_a = H_a$, $h_y = \frac{x_{Z=H}}{0,7}$
- 3) по абсциссе точки x_{Hex} , в которой $H_a = H_{aex}$, $h_y = \frac{x_{Hex}}{0,58}$
- 4) по абсциссе точки $x_{z \min}$, в которой $Z_a = Z_{a \min}$, $h_y = \frac{x_{z \min}}{1,73}$
- 5) по абсциссе x_i i -х точек графиков Z_a и H_a ,

$$h_y = x_i \left(\left(\frac{Z_a}{H_a} \right)_i + \sqrt{\left(\frac{Z_a}{H_a} \right)_i^2 + 1} \right).$$

В графических способах наиболее широкое применение находит метод касательных, который заключается в проведении на аномалиях графиков Z_a касательных, параллельных оси X в точках максимума и минимума, а также в точках перегиба (точках максимальных градиентов) (рис. 2).

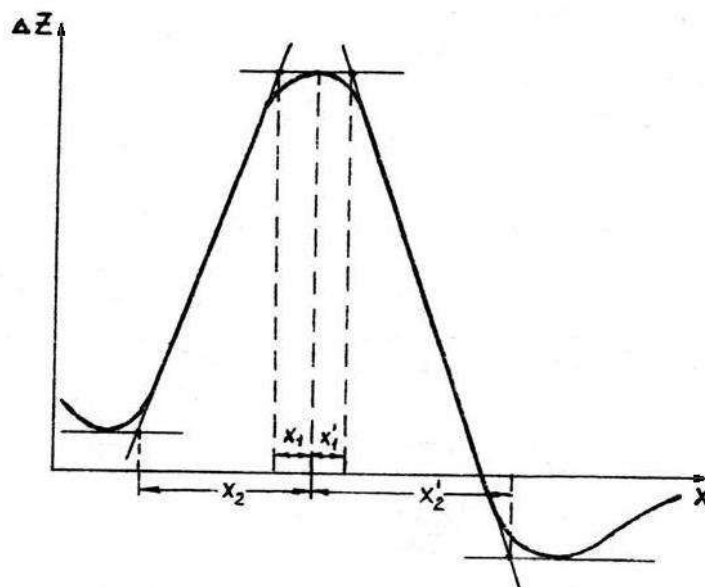


Рис. 2. Интерпретация кривой Z_a способом касательных

Для точек пересечения всех касательных определяют их абсциссы X_1 , X_2 , X_1' , X_2' . Приближенную глубину залегания верхней кромки пласта, создавшего аномалию, рассчитывают по формулам:

$$h = \frac{X_2 - X_1}{2} \text{ и } h' = \frac{X_2' - X_1'}{2}.$$

Среднее из полученных значений h и h' является оценочной глубиной залегания верхней кромки пласта. При этом, глубина залегания h , вычисленная методом касательных, может отличаться от истинной в зависимости от формы и размеров исследуемых объектов. Поэтому в расчетные формулы вводятся поправочные коэффициенты, которые получены для разных соотношений размеров и глубин залегания тех или иных объектов. Значения этих коэффициентов применительно к примерам задания приведены для каждого варианта в расшифровке выполнения задания.

Задание:

Вариант 1. Способом характерных точек и касательных определить элементы залегания вертикального пласта "бесконечного" простираения и ограниченного распространения на глубину:

а) По данным табл. 1 на миллиметровке построить графики H_a и Z_a в масштабах: вертикальный 1 см - 0,025 Гс, горизонтальный 1 см - 20 м.

б) Вычислить элементы залегания вертикального пласта способами для вертикального пласта ограниченного распространения на глубину.

в) При вычислении глубины залегания пласта по способу касательных ввести повышающий поправочный коэффициент 0,7.

Вариант 2. Способом характерных точек и касательных определить элементы залегания горизонтально залегающего цилиндра "бесконечного" простирания:

а) По данным табл.2 на миллиметровке построить графики H_a и Z_a . Расстояние X (в метрах) наносят на ось абсцисс от нулевой точки (которая принимается за начало координат) влево и вправо через 10 м в масштабе 1 см - 20 м. Значения H_a и Z_a откладывают по оси ординат в масштабе 1 см - 0,1 Гс.

б) Вычислить глубину залегания центра поперечного сечения цилиндра h_y способами, описанными для горизонтального кругового цилиндра.

в) При вычислении глубины h_y по способу касательных ввести повышающий поправочный коэффициент 0,52.

Таблица 1

$X, м$	$Z_a, Гс$	$H_a, Гс$
0	0,280	0
± 10	0,254	$\mp 0,068$
± 20	0,212	$\mp 0,120$
± 30	0,170	$\mp 0,152$
± 40	0,119	$\mp 0,162$
± 50	0,080	$\mp 0,160$
± 60	0,044	$\mp 0,150$
± 70	0,026	$\mp 0,139$
± 80	0,008	$\mp 0,125$
± 90	-0,005	$\mp 0,112$
± 100	-0,012	$\mp 0,098$
± 110	-0,017	$\mp 0,086$
± 120	-0,022	$\mp 0,070$
± 130	-0,025	$\mp 0,067$
± 140	-0,026	$\mp 0,060$
± 150	-0,025	$\mp 0,054$
± 160	-0,022	$\mp 0,047$
± 170	-0,019	$\mp 0,042$
± 180	-0,014	$\mp 0,037$

Таблица 2

$X, м$	$Z_a, Гс$	$H_a, Гс$
0	1,20	0
± 10	1,16	$\mp 0,33$
± 20	1,08	$\mp 0,59$
± 30	0,96	$\mp 0,74$
± 40	0,72	$\mp 0,78$
± 50	0,46	$\mp 0,75$
± 60	0,20	$\mp 0,69$
± 70	0	$\mp 0,62$
± 80	-0,18	$\mp 0,52$
± 90	-0,20	$\mp 0,44$
± 100	-0,18	$\mp 0,37$
± 110	-0,14	$\mp 0,28$
± 120	-0,10	$\mp 0,24$
± 130	-0,09	$\mp 0,22$
± 140	-0,08	$\mp 0,20$
± 150	-0,07	$\mp 0,16$
± 160	-0,06	$\mp 0,12$
± 170	-0,05	$\mp 0,10$
± 180	-0,04	$\mp 0,09$

Измерение вариаций геомагнитного поля

Содержание работы : С помощью оптико-механического магнитометра М-27 провести измерение вариаций вертикальной составляющей (z-составляющей) МПЗ в течение 5 минут с интервалом времени 5-10 секунд и результаты измерений записать в журнал.

Обработка результатов измерений.

1. Значения отсчетов по шкале магнитометра умножить на цену деления (10 нТл/дел).
2. Построить вариограмму(рис.1).

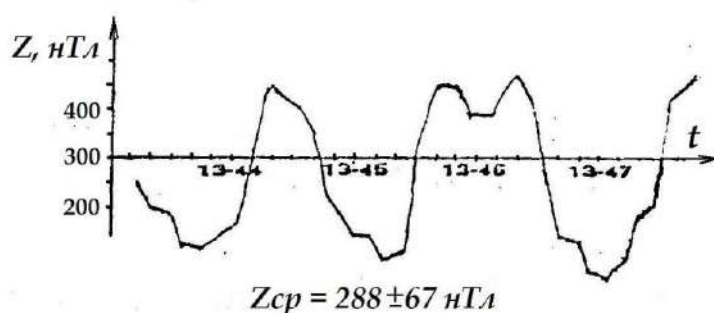


Рис. 1. Вариограмма значений вертикальной составляющей МПЗ (время местное)

$$Z_{cp} = \frac{\sum_{i=1}^N Z_i}{N} \quad \sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (Z_i - Z_{cp})^2}{N - 1}}$$

3. Рассчитать среднее значение напряженности магнитного поля за время наблюдения и среднее квадратичное отклонение.
4. Оценить интенсивность вариаций в баллах (см. табл.1), осреднив максимальные значения отклонения Δz в течение минуты от общего среднего.

Таблица 1

Шкала балльности вариаций МПЗ

Амплитуда изменения МПЗ, нТл	0 -5.5	11	22	44	77	132	220	363	550	>550
Баллы	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Оценка	Норма			Возмущение			Буря			

Журнал измерений Z

[illegible][illegible]

Изучение детекторов гамма-излучения

Любой радиометрический прибор имеет в качестве основной части детектор (счетчик), подающий в усилительно-измерительную схему сигналы о поступлении ионизирующих частиц или гамма-квантов.

Существуют различные способы детектирования (регистрации) радиоактивных излучений. Все они основаны на эффектах, прямо или косвенно связанных с ионизацией или возбуждением атомов, возникающих при взаимодействии излучений с веществом. Наиболее широкое распространение получили детекторы, в которых энергия излучения тем или иным способом преобразуется в электрическую.

В настоящее время применение нашли три типа детекторов:

1) **ионизационные детекторы и газоразрядные счетчики;**

Принцип их работы основан на ионизирующем действии излучения на газы.

Ионизационная камера (рис. 1) представляет собой воздушный конденсатор, состоящий из двух металлических пластин, расположенных на некотором расстоянии друг от друга, к которым приложена разность потенциалов. В сеть включен гальванометр. В отсутствии радиации тока в цепи не будет, поскольку воздух является изолятором. Радиоактивные частицы, попав внутрь конденсатора, ионизируют воздух, превращая его в проводник электричества. Сила тока измеряется гальванометром. По силе тока определяется интенсивность излучения.

Счетчик Гейгера-Мюллера представляет собой герметичный баллон (трубку), заполненный газовой смесью из аргона и спирта с добавкой галоидов (рис.2). По оси трубки натянута нить, служащая в качестве анода. Катодом является внутреннее металлическое покрытие баллона. На электроды подается высокое напряжение постоянного тока (400÷1000 В). При попадании внутрь баллона бета-частиц или электронов, выбитых из стенок счетчика гамма-лучами, происходит ионизация газа. В результате между электродами возникает лавина ионов и происходит кратковременный электрический разряд. В цепи счетчика регистрируется импульс напряжения. Чувствительность счетчиков зависит в первую очередь от материала катода, из которого гамма-лучи выбивают электроны

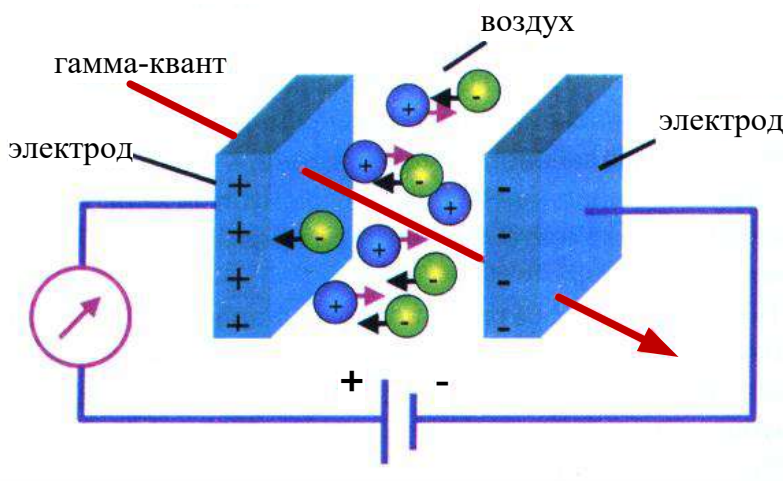


Рис. 1. Устройство ионизационной камеры

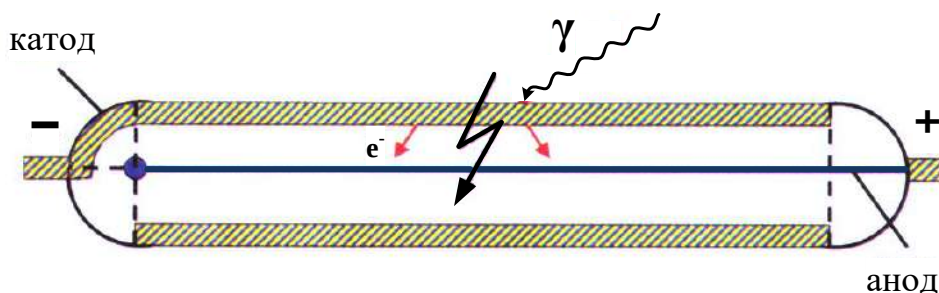


Рис. 2. Устройство газоразрядного счетчика

2) *полупроводниковые детекторы;*

Они сходны с ионизационными детекторами, но роль ионизационной камеры в этом случае выполняют твердые полупроводники.

Полупроводники - это кристаллические вещества, электропроводность которых при обычной температуре имеет промежуточное значение между электропроводностью металлов (10^6 - 10^4 Ом $^{-1}$ см $^{-1}$) и диэлектриков (10^{-10} - 10^{-12} Ом $^{-1}$ см $^{-1}$). Под действием радиоактивных частиц в полупроводниковых детекторах происходит переход электронов из валентной зоны в зону проводимости (рис. 3). В результате образуются свободные носители зарядов: электроны (n -проводимость) и дырки (p -проводимость). Под действием внешнего электрического поля, приложенного к полупроводнику, электроны и дырки притягиваются к соответствующим электродам, обуславливая накопление заряда. Последний дает импульс напряжения, который подается в усилительно-измерительную схему прибора.

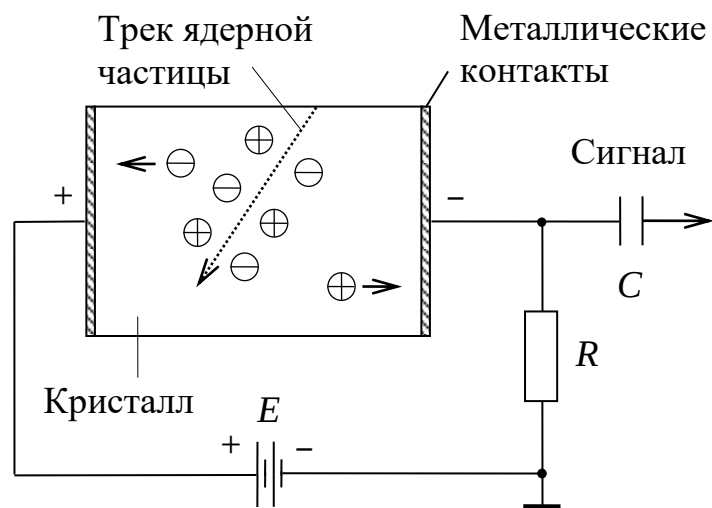


Рис. 3. Принцип работы полупроводникового детектора

В качестве полупроводника в радиометрических приборах чаще всего применяют монокристаллы германия. С его помощью регистрируют высокоэнергетические гамма- и бета-лучи. Для регистрации альфа-частиц, низкоэнергетических гамма-квантов и рентгеновских лучей используют кремниевые детекторы (монокристаллы кремния).

В противоположность металлам, у которых электропроводность умень-

шается с ростом температуры, у полупроводников с увеличением этого параметра электропроводность резко возрастает. Поэтому многие из полупроводниковых материалов требуют сильного охлаждения при работе, что усложняет устройство приборов, их эксплуатацию и удорожает их стоимость. Исследователи находятся в постоянном поиске новых полупроводников, которые могут работать при обычных температурах. К таким материалам относятся теллурид кадмия, арсенид галлия и йодид ртути, которые уже используются в самых современных радиометрах и спектрометрах. Поскольку плотность полупроводниковых материалов намного выше плотности газов, то энергия поглощаемых частиц в них используется полнее, чем в ионизационных камерах. Поэтому полупроводниковые детекторы обладают очень высокой разрешающей способностью.

3) *сцинтилляционные детекторы;*

Сущность работы сцинтилляционного счетчика заключается в регистрации вспышек *люминесценции*, возникающих в некоторых кристаллах, органических жидкостях или пластмассах при попадании в них заряженных частиц или гамма-квантов.

Вспышки в кристалле фиксируются *фотокатодом*, и в цепи возникает импульс электрического тока (рис.4).

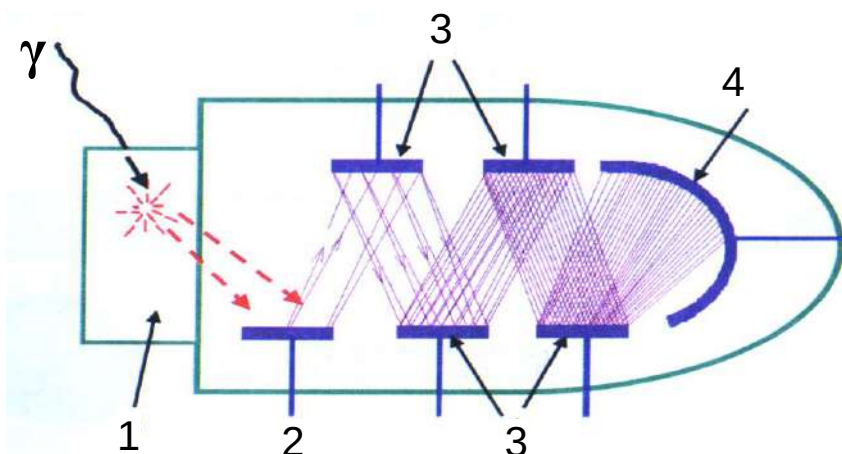


Рис. 4. Сцинтилляционный детектор: 1 - сцинтиллятор, 2 - фокусирующий электрод, 3 - система динодов, 4 - анод ФЭУ

Однако сами по себе вспышки могут быть очень слабыми. Для их фиксации применяются *фотоэлектронные умножители* (ФЭУ). Они представляют собой вакуумные электронные приборы с системой умножения электронов, выбитых световой вспышкой с поверхности фотокатода (рис.4). Умножительная система состоит из нескольких последовательно расположенных *динодов* (эмиттеров), покрытых специальным слоем. Электроны, бомбардирующие диноды, выбивают из них вторичные электроны, количество которых минимум в 2 раза превышает число первичных электронов. Таким образом, каждый последующий динод увеличивает количество электронов. С последнего динода в усилительно-измерительную схему прибора поступает лавина электронов. Благодаря ФЭУ сцинтилляционные счетчики обладают гораздо большей чувствительностью по сравнению с газонаполненными счетчиками.

Лабораторная работа № 11

Расчет интенсивности гамма-излучения над радиоактивным пластом, выходящим на дневную поверхность

Допустим, что вертикальный активный пласт мощности ΔH выходит на дневную поверхность. Найдем распределение γ -поля по профилю x на высоте h от границы раздела земля-воздух.

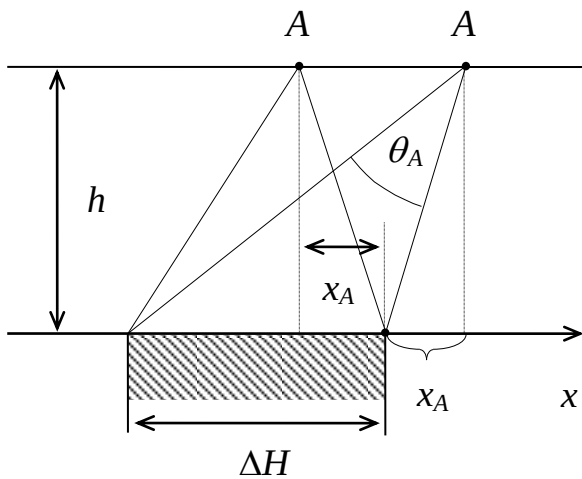


Рис. 1.

Начало координат поместим на границу раздела пласт-вмещающая неактивная среда. При рассмотрении этой задачи ограничимся расчетом γ -поля в произвольной точке A профиля x (рис.1). Если высота h такая, что можно пренебречь ослаблением γ -лучей в воздухе, то формула расчета поля через телесный угол будет выглядеть следующим образом:

$$I_A = K\sigma_0\omega_A \quad (1)$$

где ω_A – телесный угол, под которым видна излучающая поверхность однородно-активного пласта из точки наблюдения A , K – пересчетный коэффициент радиометра в $((\text{мкР/ч}) \cdot \text{см}^2)/\text{Г}$, σ_0 – эквивалентная поверхностная плотность источников гамма-излучения в ГУ/см^2 .

Эквивалентная поверхностная плотность источников гамма-излучения σ_0 зависит от содержания радиоактивного элемента Q и массового коэффициента поглощения гамма-излучения $\bar{\mu}$:

$$\sigma_0 = \frac{Q \cdot 10^{-2}}{\bar{\mu}}. \quad (2)$$

Для уран-радиевого ряда $\bar{\mu} = 0,032 \text{ см}^2/\text{Г}$.

Если простираение пласта бесконечно, а съемочный профиль проложен вкрест простираения, то можно показать, что телесный угол ω_A будет равен двум плоским углам θ_A (рис. 1), т.е.

$$I_A = 2K\sigma_0\theta_A, \quad (3)$$

Поскольку

$$\theta_A = \operatorname{arctg} \frac{x_A + \Delta H}{h} - \operatorname{arctg} \frac{x_A}{h},$$

то

$$I_A = 2K\sigma_0 \left(\operatorname{arctg} \frac{x_A + \Delta H}{h} - \operatorname{arctg} \frac{x_A}{h} \right). \quad (4)$$

Таким образом, расчет γ -поля по съемочному профилю в данном случае сводится к расчету плоских углов θ_i , которые легко находятся в любой точке с заданными параметрами ΔH , h и x_i .

Задание.

1. Используя выражение (4), рассчитать интенсивность гамма-излучения над радиоактивным пластом, выходящим на дневную поверхность.
2. Координату x менять от 0 до 100 м с шагом $\Delta x = 5$ м. Начало координат поместить на правую границу пласта.
3. Пересчетный коэффициент радиометра K принять равным 2860 ((мкР/ч)·см²)/г.
4. Высоту точки измерения h и содержание урана Q_U взять согласно заданному варианту (табл. 1).

Таблица 1

вариант данные	1	2	3	4	5	6	7
$Q_U, \%$	0,001	0,002	0,003	0,004	0,005	0,006	0,007
$h, м$	0,5	1	1,5	2	2,5	3	0,5
$\Delta H, м$	40	40	40	50	50	50	60

продолжение табл. 1

вариант данные	8	9	10	11	12	13	14
$Q_U, \%$	0,008	0,009	0,01	0,02	0,03	0,04	0,05
$h, м$	1	1,5	2	2,5	3	1	2
$\Delta H, м$	60	60	50	50	50	40	40

4. Результаты расчета привести в виде графика, под которым поместить разрез в соответствующем масштабе (рис. 2).

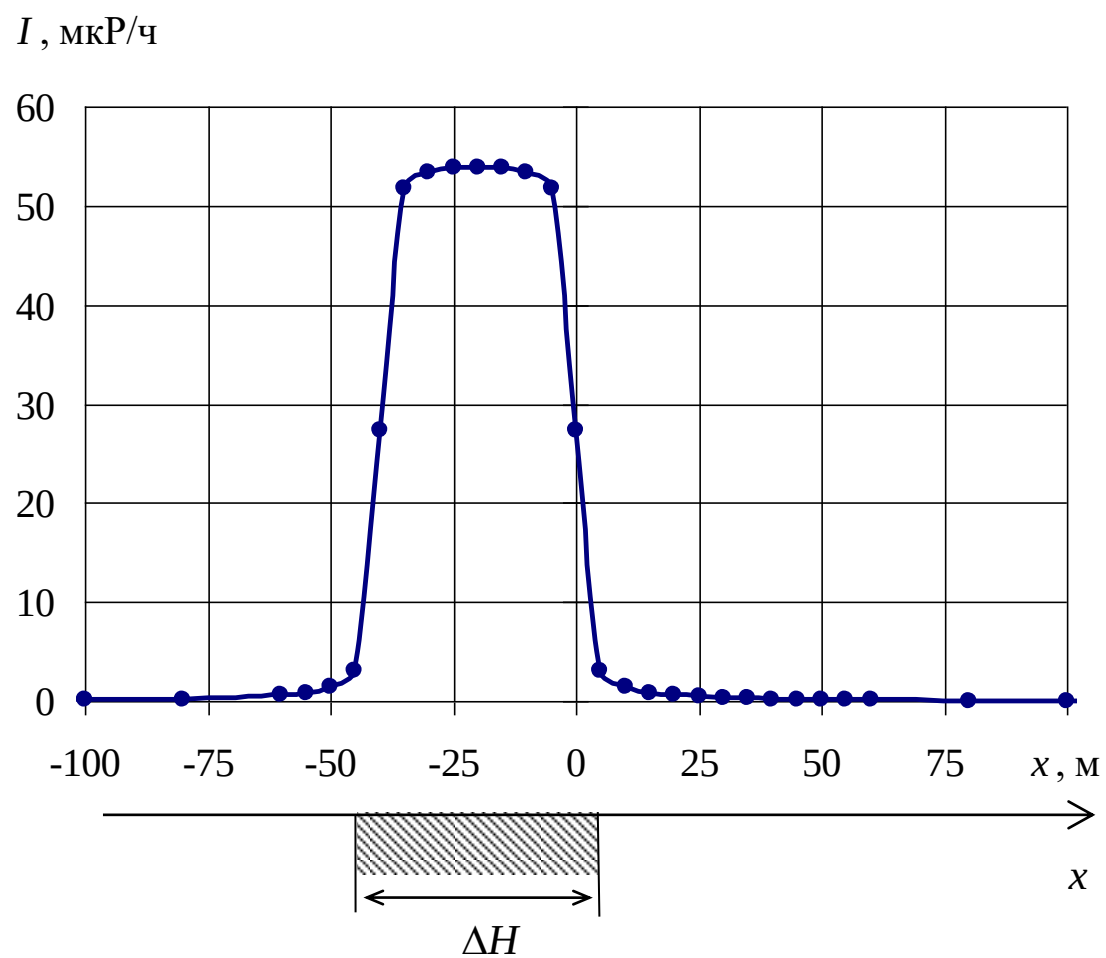


Рис. 2. Интенсивность гамма-излучения над радиоактивным пластом, выходящим на дневную поверхность

Лабораторная работа № 12

Изучение характера инерционных искажений при аэро-гамма-съемке

Радиометры для регистрации гамма-поля обладают инерционностью, т.е. запаздыванием показаний прибора во времени. Инерционность обусловлена наличием в усилительно-регистрирующей схеме интегрирующего контура – RC-цепочки. При неподвижном радиометре, например при пешеходной гамма-съемке, это обстоятельство не влияет на показание прибора. Однако при съемке в движении (авто-, аэро-гамма-съемка) записанная кривая интенсивности искажается – она смещается в сторону движения радиометра, а максимум уменьшается по амплитуде. Поэтому записанная кривая не соответствует фактической интенсивности. При авто-гамма-съемке искажениями обычно пренебрегают из-за невысокой скорости перемещения радиометра, зато при аэро-гамма-съемке искажения необходимо учитывать.

Для выяснения характера инерционных искажений необходимо перестроить теоретически рассчитанную кривую в кривую, которую записал бы аэро-гамма-радиометр при съемке.

Расчет теоретической кривой интенсивности точечного источника для высоты h производится по формуле

$$I_i^{\text{теор}} = I_0 \frac{e^{-\mu_B \sqrt{h^2 + x_i^2}}}{h^2 + x_i^2}, \quad (1)$$

где I_0 – интенсивность гамма-поля на поверхности земли, μ_B – коэффициент ослабления гамма-излучения в воздухе, x_i – координата i -ой точки по профилю.

Записанная интенсивность гамма-излучения в i -ой точке профиля:

$$I_i^{\text{зап}} = \left(1 - e^{-\frac{\Delta t}{\tau}}\right) \cdot I_i^{\text{теор}} + e^{-\frac{\Delta t}{\tau}} \cdot I_{i-1}^{\text{зап}}, \quad (2)$$

где $I_i^{\text{теор}}$ – теоретическая интенсивность гамма-излучения в i -ой точке профиля; $I_{i-1}^{\text{зап}}$ – записанная интенсивность гамма-излучения в предыдущей точке, т.е. в точке с номером $i-1$; τ – постоянная времени радиометра, определяемая произведением R на C ; Δt – интервал времени между соседними отсчетами интенсивности гамма-излучения.

Интервал времени Δt между соседними отсчетами интенсивности гамма-излучения можно найти, зная расстояние Δx между соседними отсчетами в м и скорость движения самолета v в м/с:

$$\Delta t = \frac{\Delta x}{v}. \quad (3)$$

Задание

1) Рассчитать по формуле (1) и построить с шагом $\Delta x=50$ м теоретическую кривую интенсивности гамма-поля точечного источника, находящегося на дневной поверхности. Расчет кривой провести для точек с координатами x , из-

меняющимися от -300 до 300 м.

2) По формуле (2) перестроить полученную кривую в записанную, приняв $\tau=2$ с, $v=180$ км/ч, $\Delta x=50$ м. При вычислении первого значения $I_i^{\text{зап}}$ $I_{i-1}^{\text{зап}}$ принять равной нулю.

3) Результаты вычисления $I_i^{\text{теор}}$ и $I_i^{\text{зап}}$ привести на графике (рис 1, 2).

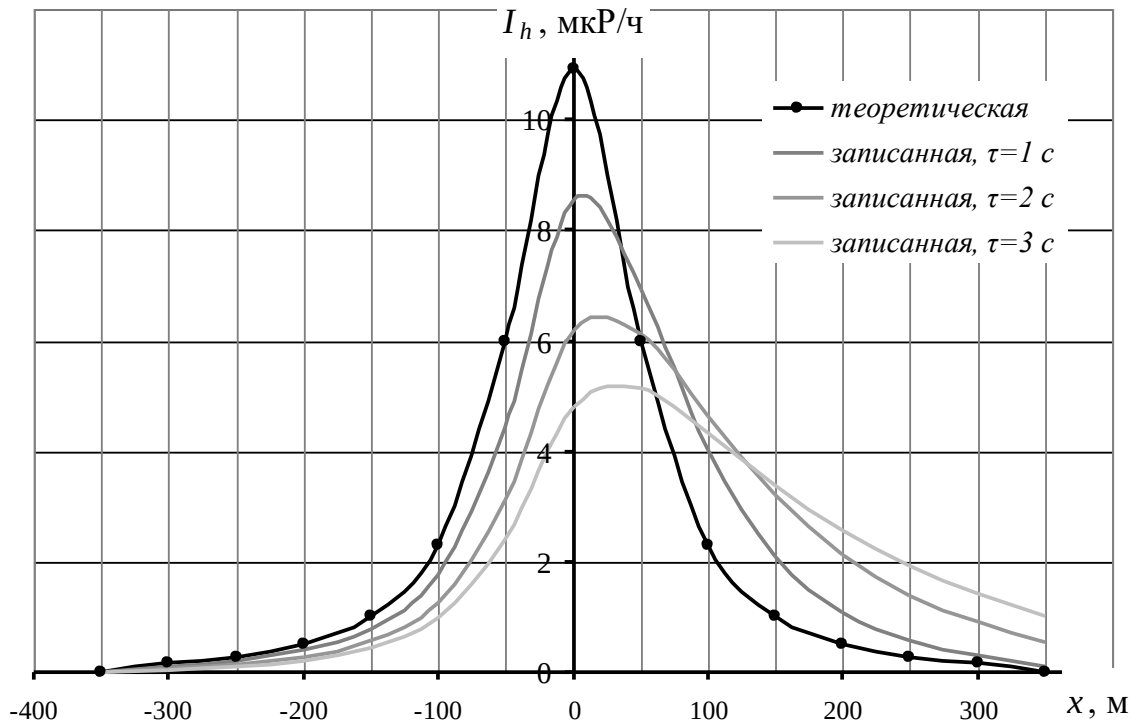


Рис. 1. Теоретическая кривая интенсивности гамма-поля точечного источника, находящегося на дневной поверхности, и записанная при аэро-гамма-съемке со скоростью самолета 180 км/ч

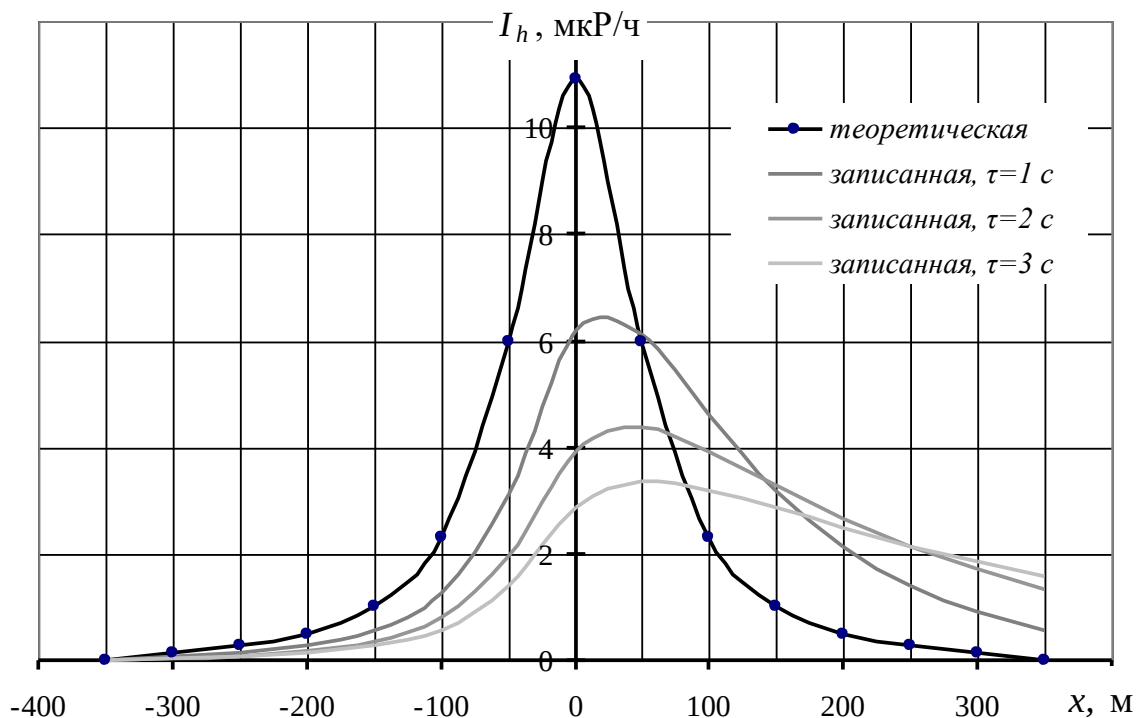


Рис. 2. Теоретическая кривая интенсивности гамма-поля точечного источника, находящегося на дневной поверхности, и записанная при аэро-гамма-съемке со скоростью самолета 360 км/ч

4) Определить коэффициент инерционных искажений Q радиометра по формуле

$$Q = \frac{I_{\max}^{\text{ист}}}{I_{\max}^{\text{зап}}} . \quad (4)$$

таблица 1

Условия расчета:

вариант	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 4	Вариант 5	Вариант 6	Вариант 7	Вариант 8	Вариант 9	Вариант 10
параметр	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 4	Вариант 5	Вариант 6	Вариант 7	Вариант 8	Вариант 9	Вариант 10
I_0 , мкР/ч	$6 \cdot 10^4$	$5 \cdot 10^4$	$4 \cdot 10^4$	$3 \cdot 10^4$	$2 \cdot 10^4$	$5 \cdot 10^4$	$4 \cdot 10^4$	$3 \cdot 10^4$	$2 \cdot 10^4$	$1 \cdot 10^4$
μ_B , M^{-1}	$4 \cdot 10^{-3}$									
h , м	70	60	50	40	30	70	60	50	40	30

Обработка результатов аэро-гамма-съемки

Вследствие инерционности радиометрической аппаратуры кривые изменения интенсивности гамма-излучения, регистрируемые при движении самолета, искажаются. Форма аномалии сглаживается и растягивается в направлении движения, максимальные амплитуды уменьшаются. Особенно велико влияние инерционности для измерений гамма-поля на мало-мощных активных участках.

При обработке результатов аэро-гамма-съемки необходимо вводить поправки за инерционные искажения, то есть восстанавливать действительный вид кривой.

Действительные значения интенсивности гамма-излучения можно вычислить по записанным данным в движении следующим образом:

$$I_i^{\text{действ}} = \frac{I_i^{\text{зап}} - e^{-\frac{\Delta t}{\tau}} \cdot I_{i-1}^{\text{зап}}}{1 - e^{-\frac{\Delta t}{\tau}}} \quad (1)$$

где $I_i^{\text{зап}}$ – записанная интенсивность гамма-излучения в i -ой точке профиля; $I_{i-1}^{\text{зап}}$ – записанная интенсивность гамма-излучения в предыдущей точке, т.е. в точке с номером $i-1$; τ – постоянная времени радиометра, определяемая произведением R на C ; Δt – интервал времени между соседними отсчетами интенсивности гамма-излучения.

Интервал времени Δt между соседними отсчетами интенсивности гамма-излучения можно найти, зная расстояние Δx между соседними отсчетами в м и скорость движения самолета v в м/с:

$$\Delta t = \frac{\Delta x}{v} . \quad (2)$$

Задание

В таблице 1 приведены результаты измерения интенсивности гамма-излучения над вертикальным радиоактивным пластом, выходящим на дневную поверхность, записанные при аэро-гамма-съемке. При этом скорость движения самолета v соответствовала 180 км/час, расстояние между соседними отсчетами Δx соответствовало 50 м, постоянная времени прибора τ соответствовала 2 с.

1) По заданному варианту зарегистрированной при аэро-гамма-съемке кривой (таблица 1) восстановить действительные значения интенсивности гамма-излучения над пластом, используя формулу (1).

2) Построить графики $I_i^{\text{зап}}$ и $I_i^{\text{действ}}$, как показано на рис 1.

таблица 1

№ варианта	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
х, м	$I_{\text{зап}}$, мкР/ч													
0	2	2	2	2	2	2	2	1	1	2	2	1	1	1
50	2	2	2	2	2	2	2	1	1	2	2	1	1	1
100	3	4	3	3	3	3	3	2	2	3	3	2	2	2
150	3	5	4	4	4	4	3	3	3	4	4	2	2	2
200	4	5	5	4	4	5	4	3	3	4	5	3	3	3
250	4	6	5	5	5	5	4	4	3	5	5	3	3	3
300	4	6	6	5	5	5	5	5	4	5	5	3	3	3
350	4	7	7	5	5	6	6	7	5	6	6	3	3	4
400	4	7	7	5	6	7	8	11	7	6	8	3	4	5
450	5	8	9	6	6	7	9	20	12	6	9	3	4	6
500	5	8	10	7	6	8	13	122	62	7	14	3	4	7
550	5	9	13	17	7	10	21	279	141	8	64	4	5	9
600	5	11	22	33	8	13	122	380	192	10	143	4	6	15
650	6	13	123	43	9	21	279	444	224	15	193	4	7	85
700	7	21	279	49	12	122	380	483	243	75	225	5	12	195
750	9	121	380	53	19	278	443	507	255	169	245	6	72	265
800	16	277	442	55	119	378	481	521	262	229	256	9	165	309
850	114	376	479	56	272	439	503	527	265	265	262	58	225	335
900	262	431	495	57	366	470	510	525	264	284	263	132	258	346
950	263	370	410	47	329	394	418	428	215	238	215	133	221	286
1000	170	238	262	32	212	252	267	273	138	153	139	86	142	183
1050	108	151	166	22	134	160	169	172	88	98	89	55	90	116
1100	69	97	106	16	86	102	107	109	56	63	58	36	57	74
1150	45	63	68	12	56	66	69	70	36	41	38	23	37	47
1200	29	42	45	9	37	43	45	45	24	28	26	16	24	31
1250	20	29	30	8	25	29	30	30	17	20	18	11	17	21
1300	14	20	21	7	18	21	21	21	12	14	14	8	12	14
1350	11	15	16	6	13	15	15	15	9	11	11	6	9	10
1400	8	12	12	6	10	12	11	11	7	9	9	5	7	8
1450	7	10	10	6	9	10	9	8	6	8	8	4	5	6
1500	6	9	8	5	7	8	8	7	5	7	7	4	5	5
1550	5	8	7	5	7	7	7	6	4	6	6	4	4	5
1600	5	7	7	5	6	7	6	5	4	6	6	3	4	4
1650	5	7	6	5	6	6	5	4	4	6	6	3	4	4
1700	4	7	6	5	6	6	5	4	4	5	5	3	3	4
1750	4	6	6	5	5	6	5	4	3	5	5	3	3	3
1800	4	6	5	5	5	5	4	4	3	5	5	3	3	3
1850	4	6	5	5	5	5	4	3	3	5	5	3	3	3
1900	4	6	5	5	5	5	4	3	3	5	5	3	3	3

3) Определить координаты границ пласта x_1 и x_2 в м по половине максимального значения интенсивности гамма-излучения I_{max} над пластом.

4) Определить мощность пласта в м: $h = x_2 - x_1$.

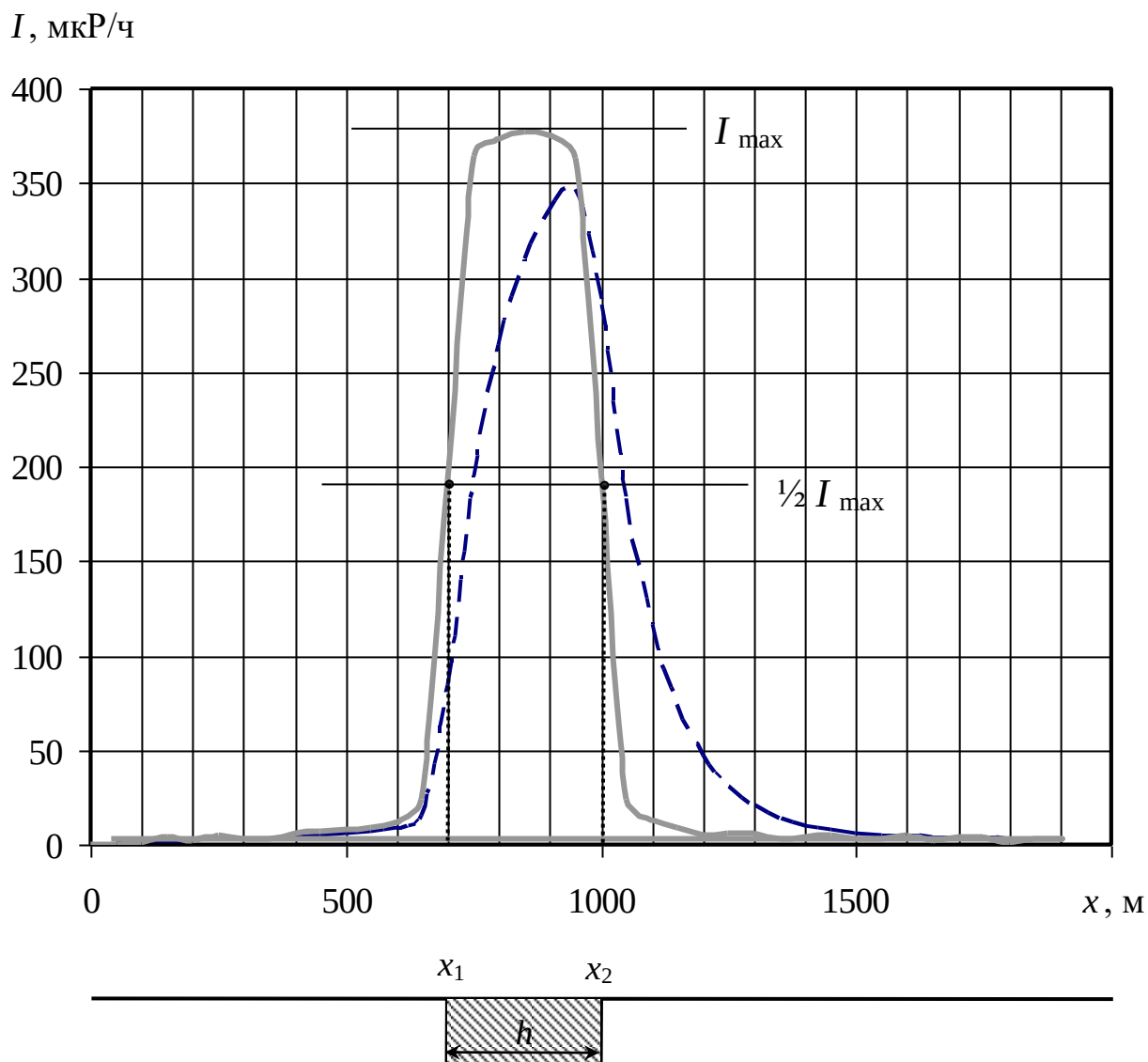


Рис.1. Интенсивность гамма-излучения над радиоактивным пластом, зарегистрированная при аэро-гамма-съемке (пунктирная линия), и действительная (сплошная линия)

Интерпретация диаграмм гамма-каротажа (ГК) скважин графическим способом

При количественной интерпретации диаграмм гамма-каротажа определяют два параметра:

- положение границ радиоактивного пласта и его видимую мощность h_v ;
- концентрацию радиоактивного элемента Q_U .

Во всех известных способах интерпретации используется пропорциональная зависимость между интенсивностью гамма-излучения и концентрацией радиоактивного вещества.

Способ определения границ пласта зависит от того, резкие или нерезкие у него границы.

Резкость границ пласта оценивают по величине проекции на ось глубин «прямолинейного» участка крыла графика гамма-аномалии p , продолженного до пересечения с уровнем фона (рис. 1).

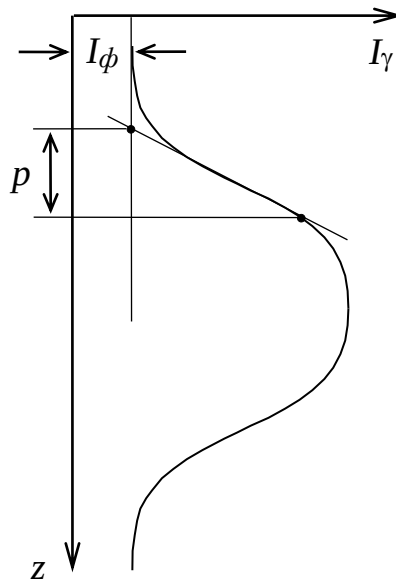


Рис. 1. Определение резкости границ пласта

Если величина отрезка $p < 100/\delta$ (где δ - плотность руды в г/см³), то граница пласта резкая, если величина отрезка $p \geq 100/\delta$, то граница пласта нерезкая.

В зависимости от того, резкие или нерезкие границы у пласта, насыщен ли пласт по гамма-излучению или нет, для определения его мощности используют один из трех способов.

Если пласт имеет резкие границы, т.е. когда концентрация радиоактивного элемента от вмещающих пород к руде меняется резко или скачком, то используют один из следующих способов:

1) Способ « $1/2 I_{max}$ », если пласт насыщен по гамма-излучению, т.е. если ширина аномалии ГК на ее полувывсоте $Z_{1/2} \geq 50$ см;

2) Способ « $4/5 I_{max}$ », если пласт не насыщен по гамма-излучению, т.е. если ширина аномалии ГК на ее полувывсоте $Z_{1/2} < 50$ см.

Суть способа « $1/2 I_{max}$ » проиллюстрирована на рис. 2, где приведены примеры определения мощности для случая, когда фоновое гамма-излучение со стороны кровли и подошвы пласта одинаково (а) и разное (б).

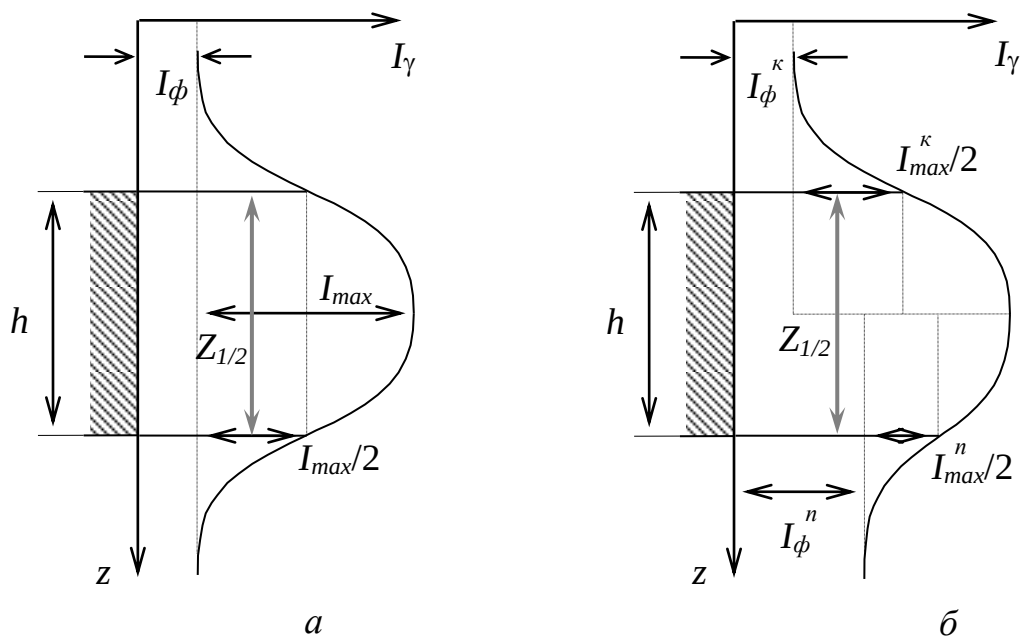


Рис. 2. Определение границ пласта и его мощности по способу « $1/2 I_{max}$ »

Суть способа « $4/5 I_{max}$ » проиллюстрирована на рис. 3., где приведены примеры определения мощности для случая, когда фоновое гамма-излучение со стороны кровли и подошвы пласта одинаково (а) и разное (б).

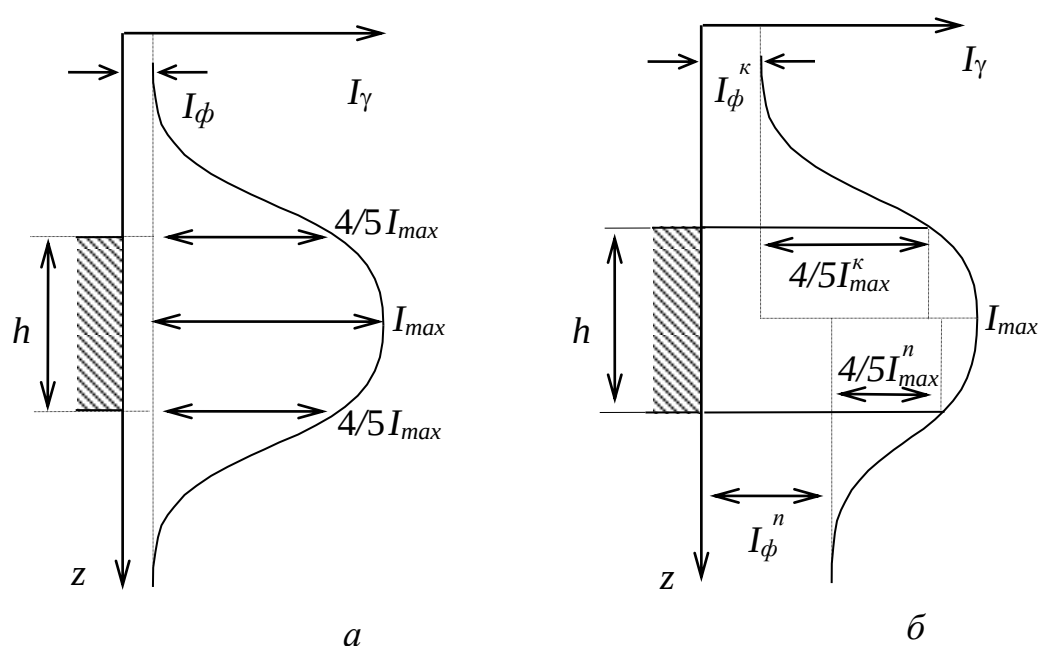


Рис. 3. Определение границ пласта и его мощности по способу « $4/5 I_{max}$ »

Если пласт имеет нерезкие границы, т.е. когда концентрация радиоактивного элемента от вмещающих пород к руде меняется постепенно, то используют способ «заданной интенсивности»:

3) Способ « $I_{\text{зад}}$ ».

По способу « $I_{\text{зад}}$ » границы рудных интервалов находят по проекциям на ось глубин точек диаграммы, в которых интенсивность гамма-излучения равна заданной. Заданная интенсивность определяется бортовым (заданным) содержанием урана:

$$I_{\text{зад}} = 100 \cdot K_0 \cdot Q_U^{\text{зад}} \quad (1)$$

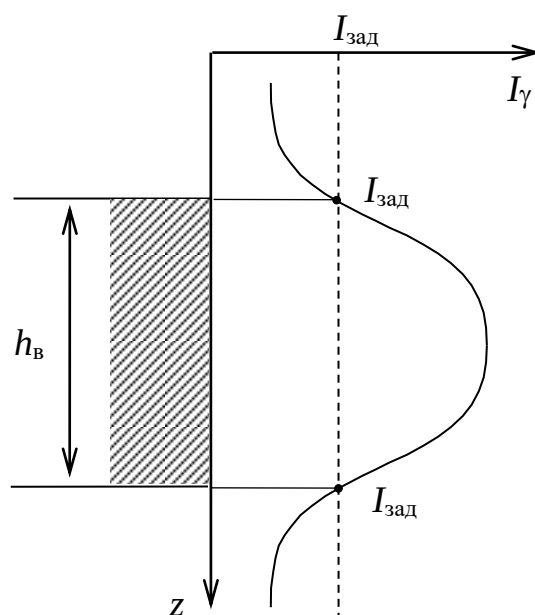


Рис. 4. Определение границ пласта и его мощности по способу « $I_{\text{зад}}$ »

Если скважина, в которой проводилась запись диаграммы ГК, не обсажена и не заполнена промывочной жидкостью, то содержание урана Q_U в пласте вычисляют по формуле:

$$Q_U = \frac{S}{100 \cdot K_0 \cdot h_{\text{в}}} \quad (2)$$

где S – площадь гамма-аномалии на диаграмме ГК в см·мкР/ч; K_0 – пересчетный коэффициент прибора в (мкР/ч)/0,01 % U; $h_{\text{в}}$ – видимая мощность пласта в см.

На рис. 4 приведены примеры определения площади аномалии по диаграмме ГК для случая одинаковых (а) и разных величин (б) фонового гамма-излучения со стороны кровли и подошвы пласта.

Площадь гамма-аномалии S определяется путем подсчета количества клеточек N внутри аномалии и умножением полученного значения на масштаб диаграммы по оси глубин C_z и на масштаб диаграммы по оси интенсивности C_I :

$$S = N \cdot C_Z \cdot C_I \quad (2)$$

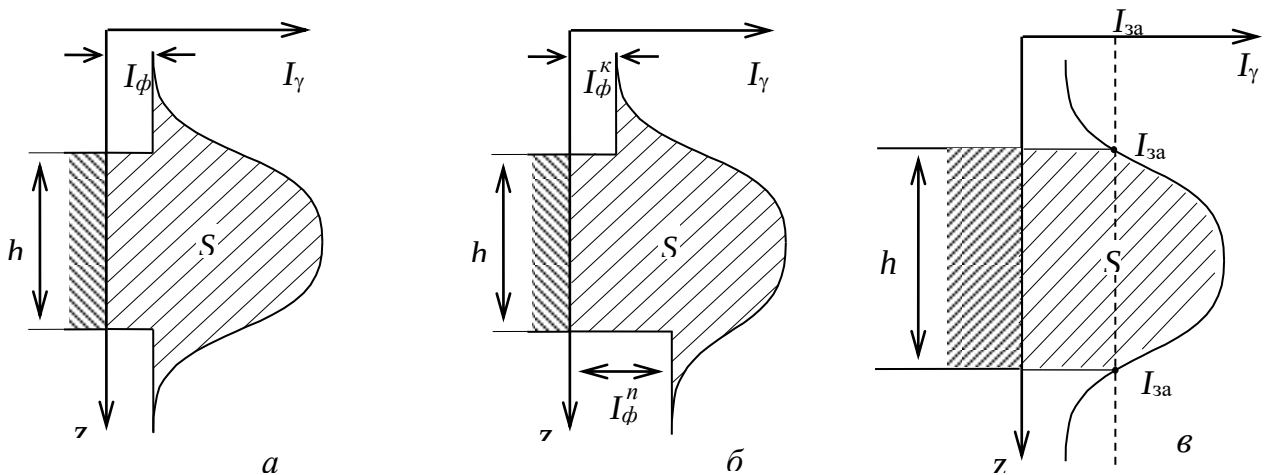


Рис. 5. Определение площади гамма-аномалии от радиоактивного пласта: *а* – с резкими границами и одинаковым уровнем фона со стороны кровли и со стороны подошвы пласта, *б* – с резкими границами и разным уровнем фона со стороны кровли и со стороны подошвы пласта, *в* – с нерезкими границами

Задание

По выданной преподавателем диаграмме ГК, зарегистрированной в сухой необсаженной скважине на одном из урановых месторождений, определить:

1) резкость границ пласта со стороны кровли и подошвы, как показано на рис. 1, сравнив величину отрезка p с величиной $100/\delta$ (где δ - плотность руды в г/см³ указана на диаграмме ГК);

2) по величине отрезка $Z_{1/2}$ (рис. 2) определить, насыщен ли пласт по гамма-излучению;

3) в зависимости от того, резкие или нерезкие границы у пласта, насыщен ли пласт по гамма-излучению или нет, определить его границы и мощность h , правильно выбрав способ определения;

4) используя формулу (2), вычислить содержание урана в пласте Q_U и сравнить его со средним содержанием урана в земной коре ($3 \cdot 10^{-4} \%$). Сделать выводы.

Лабораторная работа №15

Оценка качества радиометрической съемки

Цель работы: получить практические навыки выявления грубых, систематических и случайных ошибок наблюдений при анализе результатов полевой гамма-съемки (γ -съемки).

Надежность, а иногда и принципиальная возможность изучения тех или иных особенностей геологического строения, зависит от того, с какой погрешностью выявлены физические поля, несущие геологическую информацию. Эта погрешность может возникать как за счет неточности самих измерений, так и за счет того, что результаты измерений содержат составляющие, не связанные с геологическим строением, которые не удастся полностью исключить при обработке наблюдений. Поэтому при проектировании и оценке выполненных геофизических работ всегда обсуждается вопрос о допустимой погрешности измерений.

Погрешностью измерения называется отклонение результата измерения от истинного значения измеряемой величины. Погрешности измерений обуславливаются различными факторами. При радиометрических и ядерно-геофизических измерениях они включают:

- 1) ошибки, связанные со статистической природой радиоактивности (статистика счета);
- 2) аппаратные ошибки, связанные с нестабильностью работы отдельных блоков аппаратуры (инструментальные ошибки);
- 3) методические ошибки, связанные с эталонированием, непостоянством вещественного состава, плотности и других характеристик горных пород, руд, наличием «мешающего» фона;
- 4) ошибки, связанные с отбором и подготовкой проб;
- 5) ошибки оператора, включая ошибки округления при взятии показаний прибора.

Изучение всех возможных источников ошибок и закономерностей их возникновения позволяет разделить все ошибки на три вида: *грубые, систематические и случайные*.

Грубые ошибки возникают чаще всего из-за неопытности наблюдателя. Это неправильно взятые отсчеты, ошибки при записи, описки и т.д. Такие ошибки подлежат исключению и в дальнейшем не рассматриваются.

Систематические ошибки возникают главным образом из-за неправильных показаний прибора или ошибок, допущенных при градуировании радиометров и т.д. Примером таких ошибок являются ошибки, возникающие при измерениях неправильно проградуированным прибором или при пользовании загрязненных или разубоженных эталонов (разубоживание - снижение содержания радиоактивных элементов в эталоне за счет смеше-

ния с пустой породой). Систематические ошибки необходимо выявить. Причины их возникновения должны быть устранены.

Существует несколько способов выявления систематических ошибок путем анализа результатов основных и повторных измерений (число повторных измерений обычно составляет 5-10 % от общего числа наблюдений).

1. Корреляционный способ. Сущность этого способа сводится к сравнению результатов основных и контрольных измерений. Для этого на координатную сетку (рис. 1) наносятся результаты основных x_o и контрольного x_k измерений.

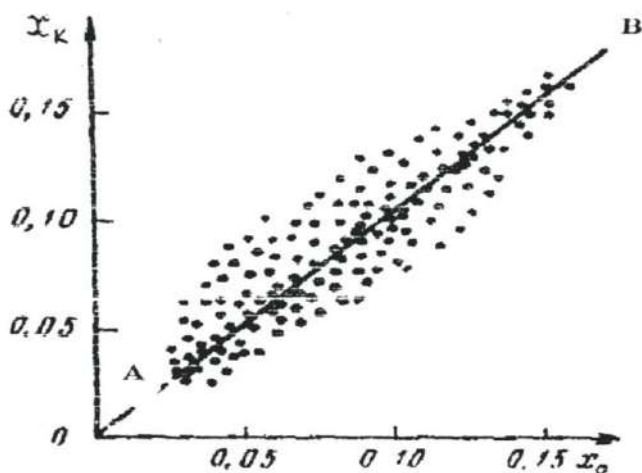


Рис.1. Корреляционный способ выявления систематической ошибки измерений

Через совокупность точек проводится линия AB так, чтобы точки располагались симметрично относительно этой линии. Если линия AB проходит через начало координат под углом 45° , систематическая ошибка отсутствует. Другие случаи будут свидетельствовать о ее наличии.

2. Способ вариационной кривой. В этом способе расхождения между первичным и повторным наблюдениями принимают за величину ошибки каждого измерения. Затем подсчитывают количество случаев, когда ошибка лежит в определенном интервале, и определяют процент случаев от общего числа повторных наблюдений:

$$n = \frac{n_i}{N} \cdot 100\%,$$

где n_i – число случаев в i -м интервале; N – число повторных наблюдений. Результаты вычислений изображают графически в виде вариационной кривой (рис. 2).

При наличии систематических ошибок максимум кривой может сместиться с нуля. По величине смещения максимума можно определить величину систематической ошибки.

Случайные погрешности измерений по абсолютной величине невелики и связаны с различными факторами при производстве работы. По характеру распределения случайных ошибок удастся объективно оценить качество проведенных измерений.

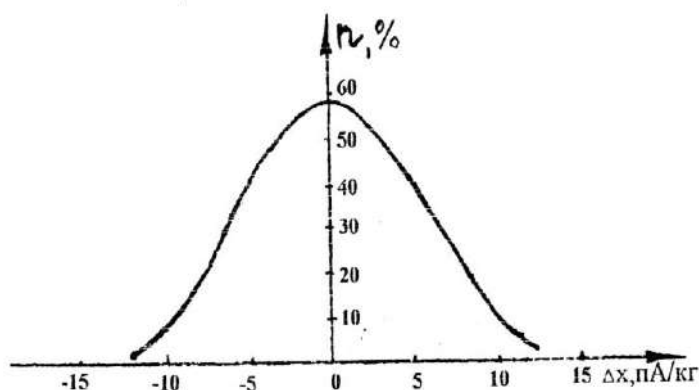


Рис. 2. Вариационная кривая ошибок измерения

Оценка случайных погрешностей производится при обработке измерений. Математическая теория погрешностей опирается на следующие свойства случайных ошибок:

- появление ошибок со знаком «+» и со знаком «-» равновероятно;
- появление ошибок больших (по абсолютной величине) менее вероятно, чем появление малых ошибок;
- сумма всех ошибок (с учетом знака) при числе измерений $n \rightarrow \infty$ равна 0.

Случайные ошибки имеют нормальное распределение при $n \rightarrow \infty$ и графически выражаются колоколообразной кривой, характер которой оценивается либо дисперсией, либо средним квадратическим значением.

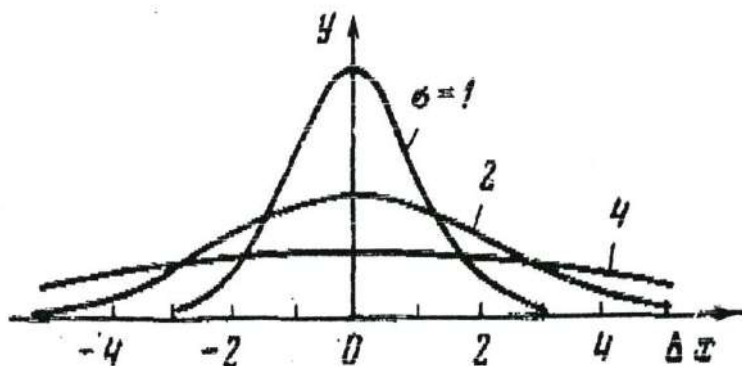


Рис. 3. Кривая нормального распределения случайных ошибок измерений

На рис. 3 показан характер распределения ошибок в виде вариационных кривых, построенных с различной степенью достоверности.

Как видно из рисунка, распределение погрешностей симметрично относительно Δx по оси абсцисс с центром в точке 0, а качество измерений определяется величиной дисперсии σ — чем она меньше, тем качество измерений выше, т.к. наибольшая часть ошибок приходится на малые значения σ .

Для определения закона распределения параметра и степени надежности такого распределения пользуются понятием доверительного интервала от $X + \Delta X$ до $X - \Delta X$, в который попадает истинное значение величины X . Надежность такого определения (α) зависит от числа измерений n и от величины доверительного интервала (табл. 1).

Таблица 1

При обработке полевых материалов радиометрических методов доверительный интервал выбирается в пределах от $(\chi - 3\sigma)$ до $(\chi + 3\sigma)$.

Доверительный интервал	Надежность α , %
От $(\chi - \sigma)$ до $(\chi + \sigma)$	68,3
От $(\chi - 2\sigma)$ до $(\chi + 2\sigma)$	95,0
От $(\chi - 3\sigma)$ до $(\chi + 3\sigma)$	99,7

Достоверность приведенных радиометрических съемок оценивают путем расчета средней квадратической погрешности съемки по результатам контрольных наблюдений

$$\sigma = \pm \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_{i_1} - x_{i_2})^2}{2n - 1}}$$

где x_{i_1}, x_{i_2} – соответственно рядовое и контрольное измерение гамма-поля; n – число контрольных измерений.

Точность съемки считается удовлетворительной, если $\sigma \leq P$, где P – точность используемого прибора.

Задание

1. Из полевого журнала (прил. 1) выписать в табл. 2. результаты основных P_1 и контрольных P_2 измерений гамма-поля.

Таблица 2

Результаты измерений гамма-поля

№ замера	P_1 , пА/кг	P_2 , пА/кг	$\Delta = P_1 - P_2$, пА/кг	Δ^2 , пА/кг
1.				
2.				
....				
				$\sum_{i=1}^n \Delta^2$

2. Вычислить расхождение значений гамма-поля между основными P_1 и контрольными P_2 замерами с соответствующими знаками $\Delta = P_1 - P_2$

3. По величине расхождения выявить наличие грубых ошибок и исключить их из дальнейшей обработки.

4. Оценить наличие систематической погрешности одним из описанных способов (корреляционный способ, способ вариационной кривой).

6. Вычислить среднюю квадратическую погрешность:

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n \Delta^2}{2n - 1}}$$

7. Оценить качество выполненной гамма-съемки.

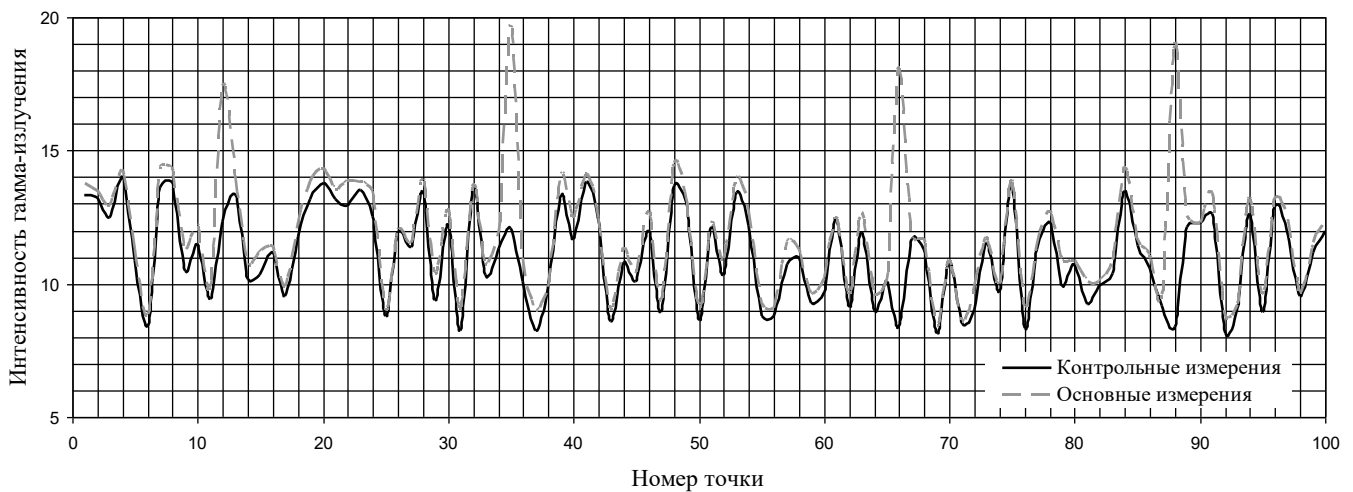


Рис 4. Графики основных и контрольных измерений

На рис. 4 хорошо видны 4 грубые ошибки – на пикете 12, 35, 66, 88. Эти значения при обработке результатов подлежат исключению.

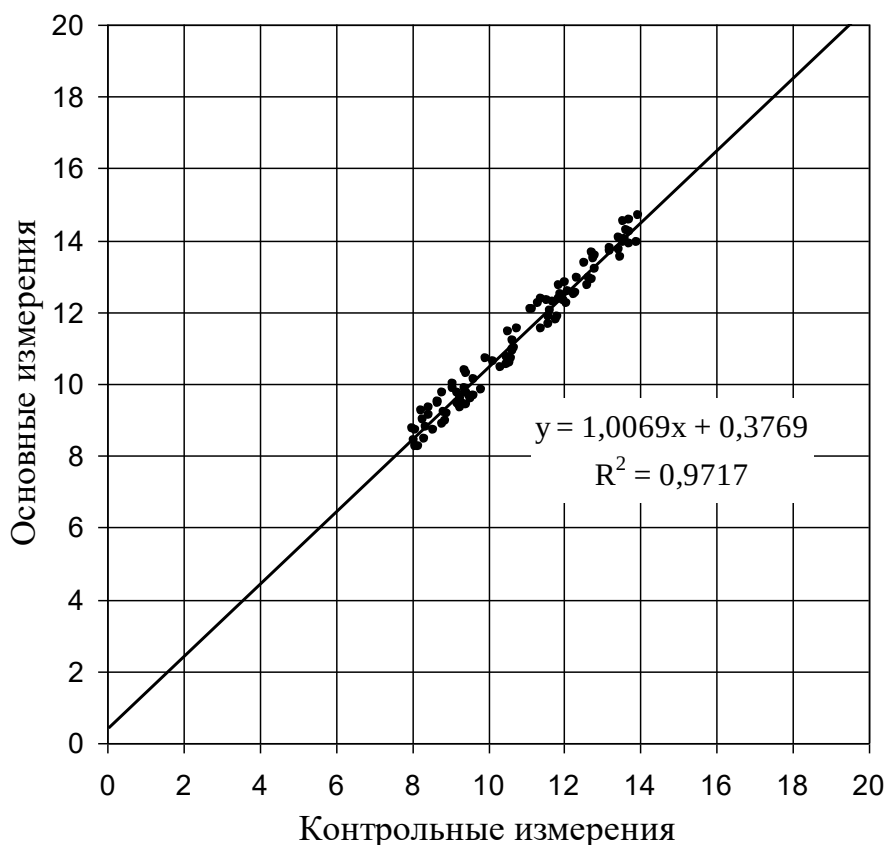


Рис. 5. Корреляция между основными и контрольными измерениями

На рис. 5 линия тренда не выходит из начала координат и угол ее наклона отличается от 45° . Это означает, что в результатах измерений гамма-поля присутствует систематическая ошибка. Это видно и на рис.4 – все точки графика контрольных наблюдений лежат ниже точек основных наблюдений, т.е. основные наблюдения завышены по сравнению с контрольными наблюдениями. Свободный член в уравнении регрессии (0,38) указывает на величину завышения показаний при основных измерениях.

Вариант 1					
№ П/П	P ₁	P ₂	№ П/П	P ₁	P ₂
1	2	3	1	2	3
1	11,7	12,1	51	13,1	14,0
2	11,6	11,7	52	11,9	12,5
3	12,2	12,8	53	10,4	10,9
4	9,7	9,7	54	12,2	12,5
5	9,0	9,3	55	12,0	12,3
6	9,2	9,2	56	12,2	13,1
7	13,1	13,3	57	12,6	12,9
8	8,7	9,3	58	11,3	11,6
9	11,7	12,0	59	14,0	14,8
10	13,0	13,9	60	11,3	11,4
11	12,8	13,3	61	12,5	13,4
12	11,3	17,4	62	13,9	14,0
13	8,0	8,9	63	10,7	10,8
14	13,5	13,5	64	13,5	14,5
15	12,8	12,9	65	12,4	12,8
16	11,3	12,0	66	9,6	18,1
17	10,3	10,4	67	9,8	9,8
18	10,3	11,1	68	13,1	13,4
19	12,9	13,8	69	11,3	11,6
20	9,5	10,0	70	11,9	11,9
21	13,8	14,0	71	11,0	11,2
22	11,7	12,5	72	11,2	12,0
23	11,8	11,8	73	8,4	9,3
24	9,6	10,4	74	11,1	11,2
25	8,2	8,4	75	9,5	10,1
26	8,4	9,0	76	11,0	11,9
27	11,3	12,1	77	9,5	10,2
28	10,3	10,7	78	12,2	13,0
29	11,4	12,0	79	11,7	11,9
30	10,5	10,5	80	10,7	11,3
31	12,7	13,2	81	12,3	12,4
32	8,1	8,6	82	8,9	9,0
33	10,5	10,7	83	11,7	12,2
34	11,6	12,0	84	10,5	11,4
35	8,1	19,7	85	8,2	8,9
36	12,3	12,8	86	13,0	13,5
37	11,3	11,5	87	9,6	10,3
38	13,2	13,4	88	11,5	20,0
39	11,3	11,8	89	9,8	10,1
40	12,2	12,9	90	8,6	9,1
41	10,3	11,2	91	11,4	11,5
42	9,4	9,6	92	8,2	8,4
43	12,7	13,1	93	9,4	9,9
44	9,3	9,4	94	10,9	11,0
45	11,6	12,3	95	12,4	12,8
46	11,2	11,5	96	13,2	14,2
47	11,8	12,2	97	12,6	13,1
48	13,7	14,5	98	8,9	9,5
49	9,8	10,8	99	10,2	10,9
50	11,7	12,1	100	8,8	8,8

Вариант 2					
№ П/П	P ₁	P ₂	№ П/П	P ₁	P ₂
1	2	3	1	2	3
1	10,5	12	51	10,4	11,7
2	11,8	12,8	52	11	10,5
3	13,5	12,6	53	12,2	9,75
4	12,8	12	54	10,8	11,25
5	11,7	11	55	13,3	12,5
6	11,8	11,4	56	11	12,5
7	14	12,5	57	12,5	14,5
8	12,3	13,4	58	11,2	10
9	12	11,75	59	10	11,5
10	10,8	13,5	60	10,2	8,75
11	12,1	12,5	61	9,8	10,25
12	12,5	12,5	62	10,3	10,25
13	10,7	11,75	63	9,5	8,75
14	14,2	14	64	11	9,8
15	11,5	14,5	65	10,5	11,25
16	11,3	10,5	66	9,5	10
17	12	11,5	67	12	11,25
18	10,5	12	68	13	12
19	12,2	11,25	69	9,5	10
20	11,5	12,2	70	11	9,5
21	10,3	13,5	71	9,5	10,5
22	11,3	10,2	72	9,8	9,25
23	12	13	73	9,5	8,75
24	12,5	12	74	10,2	12
25	12,5	13,3	75	11,8	12,5
26	21,3	12,5	76	10,5	11,5
27	10,7	11,5	77	11	11,25
28	9,3	10,5	78	10	12,25
29	10,7	9,5	79	11	10,75
30	11,3	12,5	80	10,3	11
31	11,2	13,5	81	10,5	11,25
32	12,5	13,2	82	9,5	10,5
33	14,5	12,5	83	9,6	10,75
34	13,8	11,5	84	10,2	11,5
35	10,5	11,5	85	9,5	11,25
36	11	10,5	86	10,5	12,5
37	12,6	12	87	10,2	11,25
38	11,7	10,5	88	9,5	11,25
39	12,5	13,5	89	10,3	12
40	10	10,7	90	11	12,5
41	10	11,2	91	10	11,5
42	11,3	10	92	11,3	14,25
43	12,5	11,2	93	11,3	14,25
44	11,8	11,5	94	10,8	13,25
45	11,3	12,5	95	10	11,5
46	9,5	11,2	96	10,3	11
47	10	10,75	97	7,9	9,25
48	9,5	11,2	98	9,2	11
49	11,8	12	99	11,3	12
50	12,2	12,5	100	10,3	13,5

Вариант 3					
№ п/п	P ₁	P ₂	№ п/п	P ₁	P ₂
1			1	2	3
1	13,4	13,4	51	19,5	20,0
2	19,4	19,5	52	19,1	20,0
3	15,5	16,3	53	16,4	16,5
4	17,5	18,1	54	15,6	15,6
5	19,7	19,9	55	14,5	15,3
6	14,7	15,4	56	14,9	15,9
7	17,0	22,2	57	13,6	13,8
8	13,0	13,9	58	15,2	15,9
9	14,7	15,2	59	14,2	15,0
10	14,6	15,2	60	19,1	19,8
11	17,8	18,3	61	15,0	15,1
12	16,7	17,4	62	14,1	14,1
13	15,9	16,4	63	15,5	15,9
14	18,7	19,3	64	15,7	15,8
15	16,7	16,8	65	18,0	18,4
16	16,6	16,9	66	18,9	18,1
17	15,0	15,1	67	17,5	18,3
18	17,7	18,2	68	18,7	18,7
19	17,5	17,9	69	14,9	15,2
20	19,1	20,1	70	14,2	14,8
21	15,9	16,8	71	19,1	23,5
22	13,2	13,4	72	19,7	20,0
23	16,7	17,6	73	16,0	16,6
24	15,8	16,4	74	13,1	13,5
25	16,0	16,1	75	14,8	15,3
26	16,5	16,7	76	13,6	14,1
27	18,6	18,9	77	13,4	13,5
28	16,0	16,5	78	19,2	19,5
29	14,3	15,1	79	15,5	16,0
30	13,5	14,5	80	17,8	18,6
31	13,8	14,2	81	14,9	15,7
32	13,6	14,3	82	14,6	15,6
33	18,0	26,1	83	16,1	16,2
34	18,0	18,2	84	14,5	15,5
35	13,4	19,7	85	14,7	15,5
36	16,1	16,9	86	14,5	15,4
37	16,0	16,1	87	13,3	13,5
38	14,7	15,1	88	17,9	20,0
39	17,2	17,6	89	16,3	16,5
40	18,9	19,0	90	18,6	19,6
41	19,3	19,9	91	19,7	20,2
42	13,5	14,3	92	14,7	15,0
43	18,2	18,5	93	19,2	20,2
44	17,6	17,9	94	19,3	20,1
45	17,3	17,8	95	16,3	17,0
46	16,2	16,4	96	17,0	17,6
47	13,1	13,7	97	17,5	31,4
48	17,2	17,9	98	13,4	13,8
49	15,7	15,9	99	15,6	16,1
50	14,3	15,3	100	19,3	20,2

Вариант 4					
№ п/п	P ₁	P ₂	№ п/п	P ₁	P ₂
1	2	3	1	2	3
1	15,9	16,6	51	11,4	10,2
2	15,1	15,6	52	15,8	16,8
3	16,5	17,3	53	11,0	11,6
4	17,5	17,9	54	11,3	11,4
5	17,6	15,6	55	13,5	13,6
6	13,3	12,0	56	15,4	16,3
7	16,9	15,6	57	11,8	12,3
8	14,4	12,7	58	12,5	12,5
9	15,6	13,8	59	17,7	18,3
10	13,0	11,1	60	11,9	12,7
11	17,0	15,5	61	12,5	11,1
12	13,7	14,4	62	16,4	15,2
13	16,0	16,5	63	17,1	7,4
14	16,4	26,1	64	12,5	10,7
15	14,7	15,6	65	17,7	15,8
16	17,1	17,9	66	14,5	12,6
17	14,8	15,0	67	11,2	9,5
18	13,6	13,9	68	16,3	15,3
19	15,3	15,3	69	13,3	14,2
20	18,0	18,1	70	14,7	15,3
21	13,9	14,2	71	11,7	23,5
22	12,7	13,0	72	14,2	14,5
23	14,2	12,8	73	14,4	14,7
24	14,0	12,0	74	11,8	12,5
25	11,8	10,3	75	15,9	16,1
26	14,1	13,0	76	12,0	12,4
27	13,9	12,3	77	11,8	12,3
28	13,4	11,9	78	14,6	15,3
29	11,8	12,0	79	14,9	15,5
30	14,8	15,3	80	11,2	12,0
31	13,3	24,7	81	14,8	15,8
32	12,6	12,6	82	14,7	14,7
33	13,7	26,1	83	15,8	14,7
34	13,9	13,9	84	15,1	13,5
35	12,8	19,7	85	11,9	10,3
36	15,4	16,1	86	15,1	13,2
37	18,0	18,7	87	12,9	11,5
38	15,1	15,1	88	17,6	16,5
39	13,8	14,0	89	13,8	14,7
40	12,8	13,7	90	14,8	24,9
41	16,7	16,9	91	17,6	17,8
42	13,2	13,4	92	17,3	17,5
43	16,4	16,6	93	12,6	13,1
44	12,6	13,2	94	11,2	11,9
45	15,6	13,8	95	12,8	13,3
46	15,1	13,5	96	11,3	11,3
47	13,7	11,9	97	13,5	31,4
48	13,1	11,9	98	14,0	14,1
49	17,4	16,3	99	11,0	11,3
50	15,8	14,1	100	16,7	17,3

Вариант 5					
№ п/п	P ₁	P ₂	№ п/п	P ₁	P ₂
1	2	3	1	2	3
1	23,2	23,3	51	16,7	15,6
2	15,4	16,4	52	14,1	14,5
3	16,7	17,0	53	13,1	13,6
4	14,4	15,2	54	12,0	12,7
5	13,8	12,6	55	14,7	15,4
6	17,2	15,6	56	14,6	15,5
7	14,7	12,8	57	15,0	15,9
8	15,6	13,8	58	14,9	15,0
9	11,3	9,5	59	14,6	14,9
10	11,3	10,0	60	13,8	14,3
11	16,8	15,5	61	17,8	16,5
12	15,6	15,7	62	13,5	12,0
13	12,8	13,6	63	14,4	13,2
14	15,8	16,3	64	15,4	14,3
15	14,2	24,6	65	15,0	13,1
16	14,5	14,7	66	12,9	11,2
17	15,3	15,8	67	14,7	13,0
18	11,2	11,7	68	13,2	11,3
19	12,6	13,1	69	12,7	13,6
20	14,2	14,4	70	15,7	19,6
21	17,8	17,8	71	13,4	23,5
22	14,1	14,7	72	17,6	18,2
23	16,4	14,5	73	14,1	14,9
24	11,8	10,1	74	14,5	15,1
25	15,3	14,1	75	16,9	17,7
26	14,0	12,7	76	13,1	13,2
27	12,7	11,2	77	17,5	17,8
28	17,5	15,9	78	14,9	15,9
29	16,9	17,1	79	11,1	11,2
30	17,6	18,0	80	12,3	12,6
31	11,3	11,7	81	17,5	17,8
32	16,2	16,3	82	14,0	14,8
33	14,1	26,1	83	14,1	13,0
34	11,5	12,1	84	12,1	10,6
35	12,1	19,7	85	11,1	9,9
36	18,0	18,2	86	12,3	11,0
37	13,7	14,0	87	18,0	16,0
38	17,4	18,0	88	15,2	13,3
39	11,2	11,2	89	17,3	18,1
40	13,1	13,9	90	17,6	17,6
41	14,7	15,2	91	15,8	16,5
42	13,8	14,6	92	16,6	17,1
43	12,6	12,9	93	16,4	17,4
44	12,1	12,2	94	11,7	12,2
45	17,3	16,2	95	18,0	18,8
46	14,3	12,8	96	14,9	15,5
47	17,9	16,6	97	13,3	31,4
48	13,6	12,3	98	12,1	13,0
49	15,4	22,8	99	11,7	12,0
50	11,9	10,6	100	17,0	17,5

Вариант 6					
№ п/п	P ₁	P ₂	№ п/п	P ₁	P ₂
1	2	3	1	2	3
1	16,3	15,7	51	35,3	36,6
2	28,0	27,7	52	35,8	37,8
3	33,6	33,9	53	36,5	37,0
4	21,9	22,8	54	25,7	26,3
5	30,9	30,4	55	24,7	24,7
6	42,6	42,0	56	33,7	34,5
7	17,9	17,2	57	32,3	32,7
8	49,9	50,1	58	48,1	47,4
9	33,7	34,6	59	28,3	28,6
10	39,6	38,7	60	31,3	31,0
11	46,5	46,3	61	43,8	44,4
12	30,4	30,5	62	42,2	43,0
13	22,7	22,2	63	47,6	46,8
14	37,5	37,1	64	38,4	37,6
15	18,5	20,9	65	39,9	40,2
16	21,5	24,5	66	44,4	43,9
17	28,9	30,8	67	18,2	18,9
18	42,1	42,3	68	46,0	45,2
19	19,3	19,4	69	21,4	21,9
20	29,6	30,0	70	47,5	46,7
21	44,5	44,1	71	29,6	29,0
22	35,2	35,6	72	33,2	32,4
23	40,4	39,7	73	49,4	48,8
24	23,0	24,3	74	35,7	35,3
25	40,2	42,3	75	19,5	19,4
26	25,8	27,0	76	24,2	23,9
27	38,5	41,5	77	42,1	42,8
28	44,4	44,2	78	26,7	26,7
29	24,7	23,8	79	31,4	31,7
30	39,3	39,7	80	37,2	36,6
31	43,5	43,8	81	34,4	34,1
32	27,2	27,5	82	37,8	37,1
33	24,5	23,9	83	20,5	19,6
34	47,6	46,6	84	26,7	27,2
35	15,3	15,6	85	18,8	19,1
36	21,0	21,6	86	45,0	44,7
37	46,3	47,8	87	39,9	40,8
38	39,0	40,2	88	49,5	50,3
39	27,9	30,4	89	27,8	28,7
40	46,5	47,7	90	40,6	41,4
41	18,7	20,0	91	49,7	50,0
42	31,8	32,5	92	16,9	17,0
43	34,1	34,0	93	46,9	46,1
44	23,9	24,4	94	46,2	45,2
45	33,2	34,0	95	16,4	15,8
46	49,6	50,3	96	35,5	36,5
47	46,5	46,2	97	46,9	47,4
48	38,8	40,6	98	31,4	30,5
49	26,2	27,2	99	15,2	15,9
50	16,3	15,7	100	27,7	27,2

Вариант 7					
№ п/п	P ₁	P ₂	№ п/п	P ₁	P ₂
1	2	3	1	2	3
1	6,4	6,7	51	17,9	19,4
2	16,6	16,7	52	11,6	14,6
3	14,6	13,9	53	15,8	15,6
4	13,1	13,4	54	11,2	11,5
5	13,5	12,8	55	19,9	20,3
6	14,9	15,1	56	7,5	8,2
7	16,7	16,6	57	11,4	11,4
8	15,0	15,3	58	19,2	19,6
9	17,1	17,0	59	13,8	12,9
10	18,5	18,4	60	19,8	19,8
11	16,2	15,7	61	15,7	14,9
12	6,3	7,1	62	14,3	14,1
13	17,6	17,4	63	16,7	15,7
14	19,8	20,8	64	18,0	18,0
15	11,7	12,8	65	12,6	12,6
16	9,5	10,9	66	17,9	17,3
17	19,1	20,4	67	9,9	10,0
18	7,6	7,5	68	19,6	19,4
19	16,5	15,7	69	19,9	20,7
20	18,9	19,0	70	17,2	16,8
21	7,5	7,7	71	9,0	9,3
22	7,7	7,8	72	10,0	9,0
23	6,5	7,4	73	6,3	6,1
24	6,4	9,3	74	17,1	18,4
25	7,1	24,1	75	6,9	7,1
26	10,7	11,8	76	11,8	11,4
27	6,9	8,7	77	7,3	6,8
28	9,0	8,1	78	15,5	15,4
29	15,9	15,8	79	10,0	10,9
30	11,8	11,4	80	14,1	15,0
31	18,1	18,9	81	17,6	17,8
32	17,5	18,3	82	8,2	7,9
33	17,0	17,4	83	19,5	20,5
34	16,3	15,4	84	13,7	14,6
35	9,3	9,2	85	18,9	19,5
36	17,2	17,5	86	18,1	18,3
37	18,2	20,8	87	10,8	10,8
38	9,5	10,9	88	11,9	12,8
39	14,0	15,0	89	12,6	12,9
40	15,9	18,3	90	15,9	15,6
41	20,0	21,0	91	16,2	16,6
42	10,0	9,9	92	18,6	19,5
43	10,5	10,1	93	13,5	14,4
44	13,6	13,0	94	15,3	29,0
45	17,9	17,7	95	9,9	9,6
46	16,3	16,9	96	19,6	20,2
47	9,5	10,0	97	11,1	11,4
48	19,4	20,6	98	6,5	6,7
49	14,2	16,6	99	19,4	20,3
50	7,8	20,7	100	18,6	18,8

Вариант 8					
№ п/п	P ₁	P ₂	№ п/п	P ₁	P ₂
1	2	3	1	2	3
1	9,5	9,7	51	23,8	26,3
2	17,4	18,4	52	6,0	8,4
3	6,3	6,9	53	24,4	25,1
4	16,8	17,4	54	6,5	5,9
5	16,6	17,2	55	23,5	22,0
6	20,3	20,2	56	18,3	18,1
7	19,1	18,6	57	11,0	10,2
8	22,2	22,3	58	19,3	18,4
9	23,4	24,0	59	12,8	12,6
10	8,6	8,1	60	21,3	21,4
11	17,5	17,8	61	17,3	18,1
12	10,4	11,1	62	12,8	12,8
13	17,9	18,9	63	16,0	15,5
14	12,1	12,2	64	20,5	21,0
15	14,4	16,0	65	18,1	18,7
16	12,1	13,6	66	22,3	22,2
17	20,1	21,7	67	7,1	6,2
18	16,2	16,6	68	21,5	22,3
19	23,5	23,1	69	12,7	13,0
20	17,0	17,4	70	8,3	9,3
21	5,6	4,9	71	22,9	23,7
22	17,2	17,3	72	21,2	21,9
23	11,5	11,9	73	15,9	15,5
24	6,6	9,5	74	20,7	18,4
25	22,7	24,1	75	9,7	10,3
26	13,2	14,3	76	6,3	7,2
27	9,5	11,1	77	19,8	20,1
28	21,1	20,9	78	6,9	6,9
29	13,7	13,2	79	24,9	24,7
30	23,8	24,4	80	6,8	6,9
31	7,7	8,6	81	13,4	13,7
32	21,1	20,4	82	21,7	21,0
33	17,1	16,5	83	22,0	21,1
34	18,0	18,7	84	8,3	7,7
35	23,0	23,1	85	23,1	30,2
36	15,7	15,7	86	21,4	21,6
37	16,0	17,2	87	10,2	9,7
38	22,9	25,8	88	10,4	9,7
39	20,5	23,2	89	24,9	25,4
40	6,8	9,2	90	11,5	10,9
41	20,2	22,2	91	14,6	13,9
42	19,4	16,2	92	6,5	6,8
43	19,2	20,0	93	25,0	24,5
44	25,0	25,2	94	12,2	29,0
45	8,8	9,0	95	18,6	18,4
46	23,3	23,8	96	24,1	24,9
47	9,8	9,6	97	17,6	16,7
48	10,9	12,0	98	10,9	10,8
49	23,1	25,4	99	11,5	21,0
50	7,4	20,7	100	18,5	18,2

Вертикальное электрическое зондирование на модели

В электрическом зондировании изучается изменение удельного сопротивления горных пород по вертикальному направлению. Чтобы получить такую информацию необходимо в точке зондирования выполнить измерения при различной глубине проникновения электрического тока в землю. В электроразведке постоянным и низкочастотным током это достигается путем изменения расстояния между источником поля и точкой наблюдений. Такое зондирование называется *геометрическим* или *дистанционным*. По результатам измерений для каждого размера установки рассчитывается кажущееся сопротивление ρ_k . Изменение ρ_k при увеличении размера установки отражает изменение удельного сопротивления среды с глубиной.

Основная область применения электрического зондирования – изучение разрезов с пологими границами раздела. Но метод применяется и при изучении разрезов с локальными объектами.

Существует несколько модификаций электрического зондирования, различающихся типом используемых установок. Чаще всего применяется зондирование с симметричной установкой $AMNB$. Эта модификация называется *вертикальным электрическим зондированием* (ВЭЗ). При проведении измерений по методу ВЭЗ приемная линия MN располагается симметрично относительно точки зондирования O , к которой относятся результаты измерений. Питающие заземления A и B также располагаются симметрично относительно этой точки (рис. 1, а). В процессе работы расстояние между питающими заземлениями увеличивается примерно в геометрической прогрессии с коэффициентом 1,5 и при каждом разносе AB измеряется ρ_k .

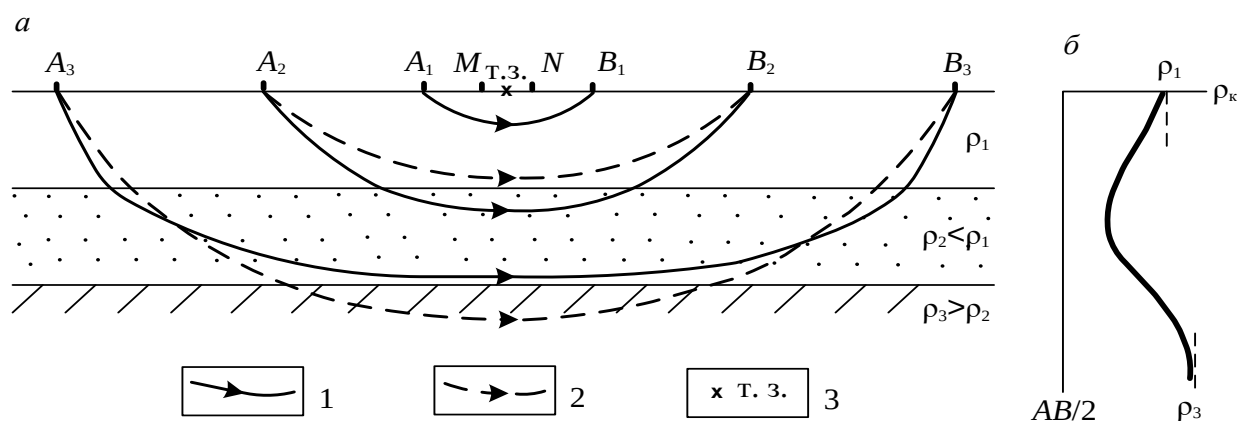


Рис. 1. К пояснению принципа электрического зондирования:

- а – распределение тока в слоистом разрезе; б – кривая зондирования;
 1 – токовые линии в слоистой среде; 2 – то же в однородном полупространстве;
 3 – точка зондирования

Порядок измерений

Моделирование метода ВЭЗ в лабораторных условиях предлагается выполнить в ванне, заполненной влажным песком. Так как дно ванны является изолято-

ром, модель геоэлектрического разреза представляет собой двухслойную среду с нижним слоем бесконечного сопротивления. Латунные электроды устанавливаются в нужном положении на рейке. Для этого в рейке сделаны отверстия. Глубина погружения электродов в песок не должна превышать 2–3 мм (рис. 2).

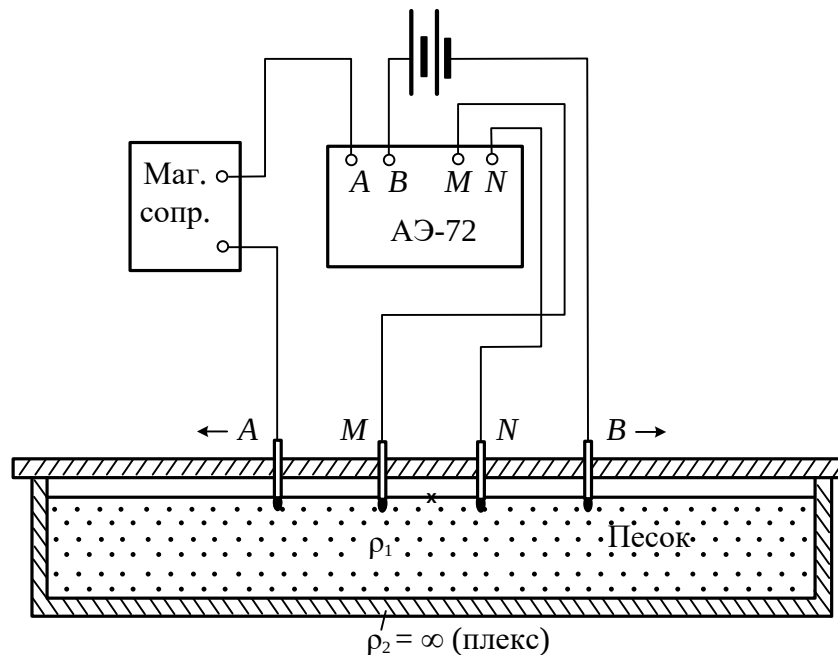


Рис. 2. Схема лабораторной установки

Измерения можно выполнять с любой аппаратурой постоянного или низкочастотного тока. На рис. 2 показана схема измерений с автокомпенсатором АЭ-72 и источником постоянного тока. В качестве источника тока можно использовать батарею гальванических элементов или аккумуляторов. Магазин сопротивлений включен в питающую линию для того, чтобы если при малых разностях AB разность потенциалов ΔU на приемных электродах превысит 1000 мВ (это максимальная величина, которую может измерить АЭ-72), можно было уменьшить силу тока и таким образом понизить измеряемую ΔU . Аналогичную схему можно собрать с любым другим измерителем постоянного тока.

Если измерения производятся с аппаратурой низкочастотного переменного тока, например, с АНЧ-3 или ЭРА-В-ЗНАК, генератор включается в линию AB , а измеритель – в линию MN . В этом случае генератор и измеритель автономны и не соединяются между собой.

Собрав схему, устанавливают минимальные разности электродов AB и MN и выполняют измерения ΔU и I . Результаты измерений записывают в журнал и вычисляют кажущееся сопротивление по формуле

$$\rho_k = K \frac{\Delta U}{I} = \pi \frac{(AB/2)^2 - (MN/2)^2}{MN} \cdot \frac{\Delta U}{I}. \quad (1.2)$$

Коэффициенты установки K для всех разностей целесообразно вычислить заранее. Рассчитывать коэффициенты установки удобнее в сантиметрах, а потом перевести в метры. Если измерения выполняются с АЭ-72, следует помнить, что с этой аппаратурой ΔU измеряется в милливольтках, а I – в сантиамперах.

Затем устанавливают следующий разнос AB и снова измеряют ΔU и I и

вычисляют ρ_k и т. д.

Так как при увеличении разноса питающих заземлений разность потенциалов ΔU быстро уменьшается (обратно пропорционально квадрату AB), начиная с некоторого размера питающей линии, увеличивают и разнос электродов MN . При одном разноре AB измерения выполняются с обоими разносами MN . Это делается для того, чтобы можно было учесть изменение удельного сопротивления ρ_{MN} среды между приемными заземлениями, пропорционально которому изменяется ρ_k . Измерения с двумя разносами электродов MN делают при двух соседних размерах линии AB . Так как отношение ρ_{M1N1}/ρ_{M2N2} для обоих разносов AB одинаково, одинаково и отношение $\rho_{kM1N1}/\rho_{kM2N2}$. Поэтому в логарифмическом масштабе отрезки кривой, построенные для первого и второго разносов MN , должны быть параллельны. Параллельность перекрывающихся отрезков кривой зондирования является одним из критериев оценки качества работ.

Когда достигается разнос электродов AB , при котором изменяется разнос MN , целесообразно выполнить все измерения с первым разносом приемных электродов, а потом вернуть электроды AB в предыдущее положение и продолжить измерения с новым разносом электродов MN . Такая методика более целесообразна, потому что в лабораторных условиях из-за малой длины приемной линии трудно точно восстановить положение электродов MN .

Одновременно с измерениями строится кривая зондирования – размер установки изменяется только после того, как на кривую нанесен результат измерения ρ_k . В случае резкого изменения хода кривой необходимо выполнить повторное измерение. Если второй результат отличается от первого более, чем на 5 %, производится третье измерение и принимаются два сходящихся результата. Результаты повторных измерений записываются в отдельные строчки журнала, а в графе "примечания" указывается, что это повторные измерения.

Рекомендуемая схема разносов питающей и приемной линий:

$AB/2$, см 1,5; 2,0; 3,0; 4,5; 4,5; 7,0; 7,0; 10,0; 15,0.

$MN/2$, см 0,5; 0,5; 0,5; 0,5; 1,5; 0,5; 1,5; 1,5; 1,5.

После окончания зондирования выполняют контрольные измерения на двух разносах AB . Эти измерения следует выполнить другому оператору. Результаты контрольных измерений записываются в отдельных строках журнала, с отметкой в графе "примечания", что это контрольные измерения. Необходимо понимать разницу между повторными и контрольными измерениями. Повторные измерения – это внутренний контроль, при котором оператор сам контролирует себя. Контрольные измерения – это объективный внешний контроль, при котором учитываются все факторы, которые могут вызвать погрешности измерений. Такими факторами могут быть погрешности установки электродов, индивидуальные особенности оператора и т. д. Для оценки качества работ используются только контрольные измерения.

Порядок обработки и интерпретации результатов

Так как зондирование выполнялось при двух разносах MN , кривая состоит из двух отрезков, смещенных один относительно другого. Перед интерпретацией необходимо выполнить монтаж кривой. Для этого один из отрезков

принимают за базовый, а другой переносят параллельно самому себе, так чтобы получилась цельная кривая (рис. 3).

Так как дно ванны имеет практически бесконечное сопротивление, конечная асимптота кривой зондирования представляет собой прямую линию, наклоненную к осям координат под углом 45° . Начальной асимптотой кривой является прямая, параллельная оси разносов, $\rho_k = \rho_1$.

Интерпретация таких кривых очень проста: точка пересечения асимптот имеет координаты, равные мощности верхнего слоя h_1 и его удельному сопротивлению ρ_1 (см. рис. 3).

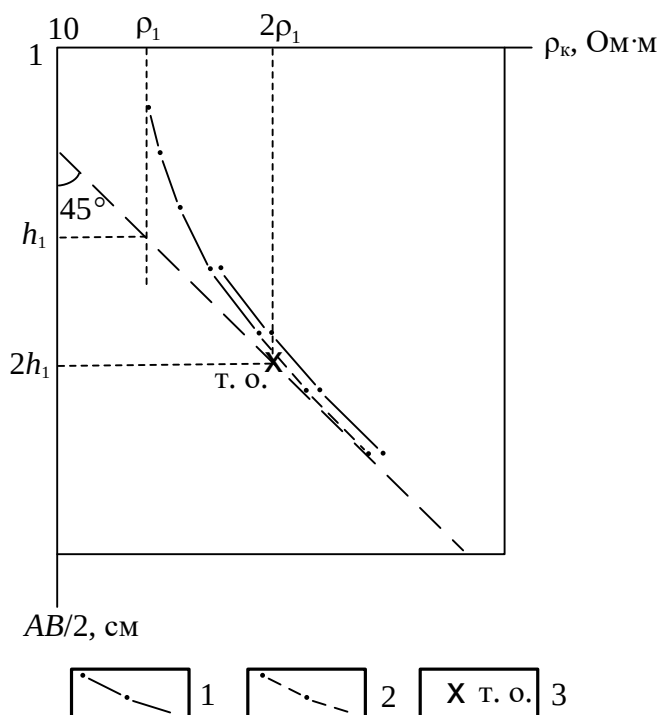


Рис. 3 Пример интерпретации двухслойной кривой ВЭЗ ($\rho_k = \infty$):
1 – измеренная кривая ВЭЗ; 2 – перемещенный при монтаже отрезок кривой;
3 – точка отрыва

Другим простым способом является интерпретация по точке отрыва. Это точка, в которой кривая отрывается от своей конечной асимптоты. Координаты точки отрыва $AB/2 \approx 2h_1$, $\rho_k \approx 2\rho_1$ (см. рис. 3).

Задание:

- 1) Собрать установку ВЭЗ.
- 2) Выполнить измерения ΔU и I для следующих разносов питающей и приемной линий:

$AB/2$, см : 1,5; 2,0; 3,0; 4,5; 4,5; 7,0; 7,0; 10,0; 15,0.

$MN/2$, см : 0,5; 0,5; 0,5; 0,5; 1,5; 0,5; 1,5; 1,5; 1,5.

Одновременно с измерениями построить кривую зондирования.

- 3) Выполнить монтаж кривой зондирования.
- 4) По кривой зондирования определить сопротивление верхнего слоя ρ_1 и его мощность h_1 двумя способами: по точке пересечения асимптот и по точке отрыва.

Симметричное электрическое профилирование на модели

В электрическом профилировании измерения выполняются с установкой одинакового размера, перемещающейся по пикетам профиля. В этом случае глубина исследования в разных точках примерно одинакова. Результаты измерений позволяют получить информацию об изменении удельного сопротивления горных пород вдоль профиля. По результатам измерений в каждой точке вычисляется кажущееся сопротивление ρ_k , а затем строится график ρ_k по профилю.

Область применения электропрофилирования – геологическое картирование и поиски локальных объектов, отличающихся от вмещающей среды по удельному сопротивлению. Наиболее благоприятными для поисков являются крутопадающие пластообразные и линзообразные тела. Иногда электропрофилирование применяют в структурной геофизике для изучения рельефа кровли опорного горизонта.

Существует больше десятка модификаций электропрофилирования, различающихся типом применяющихся установок. Одной из самых простых модификаций по технологии проведения полевых работ и интерпретации результатов является симметричное профилирование. В СЭП, как следует из его названия, используется симметричная установка. В этой установке питающие заземления А и В и приемные электроды М и N располагаются симметрично относительно центра О. Результаты измерений относятся к центру установки, который является точкой записи. Симметричное профилирование может применяться как с одним размером установки, так и с двумя, а иногда и с тремя разносами питающих заземлений. Результаты измерений с несколькими разносами питающих электродов при благоприятных условиях позволяют разделить выявленные аномалии по относительной глубине залегания вызвавших их объектов (получается минизондирование) (рис. 1).

Порядок измерений

В лабораторной работе предлагается выполнить моделирование симметричного профилирования с двумя разносами питающей линии в ванне, заполненной влажным песком. В песке помещены модели проводящих и плохо проводящих объектов, расположенных на различной глубине. На перемещающейся по направляющей рейке каретке установлены две пары питающих электродов (линии АВ и А'В') и электроды общей приемной линии MN (рис. 2). Результаты измерений относятся к центру приемной линии. Для привязки точек измерений на рейке нанесены деления – "пикеты".

Для измерений можно использовать любую аппаратуру постоянного или низкочастотного переменного тока. На рис. 2 показана схема измерений с аппаратурой АНЧ-3. Чтобы избежать переключения генератора на каждой точке с одной питающей линии на другую, в лабораторных условиях целесообразно выполнить измерения по всему профилю сначала с одним, а затем с другим разносом питающих электродов.

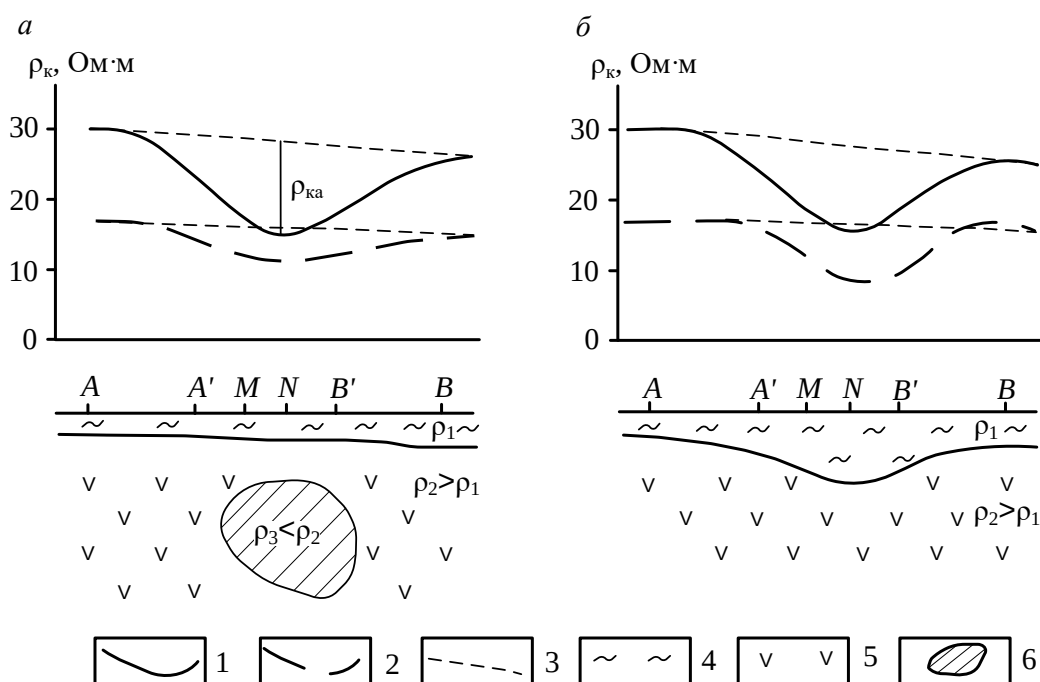


Рис. 1. Вид аномалий ρ_k в двухразном профиле над глубинным проводящим объектом (а) и карманом наносов (б): 1 – графики ρ_k для установки АМNB; 2 – то же для установки А'МNB'; 3 – графики ρ_k нормального поля (фоновые); 4 – рыхлые отложения; 5 – коренные породы; 6 – локальный проводящий объект

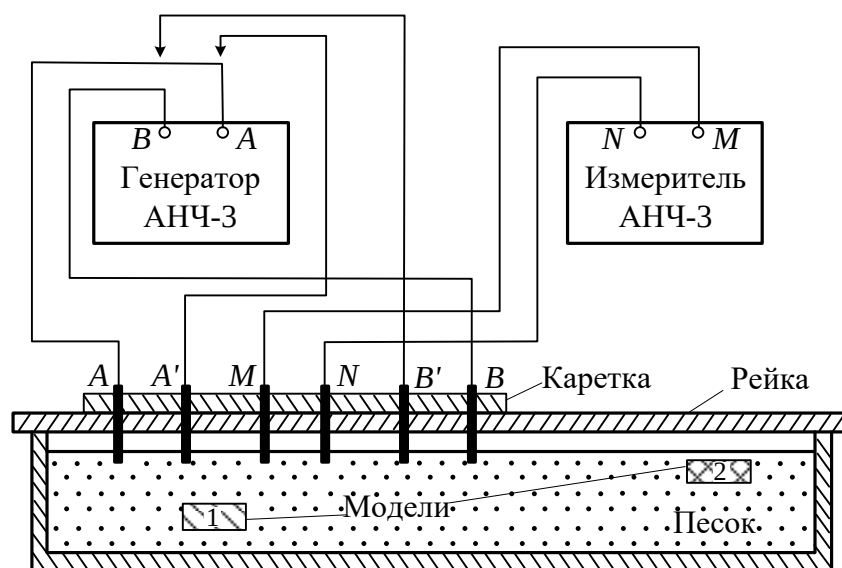


Рис. 2 Схема лабораторной установки по методу СЭП

Если используется аппаратура ЭРА-В-ЗНАК или другая подобная аппаратура переменного тока, схема измерений аналогична схеме с АНЧ-3. Схема измерений с аппаратурой постоянного тока приведена на рис. 2.

Поставив установку на начальную точку профиля, измеряют разность потенциалов ΔU для разноса, к которому подключен генератор. Сила тока I генератора АНЧ-3 стабилизирована, поэтому измерять ее не нужно. Если используется аппаратура, ток которой не стабилизирован, измеряют силу тока в питающей линии.

Выполнив измерения на точке, рассчитывают кажущееся сопротивление:

$$\rho_k = K \frac{\Delta U}{I} = \pi \frac{(AB/2)^2 - (MN/2)^2}{MN} \cdot \frac{\Delta U}{I}. \quad (1)$$

Затем перемещают установку на следующую точку и снова выполняют измерения. Закончив измерения с одной установкой, переключают генератор на другую питающую линию и повторяют измерения по профилю.

Если в процессе измерений наблюдаются резкие незакономерные изменения ρ_k , выполняют повторные измерения. В случае расхождения результата второго измерения с первым более, чем на 5%, выполняют третье измерение и принимают среднее значение из двух сходящихся результатов. Результаты повторных измерений записывают в отдельных строках журнала, отмечая в графе "примечания", что это повторные измерения.

После окончания измерений на 2–3 точках, расположенных в разных частях профиля, выполняют контрольные измерения. Результаты контрольных измерений записывают в отдельных строках журнала с отметкой в графе "примечания", что это контрольные измерения.

Порядок обработки и интерпретации результатов

Результаты измерений представляются в виде графиков кажущегося сопротивления по профилю. Для обоих размеров установки графики следует строить в одной системе координат в одинаковом масштабе.

По графикам ρ_k выделяют аномалии от локальных объектов. По знаку аномалий определяют сопротивление объектов по отношению к вмещающей среде. Приближенное положение контактов объектов определяют по полумаксимуму ρ_k .

Задание:

- 5) Собрать установку СЭП.
- 6) Выполнить измерения ΔU на точках профиля.
- 7) Рассчитать ρ_k для каждой точки профиля и построить кривую ρ_k .
- 8) По кривой ρ_k определить положение объектов различного сопротивления и глубину их залегания.
- 9) С помощью щупа определите реальное положение объектов и глубину их залегания. Фактическое положение объектов покажите под графиками ρ_k и сравните его с результатами интерпретации.

Изучение геологического разреза по данным симметричного электропрофилирования на двух разносах

Симметричное электрическое профилирование (СЭП) представляет собой одну из наиболее простых и распространенных модификаций электроразведки постоянным током. Для работ методом СЭП применяется 4-х электродная симметричная установка $AMNB$, состоящая из двух питающих электродов A и B и двух приемных M и N , расположенных по одной линии симметрично относительно центра установки. В процессе измерений расстояние между электродами не меняется, а вся установка переносится по профилю на определенный интервал, называемый шагом профилирования. Шаг профилирования чаще всего берут кратным MN .

Установка $AA'MNB'B$ состоит из двух четырехэлектродных установок $AMNB$ и $A'MNB'$, имеющих один разнос приемных электродов MN . Наличие второй пары питающих электродов позволяет на каждой точке профиля получать значение ρ_k для двух разных глубин. Это дает возможность делать заключение не только об изменении ρ_k по горизонтальному направлению, но и по вертикали.

Влияние двух геологических структур в разрезе на особенности распределения сопротивления, полученного установкой $AA'MNB'B$ показано на рис. 1. Одна структура типа синклинали заполнена хорошо проводящими породами, другая (антиклиналь) имеет хорошо проводящие породы в ядре.

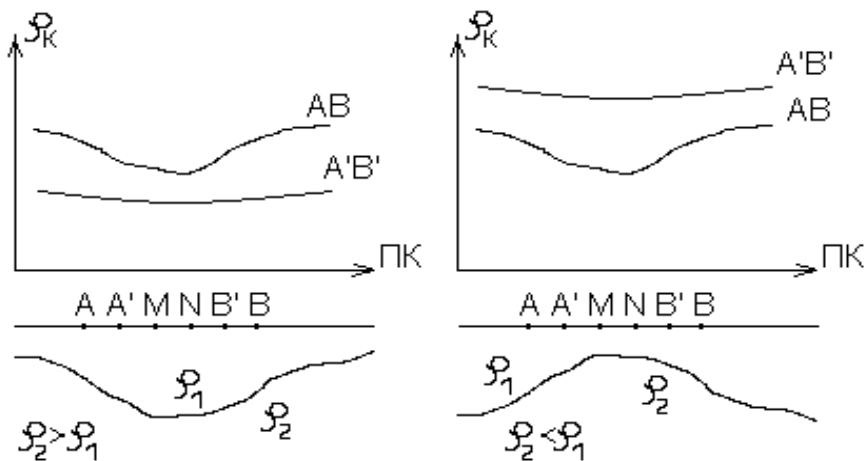


Рис. 1. Графики электропрофилирования установкой $AA'MNB'B$ над синклиной и антиклиной

Над этими структурами графики ρ_k , полученные установкой $AMNB$ (сплошная линия) одинаковы. Местоположение синклинали и антиклинали отмечаются минимумами ρ_k . Эта неоднозначность решения обратной задачи исчезает, если провести профилирование с установкой $AA'MNB'B$. Над синклиной значение ρ_k для малого разноса $A'B'$ будут меньше ρ_k для большого разноса AB . Над антиклиной будет отмечаться обратное соотношение величин ρ_k для

разносов $A'B'$ и AB . Таким образом, применение установки с двумя разносами питающей линии в данном случае исключает неоднозначность интерпретации результатов профилирования.

Задание

Вариант 1

Исходные данные

На одном из участков выполнено симметричное электрическое профилирование $AA'MNB'B$. Разнос питающих электродов A, B большой установки равен 1000 м, разнос электродов A' и B' малой установки равен 200 м. Шаг наблюдения по профилю – 50 м. Протяженность профиля 2,5 км. Линия профиля проходит в направлении предполагаемой антиклинальной структуры, сложенной известняками. Предполагается, что профиль пересекает погребенную долину, выполненную аллювием. Эта долина обнаружена на соседнем участке с мощностью аллювия до 60 м. Верхняя часть разреза представлена суглинками и глинами. Удельное сопротивление этих пород, полученное по данным параметрических измерений, составляет 20-30 Ом*м. Результаты измерений с установкой $AA'MNB'B$ представлены в таблице 1.

Таблица 1

Значения ρ_k . при $AB = 1000$ м и $A'B' = 200$ м

Номера пикетов	ρ_k , Ом*м.		Номера пикетов	ρ_k , Ом*м.	
	$AB = 1000$ м	$A'B' = 200$ м		$AB = 1000$ м	$A'B' = 200$ м
0	25	23	26	25	28
1	26	25	27	25	27
2	27	24	28	23	26
3	27	28	29	26	26
4	29	30	30	31	27
5	28	26	31	37	35
6	30	28	32	57	56
7	32	30	33	95	78
8	37	36	34	122	105
9	41	48	35	158	114
10	47	65	36	190	139
11	60	100	37	212	147
12	88	124	38	214	150
13	105	139	39	206	142
14	121	165	40	175	130
15	127	195	41	155	89
16	115	188	42	125	64
17	100	128	43	105	48
18	92	100	44	80	40
19	81	70	45	50	35
20	60	55	46	32	28
21	40	37	47	26	26
22	35	32	48	26	25
23	32	30	49	25	24
24	30	28	50	26	26
25	28	25			

Требуется *определить* геологическую природу выявленных аномалий и построить схематический разрез вдоль профиля.

Порядок выполнения задачи

1. По данным табл. 1 построить на миллиметровке графики ρ_k для разноса $AB = 1000$ м (сплошная линия) и $A'B' = 200$ м (пунктирная линия). Масштаб построения графиков: горизонтальный 1:10000, вертикальный 1 см – 20 Ом*м.
2. Определить соответствие аномалий на графиках ρ_k геологическим особенностям строения разреза (переуглубление с аллювием или антиклинальное поднятие, выполненное известняками).
3. Построить под графиком схематический геологический разрез.

Вариант 2

Исходные данные.

В пределах одного участка, сложенного карбонатными породами (известняки, доломиты) предполагается наличие в разрезе двух геологических объектов. Первый из них связан с поверхностными карстовыми проявлениями. В этом случае в карбонатных породах образуются депрессии, заполненные рыхлыми отложениями (пески, глины, суглинки). Второй – подземные карстовые полости, залегающие на глубинах 20-30 м, заполненные обводненным глинистым материалом с обломками карбонатных пород.

Проведенные работы методом электропрофилирования по схеме $AMNB$ показали, что оба объекта отмечаются на графиках минимума ρ_k . Для однозначной геологической интерпретации аномалий были выполнены измерения установкой $AA'MNB'V$ с разносами питающих линий $AB = 100$ м, $A'B' = 20$ м. Шаг наблюдения по профилю – 10 м.

Удельное сопротивление карбонатных пород, полученное по данным бокового каротажного зондирования, изменяется от 1000 до 2000 Ом*м. Удельное сопротивление пород, заполняющих карстовые полости варьируется от 100 до 200 Ом*м. Результаты измерений с установкой $AA'MNB'V$ представлены в таблице 2.

Требуется *определить* геологическую природу выявленных аномалий и построить схематический разрез вдоль профиля.

Порядок выполнения задачи

1. По данным табл. 4 построить на миллиметровке графики ρ_k для разноса $AB = 100$ м и $A'B' = 20$ м. Масштаб построения графиков: горизонтальный 1:2000, вертикальный 1 см – 200 Ом*м.
2. Определить, какие из выявленных аномалий обусловлены погребенной карстовой полостью и какие – поверхностными карстовыми образованиями.
3. Построить под графиком схематический геологический разрез.

Таблица 2

Значения ρ_k . при $AB = 1000$ м и $A'B' = 200$ м

Номера пикетов	ρ_k , Ом*м.		Номера пикетов	ρ_k , Ом*м.	
	AB = 100 м	A'B' = 20 м		AB = 100 м	A'B' = 20 м
0	1700	1600	26	1680	1550
1	1650	1590	27	1740	1690
2	1680	1610	28	1700	1600
3	1700	1600	29	1650	1600
4	1720	1650	30	1700	1650
5	1730	1690	31	1800	1750
6	1690	1700	32	1750	1700
7	1750	1750	33	1700	1600
8	1650	1700	34	1650	1400
9	1200	1450	35	1500	1200
10	1000	1400	36	1490	900
11	970	1350	37	1400	730
12	900	1300	38	1200	700
13	850	1200	39	1070	650
14	800	1180	40	1100	780
15	830	1000	41	1150	800
16	840	1050	42	1300	980
17	800	1100	43	1450	1200
18	900	1200	44	1600	1450
19	1000	1400	45	1580	1600
20	1100	1430	46	1650	1550
21	1180	1500	47	1700	1600
22	1600	1600	48	1700	1650
23	1700	1650			
24	1700	1650			
25	1600	1580			

Интерпретация результатов полевых наблюдений по методу заряженного тела

Метод заряженного тела (МТЗ) основан на изучении потенциала или градиента потенциала постоянного (или низкочастотного) поля, создаваемого точечным источником, заземленным в скважине или горной выработке.

Метод применяется для прослеживания и оконтуривания ранее выявленных хорошо проводящих рудных объектов, а также для решения гидрогеологических задач.

Гидрогеологический вариант метода предназначен для определения направления и скорости движения подземных вод при наличии одной скважины. Данные полевых наблюдений в этом случае представляются в виде плана изолиний потенциала, полученного в результате измерений вдоль лучевых профилей над скважиной, в которую до водоносного горизонта опущен один из питающих электродов с электролитом. Пример плана изолиний показан на рис. 1.

Определение направления движения подземного потока и его скорости производится следующим образом:

1) По плану изолиний определяется направление (азимут) максимального смещения изолиний. Для этого можно построить график, по оси абсцисс которого откладывается азимут в градусах, а по оси ординат – приращение радиусов изолиний в метрах (ΔR) по отношению к исходной изолинии, наблюдаемой непосредственно после засоления скважины и представляющей собой, как правило, фигуру, близкую к окружности. Число кривых ΔR соответствует числу наблюдаемых изолиний. Пример такого графика приведен на рис. 2. Азимут направления движения подземного потока определяется как средняя абсцисса для максимумов кривых ΔR .

2) Для определения скорости подземного потока V вычисляется отношение максимального смещения изолинии $\Delta R_{\max}$ по направлению пото-

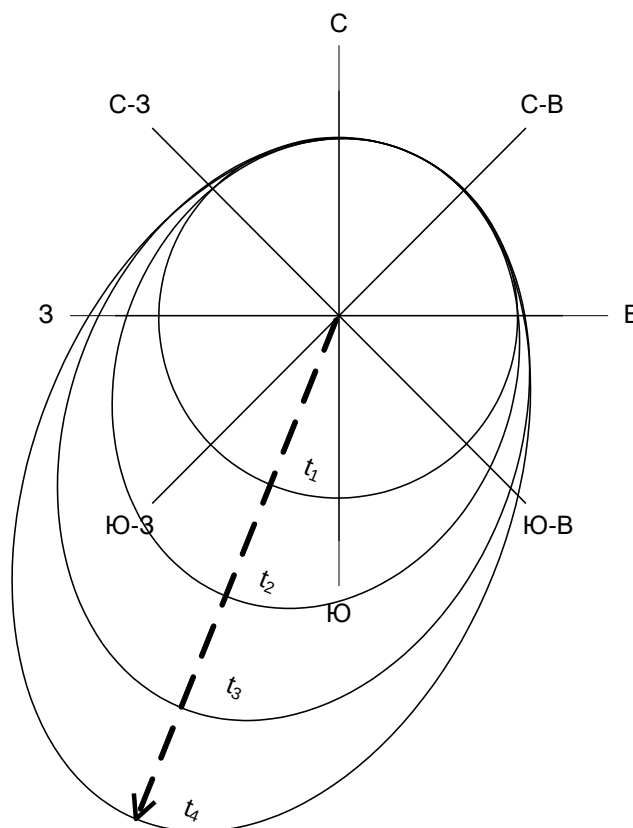


Рис. 1. План изолиний потенциала над засоленной скважиной

ка ко времени Δt , за которое это смещение произошло:

$$V = \Delta R / \Delta t \quad (1)$$

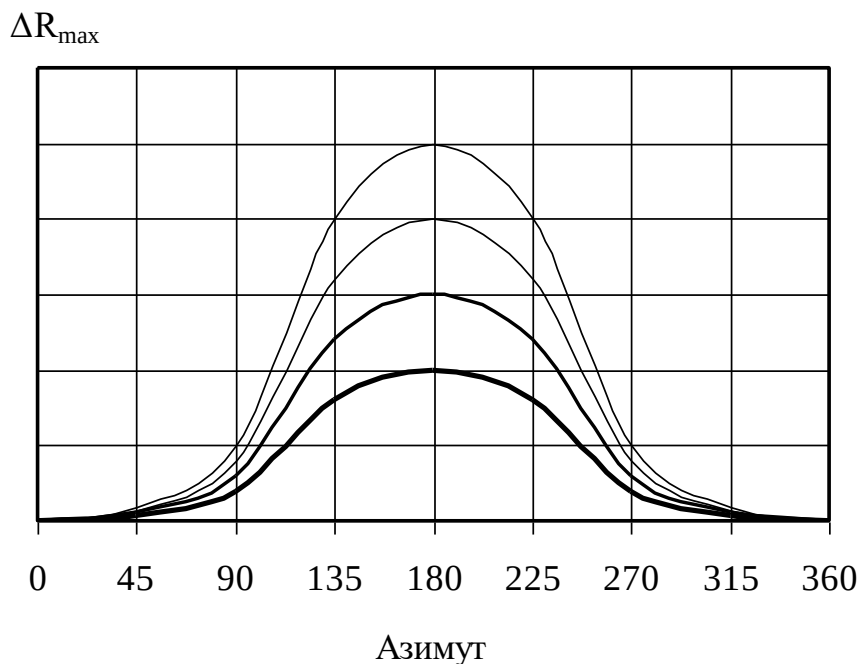


Рис.2. Графики смещения изолиний ΔR в зависимости от азимута профиля наблюдений

Среднее значение V можно получить, построив график зависимости $\Delta R_{\max}$ от времени t . При малых временах $\Delta R_{\max}$ меняется в зависимости от времени не линейно, возрастая с увеличением t , что объясняется постепенностью растворения соли в воде. При больших временах график зависимости $\Delta R_{\max}$ от времени выходит на линейную асимптоту, соответствующую скорости переноса засоленной области потоком подземных вод. Эту часть графика и используют для расчета скорости по формуле (1).

Задание

По выданным преподавателем результатам полевых наблюдений методом заряженного тела над засоленной скважиной определить в соответствии с вышеизложенной методикой направление и скорость движения подземного потока.

Построить график смещения изолиний в зависимости от азимута профиля наблюдений (рис. 2).

Интервал времени между измерениями Δt принять равным 2 часа.

Масштаб плана изолиний потенциала над засоленной скважиной 1:2000.

Учебное издание

Александрова Жанна Николаевна

ПРАКТИКУМ ПО РАЗВЕДОЧНОЙ ГЕОФИЗИКЕ

Руководство по выполнению практических работ
по дисциплине «Разведочная геофизика» для студентов
специальности 21.05.03 – «Технология геологической разведки»
очной и заочной формы обучения

Часть 1

Редактор _____
Компьютерная верстка автора

Подписано в печать ____ . ____ . 2018 г.
Бумага писчая. Формат 60 x 84 1/16.
Гарнитура Times New Roman. Печать на ризографе.
Печ. л. _____. Уч.-изд. л. _____. Тираж 100. Заказ _____

Издательство УГГУ
620144, г. Екатеринбург, ул. Куйбышева, 30
Уральский государственный горный университет
Отпечатано с оригинал-макета
в лаборатории множительной техники УГГУ

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ФГБОУ ВО «Уральский государственный горный университет»

УТВЕРЖДАЮ
Проректор по учебно-методическому

комитету

С.А. Уиоров



**КОНТРОЛЬНАЯ РАБОТА
ПО РАЗВЕДОЧНОЙ ГЕОФИЗИКЕ**

Специальность:

21.05.03 Технология геологической разведки

форма обучения: очная, заочная

Автор: Александрова Ж. Н.

Екатеринбург

2020



ФГБОУ ВО

**«Уральский государственный горный
университет»**

Ж. Н. Александрова

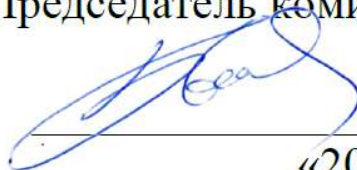
КОНТРОЛЬНАЯ РАБОТА ПО РАЗВЕДОЧНОЙ ГЕОФИЗИКЕ

Руководство по выполнению контрольной работы
по дисциплине «Разведочная геофизика» для студентов
специальности 21.05.03 Технология геологической разведки
очной и заочной формы обучения

**Екатеринбург
2020**

ФГБОУ ВО
«Уральский государственный горный университет»

ОДОБРЕНО
методической комиссией
факультета геологии и геофизики
Председатель комиссии



В. И. Бондарев
«20» марта 2020 г.

Ж. Н. Александрова

КОНТРОЛЬНАЯ РАБОТА ПО РАЗВЕДОЧНОЙ ГЕОФИЗИКЕ

Руководство по выполнению контрольной работы
по дисциплине «Разведочная геофизика» для студентов
специальности 21.05.03 Технология геологической разведки
очной и заочной формы обучения

УДК 550.83
А46

Рецензент: Писецкий В.Б., д-р геол.-мин. наук, профессор,
заведующий кафедрой геоинформатики УГГУ

Александрова Ж.Н.

А46 Контрольная работа по разведочной геофизике: руководство по выполнению контрольной работы по дисциплине «Разведочная геофизика» для студентов специальности 21.05.03 Технология геологической разведки очной и заочной формы обучения. / Ж.Н. Александрова; Уральский гос. горный ун-т. – Екатеринбург: изд-во УГГУ, 2020. – 29 с.

Учебное пособие предназначено для студентов, обучающихся по специальности «Технология геологической разведки»

© Александрова Ж.Н., 2018

© Уральский государственный
горный университет, 2018

СОДЕРЖАНИЕ

1. Общие указания	5
2. Требования к содержанию и оформлению контрольной ра- боты	6
3. Критерии оценки контрольной работы	8
4. Варианты заданий	9
5. Список рекомендованной литературы	29

1. Общие указания

Учебным планом специальности «Технология геологической разведки» предусматривается написание контрольной работы по дисциплине «Разведочная геофизика».

Перечень заданий разрабатывается преподавателем. Задание во всех вариантах направлено на выбор способа (способов) решения конкретной геологической задачи. В качестве исходных данных каждому студенту выдается краткое описание геологического строения месторождения полезного ископаемого, его геологический разрез и таблица физических свойств горных пород, слагающих разрез.

Формулировка задания:

для поиска месторождения указанного типа (согласно варианту), определения его размеров и глубины залегания

1. выбрать рациональный комплекс геофизических методов и привести его обоснование;
2. сформулировать задачи, которые будут решены выбранными методами и привести обоснование;
3. определить ориентировочный шаг съемки для каждого метода и привести расчеты;
4. выбрать аппаратуру для проведения измерений, обосновать ее выбор, представить краткое описание устройства и принципа действия приборов.

К выполнению контрольной работы можно приступить только тогда, когда будет усвоена определенная часть курса. Контрольная работа выполняется студентами исключительно самостоятельно, согласно настоящей методической инструкции. Ее выполнение способствует углублённому изучению пройденного материала.

Цель выполняемой работы:

проверка способности студентов использовать свои знания, умения и навыки для решения конкретных практических задач.

Основные задачи выполняемой работы:

- 1) закрепление полученных ранее теоретических знаний;
- 2) выработка навыков самостоятельной работы;
- 3) выяснение подготовленности студента к будущей практической работе.

Весь процесс написания контрольной работы можно условно разделить на следующие этапы:

- получение задания и составление предварительного плана работы;
- сбор научной информации, изучение литературы;
- анализ составных частей проблемы, выполнение расчетов;

- обработка материала в целом;
- письменное оформление работы.

Подготовку контрольной работы следует начинать с повторения соответствующего раздела учебника, учебных пособий по данной теме и конспектов лекций, прочитанных ранее. Приступать к выполнению работы без изучения основных положений и понятий дисциплины не следует, так как в этом случае студент, как правило, плохо ориентируется в материале, не может отграничить смежные вопросы и сосредоточить внимание на основных моментах предложенного задания.

После получения задания необходимо внимательно изучить методические рекомендации по выполнению контрольной работы, составить план работы.

2. Требования к содержанию и оформлению контрольной работы

Оформление текстовой части производится согласно ГОСТ 2.105–95 «Единая система конструкторской документации. Общие требования к текстовым документам».

Все иллюстрации нумеруются сквозной нумерацией (рис. 1, рис. 2, рис. 3 и т.д.). На все рисунки в тексте должны быть сделаны ссылки.

В содержании контрольной работы необходимо показать знание рекомендованной литературы по данной теме, но при этом следует правильно пользоваться первоисточниками, избегать чрезмерного цитирования. При использовании цитат необходимо указывать точные ссылки на используемый источник: указание автора (авторов), название работы, место и год издания, страницы.

Кроме рекомендованной специальной литературы, можно использовать любую дополнительную литературу, которая необходима для выполнения контрольной работы.

В конце контрольной работы приводится полный библиографический перечень использованных источников. Данный список условно можно подразделить на следующие части:

2. Учебники, учебные пособия, методические указания
3. Монографии.
4. Официальные интернет-источники.

Первоисточники даются по алфавиту. Список литературы оформляется согласно ГОСТ 7.1-2003. На все источники, указанные в списке литературы, в тексте должны быть сделаны ссылки. В списке литературы должны приводиться только опубликованные источники. *Не допускается указывать в списке литературы конспект лекций по предмету!*

Оформление библиографических ссылок осуществляется в следующем порядке:

1. Фамилия и инициалы автора (коллектив авторов) в именительном падеже. При наличии трех и более авторов допускается указывать фамилии и инициалы первых двух и добавить «и др.». Если книга написана авторским коллективом, то ссылка делается на название книги и её редактора. Фамилию и инициалы редактора помещают после названия книги.

2. Полное название первоисточника в именительном падеже.

3. Место издания.

4. Год издания.

5. Общее количество страниц в работе.

При использовании цитат необходимо правильно и точно делать внутритекстовые ссылки на первоисточник. Ссылки на используемые первоисточники можно делать в конце цитаты в квадратных скобках.

Структура контрольной работы должна выглядеть следующим образом:

1. Титульный лист.

2. Содержание.

3. Задание.

4. Пояснительная записка с разбивкой на подразделы (по выбору автора):

а) Введение.

б)

в)

г)

5. Выводы.

6. Список литературы.

Контрольная работа излагается логически последовательно, грамотно и разборчиво. Она обязательно должна иметь титульный лист. Он содержит название высшего учебного заведения, название темы, фамилию, инициалы, учёное звание и степень научного руководителя, фамилию, инициалы автора, номер группы.

На следующем листе приводится содержание контрольной работы с указанием страниц.

Введение должно быть кратким, не более 1 страницы. В нём необходимо отметить цель и задачи, которые ставятся в работе, значение полезного ископаемого, указанного в задании, области его использования, достижения геофизики в области поисков и разведки данного полезного ископаемого и т.д.

Изложение каждого подраздела пояснительной записки необходимо начать с написания заголовка, соответствующему оглавлению, который должен отражать содержание текста. Заголовки от текста следует отделять интервалами. Каждый заголовок обязательно должен предшествовать непосредственно своему тексту. В том случае, когда на очередной страни-

це остаётся место только для заголовка и отсутствует место хотя бы для одной строчки текста, заголовки нужно писать на следующей странице.

Излагая вопрос, каждый новый смысловой абзац необходимо начать с красной строки. Закончить изложение вопроса следует выводом, итогом по содержанию данного подраздела.

Изложение содержания всей контрольной работы должно быть завершено заключением, в котором необходимо дать выводы по написанию работы в целом.

Страницы контрольной работы должны иметь сквозную нумерацию. Номер страницы ставится снизу в правом углу. На титульном листе номер страницы не ставится. Оптимальный объём контрольной работы 8-10 страниц машинописного текста (размер шрифта 12-14) через полуторный интервал на стандартных листах формата А-4, поля: верхнее –20 мм, нижнее –20 мм, левое –30 мм, правое –10 мм.

В тексте контрольной работы не допускается произвольное сокращение слов, кроме общепринятых.

По всем возникшим вопросам студенту следует обращаться за консультацией к преподавателю.

Срок выполнения контрольной работы определяется преподавателем и она должна быть сдана не позднее, чем за неделю до экзамена.

3. Критерии оценки контрольной работы

По результатам проверки контрольная работа оценивается на 0 - 5 баллов.

Списывание контрольной работы даже при правильности ее написания и оформления оценивается на 0 баллов.

Критерий оценки	Количество баллов
Правильность выбора рационального комплекса геофизических методов и убедительность его обоснования	0 – 1 балл
Правильность формулировки перечня задач, которые будут решены выбранными методами и его обоснованность	0 – 1 балл
Правильность определения ориентировочного шага съемки для каждого метода	0 – 1 балл
Правильность выбора аппаратуры для проведения измерений, его обоснованность и краткое описание устройства и принципа действия приборов	0 – 1 балл
Оформление работы	0 – 1 балл

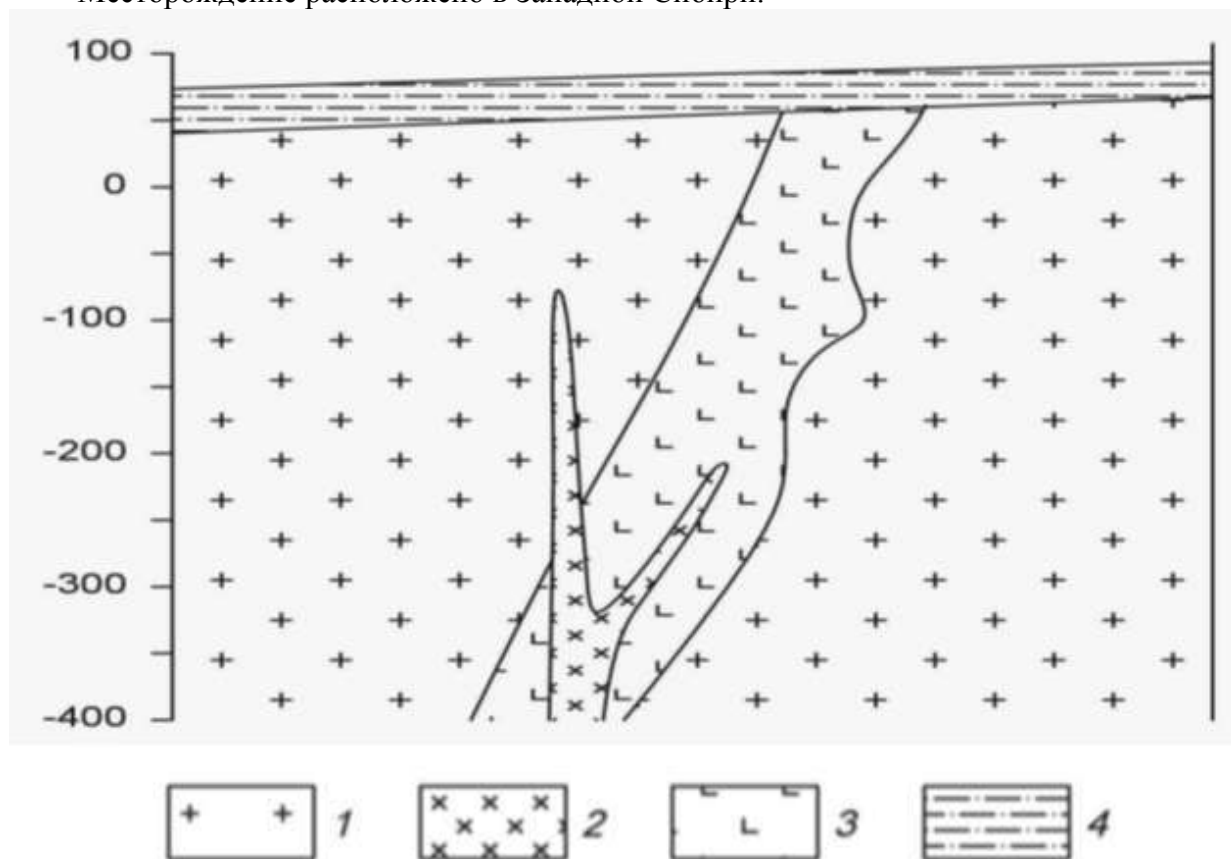
4. Варианты заданий

Вариант 1. Золото

Месторождение Красное приурочено к интрузивным образованиям раннего протерозоя, являющимся вмещающими породами для эксплозивных структур, выполненных жерловыми и субвулканическими фациями раннетриасового возраста (см. рис.).

Распределение полезных компонентов в ней имеет неравномерный, столбообразный, линзообразный и гнездовый характер, с наличием раздувов, пережимов и прослоев слабо золотоносных пород в контуре кондиционных руд. Наиболее богатые руды тяготеют к осевой части зоны метасоматитов, где они концентрируются в виде согласных полос. Четких геологических границ обогащенные участки не имеют и выделяются только по данным опробования.

Месторождение расположено в Западной Сибири.



Схематический геологический разрез золоторудного месторождения Красное.

1 – раннепротерозойский среднезернистые порфировидные гранитоиды, 2 – позднерудные дайки диоритов, 3 – раннетриасовые гидротермально измененные эруптивные брекчии гранодирорит-порфиров, 4 – четвертичные отложения, представленные суглинками.

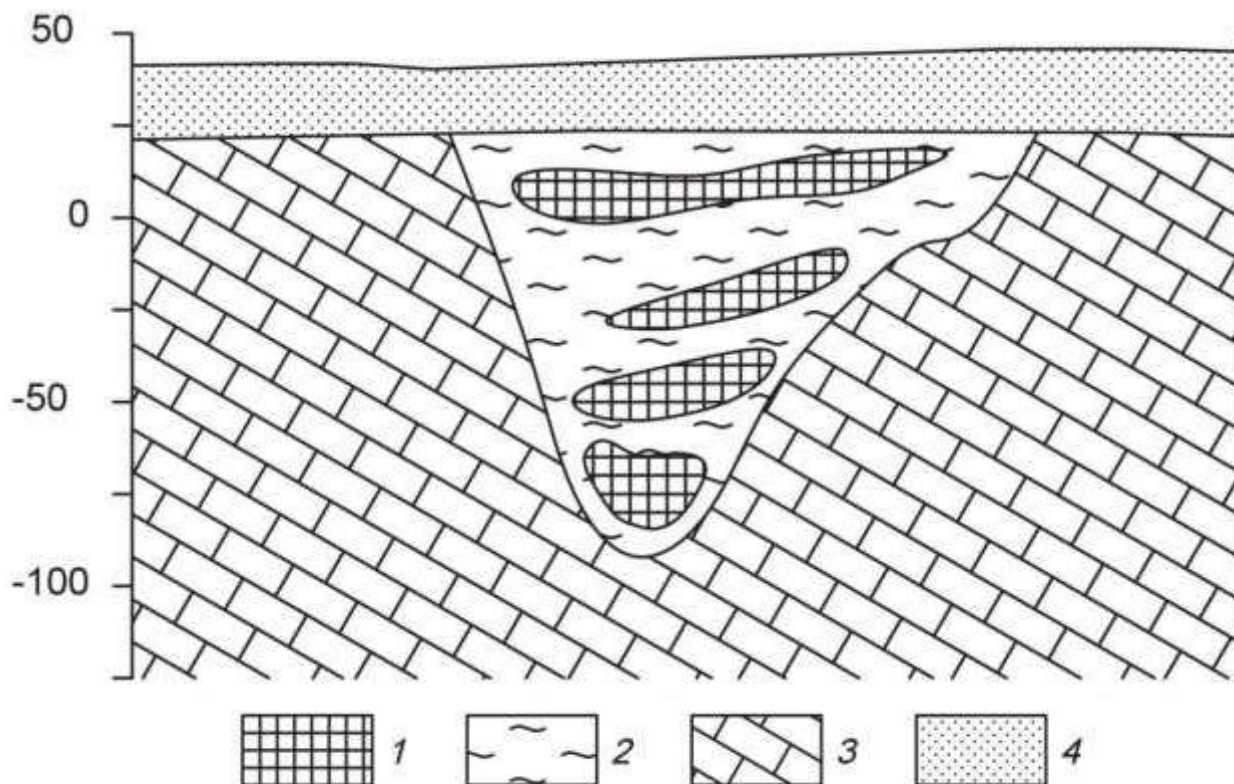
Петрофизические свойства

№ п/п	Разности пород	$\alpha, \times 10^{-5}$ ед.СИ	$\sigma, \text{г/см}^3$	$\rho, \text{Ом}\cdot\text{м}$
1.	Порфировидные гранитоиды	200	2,69	3000
2.	Диориты	3000	2,81	4000
3.	Эруптивные брекчии гранодирорит-порфиров	350	2,45	100
4.	Суглинки	85	1,97	180

Вариант 2. Бокситы

Месторождение бокситов относится к карстовому типу. Тела бокситов приурочены к древним карстовым воронкам в карбонатных породах верхнего протерозоя, и состоят из нескольких разностей (см. рис.). Карстовые воронки заполнены рыхлыми и глинистыми бокситами, в которых встречаются каменные разности. Каменные бокситы имеют небольшие размеры и линзообразную, гнездовидную форму. Сверху залегают четвертичные покрывающие отложения, представленные песками и супесями.

Месторождения данного типа развиты на Енисейском кряже.



Схематический геологический разрез месторождения бокситов.

1 – бокситы каменные, 2 – глинистые бокситы, 3 – известняки, 4 – пески, супеси.

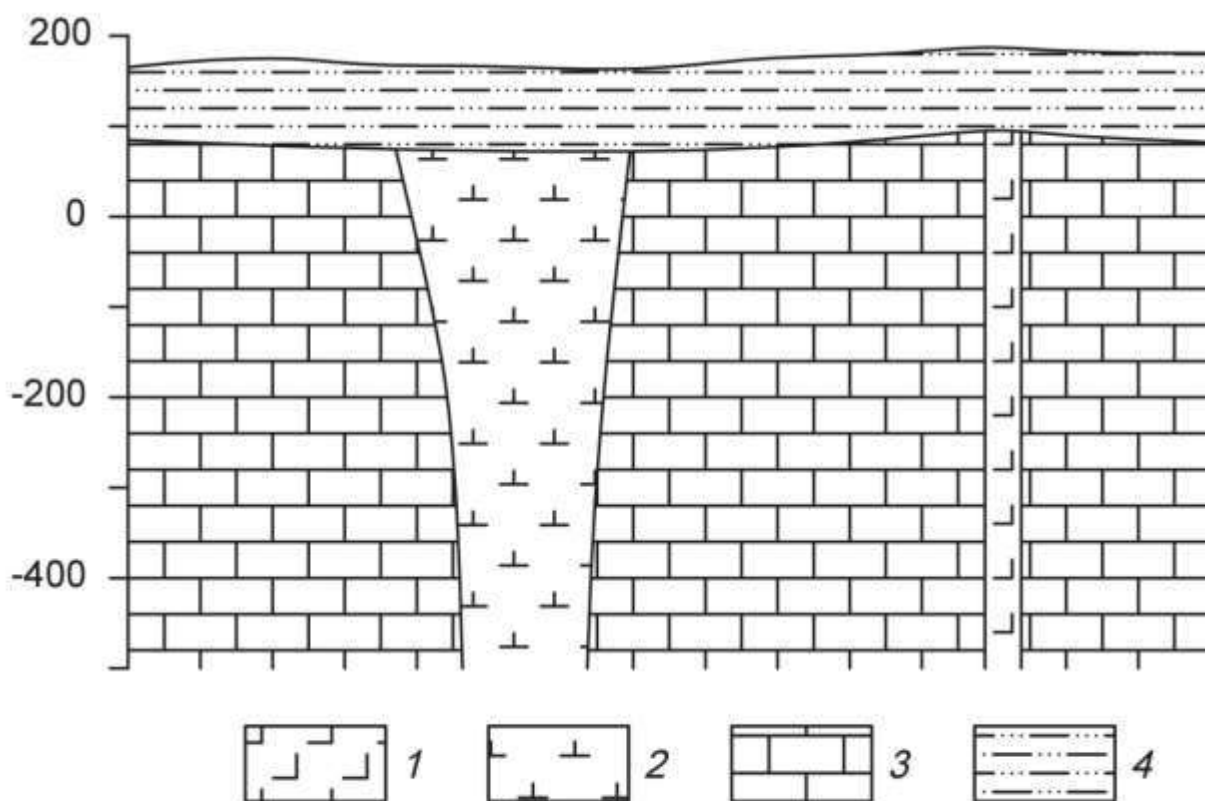
Петрофизические свойства

№ п/п	Разности пород	$\alpha, \times 10^{-5}$ ед.СИ	$\sigma, \text{г/см}^3$	$\rho, \text{Ом}\cdot\text{м}$
1.	Бокситы каменные	200	3,1	240
2.	Бокситы глинистые	150	2,22	120
3.	Известняки	30	2,62	1000
4.	Пески, супеси	27	1,80	450

Вариант 3. Алмазы

Коренные месторождения алмазов связаны с кимберлитовыми трубками взрыва. Кимберлитовые тела локализуются в зонах растяжения, связанных с узлами пересечения разломов. Вмещающими для кимберлитов породами являются карбонатные отложения кембрия и ордовика (см. рис.). На площади широко распространены дайки долеритов. Кимберлиты и вмещающие породы перекрыты юрскими песчано-глинистыми отложениями.

Кимберлитовое тело находится в Мало-Ботуобинском алмазоносном районе на западе Якутии.



Схематический геологический разрез кимберлитовой трубки.
1 – долериты, 2 – кимберлиты, 3 – известняки, 4 – песчано-глинистые отложения.

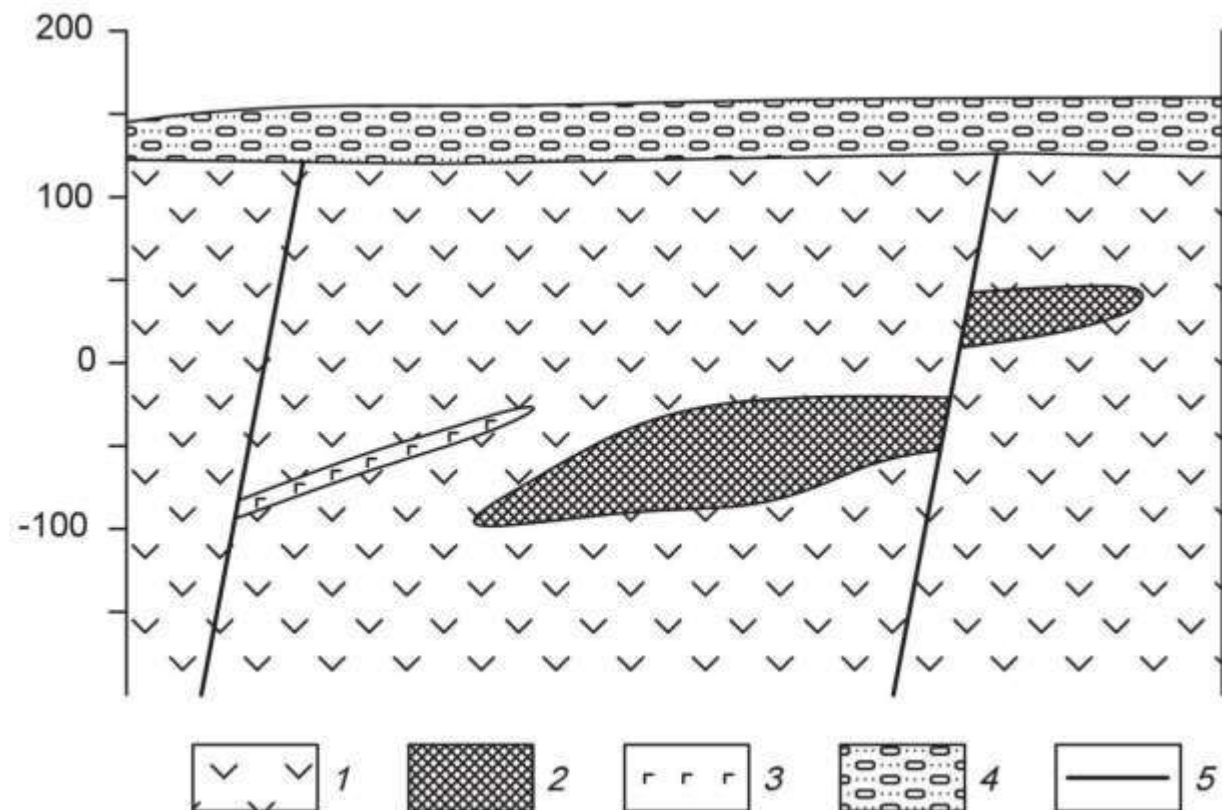
Петрофизические свойства

№ п/п	Разности пород	$\alpha, \times 10^{-5}$ ед.СИ	$\sigma, \text{г/см}^3$	$\rho, \text{Ом}\cdot\text{м}$
1.	Долериты	2800	2,95	8000
2.	Кимберлиты	90	2,40	200
3.	Известняки	20	2,60	2000
4.	Глины, суглинки	45	2,00	80

Вариант 4. Хром

Рудные тела сложены густовкрапленными, почти сплошными хромитами (см. рис.). Они имеют субмеридиональное простирание и пологое субгоризонтальное залегание. Тела пересекаются сбросовыми тектоническими нарушениями, круто падающими на юг и юго-запад под углами 70-80°. Амплитуда сбросов составляет 5 – 30 м. Непосредственно вмещающие породы представлены серпентинизированные дуниты или серпентиниты, развитые по дунитам. Контакты рудных тел с вмещающими породами резкие. Вмещающие породы и рудные тела перекрыты мезо-кайнозойскими конгломератами.

Месторождение приурочено к Кемпирсайскому хромитоносному массиву (Республика Казахстан).



Схематический геологический разрез хромитового месторождения.
1 – дуниты, 2 – хромитовые руды, 3 – габбро-диабазы, 4 – конгломераты.

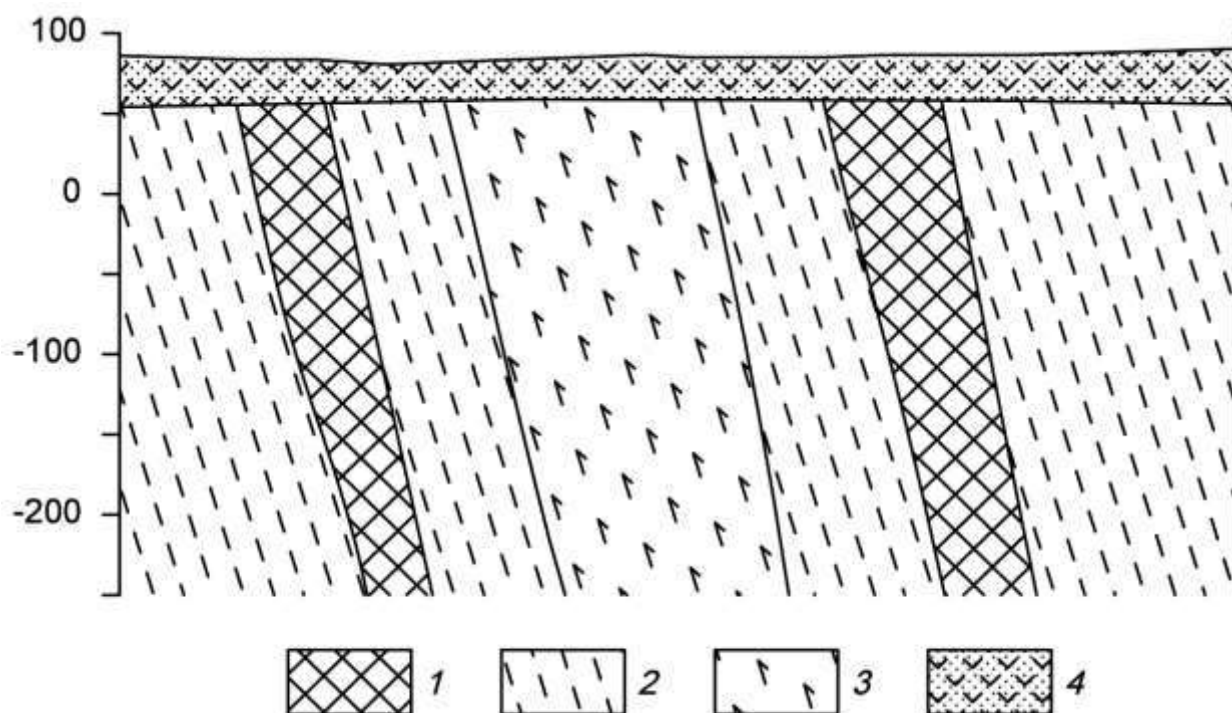
Петрофизические свойства

№ п/п	Разности пород	$\alpha, \times 10^{-5}$ ед.СИ	$\sigma, \text{г/см}^3$	$\rho, \text{Ом}\cdot\text{м}$
1.	Дуниты	900	2,96	980
2.	Хромитовые руды	270	3,80	300
3.	Габбро-диабазы	300	3,00	580
4.	Конгломераты	50	2,21	900

Вариант 5. Железо

Месторождение железных руд имеет моноклиналичную структуру (см. рис.). Рудная зона представлена двумя параллельными вытянутыми линзообразными телами железистых кварцитов, расположенных друг от друга на небольшом расстоянии. Простираие рудных тел и вмещающей их толщи гнейсов северо-восточное. Протяженность рудных тел по простиранию достигает 2 – 2,5 км. Перекрывающие отложения представлены туфо-песчаниками.

Месторождение находится на юге Якутии.



Схематический геологический разрез железорудного месторождения.
1 – железистые кварциты, 2 – гнейсы, 3 – амфиболиты, 4 – туфопесчаники.

Петрофизические свойства

№ п/п	Разности пород	$\alpha, \times 10^{-5}$ ед.СИ	$\sigma, \text{г/см}^3$	$\rho, \text{Ом}\cdot\text{м}$
1.	Железистые кварциты	10000	3,45	300
2.	Гнейсы	2150	2,72	1000
3.	Амфиболиты	1900	3,06	4000
4.	Туфопесчаники	900	2,15	500

Вариант 6. Медь

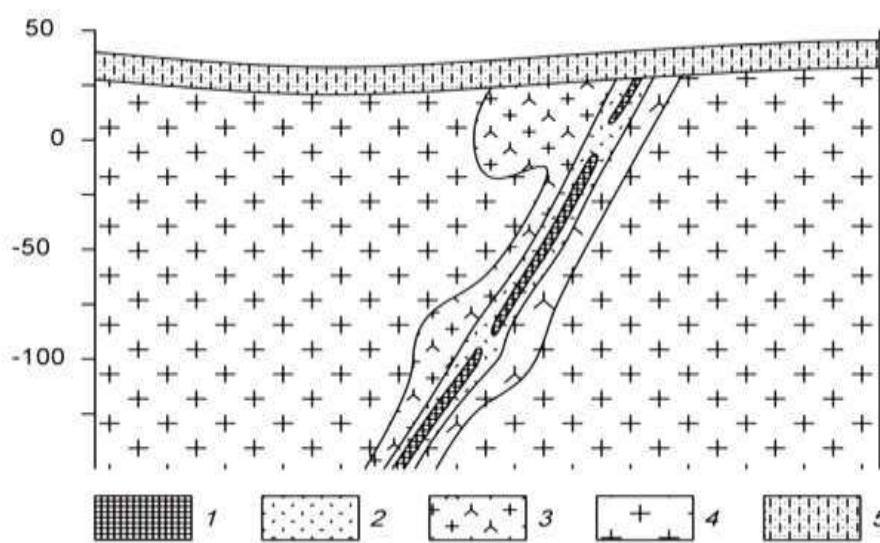
Кварц-сульфидное месторождение меди расположено в северо-западной части атиклинория, в эндоконтакте крупного батолита, сложенного гранитоидами. Основными структурными элементами месторождения являются, так называемые, рудные зоны – сложно построенные рудовмещающие трещинные структуры субмеридионального или северо-восточного простирания, секущие гранитоиды. Длина таких зон колеблется от нескольких сотен метров до первых километров.

Строение всех рудных зон однотипно. В осевой части проходит главный тектонический шов, выраженный милонитом мощностью от 5 – 10 см до 1 – 2 м. Шов состоит из ряда параллельных, часто кулисообразно расположенных трещин сложной формы.

Основные, наиболее крупные и выдержанные промышленные рудные тела располагаются вдоль главных швов рудных зон. Длина рудных тел по простиранию и падению колеблется от первых сотен метров до километра, мощность от первых до десятков метров.

Внутреннее строение рудных тел сложное. В пределах их выделяются жилы и линейные прожилково-вкрапленные зоны (см. рис.). В осевой части тел, как правило, располагаются жилы, сложенных кварц-магнетит-халькопиритовыми рудами, представляющими основную ценность. Жилы имеют четкие контакты, часто ветвятся и имеют раздувы и пережимы. Линейные прожилково-вкрапленные зоны представляют собой гидротермально измененные гранитоиды, разбитые густой сетью различно ориентированных кварц-кальцит-халькопиритовых и кварц-магнетит-халькопиритовых прожилков. В промежутках между прожилками наблюдается неравномерно распределенная вкрапленность.

Месторождение находится на юге Казахстана.



Схематический геологический разрез кварц-сульфидного медного месторождения.

1 – кварц-магнетит-халькопиритовые руды, 2 – прожилково-вкрапленные руды, 3 – гидротермально измененные граниты, 4 – биотитовые граниты, 5 – известковистые песчаники.

Петрофизические свойства

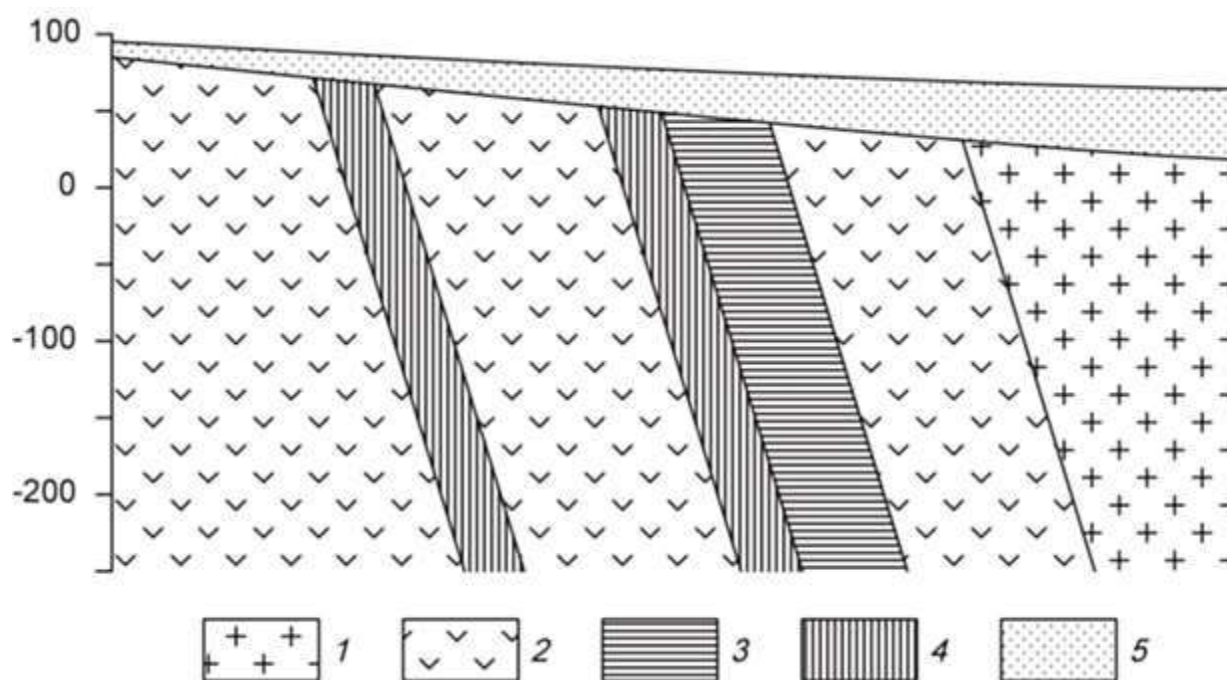
№ п/п	Разности пород	$\alpha, \times 10^{-5}$ ед.СИ	$\sigma, \text{г/см}^3$	$\rho, \text{Ом}\cdot\text{м}$
1.	Кварц-магнетит-халькопиритовые руды	1300	2,68	1000
2.	Прожилково-вкрапленные руды	500	2,60	1300
3.	Гидротермально измененные граниты	400	2,55	2300
4.	Биотитовые граниты	370	2,59	2500
5.	Известковистые песчаники	50	2,53	1300

Вариант 7. Титан

Месторождение титана магматического типа приурочено к массиву габбро северо-восточного простирания. Согласно с полосчатостью габбро залегают ильменитовые и титано-магнетитовые руды (см. рис.). Преобладают вкрапленные руды, для которых характерна сидеронитовая структура. Внутри зон вкрапленных руд встречаются линзочки сплошных. Границы рудных тел не четкие, переходы от рудных участков к безрудным – постепенные. Рудные тела и вмещающие породы перекрыты элювиальными отложениями песчано-глинистого состава.

Титаномагнетит в сплошных и вкрапленных рудах обогащен титаном (до 13,4 % TiO_2), также в нем встречаются пластинчатые включения ильменита. В сплошных рудах в основном присутствует титаномагнетит, а количество зерен ильменита не превышает 3-5%.

Месторождение расположено на Южном Урале.



Схематический геологический разрез месторождения титана.

1 – граниты, 2 – габбро мезо- и меланократовое, 3 – вкрапленные ильменитовые руды, 4 – вкрапленные титаномагнетитовые руды, 5 – элювиальные отложения.

Петрофизические свойства

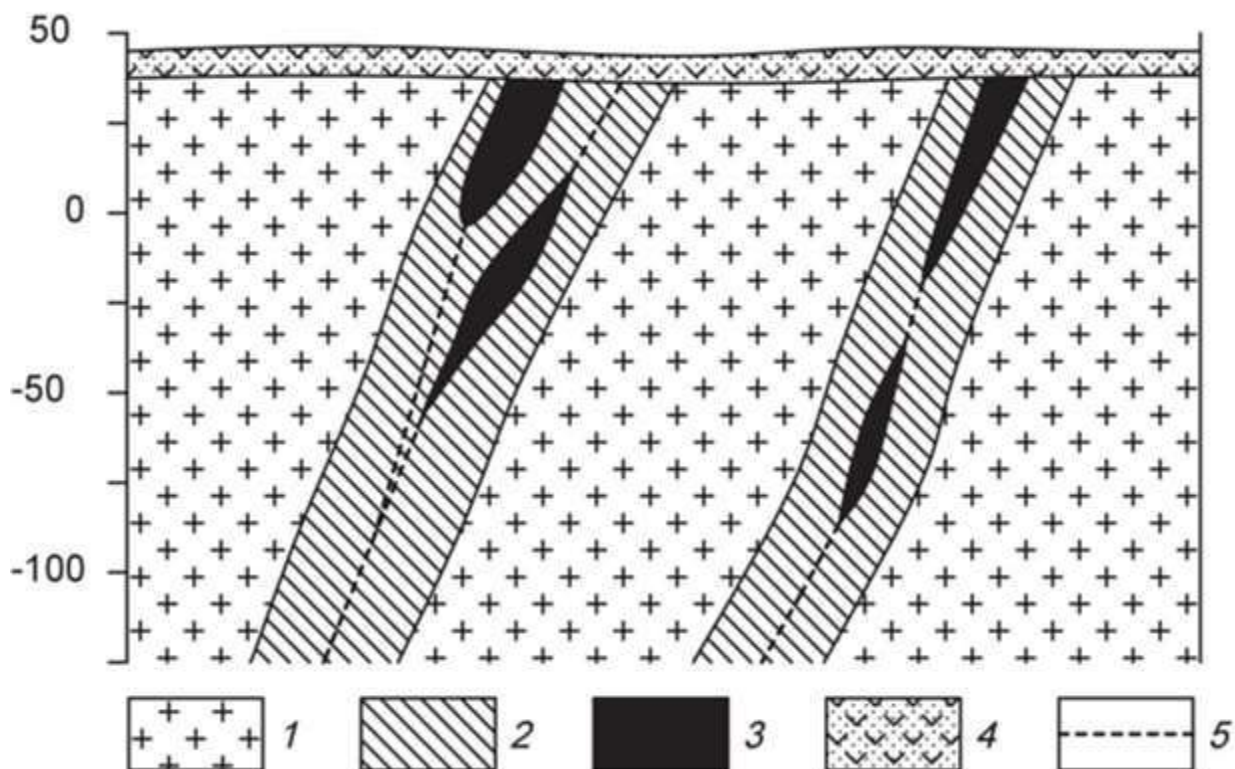
№ п/п	Разности пород	$\alpha, \times 10^{-5}$ ед.СИ	$\sigma, \text{г/см}^3$	$\rho, \text{Ом}\cdot\text{м}$
1.	Граниты	370	2,58	3000
2.	Габбро	1800	2,95	5000
3.	Вкрапленные ильменитовые руды	1900	3,51	2000
4.	Вкрапленные титаномагнетитовые руды	2400	3,45	1500
5.	Элювиальные отложения	120	2,00	800

Вариант 8. Вольфрам

Скарновое месторождение вольфрама приурочено к зонам альбитизации в гранодиоритах. Рудные тела представляют собой зоны метасоматически преобразованных силикатных пород (см. рис.). Альбитизация либо наложена на более ранние скарны, либо образует самостоятельные зоны. Рудные тела приурочены к системам крутопадающих минерализованных трещин, среди которых выделяется основной разлом и оперяющие нарушения.

Полезным компонентом в метасоматически преобразованных породах является шеелит. Шеелит образует неравномерную вкрапленность, прожилки и гнезда.

Месторождение находится в Таджикистане.



Схематический геологический разрез месторождения вольфрама.

1 – гранодиориты, 2 – зона интенсивной альбитизации, 3 – рудные тела, 4 – перекрывающие вулканогенно-осадочные толщи, 5 – тектонические нарушения.

Петрофизические свойства

№ п/п	Разности пород	$\alpha, \times 10^{-5}$ ед.СИ	$\sigma, \text{г/см}^3$	$\rho, \text{Ом}\cdot\text{м}$
1.	Гранодиориты	300	2,71	4000
2.	Скарноиды альбитизированные	270	2,65	3500
3.	Рудные тела	320	2,74	1500
4.	Вулканогенно-осадочные породы	320	2,35	1000

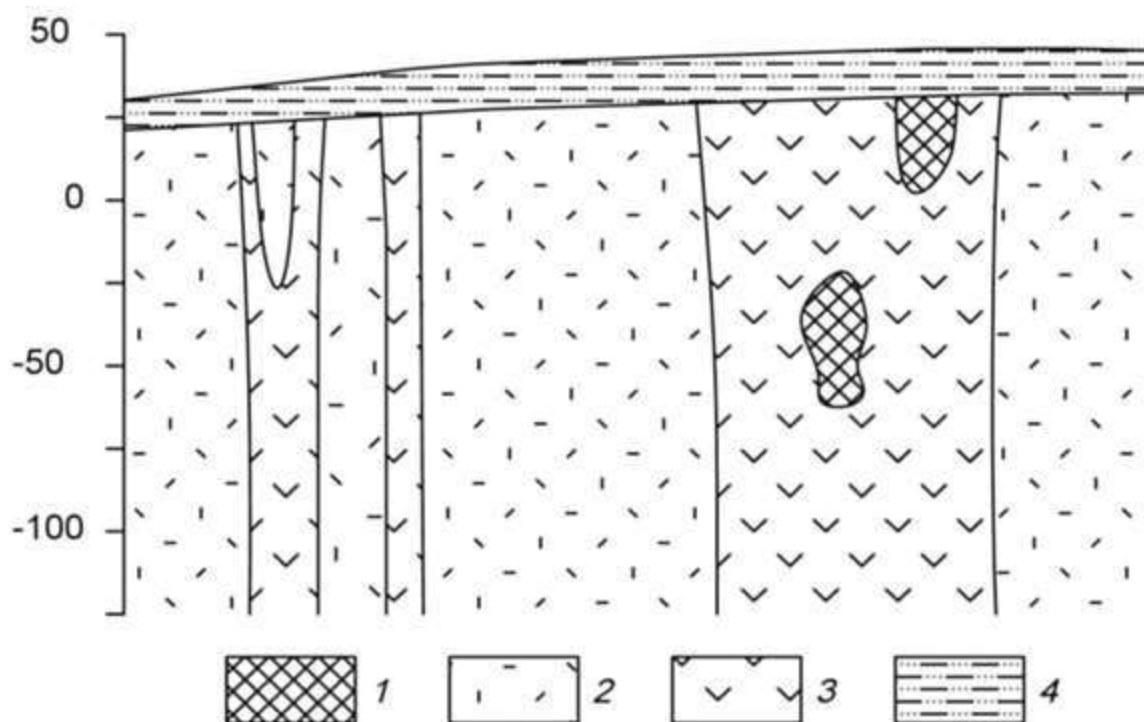
Вариант 9. Хром

Ультраосновной массив сложен разностями перидотитов, он вытянут в широтном направлении и имеет протяженность около 3 км. Массив сложен в главной массе гарцбургитами, среди которых обособляются неправильные линзообразные тела дунитов, вытянутые согласно простиранию массива. Каких либо закономерностей в размещении дунитовых обособлений среди гарцбургитов не устанавливается. Все ультраосновные породы массива в разной степени затронуты серпентинизацией (см. рис.).

Все хромитовые тела приурочены к обособлениям дунитов и, как правило, залегают согласно с ними. Рудные тела в основном субширотного простирания, обладают крутым северными или южным падением. Рудные тела имеют форму линз и гнезд.

Взаимоотношения рудных тел с смещающими дунитами различны. Известны постепенные переходы вкрапленных хромитовых руд к вмещающим дунитам, также рудные тела часто обладают резкими границами.

Месторождение находится в Армении.



Схематический геологический разрез хромитового месторождения.

1 – хромитовые руды, 2 – перидотиты, 3 – дуниты, 4 – песчано-глинистые отложения.

Петрофизические свойства

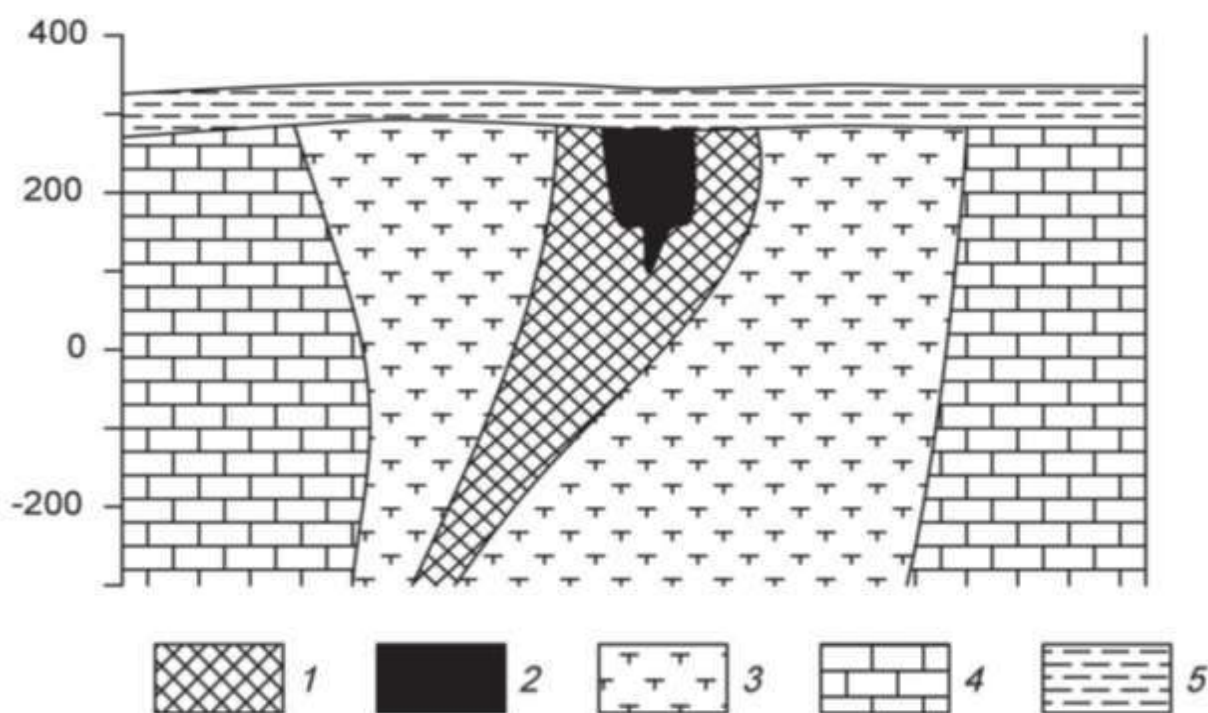
№ п/п	Разности пород	$\alpha, \times 10^{-5}$ ед.СИ	σ , г/см ³	ρ , Ом·м
1.	Хромитовые руды	1050	4,11	1100
2.	Перидотиты	1500	3,22	2800
3.	Дуниты	1100	2,96	3400
4.	Суглинки, супеси	120	2,22	300

Вариант 10. Железо

Железорудное месторождение гидротермального типа локализовано в карбонатных породах нижнего кембрия, слагающих чехол платформы. Рудоносная трубкообразная структура сложена explosивными брекчиями (см. рис.). Explosивные брекчии превращены в метасоматиты различного состава. Среди метасоматитов преобладают хлорит-серпентин-кальцитовые и кальцитовые, реже встречаются скарноподобные метасоматиты гранатового и пироксенового состава.

Среди промышленных типов руд брекчиевидные, вкрапленные и массивные магнетитовые руды, в коре выветривания – глинистые и сыпучие марит-магнетитовые и гематит-гидрогетитовые.

Месторождение находится в Красноярском крае.



Схематический геологический разрез железорудного месторождения.

1 – магнетитовые руды с содержанием железа 20-50%, 2 – магнетитовые руды с содержанием железа более 50%, 3 – частично метасоматически измененные explosивные брекчии или метасоматиты, 4 – известняки, 5 – глинистые перекрывающие отложения.

Петрофизические свойства

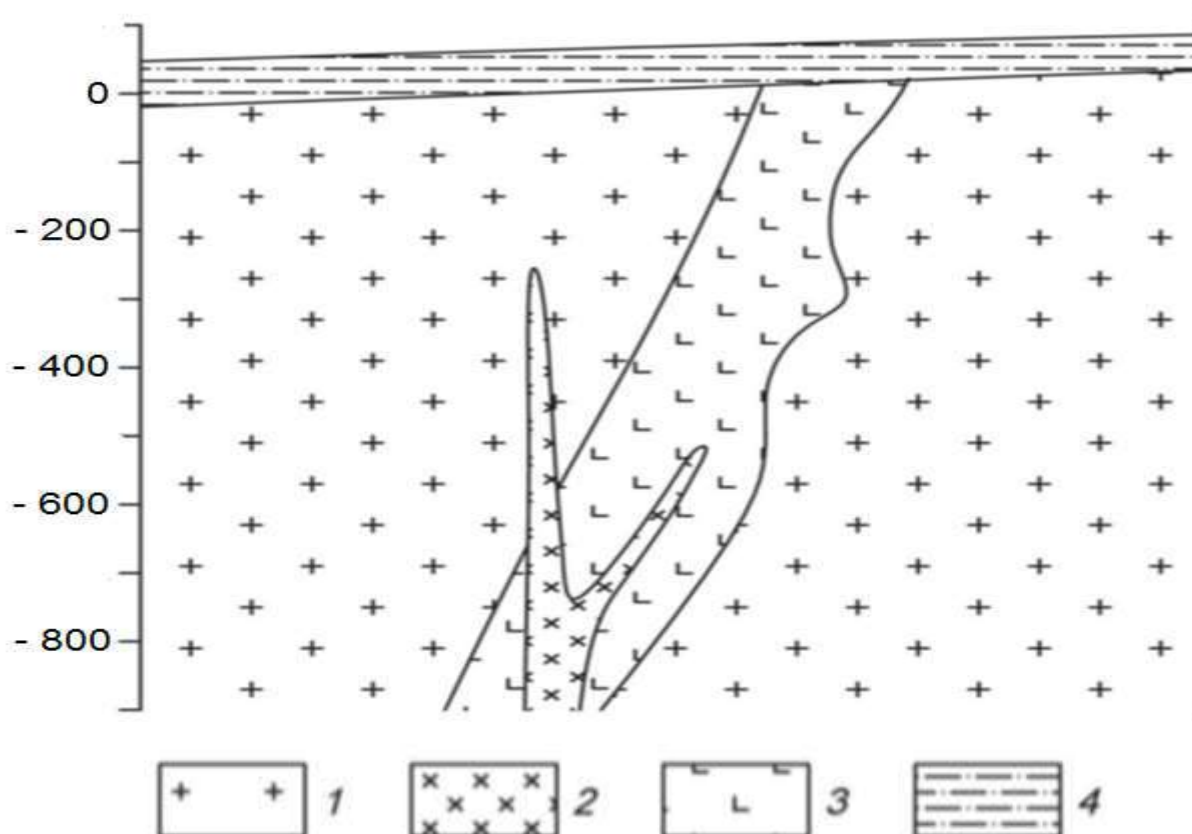
№ п/п	Разности пород	$\alpha, \times 10^{-5}$ ед. СИ	$\sigma, \text{г/см}^3$	$\rho, \text{Ом}\cdot\text{м}$
1.	Магнетитовые руды с содержанием железа 20-50%	8000	2,74	500
2.	Магнетитовые руды с содержанием железа более 50%	11000	2,91	300
3.	Метасоматически измененные explosивные брекчии или метасоматиты	340	2,51	1000
4.	Известняки	170	2,63	2300
5.	Глины	250	2,02	120

Вариант 11. Золото

Месторождение Вишневое приурочено к интрузивным образованиям раннего протерозоя, являющимся вмещающими породами для взрывчатых структур, выполненных жерловыми и субвулканическими фациями раннетриасового возраста (см. рис.).

Распределение полезных компонентов в ней имеет неравномерный, столбообразный, линзообразный и гнездовый характер, с наличием раздувов, пережимов и прослоев слабо золотоносных пород в контуре кондиционных руд. Наиболее богатые руды тяготеют к осевой части зоны метасоматитов, где они концентрируются в виде согласных полос. Четких геологических границ обогащенные участки не имеют и выделяются только по данным опробования.

Месторождение расположено в Западной Сибири.



Схематический геологический разрез золоторудного месторождения Красное.

1 – раннепротерозойский среднезернистые порфировидные гранитоиды, 2 – позднеюрские дайки диоритов, 3 – раннетриасовые гидротермально измененные эруптивные брекчии гранодирорит-порфиров, 4 – четвертичные отложения, представленные суглинками.

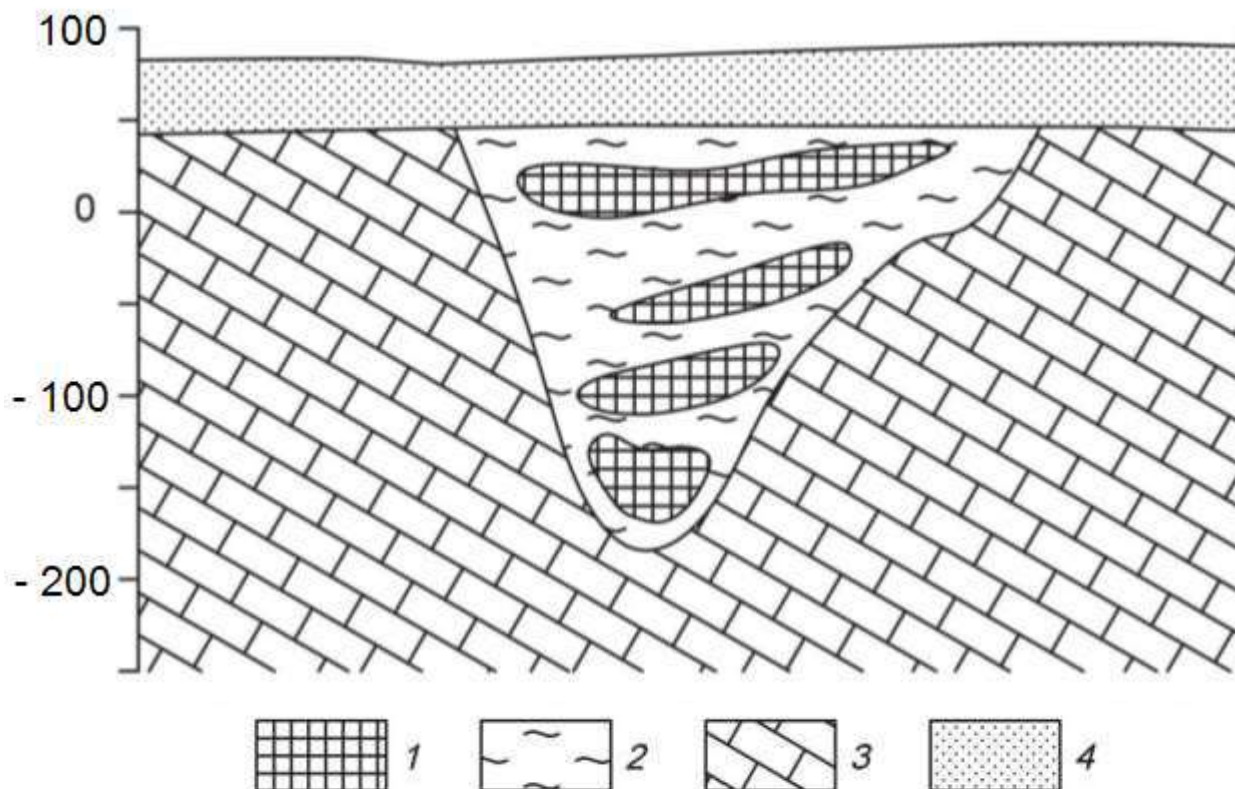
Петрофизические свойства

№ п/п	Разности пород	$\alpha, \times 10^{-5}$ ед.СИ	$\sigma, \text{г/см}^3$	$\rho, \text{Ом}\cdot\text{м}$
1.	Порфировидные гранитоиды	150	2,68	2200
2.	Диориты	2500	2,75	5000
3.	Эруптивные брекчии гранодирорит-порфиров	480	2,57	1500
4.	Суглинки	70	1,95	200

Вариант 12. Бокситы

Месторождение бокситов относится к карстовому типу. Тела бокситов приурочены к древним карстовым воронкам в карбонатных породах верхнего протерозоя, и состоят из нескольких разностей (см. рис.). Карстовые воронки заполнены рыхлыми и глинистыми бокситами, в которых встречаются каменистые разности. Каменистые бокситы имеют небольшие размеры и линзовидную, гнездовидную форму. Сверху залегают четвертичные покрывающие отложения, представленные песками и супесями.

Месторождения данного типа развиты на Енисейском кряже.



Схематический геологический разрез месторождения бокситов.

1 – бокситы каменистые, 2 – глинистые бокситы, 3 – известняки, 4 – пески, супеси.

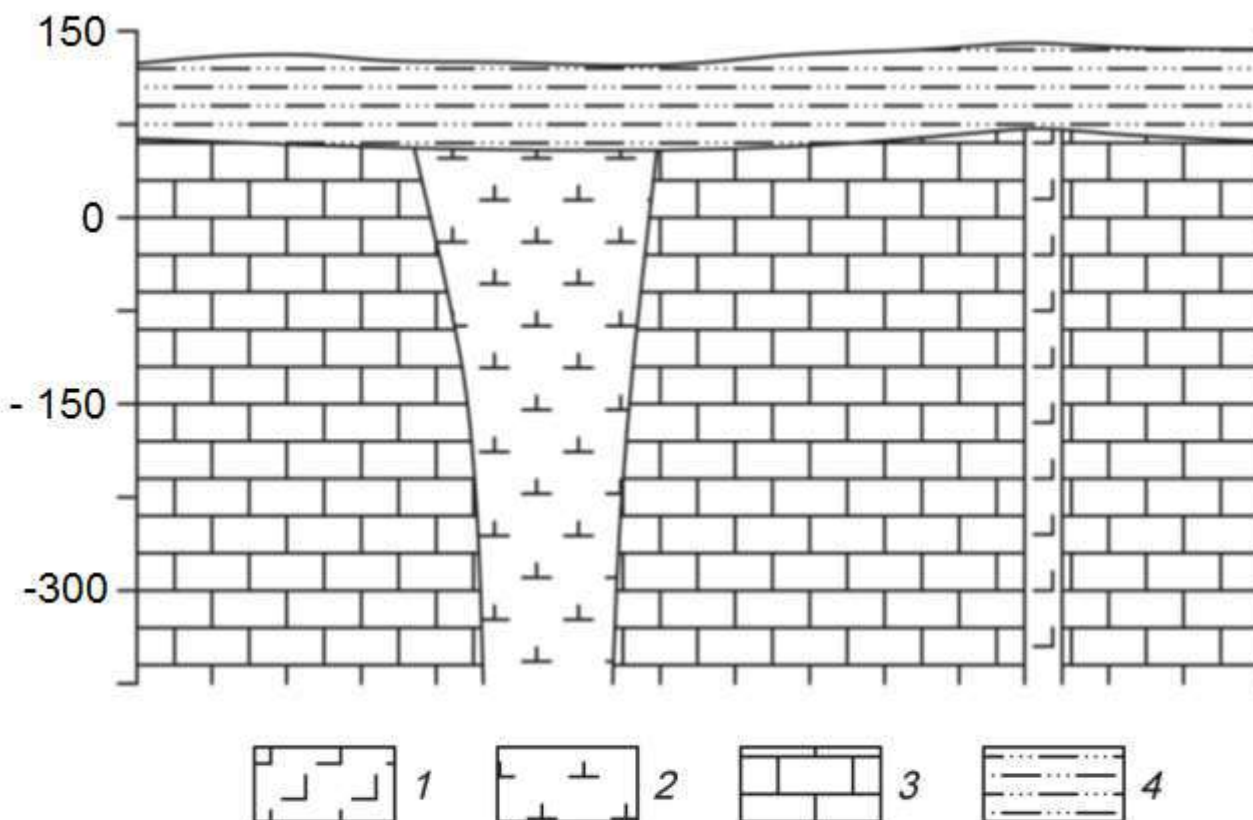
Петрофизические свойства

№ п/п	Разности пород	$\alpha, \times 10^{-5}$ ед.СИ	$\sigma, \text{г/см}^3$	$\rho, \text{Ом}\cdot\text{м}$
1.	Бокситы каменистые	300	3,0	280
2.	Бокситы глинистые	189	2,27	290
3.	Известняки	400	2,68	2000
4.	Пески, супеси	100	1,81	500

Вариант 13. Алмазы

Коренные месторождения алмазов связаны с кимберлитовыми трубками взрыва. Кимберлитовые тела локализуются в зонах растяжения, связанными с узлами пересечения разломов. Вмещающими для кимберлитов породами являются карбонатные отложения кембрия и ордовика (см. рис.). На площади широко распространены дайки долеритов. Кимберлиты и вмещающие породы перекрыты юрскими песчано-глинистыми отложениями.

Кимберлитовое тело находится в Мало-Ботуобинском алмазоносном районе на западе Якутии.



Схематический геологический разрез кимберлитовой трубки.

1 – долериты, 2 – кимберлиты, 3 – известняки, 4 – песчано-глинистые отложения.

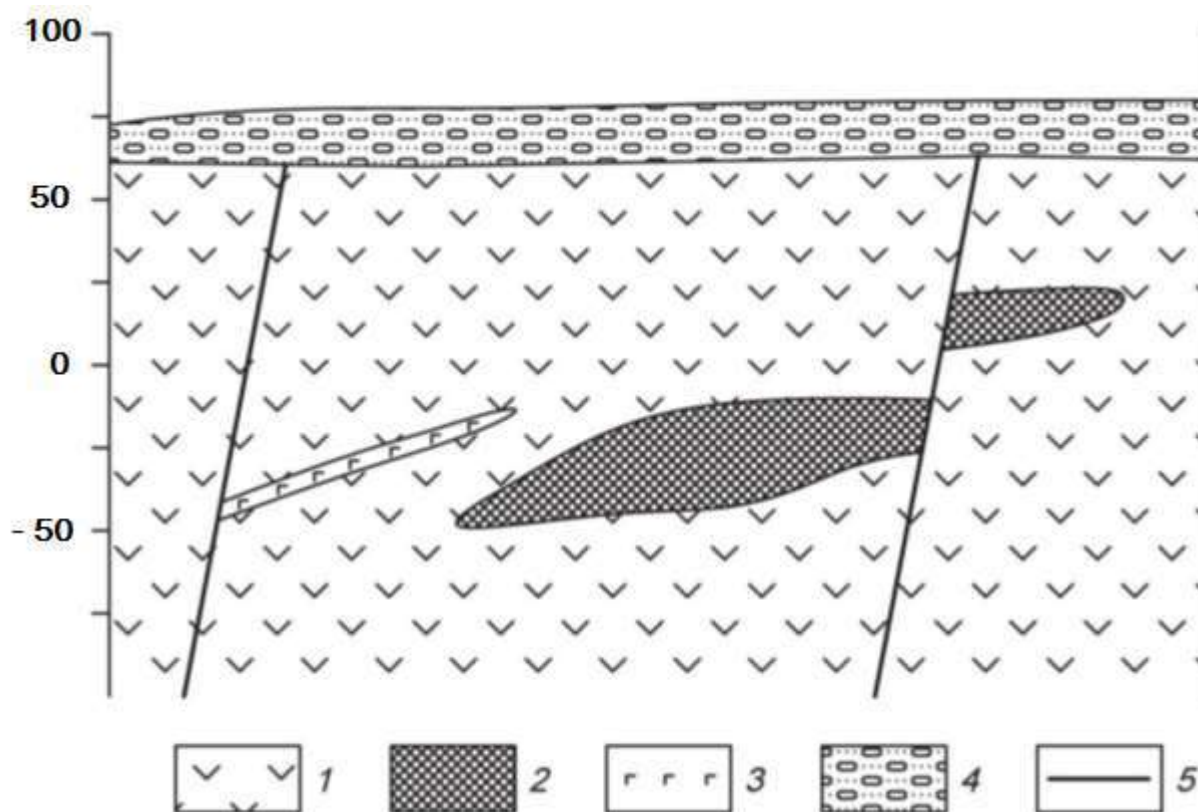
Петрофизические свойства

№ п/п	Разности пород	$\alpha, \times 10^{-5}$ ед.СИ	$\sigma, \text{г/см}^3$	$\rho, \text{Ом}\cdot\text{м}$
1.	Долериты	2500	2,92	16000
2.	Кимберлиты	300	2,35	120
3.	Известняки	20	2,68	900
4.	Глины, суглинки	30	2,09	150

Вариант 14. Хром

Рудные тела сложены густовкрапленными, почти сплошными хроми-тами (см. рис.). Они имеют субмеридиональное простирание и пологое субгоризонтальное залегание. Тела пересекаются сбросовыми тектоническими нарушениями, круто падающими на юг и юго-запад под углами 70-80°. Непосредственно вмещающие породы представлены серпентинизированные дуниты или серпентиниты, развитые по дунитам. Контакты рудных тел со вмещающими породами резкие. Вмещающие породы и рудные тела перекрыты мезокайнозойскими конгломератами.

Месторождение приурочено к Кемпирсайскому хромитоносному мас-сиву (Республика Казахстан).



Схематический геологический разрез хромитового месторождения.
1 – дуниты, 2 – хромитовые руды, 3 – габбро-диабазы, 4 – конгломераты.

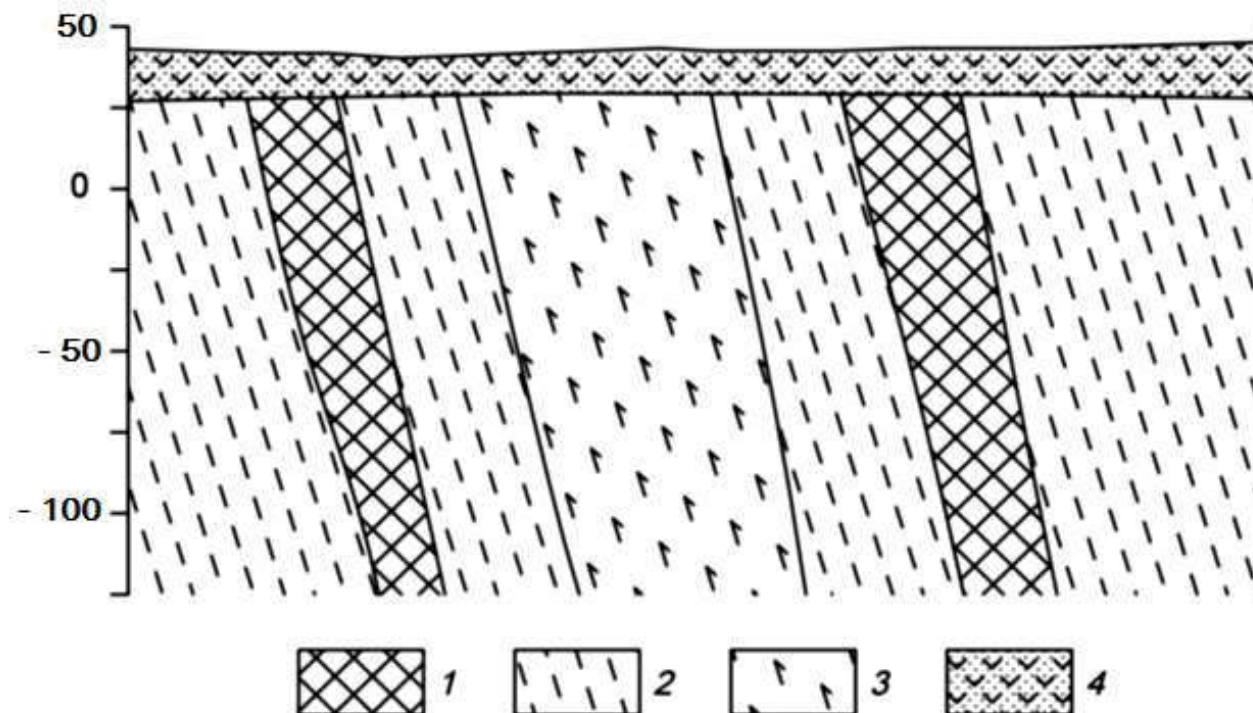
Петрофизические свойства

№ п/п	Разности пород	$\alpha, \times 10^{-5}$ ед.СИ	σ , г/см ³	ρ , Ом·м
1.	Дуниты	700	3,04	1000
2.	Хромитовые руды	140	3,90	200
3.	Габбро-диабазы	800	2,94	1000
4.	Конгломераты	90	2,03	1000

Вариант 15. Железо

Месторождение железных руд имеет моноклиналичную структуру (см. рис.). Рудная зона представлена двумя параллельными вытянутыми линзообразными телами железистых кварцитов, расположенных друг от друга на небольшом расстоянии. Простираение рудных тел и вмещающей их толщи гнейсов северо-восточное. Протяженность рудных тел по простиранию достигает 2 – 2,5 км. Перекрывающие отложения представлены туфо-песчаниками.

Месторождение находится на юге Якутии.



Схематический геологический разрез железорудного месторождения.
1 – железистые кварциты, 2 – гнейсы, 3 – амфиболиты, 4 – туфопесчаники.

Петрофизические свойства

№ п/п	Разности пород	$\alpha, \times 10^{-5}$ ед.СИ	$\sigma, \text{г/см}^3$	$\rho, \text{Ом}\cdot\text{м}$
1.	Железистые кварциты	9000	3,84	500
2.	Гнейсы	1600	2,68	1500
3.	Амфиболиты	1500	2,88	2000
4.	Туфопесчаники	450	2,10	200

Вариант 16. Медь

Кварц-сульфидное месторождение меди расположено в северо-западной части антиклинория, в эндоконтакте крупного батолита, сложенного гранитоидами. Основными структурными элементами месторождения являются, так называемые, рудные зоны – сложно построенные рудовмещающие трещинные структуры субмеридионального или северо-восточного простирания, секущие гранитоиды. Длина таких зон колеблется от нескольких сотен метров до первых километров.

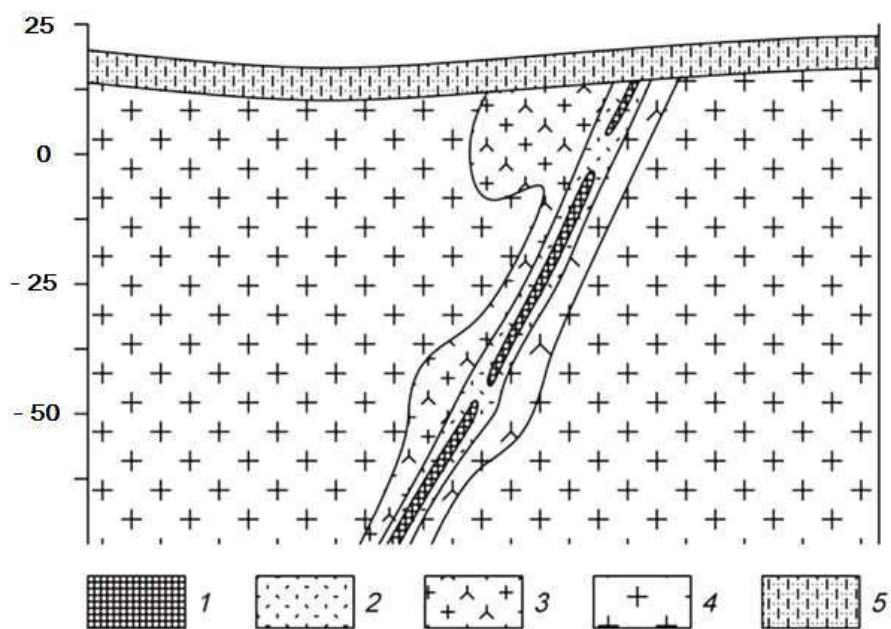
Строение всех рудных зон однотипно. В осевой части проходит главной тектонической шов, выраженный милонитом мощностью от 5 – 10 см, до 1 – 2 м. Шов состоит из ряда параллельных, часто кулисообразно расположенных трещин сложной формы.

Основные, наиболее крупные и выдержанные промышленные рудные тела располагаются вдоль главных швов рудных зон. Длина рудных тел по простиранию и падению колеблется от первых сотен метров до километра, мощность от первых до десятков метров.

Внутреннее строение рудных тел сложное. В пределах их выделяются жилы и линейные прожилково-вкрапленные зоны (см. рис.). В осевой части тел, как правило, располагаются жилы, сложенных кварц-магнетит-халькопиритовыми рудами, представляющими основную ценность. Жилы имеют четкие контакты, часто ветвятся и имеют раздувы и пережимы.

Линейные прожилково-вкрапленные зоны представляют собой гидротермально измененные гранитоиды, разбитые густой сетью различно ориентированных кварц-кальцит-халькопиритовых и кварц-магнетит-халькопиритовых прожилков. В промежутках между прожилками наблюдается неравномерно распределенная вкрапленность.

Месторождение находится на юге Казахстана.



Схематический геологический разрез кварц-сульфидного медного месторождения.

1 – кварц-магнетит-халькопиритовые руды, 2 – прожилково-вкрапленные руды, 3 – гидротермально измененные граниты, 4 – биотитовые граниты, 5 – известковистые песчаники.

Петрофизические свойства

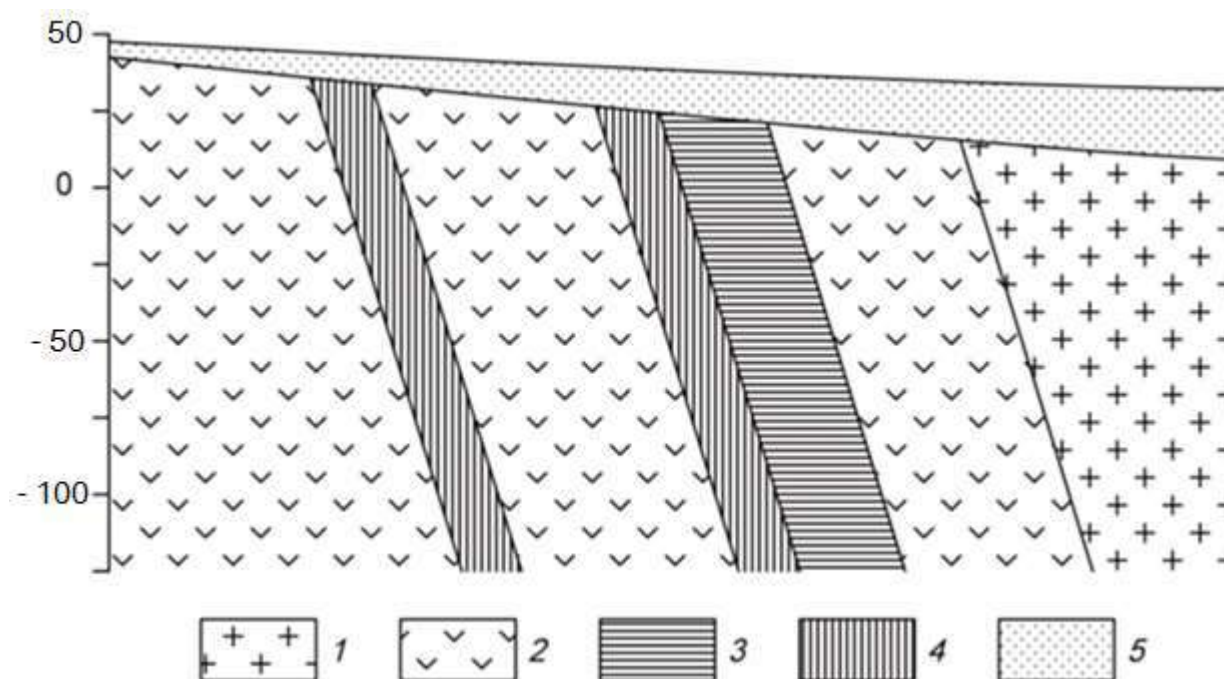
№ п/п	Разности пород	$\alpha, \times 10^{-5}$ ед.СИ	$\sigma, \text{г/см}^3$	$\rho, \text{Ом}\cdot\text{м}$
1.	Кварц-магнетит-халькопиритовые руды	1870	2,71	1100
2.	Прожилково-вкрапленные руды	1000	2,61	1300
3.	Гидротермально измененные граниты	700	2,62	2500
4.	Биотитовые граниты	890	2,57	2800
5.	Известковистые песчаники	70	2,48	1000

Вариант 17. Титан

Месторождение титана магматического типа приурочено к массиву габбро северо-восточного простирания. Согласно с полосчатостью габбро залегают ильменитовые и титано-магнетитовые руды (см. рис.). Преобладают вкрапленные руды, для которых характерна сидеронитовая структура. Внутри зон вкрапленных руд встречаются линзочки сплошных. Границы рудных тел не четкие, переходы от рудных участков к безрудным – постепенные. Рудные тела и вмещающие породы перекрыты элювиальными отложениями песчано-глинистого состава.

Титаномagnetит в сплошных и вкрапленных рудах обогащен титаном (до 13,4 % TiO_2), также в нем встречаются пластинчатые включения ильменита. В сплошных рудах в основном присутствует титаномagnetит, а количество зерен ильменита не превышает 3-5%.

Месторождение расположено на Южном Урале.



Схематический геологический разрез месторождения титана.

1 – граниты, 2 – габбро мезо- и меланократовое, 3 – вкрапленные ильменитовые руды, 4 – вкрапленные титаномagnetитовые руды, 5 – элювиальные отложения.

Петрофизические свойства

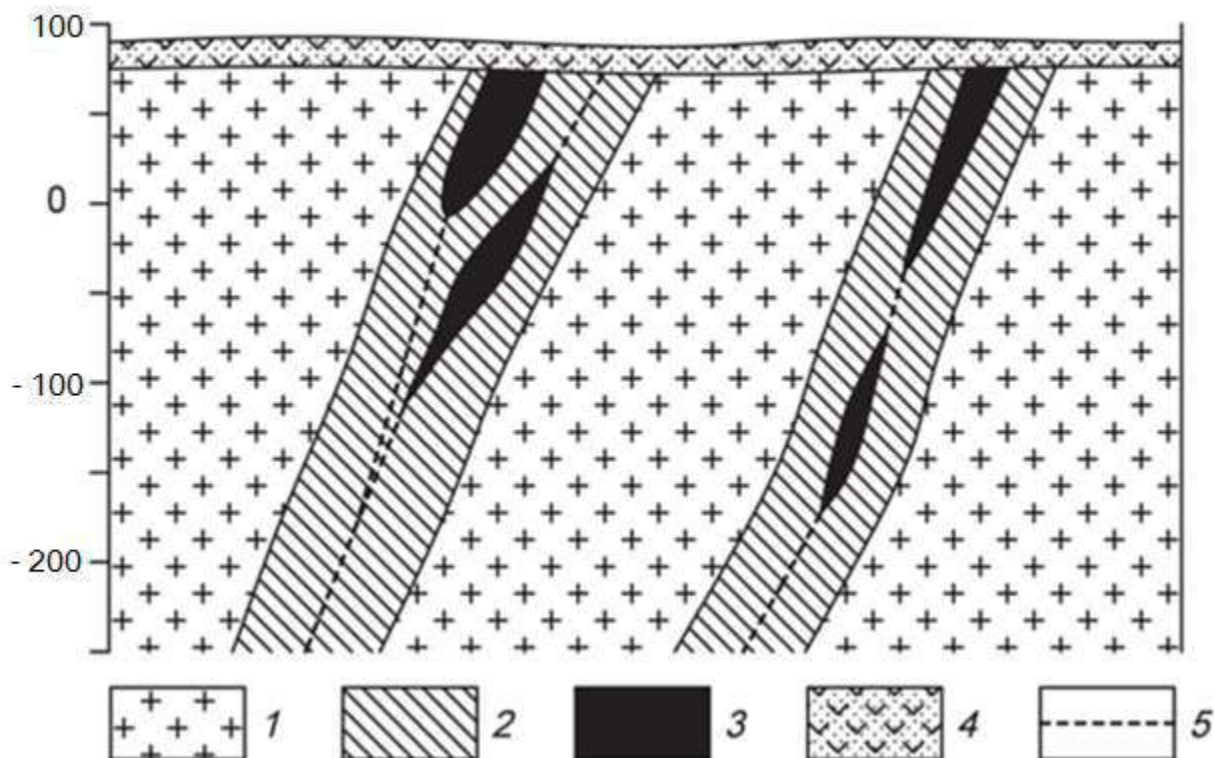
№ п/п	Разности пород	$\alpha, \times 10^{-5}$ ед.СИ	$\sigma, \text{г/см}^3$	$\rho, \text{Ом}\cdot\text{м}$
1.	Граниты	250	2,55	4000
2.	Габбро	1300	2,93	6000
3.	Вкрапленные ильменитовые руды	1500	3,60	2500
4.	Вкрапленные титаномagnetитовые руды	2500	3,37	1900
5.	Элювиальные отложения	200	1,93	1000

Вариант 18. Вольфрам

Скарновое месторождение вольфрама приурочено к зонам альбитизации в гранодиоритах. Рудные тела представляют собой зоны метасоматически преобразованных силикатных пород (см. рис.). Альбитизация либо наложена на более ранние скарны, либо образует самостоятельные зоны. Рудные тела приурочены к системам крутопадающих минерализованных трещин, среди которых выделяется основной разлом и оперяющие нарушения.

Полезным компонентом в метасоматически преобразованных породах является шеелит. Шеелит образует неравномерную вкрапленность, прожилки и гнезда.

Месторождение находится в Таджикистане.



Схематический геологический разрез месторождения вольфрама.

1 – гранодиориты, 2 – зона интенсивной альбитизации, 3 – рудные тела, 4 – перекрывающие вулканогенно-осадочные толщи, 5 – тектонические нарушения.

Петрофизические свойства

№ п/п	Разности пород	$\alpha, \times 10^{-5}$ ед.СИ	$\sigma, \text{г/см}^3$	$\rho, \text{Ом}\cdot\text{м}$
1.	Гранодиориты	300	2,68	3000
2.	Скарноиды альбитизированные	270	2,58	3200
3.	Рудные тела	310	2,92	1200
4.	Вулканогенно-осадочные породы	340	2,29	900

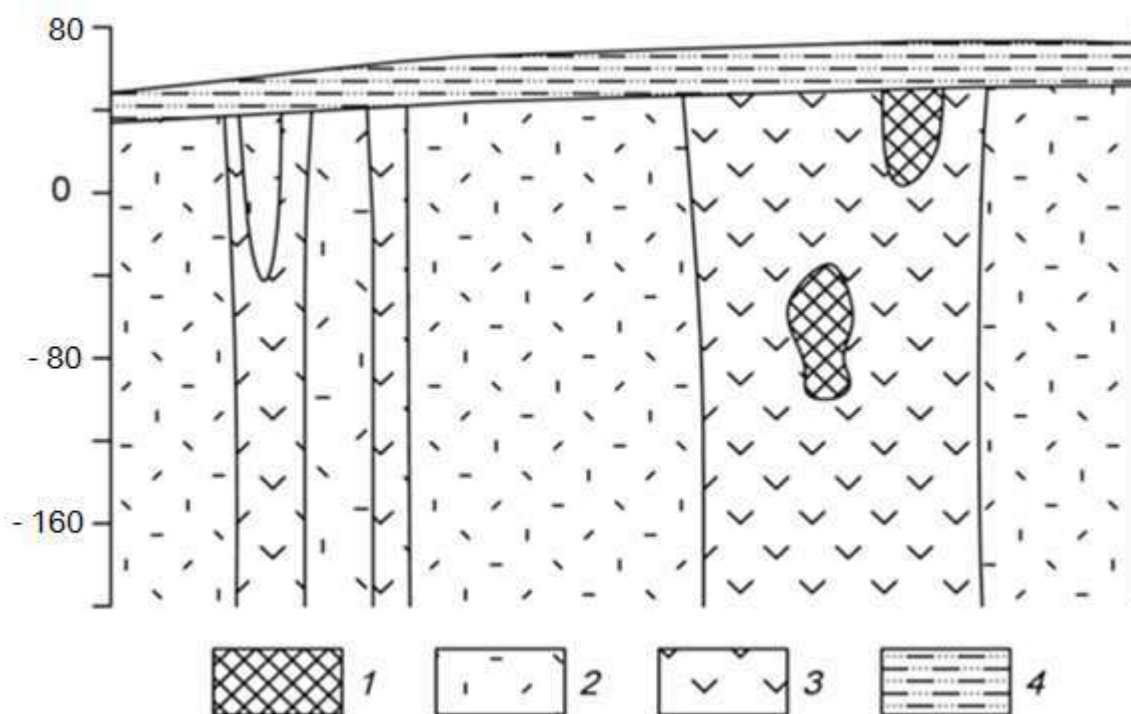
Вариант 19. Хром

Ультраосновной массив сложен разностями перидотитов, он вытянут в широтном направлении и имеет протяженность около 3 км. Массив сложен в главной массе гарцбургитами, среди которых обособляются неправильные линзообразные тела дунитов, вытянутые согласно простиранию массива. Каких либо закономерностей в размещении дунитовых обособлений среди гарцбургитов не устанавливается. Все ультраосновные породы массива в разной степени затронуты серпентинизацией (см. рис.).

Все хромитовые тела приурочены к обособлениям дунитов и, как правило, залегают согласно с ними. Рудные тела в основном субширотного простирания, обладают крутым северными или южным падением. Рудные тела имеют форму линз и гнезд.

Взаимоотношения рудных тел с смещающими дунитами различны. Известны постепенные переходы вкрапленных хромитовых руд к вмещающим дунитам, также рудные тела часто обладают резкими границами.

Месторождение находится в Армении.



Схематический геологический разрез хромитового месторождения.

1 – хромитовые руды, 2 – перидотиты, 3 – дуниты, 4 – песчано-глинистые отложения.

Петрофизические свойства

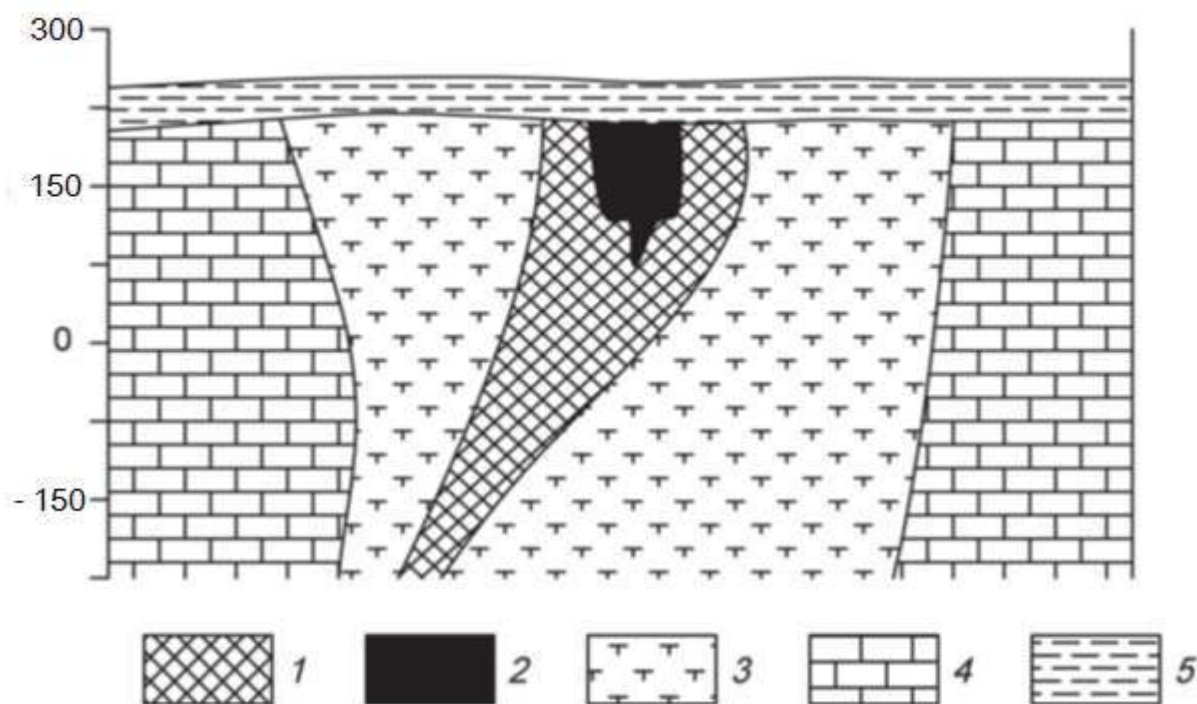
№ п/п	Разности пород	$\alpha, \times 10^{-5}$ ед. СИ	$\sigma, \text{г/см}^3$	$\rho, \text{Ом}\cdot\text{м}$
1.	Хромитовые руды	1300	4,30	900
2.	Перидотиты	2100	3,27	3200
3.	Дуниты	1200	2,84	3000
4.	Суглинки, супеси	200	2,15	280

Вариант 20. Железо

Железорудное месторождение гидротермального типа локализовано в карбонатных породах нижнего кембрия, слагающих чехол платформы. Рудоносная трубкообразная структура сложена взрывными брекчиями (см. рис.). Взрывные брекчии превращены в метасоматиты различного состава. Среди метасоматитов преобладают хлорит-серпентин-кальцитовые и кальцитовые, реже встречаются скарноподобные метасоматиты гранатового и пироксенового состава.

Среди промышленных типов руд брекчиевидные, вкрапленные и массивные магнетитовые руды, в коре выветривания – глинистые и сыпучие ма-рит-магнетитовые и гематит-гидрогетитовые.

Месторождение находится в Красноярском крае.



Схематический геологический разрез железорудного месторождения.

1 – магнетитовые руды с содержанием железа 20-50%, 2 – магнетитовые руды с содержанием железа более 50%, 3 – частично метасоматически измененные взрывные брекчии или метасоматиты, 4 – известняки, 5 – глинистые перекрывающие отложения.

Петрофизические свойства

№ п/п	Разности пород	$\alpha, \times 10^{-5}$ ед. СИ	σ , г/см ³	ρ , Ом·м
1.	Магнетитовые руды с содержанием железа 20-50%	6500	2,78	400
2.	Магнетитовые руды с содержанием железа более 50%	12000	3,05	200
3.	Метасоматически измененные взрывные брекчии или метасоматиты	210	2,64	900
4.	Известняки	120	2,71	2000
5.	Глины	270	1,98	180

5. Список рекомендованной литературы

Основная литература:

№ п/п	Наименование	Кол-во экз. в библиотеке
1.	<i>Соколов А.Г.</i> Полевая геофизика: учебное пособие / А.Г. Соколов, О.В. Попова, Т.М. Кечина. — Электрон. текстовые данные. — Оренбург: Оренбургский государственный университет, ЭБС АСВ, 2015. — 160 с. — 978-5-7410-1182-9. — Режим доступа: http://www.iprbookshop.ru/33649.html	Электронный ресурс
2.	<i>Хмелевской В.К.</i> Основы геофизических методов: учебник для вузов / В.К. Хмелевской, В.И. Костицын; Перм. ун-т. – Пермь, 2010. – 400 с.: ил. SBN 978-5-7944-1428-8. — Режим доступа: http://www.psu.ru/nauka/elektronnye-publikatsii/uchebnye-posobiya-i-metodicheskie-materialy/v-k-khmelevskoj-v-i-kostitsyn-osnovy-geofizicheskikh-metodov	Электронный ресурс
3.	<i>Соколенко Е.В.</i> Общий курс полевой геофизики. Часть 1: лабораторный практикум / Е.В. Соколенко, А.-Г.Г. Керимов. — Электрон. текстовые данные. — Ставрополь: Северо-Кавказский федеральный университет, 2015. — 107 с. — 2227-8397. — Режим доступа: http://www.iprbookshop.ru/63108.html	Электронный ресурс

Дополнительная литература:

№ п/п	Наименование	Кол-во экз. в библиотеке
1.	Полевая геофизика: учебник для вузов / <i>Ю. Н. Воскресенский</i> ; РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. - Москва: Недра, 2010. - 479 с.	10
2.	Геофизика: учебник / В. А. Богословский [и др.]; ред. В. К. Хмелевской. - Москва: КДУ, 2007. - 320 с.	15
3.	Геофизические методы исследования: учебное пособие / <i>В.К. Хмелевской, М.Г. Попов, А.В. Калинин</i> . - Москва: Недра, 1988. - 396 с	18
4.	Разведочная геофизика: лабораторный практикум / <i>Ю.Б. Давыдов, Н.В. Блинкова</i> ; Уральский государственный горный университет. - Екатеринбург: УГГУ, 2011. - 170 с.	20
5.	Электроразведка: учебное пособие. Ч. 1. Электроразведка постоянным током. Поляризационные методы электроразведки / <i>А. А. Редозубов</i> ; Уральский государственный горный университет. - Екатеринбург: УГГУ, 2007. - 328 с.	98
6.	Электроразведка: учебное пособие. Ч. 2. Электроразведка переменным током / <i>А.А.Редозубов</i> ; Уральский государственный горный университет. - Екатеринбург: УГГУ, 2008. - 188 с.	97
7.	<i>Возжеников Г. С., Бельшиев Ю. В.</i> Радиометрия и ядерная геофизика: Учеб. пособие. – Екатеринбург: Изд-во УГГГУ, 2011. – 406 с.	12
8.	<i>Бондарев В.И., Крылатков С.М.</i> Сейсморазведка: учебник для вузов. Издание второе. В двух томах. - Екатеринбург, Изд-во УГГУ, 2011.	10
9.	Гравиразведка: справочник геофизика / под ред.: <i>Е.А. Мудрецовой, К.Е. Веселова</i> . - 2-е изд., испр. и доп. - Москва : Недра, 1990. - 607 с.	50
	Магниторазведка : учебник / Уральская государственная горно-геологическая академия. - Екатеринбург : УГГГА, 2001. - 308 с.	2

Учебное издание

Александрова Жанна Николаевна

**КОНТРОЛЬНАЯ РАБОТА
ПО РАЗВЕДОЧНОЙ ГЕОФИЗИКЕ**

Руководство по выполнению контрольной работы
по дисциплине «Разведочная геофизика» для студентов
специальности 21.05.03 – «Технология геологической разведки»
очной и заочной формы обучения

Редактор _____
Компьютерная верстка автора

Подписано в печать ____ . ____ . 2018 г.
Бумага писчая. Формат 60 x 84 1/16.
Гарнитура Times New Roman. Печать на ризографе.
Печ. л. _____. Уч.-изд. л. _____. Тираж 100. Заказ _____

Издательство УГГУ
620144, г. Екатеринбург, ул. Куйбышева, 30
Уральский государственный горный университет
Отпечатано с оригинал-макета
в лаборатории множительной техники УГГУ



**МИНОБРНАУКИ РФ
ФГБОУ ВО
«Уральский государственный
горный университет»**

И. Г. Сковородников

***ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛИ В
ГЕОФИЗИЧЕСКОЙ АППАРАТУРЕ***

**Екатеринбург
2020**

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие.....	5
1. Назначение первичных преобразователей, их характеристики и классификация.....	5
Контрольные вопросы.....	11
2. Преобразователи параметрического типа.....	12
2.1. Резистивные преобразователи.....	12
2.1.1. Контактные преобразователи.....	12
2.1.2. Реостатные преобразователи.....	13
2.1.3. Тензометрические преобразователи.....	16
2.1.4. Электролитические преобразователи.....	19
2.1.5. Терморезистивные преобразователи.....	21
2.1.6. Магниторезистивные преобразователи.....	23
2.1.7. Фотоэлектрические преобразователи.....	25
2.2. Индуктивные преобразователи.....	26
2.2.1. Индуктивные преобразователи с изменяемым воздушным зазором.....	27
2.2.2. Магнитоупругие преобразователи.....	29
2.2.3. Магнитомодуляционные преобразователи.....	30
2.3. Емкостные преобразователи.....	34
Контрольные вопросы.....	35
3. Преобразователи генераторного типа	36
3.1. Преобразователи индукционной э.д.с.....	36
3.1.1. Преобразователи индукционной э.д.с. со взаимным перемещением магнита и катушки индуктивности.....	36
3.1.2. Преобразователи индукционной э.д.с. со стационарным размещением магнита и катушки индуктивности.....	38
3.2. Преобразователи гальваномагнитной э.д.с.....	41
3.2.1. Преобразователи Холла.....	41
3.2.2. Преобразователи Виганда.....	42

3.3. Преобразователи пьезоэ.д.с.....	44
3.4. Преобразователи термоэ.д.с.....	45
3.5. Преобразователи фотоэ.д.с.....	46
Контрольные вопросы.....	49
4. Радиационные преобразователи.....	49
4.1. Газоразрядные детекторы.....	50
4.2. Сцинтилляционные детекторы.....	53
4.3. Полупроводниковые детекторы.....	56
Контрольные вопросы.....	56
Литература.....	57

ПРЕДИСЛОВИЕ

Цель данного пособия – познакомить студентов с применением различных электрических датчиков в геофизической аппаратуре, облегчить им усвоение соответствующих разделов курса «Геофизическая аппаратура» и выполнение курсового проектирования по нему.

Необходимость издания пособия обусловлена тем, что в опубликованных работах по первичным преобразователям рассматриваются датчики общетехнического применения, в то время, как датчики разнообразной геофизической аппаратуры имеют ряд особенностей, связанных со спецификой условий их эксплуатации.

В пособии рассмотрены физические основы и устройство датчиков всех типов, входные и выходные параметры, указаны их достоинства и недостатки и приведены примеры применения в конкретной геофизической аппаратуре.

В качестве примеров в ряде случаев использованы оригинальные разработки автора.

В конце каждой главы приведен перечень контрольных вопросов для самостоятельной проверки усвоения материала студентами.

1. НАЗНАЧЕНИЕ ПЕРВИЧНЫХ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕЙ, ИХ ХАРАКТЕРИСТИКИ И КЛАССИФИКАЦИЯ

Первичные преобразователи в геофизической аппаратуре (ГА) являются теми элементами, которые вырабатывают сигнал информации об измеряемой величине. По этой причине первичные преобразователи ГА называются также измерительными преобразователями. Другими синонимами термина «первичный преобразователь» являются «датчик», «детектор», «чувствительный элемент», «сенсор», «трансмиситтер» [4,15,23]. Правда, в специальной литературе существуют различные толкования термина «датчик», наиболее распространенного из перечисленных терминов. Так, например, в монографии К. Бриндли [4], датчик рассматривается как пассивный преобразователь, т.е. преобразователь получающий энергию для своей работы от измеряемой величины. В других источниках [1,16] под датчиком понимается конструктивно законченное устройство, которое, кроме первичного преобразователя, может содержать и другие элементы (усилитель сигнала, источник питания и т.п.) и которое устанавливается на удалении от наблюдателя. В данном пособии, как и в большей части специальной литературы, термин «датчик» будет использоваться как синоним первичного или измерительного преобразователя.

Важнейшими характеристиками датчиков служат: чувствительность, точность (достоверность) информации об измеряемой величине, надежность и долговечность, стабильность работы при изменении внешних условий, быстродействие, вид зависимости выходного сигнала от измеряемой величины (линейная, нелинейная, реверсивная, нереверсивная и т.п.).

Поясним некоторые из перечисленных характеристик.

Чувствительность преобразователя, которую также называют **коэффициентом передачи**, представляет собой отношение изменения

выходного сигнала y , к изменению входного сигнала x . Различают три вида коэффициентов передачи: статический, относительный и дифференциальный.

Статический коэффициент передачи используется для определения свойств преобразователей с линейной характеристикой: $K_{ст} = y/x$.

Дифференциальный коэффициент передачи применяется для датчиков с нелинейной характеристикой: $K_{диф} = \lim \Delta y / \Delta x \approx dy/dx$. Значение этого коэффициента непостоянно и зависит от величины входного сигнала x .

Относительный коэффициент передачи равен отношению относительного изменения сигнала на выходе датчика к относительному изменению сигнала на его вход $K_{отн} = (\Delta y/y) / (\Delta x/x)$. Этот коэффициент является величиной безразмерной и удобен для сравнения свойств преобразователей, различных по принципу действия и конструкции.

У некоторых измерительных преобразователей вследствие трения покоя, шумов измерительной схемы, гистерезиса и др. причин изменение выходного сигнала появляется только тогда, когда измеряемая величина достигает определенного уровня. Этот уровень называется порогом **чувствительности** x_n .

Во время работы первичного преобразователя на него, кроме измеряемой величины, воздействуют и другие сигналы – помехи, например, изменения температуры, внешнего давления, вибрации, изменения напряжения питания и пр. Результаты воздействия помех проявляются в виде погрешностей измерений: абсолютных, относительных, приведенных.

Абсолютная погрешность – это разность между измеренным y и действительным (расчетным) значениями выходной величины y_0 : $\Delta y = y_{изм} - y_0$.

Относительная погрешность – это отношение абсолютной погрешности к действительному значению выходной величины в процентах: $\delta = (\Delta y/y_0) \cdot 100$.

Приведённая погрешность – это отношение абсолютной погрешности к наибольшему действительному значению выходной величины: $\varepsilon = \Delta y/y_{max}$. Для измерительных приборов приведенная погрешность определяет их класс точности.

В зависимости от режима, для которого определяется абсолютная или относительная погрешность, различаются **статические** и **динамические** погрешности (ошибки). Приведенная погрешность определяется только для установившегося (статического) режима [10].

Характер зависимости выходного сигнала от измеряемой величины $y=f(x)$ в установившемся режиме называется **статической** характеристикой преобразователя.

Наиболее удобными в работе и потому наиболее распространенными являются датчики, имеющие линейную характеристику. Если характеристика датчика нелинейна, то для формирования выходного сигнала могут применяться системы линеаризации. В некоторых случаях, например, если измеряемая величина изменяется нелинейным образом, удобнее использовать преобразователи с нелинейной статической характеристикой.

В зависимости от того, как на выходную величину влияет изменение знака измеряемой величины, статические характеристики бывают: **нереверсивными** (когда знак выходного сигнала остается постоянным во всем диапазоне измерений) и **реверсивными** (когда выходной сигнал изменяет свой знак вслед за измеряемой величиной).

Следует упомянуть еще одну из характеристик измерительных преобразователей – **гистерезис**, который проявляется в несовпадении значений выходного сигнала при одном и том же значении измеряемой величины в зависимости от уменьшения или увеличения последней в момент измерения.

Надежность преобразователя – это способность работать в течение определенного периода времени при заданных условиях эксплуатации.

Надежность преобразователей, так же, как надежность, сложных электронных или механических устройств вообще, характеризуется вероятностью безотказной работы, средним временем безотказной работы и интенсивностью отказов – отношением числа отказавших устройств в определяемый промежуток времени к числу работоспособных в начале этого промежутка.

График зависимости интенсивности отказов от времени эксплуатации имеет характерную корытообразную форму. Первый участок графика ($0 - t_1$) называется "временем приработки", в этот период интенсивность отказов велика из-за того, что здесь проявляются дефекты сборки, выходят из строя некондиционные детали и т. п. Второй участок $t_1 - t_2$ называется "периодом условной долговечности", здесь отказы могут быть связаны, в основном, со случайными причинами. Третий участок $t_2 - \infty$ называется "периодом старе-

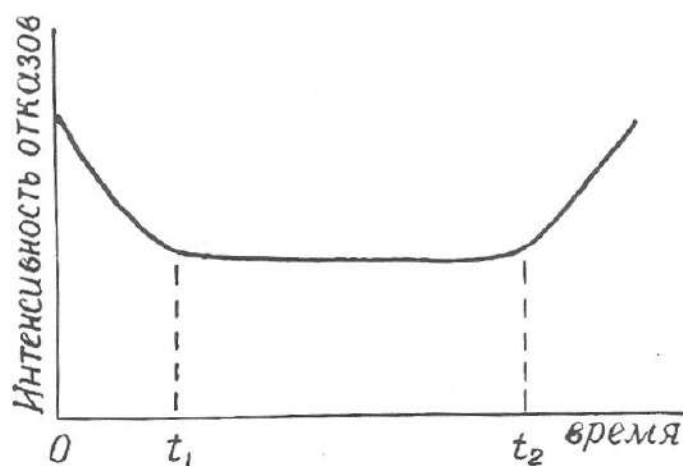


Рис. 1.1. Зависимость и интенсивности отказов от времени эксплуатации преобразователя

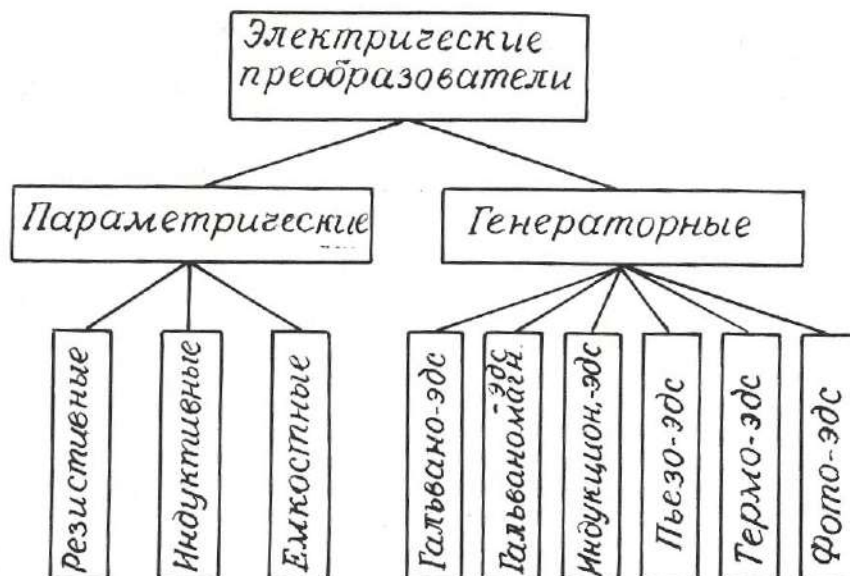


Рис. 1.2. Классификация электрических преобразователей

ния», здесь интенсивность отказов растет из-за того, что детали преобразователя вырабатывают свой ресурс (рис. 1.1).

Пути повышения надежности преобразователей – это упрощение их устройства, использование элементов с большой вероятностью безотказной работы, «разгруженный» режим эксплуатации.

подавляющее большинство датчиков геофизической аппаратуры преобразуют измеряемую величину в электрический сигнал, хотя имеются датчики, например, в гравиразведочных приборах, выходная величина которых не является электрической.

Электрические преобразователи, применяемые в геофизической аппаратуре, крайне разнообразны по принципу действия и конструкции.

Основными признаками, позволяющими классифицировать датчики, являются: назначение, принцип действия, вид входного и выходного сигналов, наличие или отсутствие источников питания.

По назначению электрические датчики делятся на преобразователи неэлектрических величин в электрические и преобразователи одних электри-

ческих величин в другие. Соответственно входные величины измерительных преобразователей могут иметь как электрическую, так и неэлектрическую природу. Это могут быть характеристики различных физических полей (например, магнитная индукция, температура, сила тяжести, э.д.с. естественных электрических полей), разнообразные свойства горных пород, руд и растворов (плотность, электрическое сопротивление, магнитная восприимчивость, радиоактивность), геометрические и технические параметры буровых скважин (их диаметр, углы искривления), скорость перемещения, механические усилия и т. д.

Выходными величинами электрических датчиков могут, быть: э.д.с., сила тока, частота тока, импульсы тока или комбинации импульсов различной длительности и амплитуды, а также сопротивление, емкость или индуктивность электрической цепи.

По принципу действия электрические преобразователи делятся на **параметрические**, изменяющие пассивные элементы электрической цепи (сопротивление, емкость, индуктивность), и **генераторные**, вырабатывающие э.д.с. различной физической природы. В свою очередь, среди параметрических датчиков выделяются: резистивные, емкостные и индуктивные, а среди генераторных: датчики гальванической, гальваномагнитной, индукционной, фото-, пьезо- и термоэ.д.с. (рис. 1.2).

Особняком стоят радиационные преобразователи (детекторы радиоактивных излучений), которые имеют сложную структуру.

Каждый из видов датчиков, изображенных на рис. 1.1, имеет свои разновидности, отличающиеся по конструктивному исполнению.

По наличию или отсутствию специальных источников питания датчики подразделяются на **пассивные**, получающие энергию от измеряемой величины, и **активные**, питающиеся от внешнего источника.

В следующих разделах пособия будут рассмотрены физические свойства, особенности конструкции, достоинства и недостатки, а также примеры

применения в конкретных образцах геофизической аппаратуры всех видов датчиков, представленных на рис. 1.2.

Контрольные вопросы

1. Дайте определение измерительного преобразователя.
2. Какие синонимы существуют у термина «измерительный преобразователь»?
3. Что такое чувствительность преобразователя?
4. Назовите виды коэффициентов передачи датчика.
5. Назовите виды погрешностей преобразователей, укажите, какие причины их вызывают.
6. Что такое статическая характеристика преобразователя?
7. Что такое надежность преобразователя?
8. Поясните график зависимости интенсивности отказов от времени (рис. 1.1).
9. По каким признакам производят классификацию электрических преобразователей?
10. Назовите входные и выходные величины электрических преобразователей в геофизической аппаратуре.
11. На какие две большие группы делятся электрические преобразователи по принципу действия?
12. Поясните классификацию преобразователей, приведенную на рис. 1.2.

2. ПРЕОБРАЗОВАТЕЛИ ПАРАМЕТРИЧЕСКОГО ТИПА

2.1. Резистивные преобразователи

В преобразователях этого вида изменения измеряемого параметра преобразуются в изменения **активного сопротивления** электрической цепи.

В соответствии с выражением $R = \rho \cdot l / S$ (2.1) изменения сопротивления R могут происходить за счет изменения геометрических размеров проводника (длины l и поперечного сечения S) или его удельного сопротивления ρ . К

преобразователям с изменяемыми размерами относятся контактные, реостатные, потенциометрические, тензометрические, угольные и электролитические датчики. К преобразователям с изменяемым удельным сопротивлением – электролитические, терморезистивные и некоторые фотоэлектрические датчики.

2.1.1. Контактные преобразователи

Контактные преобразователи представляют собой простейшую разновидность преобразователей резистивного типа. В одном крайнем положении их сопротивление равно бесконечности, в другом близко к нулю. Работой контактных преобразователей могут управлять механические (линейное или угловое перемещение) или различные физические параметры (температура, магнитное поле, электрический ток).

Контактные преобразователи составляют основу большинства реле, широко применяемых в системах автоматического управления [8,11]. В последнее время широкое распространение получили **герконы** – миниатюрные герметизированные контактные преобразователи, управляемые магнитным полем.

Достоинства контактных преобразователей составляют их простота и малая стоимость, универсальность (они могут работать в цепях как постоянного, так и переменного тока); недостатки – искрение и «дребезг» контактов, возможность ложных срабатываний контактов от тряски.

В геофизической аппаратуре контактные преобразователи используются в различных измерителях постоянных напряжений для преобразования этих напряжений в переменные, которые потом подвергаются усилению на электронных усилителях. Примером могут служить электроразведочные измерители ЭСК-1, АТ-72, самопишущие каротажные потенциометры ПАСК-8 и ПАСК-9. Контактные преобразователи используются также в схемах

управления многочисленных скважинных приборов (в пластовом наклономере НП-3, расходомерах с раскрывающимся пакером и др.).

Герконы используются в скважинных расходомерах РСМ, РГД, ДГД и др. [21].

2.1.2. Реостатные преобразователи

Простейший реостатный преобразователь – это переменный резистор, подвижный контакт которого перемещается вследствие изменения измеряемой величины – линейного перемещения, давления, угла наклона, направления магнитного поля и т.п.

Реостатный преобразователь (рис. 2.1, а) может быть включен по потенцио-метрической схеме (рис. 2.1, б), в этом случае он должен быть отнесен к преобразователям генераторного типа.

Как правило, реостатные преобразователи выполняют в виде намотки из изолированной проволоки высокого сопротивления (из манганина, константана, вольфрама) на каркасе из изоляционного материала. Форма каркаса может быть различной: прямоугольной, кольцевой или более сложной конфигурации в зависимости от входного параметра и необходимой зависимости $R = f(x)$.

Проволочные реостатные преобразователи являются дискретными, т.к. непрерывному изменению входной величины x соответствует скачкообразное изменение сопротивления R определяемое переходом подвижного контакта с одного витка провода на другой. Это обуславливает и погрешность измерений, которая уменьшается с уменьшением диаметра проволоки и увеличением числа витков W . Статический коэффициент передачи реостатного датчика $K_{ст} = z \cdot W / l$, где z – сопротивление одного витка, l – длина намотки.

Обычная относительная погрешность датчиков $\delta = 0,2 - 0,5 \%$.

Преимущества реостатных датчиков: простота конструкции, малый вес и габариты, возможность включения в цепь как постоянного, так и переменного тока, возможность получения необходимой статической характеристики

$R=f(x)$, недостатки: наличие подвижного механического контакта, что уменьшает надежность датчика, необходимость какого-то усилия для перемещения этого контакта, влияние температуры.

Благодаря своей простоте и универсальности реостатные преобразователи широко используются в геофизической аппаратуре для исследования скважин: в каверномерах (КФ, КМ, СКП-1 и др.), в инклинометрах (ИК-1, ИК-2, МИР-36, ИГ-36 и др.) [2,9,12], в датчиках натяжения кабеля, в некоторых уровнемерах. Так, например, в скважинном уровнемере конструкции УГИ [18,26], изменение уровня жидкости над прибором, точнее, гидростатическое давление столба жидкости над ним преобразуется в изменение уровня токопроводящей жидкос-

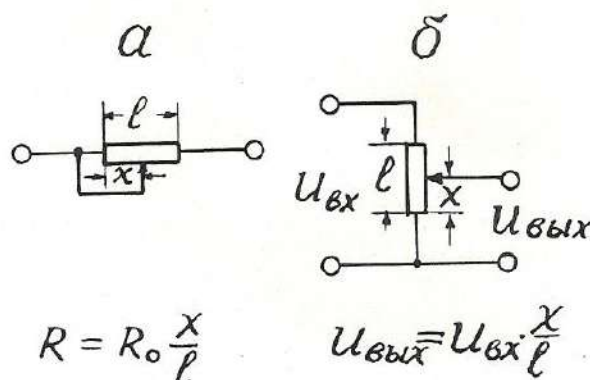


Рис. 2.1. Реостатный преобразователь (а) и его включение по потенциметрической схеме (б).

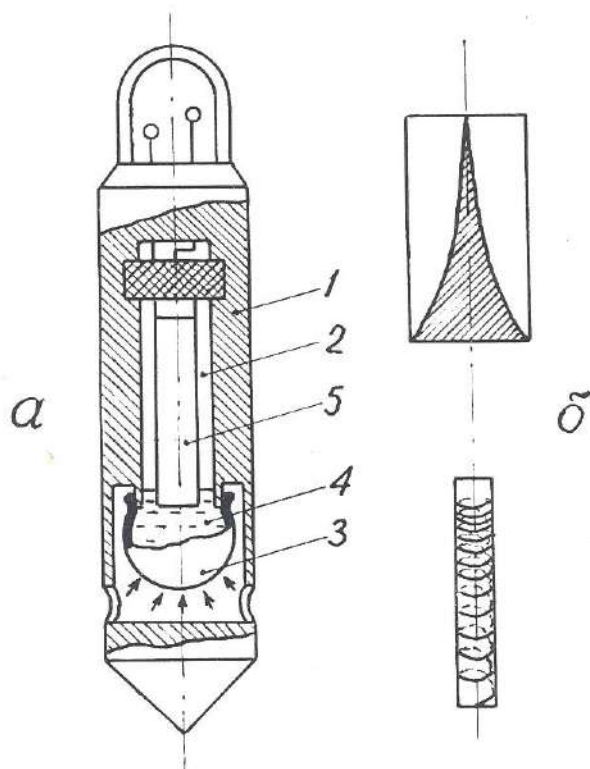


Рис. 1.2. Пример применения реостатного преобразователя в скважинном уровнемере с линейной входной характеристикой: а – конструкция уровнемера; б – варианты выполнения реостата; 1 – корпус уровнемера; 2 – измерительная камера; 3 – гибкий резервуар; 4 – токопроводящая жидкость; 5 – реостат.

ти в измерительной камере, отделенной от внешней среды гибкой оболочкой (рис. 2.2). Вдоль продольной оси камеры располагается реостатный преобразователь, подвижным контактом которого служит токопроводящая жидкость. Поскольку давление P в измерительной камере и ее объем V при постоянной температуре связаны соотношением $PV = \text{const}$ [7], то одинаковые приращения давления P (уровня жидкости) вызывают неодинаковые перемещения уровня токопроводящей жидкости в измерительной камере. Для получения линейной статической характеристики реостатный преобразователь в данном уровнемере выполнен в виде неравномерной намотки или высокоомной пленки переменной ширины таким образом, чтобы приращение сопротивления реостата было обратно пропорционально квадрату перемещения подвижного контакта, т.е. уровня токопроводящей жидкости.

2.1.3. Тензометрические преобразователи

Действие тензопреобразователей основано на изменении сопротивления проводников и полупроводников при их растяжении или сжатии [15].

Тензоэлементы (или тензорезисторы) состоят из тонкой проволоки или фольги, сложенной несколько раз в форме меандра и вклеенной между эластичными бумажными, пленочными или фетровыми подкладками. Толщина проволоки (или фольги) от 0,02 до 0,05 мм. Основные конструктивные формы тензоэлементов представлены на рис. 2.3.

Изменение электрического сопротивления тензоэлемента пропорционально относительной деформации детали в месте наклейки последнего. Относительный коэффициент передачи тензодатчика $K_{отн} = (\Delta R/R)/(\Delta l/l)$. Материал для тензоэлементов должен характеризоваться возможно большей тензочувствительностью и возможно меньшим температурным коэффициентом. Обычно используются сплавы: константан, манганин, нихром, а также чистые металлы: никель, висмут. Очень высокую тензочувствительность, в 60-80 раз выше, чем у металлов, имеют полупроводники: германий, кремний и др. Полупроводниковые тензоэлементы получают выращиванием кристаллов полупроводника на мембране из диэлектрического металла (например, датчики «кремний на сапфире»).

Достоинства тензорезисторных преобразователей: простота конструкций, малые габариты, высокая точность, безинерционность; недостатки: невысокая чувствительность, зависимость сопротивления от температуры.

Низкая чувствительность тензорезисторных преобразователей требует применения усилителей выходного сигнала, а термозависимость – применения специальных мер для устранения влияния температуры.

Тензопреобразователи находят применение в датчиках силы натяжения каротажного кабеля с подвесным роликом ДНТ-033 ($\delta \leq 1,5\%$ при усилии до 500 Н) [2,17], в некоторых опробователях пластов в качестве измерителей

пластового давления (например, в ОПД-7-10), в некоторых скважинных уровнемерах типа погружных манометров [2].

Автором тензорезисторный преобразователь применен в расходомере РГЖ-1, не содержащем вращающихся деталей [19]. Чувствительным элементом этого прибора служат две гибкие пластины, установленные вдоль измеряемого потока. Поскольку давление в движущемся флюиде понижается, пластины прогибаются навстречу друг другу тем больше, чем выше скорость потока (рис. 2.4). Прогиб пластин преобразуется в электрический сигнал с помощью наклеенных на них тензоэлементов. Для устранения влияния температуры на пластине наклеены 4 тензоэлемента (2 вдоль нее и 2 поперек), соединенные по мостовой схеме. В одну диагональ моста подается переменный ток питания (частота 1 кГц), к другой диагонали подключен усилитель. Чувствительность описанного расходомера составляет 0,05 л/с.

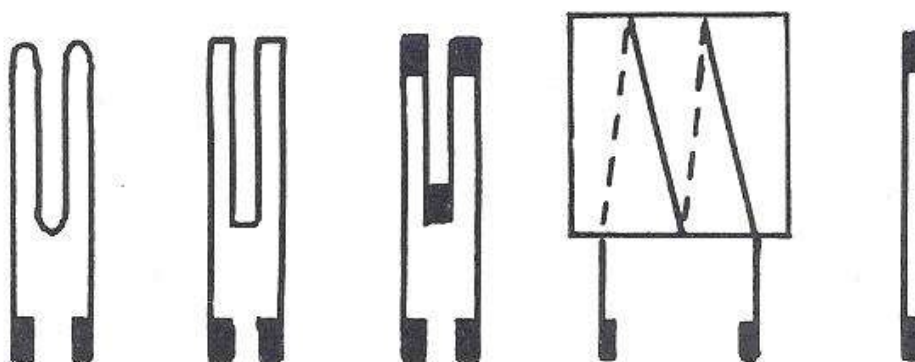


Рис. 2.3. Разновидности тензорезисторов

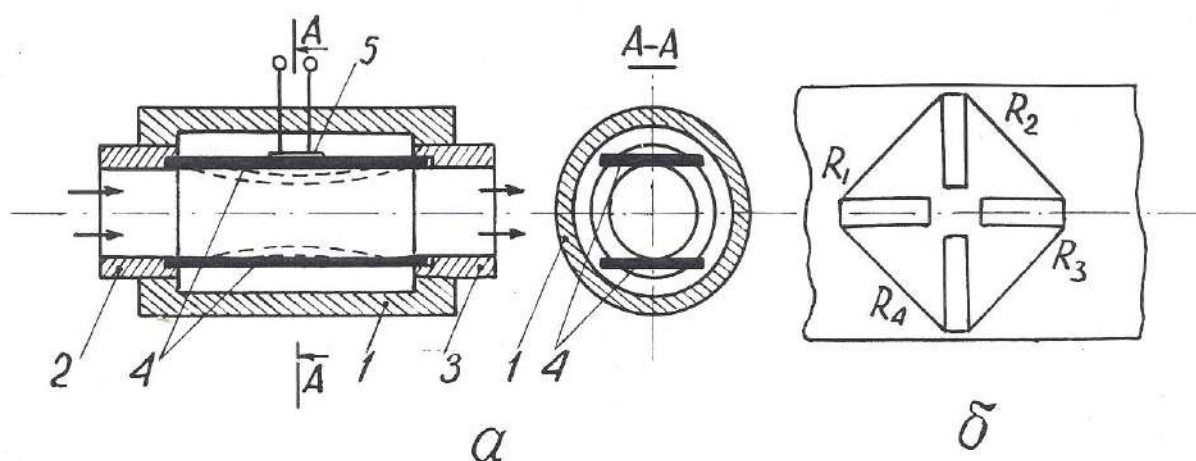


Рис. 2.4. Принцип действия расходомера РГЖ-1 (а) и размещение тензорезисторов на упругой пластине (б): 1 – корпус расходомера; 2 – входной канал; 3 – выходной канал; 4 – упругие пластины; 5 – тензометрический преобразователь прогиба пластины в электрический сигнал

2.1.4. Электролитические преобразователи

Преобразователи этого типа основаны на изменении электрического сопротивления между помещенными в электролит электродами в зависимости от расстояния между ними, площади соприкосновения с электролитом или проводимости последнего (2.1). Электролитические датчики используются для измерения угловых и линейных перемещений, а также для определения сопротивления электролита. Во избежание погрешностей, связанных с электролизом и электродной поляризацией, их включают, как правило, в цепь переменного тока.

Достоинства датчиков этого типа заключаются в простоте конструкции и способности пропускать большие токи; недостатки – в зависимости сопротивления электролита от температуры (при изменении последней на 1° электропроводность растворов изменяется на 1,5-2,5%).

В геофизической аппаратуре электролитические датчики используются в резистивиметрах всех видов: скважинных и переносных (например, в приборе ПР-1).

Еще один пример применения датчик этого типа устройство для определения направления и скорости потока подземных вод [20]. Это устройство содержит цилиндрическую измерительную камеру с перфорированными стенками, по окружности которой размещены радиальные электроды а в середине – центральный (рис. 2.5). Каждый из электродов подсоединен к своей жиле многожильного каротажного кабеля (например, кабеля КГ17-60-180ШМ. Внутри камеры располагается также магнитная стрелка с экраном из изоляционного материала на северном конце. Измерительная камера закрывается крышкой и заполняется электролитом через специальные отверстия в ней. Затем устройство опускают в скважину и устанавливают напротив исследуемого водоносного горизонта. По кабелю

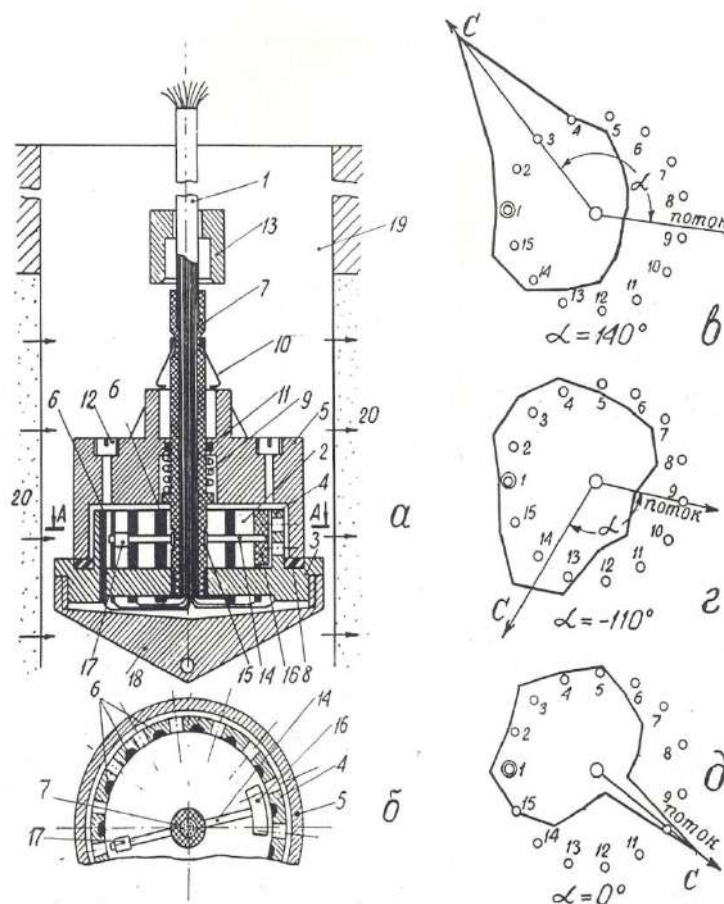


Рис. 2.5. Устройство для определения направления и скорости потока (а, б) и результаты измерений магнитного азимута потока (в-д): 1 – многожильный каротажный кабель; 2 – измерительная камера; 3 – изоляционный диск; 4 – перфорированные стенки камеры; 5 – крышка; 6 – радиальные электроды; 7 – центральный электрод; 8 – резиновая прокладка; 9 – сжатая спиральная пружина; 10 – пружинные защелки; 11 – резиновое кольцо; 12 – заливная пробка; 13 – сбивающий грузик; 14 – магнитная стрелка; 15 – скользящий подшипник; 16 – изоляционный экран; 17 – противовес; 18 – нижний наконечник.

опускают сбивающий грузик, который приводит в действие пружину, отбрасывающую крышку вверх по кабелю. Движением подземных вод электролит из измерительной камеры вымывается по направлению потока через перфорацию в стенках. Магнитная стрелка ориентируется по направлению магнитного меридиана, а экран на ее северном конце перекрывает один из

радиальных электродов. На поверхности производят измерения электрического сопротивления между центральным и каждым из радиальных электродов.

Минимальное сопротивление указывает направление потока подземных вод, а максимальное – направление на север. Скорость потока определяют по скорости вымывания электролита из измерительной камеры, повторяя измерения через определенные интервалы времени. При использовании 17-жильного кабеля устройство обеспечивает абсолютную погрешность в измерении направления потока, не превышающую $\pm 12^\circ$.

2.1.5. Терморезистивные преобразователи

Терморезистивные преобразователи основаны на свойстве металлов и полупроводников изменять свое сопротивление под действием температуры T .

Зависимость сопротивления металлов от температуры в общем случае нелинейна, однако, для ограниченных интервалов температур ее можно представить в виде линейной двучленной функции $R_T = R_0[1 + \alpha(T - T_0)]$, где R_0 – сопротивление при начальной температуре T_0 , а α – температурный коэффициент сопротивления для интервала $T - T_0$.

Основным материалом для терморезисторов являются чистые металлы: платина, медь, никель, которые обладают в интервале от 0 до 100°C положительным $\alpha = 0,0030 - 0,0068 \text{ (град. C)}^{-1}$.

Известны также объемные полупроводниковые терморезисторы (термисторы). Их сопротивление уменьшается с повышением температуры по экспоненте, в среднем для них $\alpha = 0,03 - 0,04 \text{ (град. C)}^{-1}$, но значение α сильно зависит от температуры. Чувствительность (статический коэффициент передачи) терморезисторов $K_{ст} = \Delta R / \Delta T = \alpha R_0$.

Достоинства терморезистивных преобразователей: простота конструкции, малые габариты, возможность установки в труднодоступных местах. Однако им присущи и важные недостатки. Во-первых, это постоянство α лишь в ограниченном диапазоне температур и, во-вторых, инерционность, приводящая

к большим динамическим погрешностям. Как известно, термопреобразователь приобретает температуру среды по закону $\Delta T = \Delta T_0 \cdot e^{-t/\tau}$ где ΔT_0 - начальная разность температур, t – время, τ – постоянная времени преобразователя, зависящая от его конструкции и теплопроводности, а также тепловых свойств среды.

В геофизическом приборостроении преобразователи этого типа находят применение в скважинных термометрах электрических (СТС-2, ЭТМИ-55 и др.) и электронных (ТЭГ-36, ТЭГ-60 и др.).

Чувствительный элемент всех скважинных термометров представляет собой тонкую (0,02-0,03 мм) медную проволочку, сложенную в несколько раз и помещенную в тонкостенную медную трубку длиной около 30 см, омываемую скважинным флюидом [9].

Точно так же устроен чувствительный элемент скважинных расходомеров типа термоанемометров СТД-2, СТД-4 [2]. Этот термоэлемент включается в мостовую измерительную схему и нагревается до температуры, превышающей температуру исследуемого потока. Мостовая схема балансируется при размещении чувствительного элемента в неподвижной жидкости. Когда жидкость приходит в движение, она охлаждает нагретый термоэлемент, тем сильнее, чем выше скорость ее движения.

В газокаротажных станциях (АГКС-64, АГКС-4 и др. для определения суммарного газосодержания в газовоздушной смеси эта смесь подается на термочувствительный элемент в виде тонкой платиновой проволочки, нагретой до 850° С и включенной в сбалансированную мостовую схему. Если в анализируемой смеси имеются углеводородные газы, то при 850°С они сгорают, выделяющееся тепло повышает температуру проволочки, увеличивая ее сопротивление и нарушая баланс мостовой схемы [17].

Аналогичным образом действуют приборы для определения содержания СО в выхлопных газах автомобиля [6].

Известны также устройства для определения направления потока подземных вод [24], содержащие нагреватель и расположенные вокруг него

термисторы. По измерениям температуры последних определяют, в каком направлении идет перенос тепла, т.е. происходит движение подземных вод.

2.1.6. Магниторезистивные преобразователи

Эти преобразователи основаны на свойстве некоторых материалов изменять свое электрическое сопротивление под действием магнитного поля (эффект Гаусса). Таким свойством обладает, например, сплав пермаллой (80% никеля, 20% железа). Степень изменения сопротивления магниторезистора зависит от магнитной индукции поля B и угла θ между ее направлением и направлением тока [6,16,22].

Магниторезисторы изготавливаются по тонкопленочной технологии в форме меандров (рис. 2.6).

Еще большим магнитоэлектрическим эффектом, чем сплавы металлов, обладают полупроводники (антимонид индия InSb и арсенид индия InAs).

Увеличение сопротивления магниторезисторов объясняется увеличением пути движения электронов и дырок под действием силы Лоренца.

Чувствительность магниторезистивных датчиков $K_{\text{диф}} = \Delta R / \Delta B$ зависит от величины магнитной индукции: $\Delta R = R_0 \cdot A(vB)^n$, где A – так называемый «коэффициент формы», v – подвижность электронов: n – постоянный коэффициент ($n=1-2$), зависящий от B .

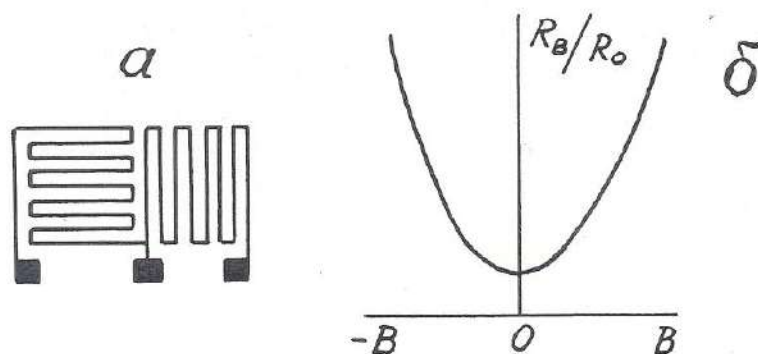


Рис. 2.6. Форма магниторезистора (а) и зависимость приращения его сопротивления от магнитной индукции (б)

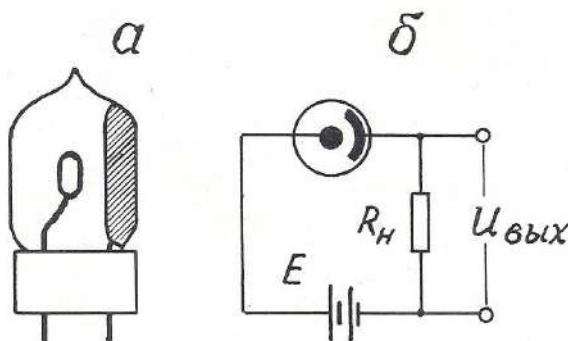


Рис. 2.7. Конструкция фотоэлемента с внешним эффектом (а) и включение его в измерительную схему (б)

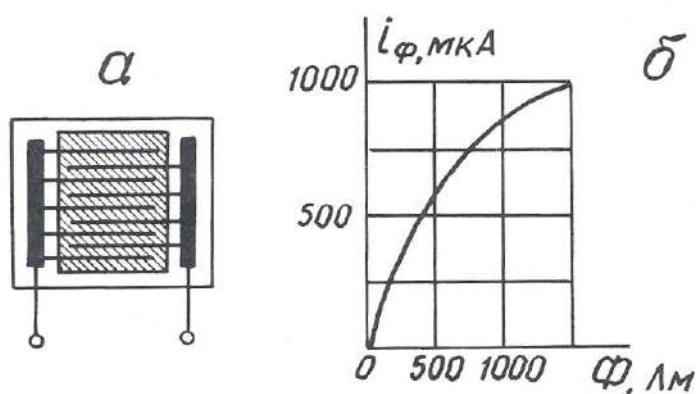


Рис. 2.8. Конструкция фотоэлемента с внутренним фотоэффектом (а) и зависимость фототока от светового потока (б)

При больших B значение $n=1$, поэтому при использовании магниторезисторов применяют магнитное смещение, помещая их в поле электромагнита с $B=0,3 - 0,5$ Тл.

Недостатки магниторезисторов: наличие температурного влияния и потребность в сильных магнитных полях.

Магниторезисторы в геофизике могут быть использованы в скважинных расходомерах и магнитных меткоуловителях каротажных станций.

2.1.7. Фотоэлектрические преобразователи

Фотоэлектрические преобразователи (фотоэлементы) основаны на явлении внешнего (электровакуумные и газонаполненные) или внутреннего (полупроводниковые) фотоэффекта.

Фотоэлемент с внешним фотоэффектом представляет собой электронную лампу с двумя электродами, один из которых (фотокатод) покрыт светочувствительным слоем (рис. 2.7). Возрастание фототока при увеличении приложенного напряжения происходит до величины тока насыщения, при котором все электроны, испускаемые фотокатодом под действием светового потока, достигают анода.

Фотоэлемент с внутренним фотоэффектом (фоторезистор) состоит из стеклянной пластины, на которой вытравлены входящие друг в друга гребневидные системы штрихов, заполненные электропроводным веществом (платина, золото). Пластина покрывается тонким слоем полупроводникового светочувствительного материала (рис. 2.8).

Чувствительность фотоэлементов $K_{\text{диф}} = \Delta R / \Delta \Phi$ непостоянна и нелинейно зависит от светового потока Φ . Кроме того, фотоэлементы обладают еще и спектральной избирательностью» т.е. чувствительностью к световому излучению определенной длины волны.

Фотоэлементы могут быть использованы и в режиме источников тока, т.е. как генераторные преобразователи фотоэ.д.с.

Фотопреобразователи находят применение в приборах фотокаротажа, предназначенных для дифференциации разрезов скважин по цвету пород, в скважинных расходомерах (например, в ТСП-70Ф) в некоторых инклинометрах. Так, автором совместно с профессором. А.В.Давыдовым предложен датчик угла наклона буровой скважины для непрерывных измерений [27]. Этот датчик содержит измерительную камеру 1, частично заполненную жидкостью 2 с высоким коэффициентом поверхностного отражения, например, ртутью или сплавом Вуда, а над жидкостью соосно размещены источник света 3 и кольцевой фотопреобразователь 4 (рис. 2.9). При вертикальном положении датчика весь свет источника, отраженный от поверхности жидкости, попадает

на фотопреобразователь, и сигнал на его выходе максимален. При отклонении датчика от вертикали поверхность жидкости наклоняется относительно оси камеры, и часть отраженного света уходит за пределы фотопреобразователя. Выходной сигнал уменьшается тем сильнее, чем больше зенитный угол скважины.

2.2. Индуктивные преобразователи

Принцип действия индуктивных преобразователей основан на изменении электрического сопротивления z катушки индуктивности при изменении магнитного сопротивления ее сердечника. В свою очередь, магнитное сопротивление сердечника может быть изменено либо за счет изменения величины воздушного зазора в нем, либо за счёт изменения магнитных свойств материала, из которого он состоит.

2.2.1. Индуктивные преобразователи с изменяемым воздушным зазором

Входной величиной преобразователей этого типа обычно служат линейные или угловые перемещения. Чувствительность датчика $K_{\text{диф}} = \Delta z / \Delta x$.

Конструкции датчиков весьма разнообразны, некоторые из них, наиболее распространенные, представлены на рис. 2.10.

Независимо от конструкции датчика, его индуктивное сопротивление $z = j \omega L$, где ω – круговая частота тока в катушке; L – ее индуктивность. $L = W^2 / R_\mu$, где W – число витков в катушке; R_μ – магнитное сопротивление сердечника. $R_\mu = R_{\text{ж}} + R_{\text{в}}$, где $R_{\text{ж}}$ – магнитное сопротивление железа сердечника; $R_{\text{в}}$ – магнитное сопротивление воздушного зазора. $R_{\text{в}} \gg R_{\text{ж}}$. $R_{\text{в}} = \delta / (\mu_0 \cdot S)$, где δ – длина воздушного зазора; S – его площадь; μ_0 – абсо-

лутная магнитная проницаемость воздуха. Таким образом, $z = -j \omega W^2 \mu_0 S / \delta$, т.е. z обратно пропорционально δ и зависимость $z = f(\delta)$ нелинейна.

Линеаризовать эту зависимость удастся в конструкции так называемых «дифференциальных» индуктивных преобразователей (рис. 2.11). В этих преобразователях, используются, две катушки индуктивности, включенные в мостовую схему и расположенные таким образом, что, когда индуктивное сопротивление одной увеличивается, сопротивление другой падает.

Достоинства индуктивных: преобразователей: отсутствие открытых электрических контактов, большая мощность вырабатываемого сигнала; недостаток – наличие электромагнитного взаимодействия между катушкой и сердечником (или его подвижной частью), отсюда – так называемая «реакция преобразователя».

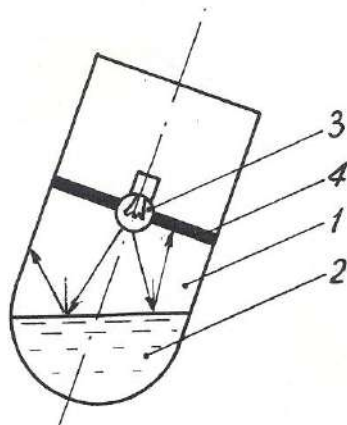


Рис. 2.9. Датчик угла наклона буровой скважины: 1 – измерительная камера; 2 – жидкость с высоким коэффициентом поверхностного отражения; 3 – источник света; 4 – кольцевой фотоприемник

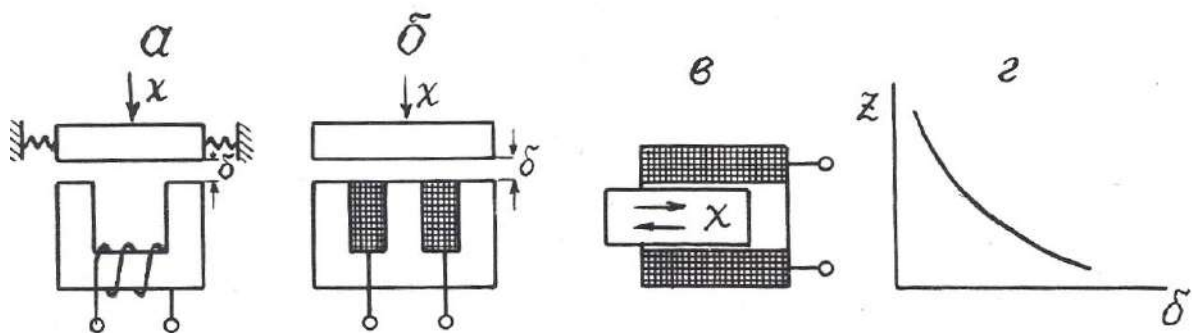


Рис. 2.10. Варианты выполнения индуктивных преобразователей с изменяемым воздушным зазором (а-в) и их статическая характеристика (г).

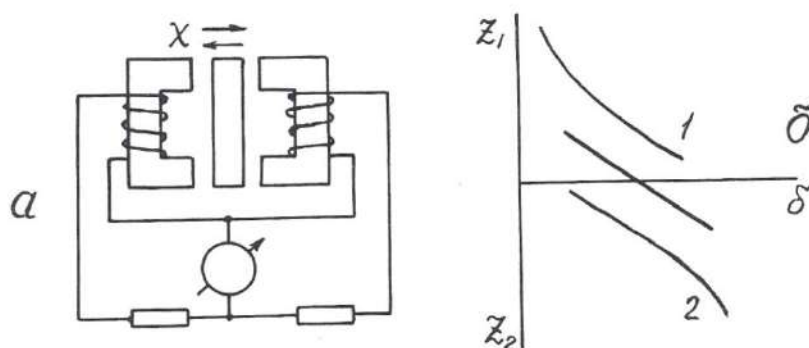


Рис. 2.11. Дифференциальный индуктивный преобразователь (а) и его статическая характеристика (б)

В геофизической аппаратуре индуктивные преобразователи находят применение в некоторых каверномерах и профилемерах (например, в профилемере ПМ-50) [2], в скважинных расходомерах ДАУ-3, РСИ-3 и ГЕО-В-600 (последний венгерского производства) [21], в индуктивных дефектомерах обсадных колонн.

2.2.2. Магнитоупругие преобразователи

Эти преобразователи основаны на взаимосвязи между магнитным и механическим состоянием ферромагнитных материалов.

Различают собственно **магнитоупругий эффект**, т.е. изменение магнитных свойств, в частности, магнитной проницаемости под воздействием меха-

нических деформаций, и обратное явление – **магнитострикционный эффект**, т.е. изменение формы и размеров ферромагнитных тел под воздействием внешнего магнитного поля.

В качестве материала для изготовления магнитоупругих датчиков используют сплавы: пермаллой, пермендюр, альсифер, ферриты, а также чистые металлы, например, никель. Конструкции преобразователей изображены на рис. 2.12.

Относительный коэффициент передачи магнитоупругого датчика $K_{отн}=(\Delta\mu/\mu)/(\Delta l/l)$ составляет около 200 и не остается постоянным при изменении размеров датчика (см. рис. 2.12, д).

Достоинства магнитоупругих датчиков: простота конструкции, прочность, удобство герметизации; недостатки: нелинейная статическая характеристика, наличие резонансной частоты.

Для стержневых датчиков (см. рис. 2.12, а, б) резонансная частота $f_0=V/2l$, где V – скорость упругих волн в материале сердечника, l – его длина; для кольцевого (см. рис. 2.12, в) – $f_0=V/2d$, где d – диаметр датчика.

Магнитоупругие преобразователи находят применение в аппаратуре акустического каротажа в качестве источников (магнито-стрикционные излучатели) упругих волн [12,17], в некоторых прихватаоопределителях, а также в буровой технике – в измерителях нагрузки МКМ-2 буровых станков и в измерителях давления промывочной жидкости МИД-1, МИД-1А [5].

2.2.3. Магнитомодуляционные преобразователи

Эти преобразователи основаны на изменении магнитных свойств ферромагнитных материалов под действием магнитного поля.

Сердечники магнитомодуляционных преобразователей изготавливают в форме стержня с большим отношением длины l к диаметру d : $l/d > 100$. При этом условии коэффициент размагничивания сердечника $N=0$ и даже в слабом магнитном поле, направленном вдоль его оси, сердечник намагничивается до

насыщения. При этом его относительная магнитная проницаемость падает до 1, хотя при ненасыщенном состоянии она очень велика – до 10000. Для того, чтобы намагнитить сердечник до насыщения, на него наносят обмотку возбуждения, по которой пропускают переменный ток.

В моменты как падения магнитной проницаемости (при возрастании намагничивающего поля до H_s), так и восстановления ее (при уменьшении намагничивающего поля ниже H_s) в обмотке индуцируются пики э.д.с. самоиндукции противоположных знаков. Частота этих пиков вдвое превышает частоту возбуждающего тока, как это можно видеть по рис.2.13.

При воздействии на датчик внешнего постоянного магнитного поля, направленного вдоль его оси, в один из полупериодов это поле складывается с магнитным полем катушки возбуждения, и сердечник доходит до насыщения быстрее, чем вне внешнего магнитного поля, в другой полупериод внешнее поле вычитается из поля катушки возбуждения, и сердечник не доходит до

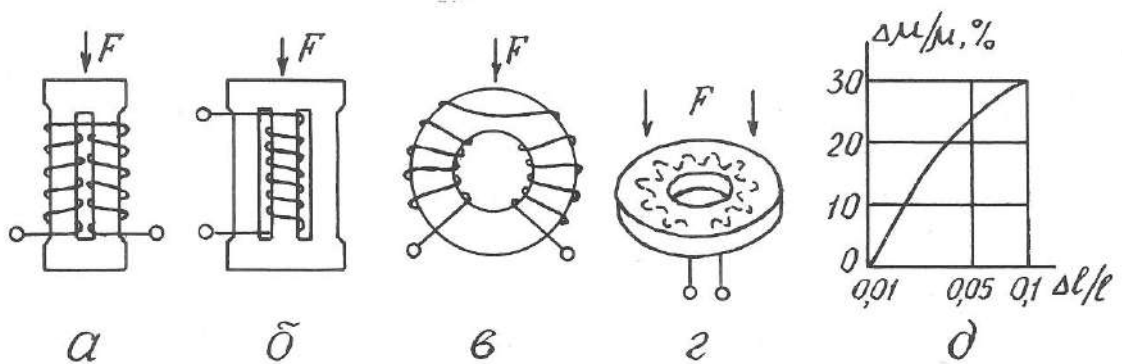


Рис. 2.12. Разновидности магнитоупругих преобразователей (а-г) и зависимость изменения магнитной проницаемости от изменения размеров преобразователя (д)

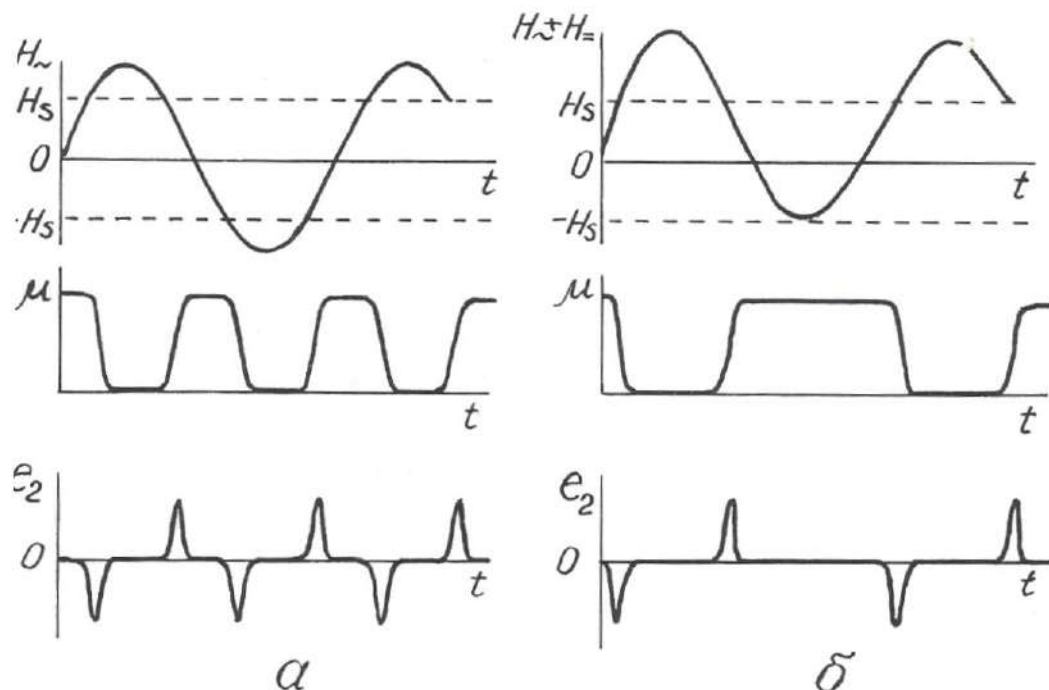


Рис. 2.13. Возникновение э.д.с. второй гармоники в магнитомодуляционном преобразователе в отсутствие (а) и при наличии (б) внешнего магнитного поля

магнитного насыщения, и нарушается симметрия перемагничивания сердечника.

Существуют 2-элементная и 1-элементная конструкции магнитомодуляционных датчиков (рис. 2.14). В 2-элементной имеются 2 параллельных сердечника, обмотки возбуждения на которых намотаны в противоположных направлениях и потому их магнитное поле имеет противоположное направление, а пики э.д.с. второй гармоники противоположны по знаку. По этой причине в сигнальной обмотке, охватывающей оба стержня, при отсутствии внешнего магнитного поля выходной сигнал равен 0. При наличии внешнего магнитного поля в один полупериод исчезает пара импульсов э.д.с. второй гармоники в одной обмотке, когда ее стержень не доходит до насыщения, в другой полупериод – не возникает такая же пара

импульсов в другой обмотке возбуждения и потому на выходе сигнальной обмотки будет существовать э.д.с. второй гармоники, имеющая частоту, удвоенную по сравнению с током возбуждения. Амплитуда этой э.д.с. пропорциональна напряженности внешнего магнитного поля, а фаза определяется направлением последнего.

В одноэлементных датчиках э.д.с. второй гармоники выделяется не с помощью дополнительной сигнальной обмотки, а с помощью фильтров, настроенных на ее частоту.

Достоинства магнитомодуляционных датчиков: простота, надежность, отсутствие открытых электрических контактов, высокая чувствительность; недостаток – необходимость в сложной измерительной схеме, обеспечивающей питание датчика переменным током, а также выделение и усиление сигнала второй гармоники. Дополнительный недостаток 2-элементных датчиков – большое количество выводов.

Магнитомодуляционные преобразователи находят широкое применение в магнитометрической аппаратуре – 2-элементные в полевых (М-17) и аэро-магнитометрах (АММ-13, АСГМ-46) [3], 1-элементные – в скважинных

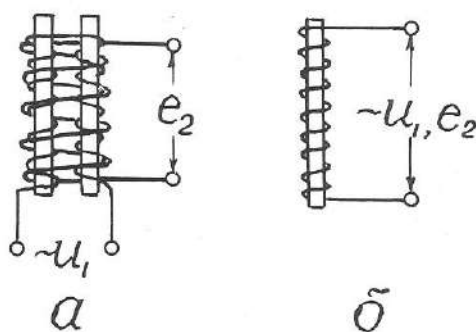


Рис. 2.14. Конструкция 2-элементного (а) и 1-элементного (б) магнитомодуляционного преобразователя

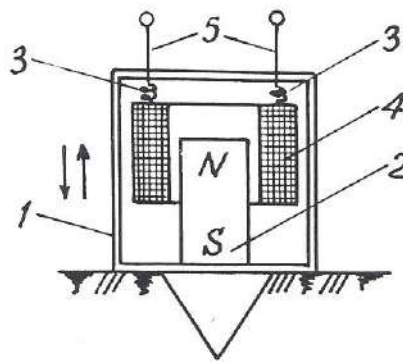


Рис. 3.1. Сейсмоприемник магнитоэлектрического типа: 1 – корпус; 2 – постоянный магнит; 3 – пружинки; 4 – катушка индуктивности; 5 – электрические выводы

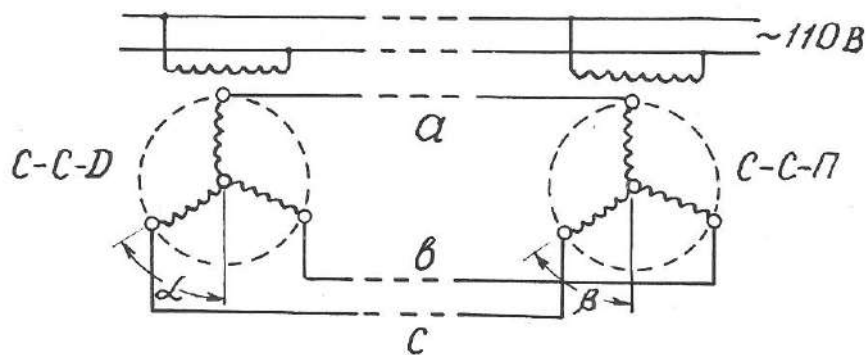


Рис. 3.2. Электрическая схема сельсинной передачи магнитометрах ТСМ-3, ТСМК-40, ТСМК-30, КСМ-38 и др. [12,17]. Они используются также в скважинных расходомерах РЭТС-2 и магнитных меткоуловителях каротажных станций.

2.3. Емкостные преобразователи

Преобразователи этого вида основаны на изменении емкости C конденсатора под действием измеряемой величины.

Как известно, $C = \epsilon S / \delta$ (2.2), где S – площадь обкладок конденсатора; δ – расстояние между ними; ϵ – диэлектрическая проницаемость среды между

обкладками. Следовательно, изменять емкость можно путем воздействия измеряемой величины либо на геометрические размеры датчика, либо на его диэлектрическую проницаемость. При этом очевидно, что датчики с изменяемыми параметрами S и ϵ имеют линейную статическую характеристику, а датчики с изменяемой величиной δ – нелинейную. В последнем случае для линеаризации характеристики возможно применение дифференциальных емкостных преобразователей, аналогичных по конструкции дифференциальным индуктивным датчикам.

Входными величинами емкостных датчиков могут быть линейные и угловые перемещения, механические усилия, деформации, изменение состава вещества.

Достоинства емкостных датчиков: высокая чувствительность, безинерционность, стабильность; недостаток – малая выходная мощность.

Датчики этого вида используются в аппаратуре диэлектрического каротажа ДК-1. Чувствительный элемент этой аппаратуры представляет собой цилиндрический конденсатор больших размеров, емкость которого зависит от диэлектрической проницаемости окружающих горных пород [2].

В так называемых «аквамерах» – приборах для определения количества воды в смесях «вода-нефть», откачиваемых из буровых скважин, также применяется емкостной датчик. Действие этого прибора основано на том, что у воды $\epsilon=81$, а у нефти $\epsilon=2,5$ отн.ед.(при температуре 18°C)

В некоторых скважинных термометрах используются в качестве частото задающего элемента в схеме RC -генератора конденсаторы, емкость которых зависит от температуры.

Кроме того, известны скважинные емкостные измерители зенитного угла [25]. Их чувствительный элемент – конденсатор, одна обкладка которого представляет собой металлическую изолированную полусферу, установленную перпендикулярно оси прибора, а другая обкладка – залитую в эту сферу ртуть. При вертикальном расположении датчика емкость его максимальна, при наклоне – уменьшается.

Контрольные вопросы

1. Назовите основные характеристики контактных преобразователей и приведите примеры их применения в геофизической аппаратуре (ГА).
2. Назовите основные характеристики реостатных преобразователей, приведите примеры их применения в ГА.
3. Назовите основные характеристики тензометрических преобразователей и приведите примеры их применения.
4. Назовите основные характеристики электролитических преобразователей и приведите примеры их применения в ГА.
5. Назовите основные характеристики терморезистивных преобразователей и приведите примеры их применения в ГА.
6. Назовите разновидности и основные характеристики фоторезистивных преобразователей, приведите примеры применения их в ГА.
7. Назовите разновидности индуктивных преобразователей.
8. Поясните принцип действия индуктивных преобразователей с изменяемым воздушным зазором, приведите примеры их применения в ГА.
9. Поясните принцип действия магнитоупругих преобразователей, приведите примеры их применения в ГА.
10. Поясните принцип действия магнитомодуляционных преобразователей, приведите примеры их применения.
11. Назовите основные характеристики емкостных преобразователей и приведите примеры их применения.

3. ПРЕОБРАЗОВАТЕЛИ ГЕНЕРАТОРНОГО ТИПА

Во всех генераторных преобразователях выходной величиной является э.д.с., появляющаяся в результате воздействия измеряемой величины.

3.1. Преобразователи индукционной э.д.с.

Эти преобразователи основаны на явлении электромагнитной индукции, возникающей при воздействии на проводник переменного магнитного поля.

Изменение магнитного поля, воздействующего на проводник или, точнее, на катушку индуктивности, достигается либо за счет перемещения катушки относительно постоянного магнита, либо за счет изменения магнитного поля при неизменном расположении магнита и катушки индуктивности.

3.1.1 Преобразователи индукционной э.д.с, со взаимным перемещением магнита и катушки индуктивности

Э.д.с., возникающая в катушке индуктивности, зависит от следующих факторов: $e = BVLW \sin \alpha$, где B – магнитная индукция; V – относительная скорость перемещения; α – угол между векторами V и B , l – длина витка и W – число витков в катушке.

Преобразователи этого вида широко используются в геофизической аппаратуре. Примером могут служить сейсмоприемники магнито-электрического типа (С210, СВ1-30 и др.), принцип действия которых иллюстрируется рис. 3.1 [3]. С корпусом приемника 1 жестко скреплен постоянный магнит 2. Над магнитом на пружинках 3 подвешена катушка индуктивности 4 с электрическими выводами 5. При колебаниях поверхности, на которой установлен сейсмоприемник, происходят взаимные перемещения магнита 2 и катушки индуктивности 4, и в последней наводится э.д.с.

Другой пример использования датчиков этого вида – автосинная (или сельсинная) передача, которая применяется в каротажных станциях для синхронизации движения носителя записи (диаграммной или магнитной ленты) с перемещением зонда по скважине [12]. Принципиальная схема сельсинной передачи представлена на рис. 3.2. Передача содержит, по меньшей мере, две идентичных электрических машины, у которых статор имеет однофазную обмотку с явно выраженными полюсами, а ротор – трехфазную обмотку с неявно выраженными полюсами. Одна машина, называемая сельсином-

датчиком (ССД), устанавливается на блок-балансе, через который в скважину опускается кабель со скважинным снарядом. При движении кабеля по скважине блок-баланс через зубчатую передачу приводит во вращение ротор сельсина-датчика. Другая машина, называемая сельсином-приемником (ССП), устанавливается в регистрирующем приборе каротажной станции и играет роль привода его лентопротяжного механизма. Обмотки роторов ССД и ССП включены навстречу друг другу, а обмотки статоров питаются переменным током промышленной частоты от одного и того же источника. Переменный ток создает в обмотках статоров пульсирующие магнитные потоки, которые индуцируют в роторных обмотках э.д.с., зависящие от угла поворота ротора относительно статора. Если эти углы у роторов ССД и ССП одинаковы ($\alpha=\beta$), то э.д.с., в их обмотках равны и взаимно компенсируют друг друга. Токи в каждой роторной цепи равны нулю. Если эти углы не равны ($\alpha\neq\beta$), баланс э.д.с. нарушается, и в роторных обмотках возникают токи, которые создают в них магнитные поля, стремящиеся повернуть роторы до положения $\alpha=\beta$. Поскольку ротор ССД механически связан с роликом блок-баланса, находящегося под большой нагрузкой, то поворачивается все время ротор ССП, нагрузка на который меньше и который перемещает носитель записи синхронно с движением скважинного прибора. С одним и тем же ССД могут быть соединены несколько ССП, например, один в регистрирующем приборе, другой на панели лебедчика в блоке счетчика глубин.

Еще один пример применения датчиков этого вида – тахогенераторы – приборы для измерения скорости вращения [5]. В этих приборах ротор генератора вращается в поле постоянного магнита или электромагнита, а индуцируемая в нем э.д.с. выпрямляется и измеряется стрелочным или цифровым прибором. Такие тахогенераторы также используются в каротажных станциях для измерения скорости движения скважинного снаряда. Приводом ротора тахогенератора служит один из сельсинов-приемников автосинной передачи.

3.1.2. Преобразователи индукционной э.д.с. со стационарным размещением магнита и катушки индуктивности

В преобразователях этого вида изменение магнитного поля достигается за счет перемещения ферромагнитных масс в воздушном зазоре между магнитом и катушкой индуктивности. В общем случае э.д.с. индукции пропорциональна скорости изменения магнитного потока Φ и числу витков в катушке:

$$e = -w d\Phi / dt.$$

На рис. 3.3 представлено несколько примеров применения преобразователей этого вида в геофизической аппаратуре.

В скважинном каппаметре Н. А. Иванова (рис. 3.3, а) датчик представляет собой катушку индуктивности с большим количеством витков, намотанную на постоянном стержневом магните. Когда такой датчик перемещается по стволу скважины мимо горных пород с повышенными магнитными свойствами, это вызывает изменение магнитного потока через катушку индуктивности, и в ней

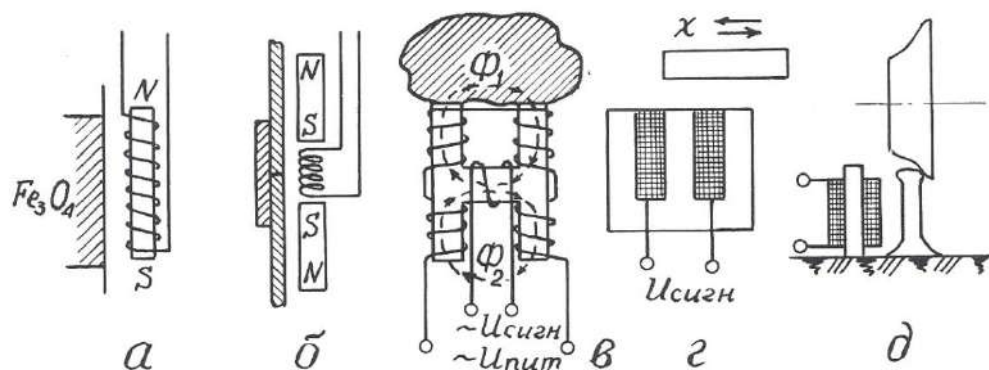


Рис. 3.3. Примеры применения преобразователей индукционной э.д.с.: а – скважинный каппаметр Н. А. Иванова; б – локатор муфт; в – лабораторный измеритель магнитной восприимчивости; г – счетчик количества; д – счетчик вагонеток

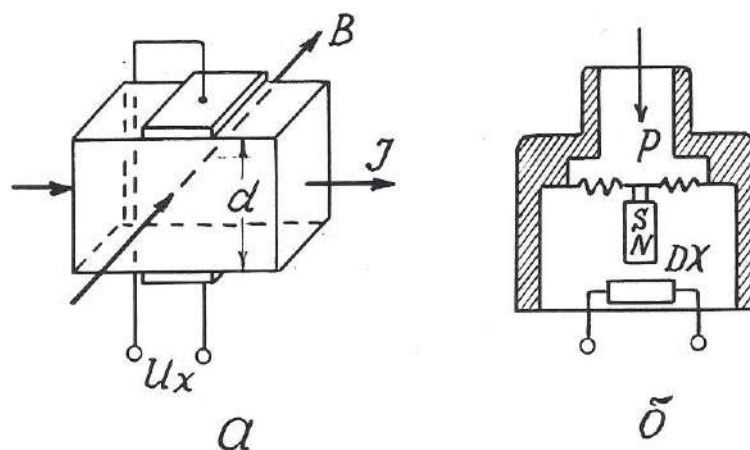


Рис. 3.4. Принцип действия преобразователя Холла (а) и его применение в манометре мембранного типа (б)

возникает э.д.с., пропорциональная магнитной восприимчивости горных пород. В наземном измерительном пульте эта э.д.с., усиливается, выпрямляется и выводится на регистрирующий прибор.

В 50-60 годах каппаметры Н. А. Иванова успешно применялись для исследования скважин на железорудных месторождениях Урала, но потом были заменены более совершенными приборами, поскольку описанный датчик имеет один явный недостаток – сигнал на его выходе зависит не только от магнитных свойств среды, но и от скорости перемещения датчика.

До настоящего времени при исследованиях обсаженных скважин применяются так называемые «локаторы муфт» – приборы, предназначенные для определения положения соединительных муфт обсадных колонн в скважинах [17].

Локатор муфт (рис. 3.3, б) содержит катушку индуктивности и два идентичных постоянных магнита, размещенных выше и ниже нее навстречу друг другу одноименными полюсами. Когда такой прибор перемещается по стальной трубе, имеющей постоянную толщину стенок, магнитные потоки верхнего и нижнего магнитов равны и в области расположения катушки

индуктивности компенсируют друг друга. Когда же прибор проходит через соединительную муфту, то из-за увеличения толщины стали сначала усиливается магнитный поток одного (верхнего), а затем другого (нижнего) магнита. В результате в катушке возникает пара разнополярных импульсов э.д.с., которые и регистрируются на диаграммной ленте.

Еще один пример применения преобразователей данного вида – измерители магнитной восприимчивости образцов горных пород (прибор ИМВ-2) [3]. Датчик измерителя (рис. 3.3, в) представляет собой «Н» – образный сердечник с четырьмя обмотками возбуждения на концах сердечника и одной измерительной обмоткой на его «перекладине». Обмотки возбуждения подключены к источнику переменного тока и соединены таким образом, чтобы магнитные потоки, создаваемые ими в «перекладине» сердечника, были направлены навстречу друг другу. Когда датчик находится в воздухе, эти потоки взаимно компенсируются, и сигнал в измерительной обмотке равен нулю. Когда к рабочей поверхности датчика прикладывается образец с повышенной магнитной восприимчивостью, магнитный поток, проходящий через него, увеличивается, и в измерительной обмотке наводится э.д.с., которая затем усиливается и измеряется.

Датчики данного вида находят также применение в технике как счетчики металлических предметов (рис. 3.3, г), счетчики вагонеток (рис. 3.3, д) и т.п. [5].

Общими достоинствами преобразователей индукционной э.д.с. является большая мощность выходного сигнала и отсутствие открытых электрических контактов, недостатком – наличие электромагнитного взаимодействия между магнитом и катушкой индуктивности.

3.2. Преобразователя гальваномагнитной э.д.с.

3.2.1. Преобразователи Холла

Преобразователи этого вида основаны на эффекте Холла, наблюдаемом в полупроводниках. Этот эффект проявляется в возникновении разности потенциалов U_x на обкладках датчика, по которому протекает ток I , при помещении его в магнитное поле, направленное перпендикулярно току. Принцип действия преобразователя Холла поясняется рис. 3.4.

$U_x = K_x \cdot IB/d$, где B – магнитная индукция; d – толщина датчика; K_x – коэффициент Холла, зависящий от характеристики материала и размеров датчика. Эффект Холла наблюдается в таких полупроводниковых материалах, как антимонид индия (InSb), арсенид индия (InAs), арсенид галлия (GaAs), арсенид-фосфат индия ($\text{InAs}_{0,8}\text{P}_{0,2}$) и др. Чистые полупроводники германий и кремний имеют очень высокое значение коэффициента Холла, но весьма чувствительны к режиму работы.

Датчики Холла используются для измерения перемещений, давления, числа оборотов и скорости вращения.

Достоинство датчиков: высокая чувствительность; недостатки: потребность во внешнем источнике питания, высокое выходное сопротивление и необходимость в высоком внутреннем сопротивлении источника питания, наличие четырех выводов.

В геофизической аппаратуре датчики Холла могут быть использованы для улавливания магнитных меток на каротажном кабеле (патент США № 4709208) или для измерения давления (рис. 3.4, б).

Отечественная приборостроительная промышленность выпускает микросхемы серии К1116 с датчиками Холла для магнитного управления электрическими цепями [16].

3.2.2. Преобразователи Виганда

Магнитобистабильный преобразователь Виганда состоит из специально обработанной проволоки из сплава викаллой (ванадий-10%, кобальт-52%, железо-38%) небольшого диаметра (около 0,3 мм), на которую нанесена

обмотка индуктивности (рис. 3.5). При помещении датчика в магнитное поле в момент превышения напряженностью поля определенного порога направление намагниченности сердечника катушки спонтанно меняется, и в катушке возникает импульс напряжения длительностью около 20 мкс. При длине датчика 15 мм и числе витков $w=1300$ выходное напряжение достигает 2,5 В [6].

Достоинства датчиков Виганда: большой выходной сигнал, отсутствие внешнего питания, широкий температурный диапазон (от -196 до $+175^{\circ}\text{C}$), искробезопасность.

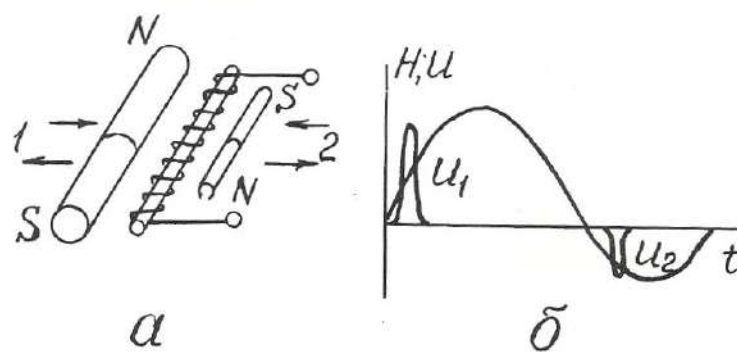


Рис. 3.5. Устройство преобразователя Виганда (а) и осциллограмма его выходного сигнала (б)

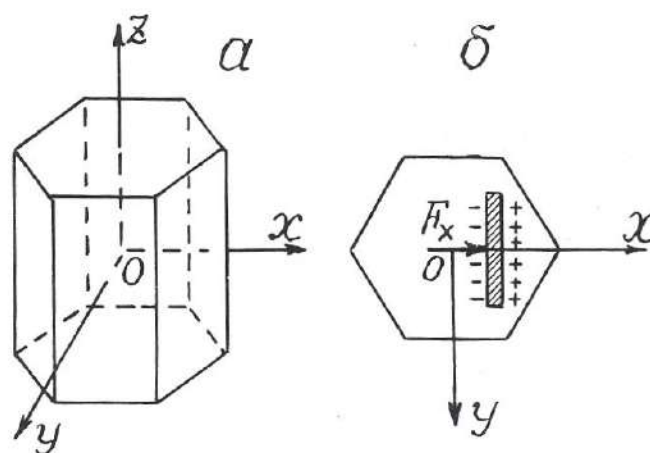


Рис. 3.6. Основные оси кристалла кварца (а) и возникновение пьезоэ.д.с. на кварцевой пластине (б)

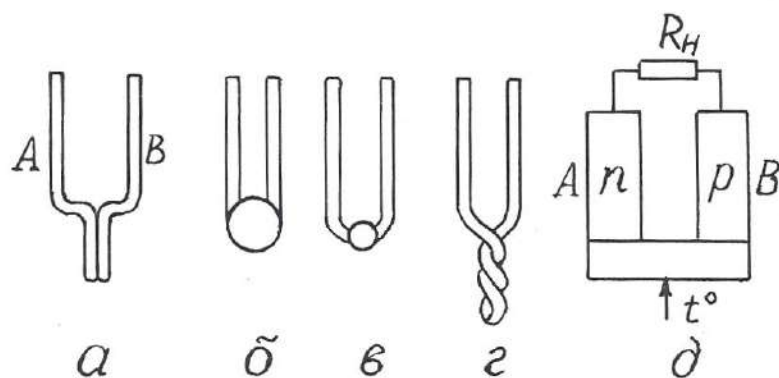


Рис. 3.7. Преобразователи термоэ.д.с. металлические (а-г) и полупроводниковые (д)

Ввиду того, что датчики Виганда были разработаны сравнительно недавно, в конце 80-х годов, они пока еще не используются в геофизической аппаратуре, хотя и могли бы найти применение, например, в магнитных меткоуловителях, устройствах блокировки, каротажных станций и других приборах.

3.3. Преобразователи пьезоэ.д.с.

Действие пьезопреобразователей основано на пьезоэлектрическом эффекте, который возникает в результате взаимосвязи между механическим и электрическим состоянием некоторых диэлектрических материалов, называемых **пьезоэлектриками**.

Различают **прямой пьезоэффект**, заключающийся в возникновении электрических зарядов на гранях кристаллов пьезоэлектриков под действием механических напряжений и исчезновении их после снятия нагрузки, и **обратный пьезоэффект**, проявляющийся в изменении формы и размеров пьезоэлектриков под действием электрического поля.

Способность к пьезоэффекту характеризуется пьезоэлектрической постоянной (пьезомодулем), величина которой определяется электрическим зарядом в Кл, возникающим под действием внешней силы в 1 Н: $K_{пз} = Q/F$.

Наиболее сильно пьезоэффект выражен у сегнетоэлектриков – веществ с аномально высокой диэлектрической проницаемостью. К ним относятся сегнетовая соль, кварц, турмалин, титанат бария и некоторые другие вещества.

Самая высокая пьезоэлектрическая постоянная у сегнетовой соли ($\text{C}_4\text{H}_4\text{O}_6\text{KNa}$): $K_{\text{пз}}=300 \cdot 10^{-12}$ Кл/Н; у титана бария (BaTiO_3) $K_{\text{пз}}= 100 \cdot 10^{-12}$ Кл/Н; у кварца $K_{\text{пз}}=2,1 \cdot 10^{-12}$ Кл/Н.

Основные свойства пьезоэлектрических датчиков рассмотрим на примере кварца. Кристалл кварц имеет главную оптическую ось z , нейтральную или механическую ось y , и электрическую ось x (рис.3.6). Максимальный пьезоэффект наблюдается при воздействии механических нагрузок вдоль электрической оси x , поэтому пластины для пьезопреобразователей вырезают из кристаллов кварца перпендикулярно оси x .

Возникновение пьезоэффекта объясняется тем, что под действием механических сил происходит смещение электрических зарядов – одна область кристалла заряжается положительно, другая – отрицательно.

Достоинства преобразователей этого вида: безынерционность, линейная статическая характеристика, высокая собственная частота, малые габариты; недостатки: утечка зарядов с течением времени, необходимость гидроизоляции.

Применяются пьезопреобразователи для измерения динамических нагрузок, деформаций, перемещений.

В геофизической аппаратуре пьезопреобразователи используются в качестве приемников упругих колебаний в скважинных приборах акустического каротажа (СПАК-2, СПАК-4, СПАК-6 и др.). Такой пьезоэлектрический сейсмоприемник изготавливается в виде полой сферы из пьезокерамики, внутренняя и внешняя поверхности которой имеют серебряное покрытие для облегчения снятия с них электрических зарядов. От промывочной жидкости в скважине сейсмоприемник отделен слоем резины [2,17].

В полевой геофизике существует сейсмоэлектрический метод разведки, который заключается в возбуждении с помощью взрыва пьезоэффекта на

кристаллах естественных пьезоэлектриков в условиях их коренного залегания и в измерении этого эффекта с помощью системы электродов [3].

В быту пьезопреобразователи используются в качестве звукозаписывающих устройств в электропроигрывателях, в зажигалках для газовых плит (прямой пьезоэффект), в звукоизлучателях электронных часов и ПЭВМ (обратный пьезоэффект) [22].

3.4. Преобразователи термоэ.д.с.

Преобразователи этого вида основаны на термоэлектрическом эффекте, заключающемся в том, что в цепи из двух разнородных проводников при поддержании разных температур в точках их соединения возникает э.д.с., пропорциональная разнице этих температур (эффект Зеебека) [22].

Термоэлектрические преобразователи называют термопарами а проводники А и В, из которых они состоят – термоэлементами (рис. 3.7).

Один **чувствительный спай** термоэлементов подвергают воздействию измеряемой температуры, температуру другого, **опорного**, поддерживают постоянной.

Чувствительность термопреобразователей составляет от 5 до 60 мкВ/К.

Наибольшую чувствительность имеют термопары, составленные из двух полупроводников с различной (электронной и дырочной) природой проводимости.

Достоинства термопреобразователей: отсутствие источников питания, линейная статическая характеристика, большой диапазон измеряемых температур; недостаток: малая мощность сигнала отдельной термопары.

В геофизике используются металлические термопреобразователи в качестве термометров для исследования скважин на месторождениях парогидротерм, полупроводниковые – в качестве датчиков в полевой терморазведке.

В технике термопары используются в системах автоматического регулирования температуры в различных металлургических процессах. В годы

Великой Отечественной войны выпускались батареи полупроводниковых термопреобразователей, которые надевались на стекло керосиновой лампы и вырабатывали электроэнергию, достаточную для питания лампового приемника или рации.

3.5. Преобразователи фотоэ.д.с.

В этих преобразователях используются два полупроводника с разным характером проводимости (рис. 3.8, а). На их контакте происходит взаимная диффузия электронов в p -полупроводник, дырок – в n -полупроводник. Дырки рекомбинируют с электронами, в результате на контакте полупроводников образуется тонкий запирающий слой – « p - n -переход». Такие преобразователи могут работать в режиме источника тока и фотодиода.

При отсутствии светового облучения через такой преобразователь проходит очень небольшой, так называемый «темновой ток», соответствующий обратному току диода. При световом облучении p - n -перехода кванты света образуют добавочные носители тока.

Под действием разности потенциалов потенциального барьера p - n -перехода электроны перемещаются в зону n -полупроводника, а дырки – в зону p -полупроводника, создавая фотоэ.д.с., на выводах прибора. На рис. 3.8, а электроны и дырки, прошедшие через p - n -переход в результате диффузии и создавшие потенциальный барьер p - n -перехода, условно обозначены как «+» и «-» без кружочков. Добавочные дырки и электроны, возникшие под действием облучения, показаны как «+» и «-» в кружочках. Стрелками показано направление действующих на них сил поля p - n -перехода.

На рис. 3.8, б показан разрез германиевого фотодиода, состоящего из пластины германия 1 с проводимостью n -типа, которая сплавлена с индием 2 (проводимость p -типа). Толщина слоя германия над индием настолько мала, что кванты света свободно проникают через него в зону p - n -перехода. Корпус 3 выполнен из оргстекла и залит компаундом 4.

Спектральные характеристики фотопреобразователей зависят от используемых в них материалов.

Интегральная чувствительность германиевых фотопреобразователей имеет наибольшее значение $K_{\text{диф}} = \Delta I / \Delta \Phi = 20 \text{ мА/лм}$. Э.д.с. фотогенераторов не превышает 0,12-0,5 В.

Преобразователи фотоэ.д.с. изготавливаются из кремния, селена, сернистого таллия и сернистого серебра. Достоинством селеновых фотопреобра-

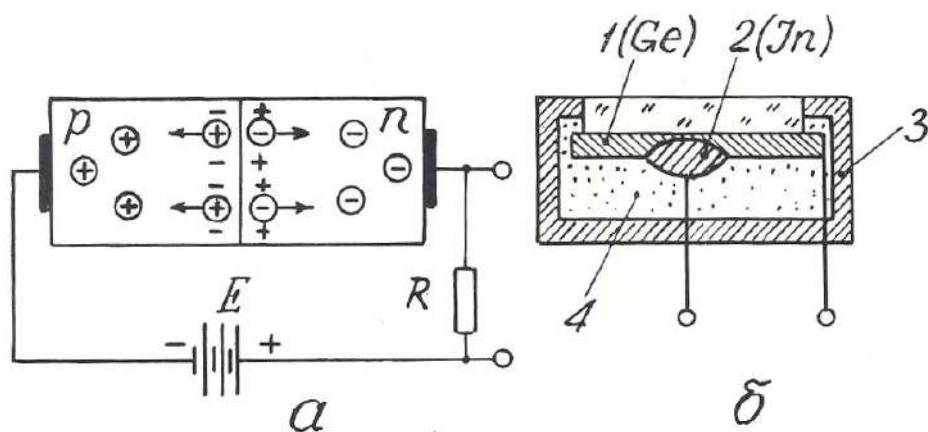


Рис. 3.8. Преобразователь фотоэ.д.с.: принцип действия (а) и конструкция (б)

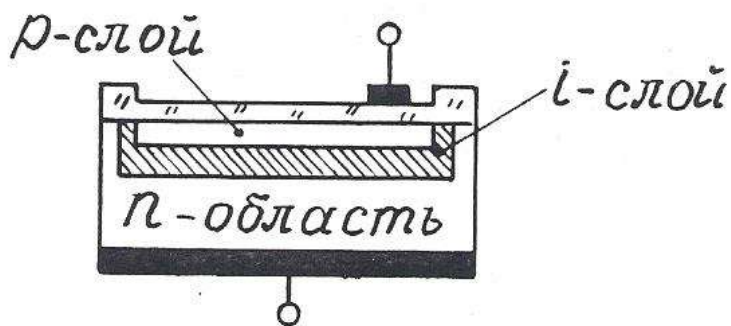


Рис. 3.9. Структура pin-диода

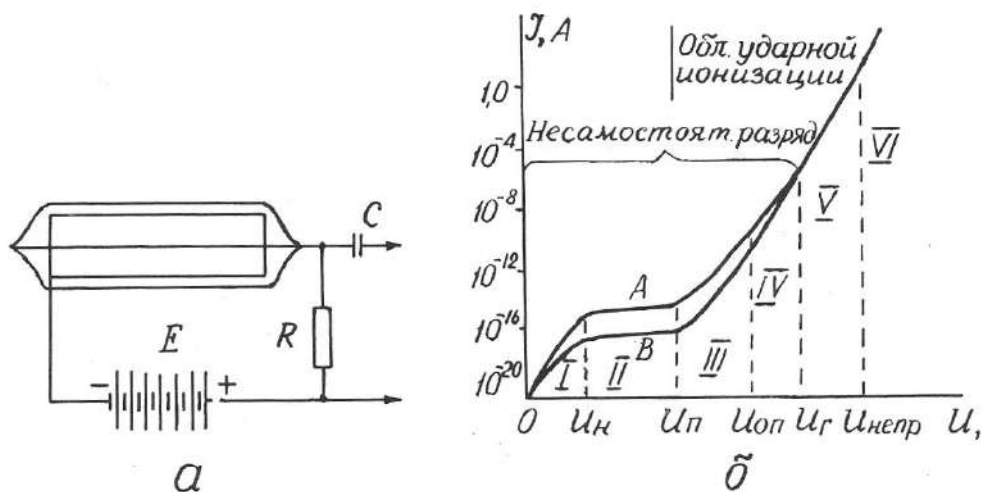


Рис. 4.1. Устройство газоразрядного счетчика (а) и его вольт-амперная характеристика (б):

А – β -частица; В – γ -квант

зователей является их спектральная чувствительность, близкая к чувствительности человеческого глаза.

Для увеличения количества дополнительных носителей, образующихся в p - n -переходе под действием светового облучения, между p и n -полупроводниками располагают дополнительный слой нелегированного высокоомного кремния (i -слой) – рис. 3.9. Такие фотоэлектрические приборы носят название pin -диодов. Область применения их в геофизической аппаратуре та же, что и фоторезистивных датчиков (см. раздел 2.1.7).

Контрольные вопросы

1. Назовите основные характеристики преобразователей индукционной э.д.с., их разновидности и приведите примеры их применения в технике и геофизической аппаратуре (ГА).
2. Поясните принцип действия датчика Холла и объясните его устройство (рис. 3.4, а).
3. Поясните принцип действия и устройство датчика Виганда (рис. 3.5).
4. Поясните принцип действия преобразователей пьезоэ.д.с. и приведите примеры их применения в ГА.
5. Поясните принцип действия преобразователей термоэ.д.с. и приведите примеры их применения в технике и ГА.

6. Поясните принцип действия преобразователей фотоэ.д.с. и приведите примеры их применения.

4. РАДИАЦИОННЫЕ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛИ

В настоящем пособии будут рассмотрены только те радиационные преобразователи, которые преобразуют энергию ядерного излучения в электрический сигнал. Эти преобразователи называются также детекторами радиоактивных излучений. Они бывают трех видов: газоразрядные, сцинтилляционные и полупроводниковые.

4.1. Газоразрядные детекторы

В газоразрядном детекторе происходит непосредственное преобразование энергии радиоактивного излучения в электрические импульсы.

Газоразрядный детектор представляет собой металлический цилиндр, по оси которого натянута тонкая металлическая нить. Цилиндр играет роль катода и подключается к «минусу» источника постоянного напряжения, нить (анод) – к «плюсу». И нить, и цилиндр могут быть помещены в стеклянный баллон (рис. 4.1, а). Полость детектора заполнена газом под низким давлением (примерно – $1,5 \cdot 10^4$ Па). При прохождении через детектор нейтроны и гамма-кванты взаимодействуют с атомами вещества его катода и газового наполнителя, вызывая ионизацию газа и, как следствие, прохождение кратковременного импульса тока, сила I которого зависит от напряжения U между электродами. При схеме включения детектора, изображенной на рис. 4.1, а, на нагрузочном сопротивлении R импульс тока создает отрицательный импульс напряжения, который через разделительный конденсатор C подается на усилительно-регистрирующую схему [13].

Зависимость $I=f(U)$ или вольт-амперная характеристика счетчика приведена на рис. 4.1, б. В ней выделяются шесть областей, отличающихся по механизму переноса ионов в электрическом поле счетчика. В области I при

малых напряжениях на электродах ток возрастает пропорционально напряжению, т.к. с ростом напряжения уменьшается количество рекомбинирующих ионов и все большее их количество достигает электродов счетчика. Эта область (от 0 до U_n) называется **омической**. Начиная с некоторого значения U_n , ток достигает насыщения (все ионы долетают до анода и катода) и перестает возрастать. Величина ионизационного тока во II области (от U_n до U_p) определяется только количеством ионов, образующихся в единицу времени. Преобразователи, работающие в этой области, носят название **ионизационных камер**. При дальнейшем, свыше U_p росте напряжения, несмотря на постоянство начальной ионизации, происходит рост тока в импульсе. Это связано с возникновением ударной ионизации, при которой электроны, образующиеся при первоначальном воздействии радиации, ускоряются электрическим полем счетчика настолько, что начинают ионизировать молекулы газового наполнителя. Отношение числа ионов, достигших анода счетчика, к числу первичных ионов, созданных регистрируемой частицей (или гамма-квантом), называется **коэффициентом газового усиления**. Величина его зависит от приложенного напряжения.

С возникновением ударной ионизации вначале ток возрастает пропорционально напряжению на электродах (область пропорциональности III от U_p до $U_{оп}$), здесь отмечается относительно невысокий коэффициент газового усиления (до 10^4), а при дальнейшем увеличении U пропорциональность нарушается и от $U_{оп}$ до $U_{г}$ следует IV область – **ограниченной пропорциональности**. За ней идет область Гейгера (V), в которой амплитуда импульса не зависит от начальной ионизации. Коэффициент газового усиления достигает 10^8 - 10^9 и продолжает увеличиваться с ростом напряжения. За областью Гейгера следует область **непрерывного разряда** (VI), для возникновения которого не нужна первичная ионизация, достаточно к электродам счетчика приложить напряжение, превышающее $U_{непр}$.

Области V и VI – это области самостоятельного разряда, который не требует для своего поддержания внешних источников ионизации.

Газоразрядные детекторы, применяемые в геофизической аппаратуре, работают либо в пропорциональной области (пропорциональные счетчики), либо в области Гейгера (счетчики Гейгера-Мюллера).

Пропорциональные счетчики используются для измерения плотности потока тепловых нейтронов. Баллон счетчика заполняется трехфтористым бором (BF_3), обогащенным до 96 % изотопом В-10, имеющим большое сечение захвата тепловых нейтронов. При захвате нейтрона происходит реакция $\text{B}(n, \alpha) \text{Li}$, α – частица производит первичную ионизацию в объеме счетчика. Для измерений нейтронов надтепловых энергий счетчик окружают сначала слоем водородсодержащего вещества, например, парафина, а затем тонким (около 0,5 мм) слоем кадмия. Кадмий поглощает тепловые нейтроны, а надтепловые в парафине замедляются до тепловых энергий и затем фиксируются счетчиком.

Счетчик Гейгера-Мюллера применяется для регистрации гамма-квантов. Он заполняется инертным газом (аргоном или гелием) с добавкой паров высокомолекулярных органических соединений (этилового спирта или этилового эфира) или галогенов (хлора, брома). Такая добавка способствует гашению непрерывного разряда, т.к. положительные ионы, образовавшиеся из молекул инертного газа, нейтрализуются при столкновениях с молекулами высокомолекулярного соединения или галогена и не вызывают вторичной электронной эмиссии с катода.

После регистрации каждой ионизирующей частицы газоразрядный счетчик не способен в течение некоторого «мертвого времени» τ_m (порядка 10^{-4} с) отмечать попадание следующей частицы или реагирует на нее образованием импульса пониженной амплитуды («время восстановления» – τ_v). Величина «мертвого времени» и «времени восстановления» определяет разрешающую способность и эффективность преобразователя.

Разрешающей способностью преобразователя называют максимальное количество ионизирующих частиц N_{max} , которые могут быть уверенно зафиксированы преобразователем $N_{max} = I / (\tau_m + \tau_v)$.

Под **эффективностью счетчика** понимают отношение числа частиц, зарегистрированных счетчиком, к общему числу частиц, прошедших через объем счетчика. Эффективность газоразрядных счетчиков зависит от их конструкции, размеров и материала катода и обычно не превышает нескольких процентов.

Основной рабочей характеристикой газоразрядного преобразователя является его **счетная характеристика** – зависимость числа импульсов на его выходе от напряжения на электродах при постоянной интенсивности ионизирующего облучения (рис. 4.2). Участок *ав* в пределах которого выбирается рабочее напряжение счетчика $U_{\text{раб}}$, называется **плато**. Протяженность плато составляет от 200 до 300 В, а наклон – от 3 до 15 % на 100 В.

Достоинства газоразрядных детекторов: большая амплитуда сигнала, малая потребляемая мощность, широкий температурный диапазон; недостатки: потребность в источнике питания с высоким напряжением, ограниченный ресурс, для счетчиков Гейгера-Мюллера – независимость амплитуды выходного сигнала от энергии ионизирующего излучения.

Газоразрядные счетчики очень широко применялись во всех разновидностях геофизических радиометров: полевых, каротажных, автомобильных и самолетных [3,12]. В последнее время они в значительной мере вытеснены более эффективными сцинтилляционными детекторами.

4.2 Сцинтилляционные детекторы

Сцинтилляционный радиационный преобразователь (рис. 4.3) состоит из люминофора 1 (оптически прозрачного вещества, люминесцирующего под действием ядерного излучения), и фотоэлектронного умножителя 2 (ФЭУ).

В результате действия попавшей в сцинтиллятор элементарной частицы (или гамма-кванта) часть атомов сцинтиллятора переходит в возбужденное состояние. Обратный переход их в нормальное состояние сопровождается кратковременной (порядка 10^{-7} - 10^{-9} с) световой вспышкой. Фотоны света

преобразуются в электрический сигнал с помощью ФЭУ, который представляет собой комбинацию фотоэлемента с электронным усилителем. Фотоны из сцинтиллятора 1 выбивают из фотокатода ФЭУ 3 электроны, которые под действием электрического поля устремляются к ближнему диноду 4, имеющему положительный потенциал. Вследствие вторичной электронной

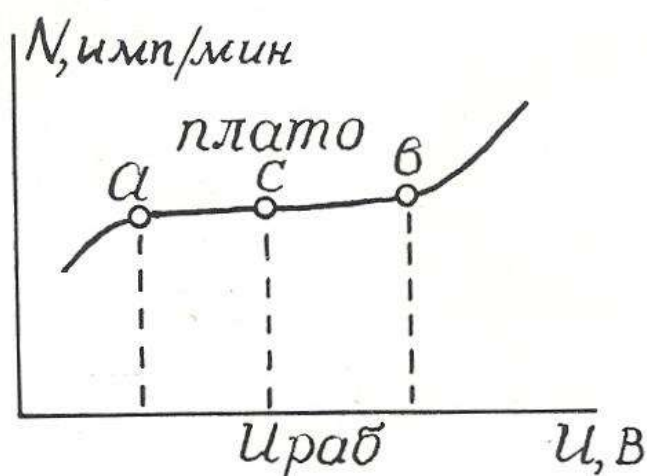


Рис. 4.2. Счетная характеристика газоразрядного счетчика Гейгера – Мюллера

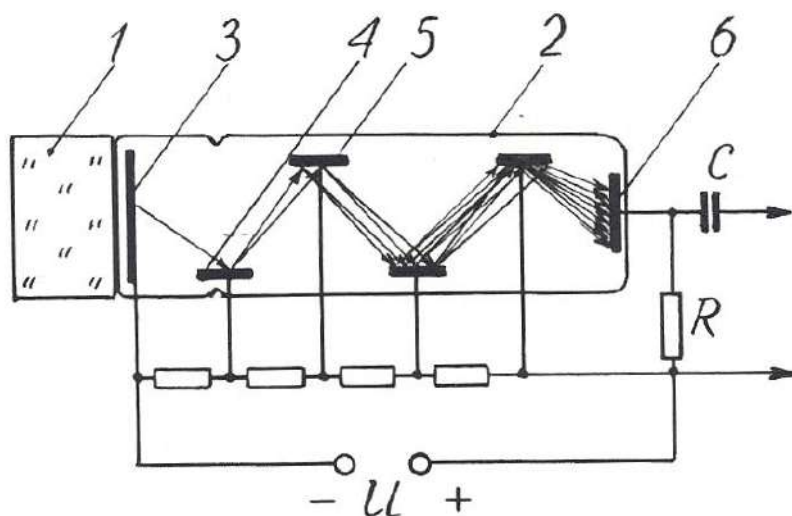


Рис. 4.3. Устройство сцинтилляционного преобразователя: 1 – кристалл-сцинтиллятор; 2 – фотоэлектронный умножитель (ФЭУ); 3 – фотокатод; 4 – первый динод; 5 – второй динод; 6 – анод (ФЭУ)

эмиссии каждый электрон "выбивает из динода вторичные электроны, которые притягиваются следующим динодом 5, имеющим более высокий потенциал, и также вызывают вторичную электронную эмиссию. Процесс развивается лавинообразно, в результате попаданию каждой ионизирующей частицы в кристалл-сцинтиллятор соответствует прохождение импульса тока между анодом 6 и катодом 1 ФЭУ, причем амплитуда этого импульса пропорциональна энергии ионизирующей частицы.

Эффективность сцинтилляционных детекторов намного выше, чем у газоразрядных, и достигает 20 %.

В качестве сцинтилляторов для регистрации гамма-квантов в геофизический аппаратуре используют монокристаллы соединений NaI, CsI, KI, активированных таллием (Tl), а для регистрации нейтронов – кристаллы сернистого цинка ZnS с добавками серебра или меди. Примесь активатора (Tl, Ag, Cu) в люминофоре способствует созданию в решетках кристаллов-сцинтилляторов дополнительных центров люминесценции [13].

Счетная характеристика сцинтилляционных преобразователей имеет плато очень небольшой протяженности, вследствие чего эти преобразователи требуют питания высокостабилизированным напряжением.

Преимущества сцинтилляционных преобразователей перед газоразрядными: высокая эффективность, большая разрешающая способность, зависимость амплитуды выходного сигнала от энергии ионизирующего излучения, что позволяет изучать энергетический спектр последнего.

Эти преимущества обеспечивают широкое распространение детекторов этого вида в разнообразных радиометрах: полевых (СРП-68-02), скважинных (ДРСТ-3, Кура-2м и др.), самолетных (АСГМ-46 и др.).

К недостаткам сцинтилляционных детекторов можно отнести низкую термостойкость и термостабильность, что требует их термостатирования в скважинных радиометрах [9].

4.3. Полупроводниковые детекторы

Полупроводниковые детекторы (ППД) устроены и действуют совершенно аналогично преобразователям фотоэ.д.с., рассмотренным в разделе 3.5. Отличие заключается только в том, что в ППД образование свободных носителей в зоне p - n -перехода происходит за счет действия не фотонов света, а ионизирующего ядерного излучения.

Амплитуда импульса на выходе ППД пропорциональна числу носителей зарядов, образованных ионизирующей частицей, а следовательно, ее энергии, что дает возможность изучать энергетический спектр излучения.

Для создания i -слоя в ППД используют литий, обладающий высоким коэффициентом диффузии, который добавляют в торец полупроводника с p -проводимостью.

Преимущества полупроводниковых детекторов: экономичность питания, весьма малые размеры и хорошее амплитудное разрешение (в 20-30 раз лучше, чем у сцинтилляционных преобразователей).

Однако их распространение ограничено. Это связано, во-первых, со сравнительно небольшими размерами чувствительной части детектора, и во-вторых, с необходимостью охлаждения детектора до низких температур (от -100 до -196°), которое повышает их эффективность.

Контрольные вопросы

1. Какие существуют преобразователи ядерных излучений в электрический сигнал?
2. Объясните устройство газоразрядного преобразователя.
3. Объясните вольт-амперную характеристику (рис. 4.1, б) газоразрядного детектора.
4. Чем отличаются счетчики Гейгера-Мюллера от пропорциональных счетчиков?
5. Объясните устройство и работу сцинтилляционного детектора.
6. Назовите преимущества сцинтилляционных детекторов перед газоразрядными.
7. Объясните устройство и работу полупроводникового детектора, укажите его достоинства и недостатки.

ЛИТЕРАТУРА

1. Алиев Т. М., Тер-Хачатуров А. А. Измерительная техника: Учебн. пособие для техн. вузов. – М.: Высшая школа, 1991. – 384 с.
2. Аппаратура и оборудование для геофизических исследований нефтяных и газовых скважин: Справочник /А. А.Молчанов, В. В. Лаптев, В. М. Моисеев, Р. С.Челохьян. – М.: Недра, 1987. – 263 с.
3. Бондаренко В. М., Демура Г. В., Ларионов А. М. Общий курс геофизических методов разведки: Учебн. пособие для техникумов. – П.: Недра, 1986. – 453 с.
4. Бриндли К. Измерительные преобразователи: Справочное пособие / Пер.с англ. – М.:Энергоатомиздат, 1991. – 144 с.

5. *Бухгольц В. П.* Датчики и реле автоматического контроля в горной промышленности. – М.: Недра, 1971. – 224 с.
6. *Виглеб Г.* Датчики / Пер. с нем. – М.: Мир, 1989. – 196 с.
7. *Енохович А. С.* Краткий справочник по физике. – М.: Высшая школа, 1976. – 288 с.
8. *Зачиевский Т., Мальзахер С., Квецинский А.* Промышленная электроника / Пер.с польского. – М.; Энергия, 1976. – 640 с.
9. *Зельцман П. А.* Конструирование аппаратуры для геофизических исследований скважин. – М.: Недра, 1968. – 180 с.
10. *Зимодро А. Ф., Скибинский Г. Л.* Основы автоматики. – Л.: Энергоатомиздат, 1984. – 160 с.
11. *Квартин М. И.* Электромеханические и магнитные устройства автоматики и их расчет. – М.: Высшая школа, 1973. – 344 с.
12. *Кривко Н. Н., Шароварин В. Д., Широков В. Н.* Промыслово-геофизическая аппаратура и оборудование: Учебн. пособие для вузов. – М.: Недра, 1981. – 280 с.
13. *Ларионов В. В.* Радиометрия скважин. – М.: Недра, 1969. – 327 с.
14. *Левшина Е. С., Новицкий П. В.* Электрические измерения физических величин. Измерительные преобразователи. – Л.: Энергоатомиздат, 1983.
15. *Литвак В. И.* Тензореле. Расчет, конструирование, применение. – М.: Машиностроение, 1989. – 160 с.
16. *Логинов В. И.* Электрические измерения механических величин / Изд. 2-е, доп. – М.: Энергия, 1976. – 104 с.
17. *Померанц Л. И., Белоконь Д. В., Козяр В. Ф.* Аппаратура и оборудование геофизических методов исследования скважин: Учебн. пособие для техникумов. – М.: Недра, 1985. – 271 с.
18. *Сковородников И. Г., Калашиников В. Н.* Дистанционный уровнемер для испытательных скважин // Геофизическая аппаратура. Вып.89. – Недра, 1988. – С. 98-103.

19. *Сковородников И. Г., Макаров Л. В., Калашников В. Н.* Газожидкостный расходомер РГЖ-Г: Техническое описание. – Свердловск: СГИ, 1988. – 15 с.
20. *Сковородников И. Г., Макаров Л. В., Калашников В. Н.* Изучение скорости и направления движения подземных вод // Гидрогеология и инж. геология: Обзор / ВНИИ экон. минер. сырья и геологоразв. работ. – М., 1987. – 33 с.
21. *Сковородников И. Г., Макаров Л. В., Калашников В. Н.* Скважинные тахометрические расходомеры / СГИ. – Свердловск, 1989. – 65 с. – Деп. в ВИНТИ, №7609-В89, 1989.
22. *Справочник по средствам автоматики* / Под ред. В. Э. Низэ, И.В.Антика. – М.: Энергоиздат, 1983. – 504 с.
23. *Электрические измерения неэлектрических величин* / А. М. Туричин, П. В. Новицкий, Е. С. Левшина и др.; Изд. 5-е, перераб. и доп. – Л.: Энергия, 1975. – 676 с.
24. А. с. 491895. Зонд для измерения направления и скорости движения грунтовых вод /Б. Н. Халтурин, В. С. Лившиц // Бюл. изобр. – 1975, №42.
25. А. с. 1063990. Емкостной датчик зенитного угла / О. В.Фомин // Бюл. изобр. – 1983, № 48.
26. А. с. 1158750. Скважинный уровнемер (его варианты) / В. Н. Калашников, И. Г.Сковородников // Бюл. изобр. – 1985, № .20.
27. А. с. 1509518. Датчик угла наклона буровой скважины / А. В. Давыдов, И. Г. Сковородников // Бюл. изобр. – 1989, № 35.

УТВЕРЖДАЮ
Проректор по учебно-методическому
комплексу
С.А. Упоров



**Методические указания к выполнению практических занятий
по курсу**

**МЕТРОЛОГИЯ, СТАНДАРТИЗАЦИЯ
И СЕРТИФИКАЦИЯ**

Применение методов математической статистики

Специальность
21.05.03 Технология геологической разведки

форма обучения: очная, заочная

Автор: Глушкова Т.А., к.т.н.

Одобен на заседании кафедры

Геофизики

(название кафедры)

Зав.кафедрой

(подпись)

Талалай А. Г.

(Фамилия И.О.)

Протокол № 12 от 05.03. 2020

(Дата)

Рассмотрен методической комиссией
факультета

(название факультета)

Председатель

(подпись)

Бондарев В. И.

(Фамилия И.О.)

Протокол № 7 от 20.03. 2020

(Дата)

Екатеринбург
2020

При обработке *результатов физических измерений или химических анализов* большое значение имеет анализ содержащихся в них различного рода погрешностей. Для научно - исследовательских работ характерен небольшой объем измерений, из - за чего затрудняется их статистическая обработка. Знание *методов математической статистики* помогает выявлять закономерности, зависимости. Эти методы позволяют грамотно оценивать результаты своей работы, определять "степень доверия" полученным данным.

В методических указаниях приведены термины, схемы и примеры статистической обработки. Необходимые математические основы и приемы просты, не требуют от экспериментатора специальной подготовки. Для проведения анализа данных не нужно применения сложной вычислительной техники – достаточно калькулятора. Этот анализ не занимает много времени и его желательно проводить при обработке каждой серии экспериментальных данных.

1 Метрология – наука об измерениях

В практической жизни человек всюду имеет дело с измерениями. На каждом шагу встречаются измерения таких величин, как длина, объем, вес, время и др.

Измерения являются одним из важнейших путей познания природы человеком. Они дают количественную характеристику окружающего мира, раскрывая человеку действующие в природе закономерности. Все отрасли техники не могли бы существовать без развернутой системы измерений, определяющих как все технологические процессы, контроль и управление ими, так и свойства и качество выпускаемой продукции.

Отраслью науки, изучающей измерения, является *метрология*.

Метрология в ее современном понимании – наука об измерениях, методах, средствах обеспечения их единства и способах достижения требуемой точности.

Единство измерений – такое состояние измерений, при котором их результаты выражены в узаконенных единицах и погрешности измерений известны с заданной вероятностью. Единство измерений необходимо для того, чтобы можно было сопоставить результаты измерений, выполненных в разных местах, в разное время, с использованием разных методов и средств измерений.

Точность измерений характеризуется близостью их результатов к истинному значению измеряемой величины.

Таким образом, важнейшей задачей метрологии является усовершенствование эталонов, разработка новых методов точных измерений, обеспечение единства и необходимой точности измерений.

Измерение является важнейшим понятием в метрологии.

Существует несколько видов измерений. При их классификации обычно исходят из характера зависимости измеряемой величины от времени, вида уравнения измерений, условий, определяющих точность результата измерений и способов выражения этих результатов.

По характеру зависимости измеряемой величины от времени измерения разделяются на

- *статические*, при которых измеряемая величина остается постоянной во времени;
- *динамические*, в процессе которых измеряемая величина изменяется и является непостоянной во времени.

Статическими измерениями являются, например, измерения размеров тела, постоянного давления, динамическими – измерения пульсирующих давлений, вибраций.

По способу получения результатов измерений их разделяют на

- прямые;
- косвенные;
- совокупные;
- совместные.

2 Термины и определения

Термины и определения в соответствии с РМГ 29-99 ГСИ Метрология. Основные термины и определения:

2.1 погрешность результата измерения:

Отклонение результата измерения от истинного (действительного) значения измеряемой величины.

Примечания

1 На практике используют действительное значение величины x_d , в результате чего погрешность измерения $\Delta x_{изм}$ определяют по формуле

$$\Delta x_{изм} = x_{изм} - x_d, \quad (2.1)$$

где $x_{изм}$ - измеренное значение величины.

2 Синонимом термина *погрешность измерения* является термин *ошибка измерения*, применять который не рекомендуется как менее удачный.

2.2 систематическая погрешность измерения:

Составляющая погрешности результата измерения, остающаяся постоянной или закономерно изменяющаяся при повторных измерениях одной и той же физической величины.

Примечание – В зависимости от характера измерения систематические погрешности подразделяют на *постоянные, прогрессивные, периодические* и *погрешности, изменяющиеся по сложному закону*.

Постоянные погрешности – погрешности, которые длительное время сохраняют свое значение, например, в течение времени выполнения всего ряда измерений. Они встречаются наиболее часто.

Прогрессивные погрешности – непрерывно возрастающие или убывающие погрешности. К ним относятся, например, погрешности вследствие износа измерительных наконечников, контактирующих с деталью при контроле ее прибором активного контроля.

Периодические погрешности – погрешности, значение которых является периодической функцией времени или перемещения указателя измерительного прибора.

Погрешности, изменяющиеся по сложному закону, происходят вследствие совместного действия нескольких систематических погрешностей

2.3 неисключенная систематическая погрешность;

Составляющая погрешности результата измерений, обусловленная погрешностями вычисления и введения поправок на влияние систематических погрешностей или систематической погрешностью, поправка на действие которой не введена вследствие ее малости.

Примечания

1 Иногда этот вид погрешности называют *неисключенный (ные) остаток (остатки) систематической погрешности*.

2 Неисключенная систематическая погрешность характеризуется ее границами.

Границы неисключенной систематической погрешности Θ при числе слагаемых $N \leq 3$ вычисляют по формуле

$$\Theta = \pm \sum_{i=1}^N |\Theta_i|, \quad (2.2)$$

где Θ_i - граница i -й составляющей неисключенной систематической погрешности.

3 При числе неисключенных систематических погрешностей $N \geq 4$ вычисления проводят по формуле

$$\Theta = \pm K \sqrt{\sum_{i=1}^N \Theta_i^2}, \quad (2.3)$$

где K - коэффициент зависимости отдельных неисключенных систематических погрешностей от выбранной доверительной вероятности P при их равномерном распределении (при $P=0,99$, $K=1,4$). Здесь Θ рассматривается как доверительная квазислучайная погрешность

2.4 случайная погрешность измерения:

Составляющая погрешности результата измерения, изменяющаяся случайным образом (по знаку и значению) при повторных измерениях, проведенных с одинаковой тщательностью, одной и той же физической величины

2.5 абсолютная погрешность измерения:

Погрешность измерения, выраженная в единицах измеряемой величины

2.6 относительная погрешность измерения:

Погрешность измерения, выраженная отношением абсолютной погрешности измерения к действительному или измеренному значению измеряемой величины.

Примечание – Относительную погрешность в долях или процентах находят из отношений

$$\delta = \frac{\Delta x}{x}, \text{ или } \delta = \frac{\Delta x}{x} \cdot 100\%, \quad (2.4)$$

где Δx - абсолютная погрешность измерений;

x - действительное или измеренное значение величины

2.7 средняя квадратическая погрешность (отклонение) результатов единичных измерений в ряду измерений:

Оценка S рассеяния единичных результатов измерений в ряду равноточных измерений одной и той же физической величины около среднего их значения, вычисляемая по формуле

$$S = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (x_i - \bar{x})^2}{n-1}}, \quad (2.5)$$

где x_i - результат i -го единичного измерения;

$\bar{x}$ - среднее арифметическое значение измеряемой величины из n единичных результатов.

Примечание - –а практике широко распространен термин *среднее квадратическое отклонение* - –СКО).

2.8 средняя квадратическая погрешность результата измерений среднего арифметического;

Оценка $S_{\bar{x}}$ случайной погрешности среднего арифметического значения результата измерений одной и той же величины в данном ряду измерений, вычисляемая по формуле

$$S_{\bar{x}} = \frac{S}{\sqrt{n}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (x_i - \bar{x})^2}{n(n-1)}}, \quad (2.6)$$

где S - средняя квадратическая погрешность результатов единичных измерений, полученная из ряда равноточных измерений; n - число единичных измерений в ряду

2.9 доверительные границы погрешности результата измерений:

Наибольшее и наименьшее значения погрешности измерений, ограничивающие интервал, внутри которого с заданной вероятностью находится искомое (истинное) значение погрешности результата измерений.

Примечания

1 Доверительные границы в случае нормального закона распределения вычисляются как $\pm tS$, $\pm tS_{\bar{x}}$, где S , $S_{\bar{x}}$ - средние квадратические погрешности, соответственно, единичного и среднего арифметического результатов измерений; t - коэффициент, зависящий от доверительной вероятности P и числа измерений n .

2 При симметричных границах термин может применяться в единственном числе - *доверительная граница*.

3 Иногда вместо термина *доверительная граница* применяют термин *доверительная погрешность* или *погрешность при данной доверительной вероятности*

2.10 поправка:

Значение величины, вводимое в неисправленный результат измерения с целью исключения составляющих систематической погрешности.

Примечание - знак поправки противоположен знаку погрешности. Поправку, прибавляемую к номинальному значению меры, называют *поправкой к значению меры*; поправку, вводимую в показание измерительного прибора, называют *поправкой к показанию прибора*

2.11 точность результата измерений:

Одна из характеристик качества измерения, отражающая близость к нулю погрешности результата измерения.

Примечание - читают, что чем меньше погрешность измерения, тем больше его точность

2.12 промах:

Погрешность результата отдельного измерения, входящего в ряд измерений, которая для данных условий резко отличается от остальных результатов этого ряда.

Примечание - иногда вместо термина "промах" применяют термин *грубая погрешность измерений*

2.13 предельная погрешность измерения в ряду измерений:

Максимальная погрешность измерения (плюс, минус), допускаемая для данной измерительной задачи.

Примечание - о многих случаях погрешность $3S$ принимают за предельную, то есть $\Delta_{\text{пр}} = \pm 3S$. При необходимости за предельную погрешность может быть принято и другое значение погрешности (где S - см. термин 9.14)

2.14 погрешность результата однократного измерения:

Погрешность одного измерения (не входящего в ряд измерений), оцениваемая на основании известных погрешностей средства и метода измерений в данных условиях (измерений).

Пример - при однократном измерении микрометром какого-либо размера детали получено значение величины, равное 12,55 мм. При этом еще до измерения известно, что погрешность микрометра в данном диапазоне составляет $\pm 0,01$ мм, и погрешность метода (непосредственной оценки) в данном случае принята равной нулю. Следовательно, погрешность полученного результата будет равна $\pm 0,01$ мм в данных условиях измерений

2.15 суммарная средняя квадратическая погрешность результата измерений:

Погрешность результата измерений (состоящая из суммы случайных и неисключенных систематических погрешностей, принимаемых за случайные), вычисляемая по формуле

$$S_{\Sigma} = \sqrt{S^2 + S_{\Theta}^2}, \quad (2.7)$$

где $S_{\Theta} = \sqrt{\frac{1}{3} \sum_i \Theta_i^2}$ - средняя квадратическая погрешность суммы неисключенных систематических погрешностей при равномерном распределении (принимаемых за случайные).

Примечание - доверительные границы суммарной погрешности $(\Delta x)_{\Sigma}$ могут быть вычислены по формуле

$$(\Delta x)_{\Sigma} = \pm t_{\Sigma} S_{\Sigma}, \quad (2.8)$$

где $t_{\Sigma} = \frac{\Theta + t \cdot S_{\bar{x}}}{S_{\Theta} + S_{\bar{x}}}$; Θ - граница суммы неисключенных систематических погрешностей результата измерений, вычисляемая по формулам (2.2) или (2.3); $t \cdot S_{\bar{x}}$ - доверительная граница погрешности результата измерений по 2.9

3 Нормальное распределение. Параметры нормального распределения

При хорошо отлаженной методике мы имеем дело со случайными погрешностями, величины которых больше систематических. Таким образом, проводя многократные замеры, мы получаем набор значений измеряемой величины. Какое же из этих полученных значений мы должны считать наиболее близким к истинному? За наиболее вероятное значение измеряемой величины принимают ее среднее арифметическое значение, вычисленное из всего ряда измеренных значений по формуле:

$$\bar{x} = \frac{x_1 + x_2 + \dots + x_n}{n} = \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{n} \quad (3.1)$$

Положение о наибольшей вероятности среднеарифметической величины справедливо, если выполняется так называемый *нормальный закон распределения случайных погрешностей* (для большинства простых измерений он выполняется достаточно хорошо, и мы будем пользоваться нормальным распределением).

Важнейшим параметром нормального распределения случайных погрешностей является дисперсия σ^2 , которая является характеристикой рассеяния их относительно нуля.

$$\sigma^2(x) = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}{n-1} \quad (3.2)$$

Удобнее пользоваться для характеристики рассеяния значением квадратного корня из дисперсии, т.е. *среднеквадратическим отклонением погрешности*:

$$S = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (x_i - \bar{x})^2}{n-1}} \quad (3.3)$$

При увеличении числа замеров величина S стремится к некоторому пределу σ , квадрат которого называется *дисперсией* и является одной из основных численных характеристик распределения.

$$\sigma = \sqrt{\frac{(x - X_1)^2 + \dots + (x - X_n)^2}{n-1}} \quad (3.4)$$

Одна из задач статистической обработки выборки заключается в численном определении среднего арифметического и дисперсии. При обработке экспериментальных данных систему наблюдений над некоторой случайной величиной (результаты измерений распределяются по закону нормального распределения случайных величин) принято рассматривать как случайную выборку из некоторой гипотетической генеральной совокупности, которая представляет собой совокупность всех мыслимых наблюдений над случайной величиной при данных условиях эксперимента. Задача статистического анализа состоит в том, чтобы оценить параметры генеральной совокупности по результатам данной случайной выборки с учетом того элемента неопределенности, который вносится ограниченностью экспериментального материала. В математической статистике принято разделять выборочные параметры и параметры генеральной совокупности. Параметрам генеральной совокупности соответствуют следующие выборочные параметры (таблица 1).

Таблица 1 Соответствие параметров генеральной совокупности и выборочных параметров

Генеральная совокупность	Выборка
μ	X
σ	S_x
σ^2	S_x^2

Параметры выборки X , S_x , S_x^2 при увеличении объема выборки ($n \rightarrow \infty$) приближаются к параметрам генеральной совокупности:

$$\lim X = \mu, \lim S_x = \sigma, \lim S_x^2 = \sigma^2,$$

где μ - математическое ожидание (среднее арифметическое, генеральное среднее),
 σ - генеральное среднеквадратическое отклонение (стандартное отклонение, стандарт),

σ^2 - генеральная дисперсия (теоретическая дисперсия).

Этим основным параметрам генеральной совокупности соответствуют выборочные параметры:

X - выборочное среднее (среднее выборки),

S_x - среднеквадратическая погрешность выборки,

S_x^2 - выборочная дисперсия.

Следует отметить, что объем генеральной совокупности может быть ограничен каким - то большим, но конечным числом.

Практически мы всегда имеем дело с выборками. Выборкой может быть определенное число реальных объектов (зерен минерала, образцов пород, шлифов) или измерений, наблюдений. Количество объектов выборки обозначают n . Как уже упоминалось, цель статистической обработки - оценка параметров генеральной совокупности по данным выборки. Эти n объектов выборки подвергаются детальному изучению, по результатам которого рассчитывают характеристики (выборочные параметры); они являются приближенной оценкой истинных характеристик всей реальной совокупности объектов (всей генеральной совокупности).

4 Случайная погрешность: интервальная оценка

Вклад случайной погрешности в общую неопределенность результата измерения можно оценить с помощью методов теории вероятностей и математической статистики.

Ввиду наличия случайной погрешности одна и та же величина x при каждом последующем измерении приобретает новое, непрогнозируемое значение. Такие величины называются *случайными*. Случайными величинами являются не только отдельные результаты измерений x_i , но и средние $\bar{x}$ (а также дисперсии $s^2(x)$ и все производные от них величины). Поэтому $\bar{x}$ может служить лишь *приближенной* оценкой результата измерения. В то же время, используя величины $\bar{x}$ и $s^2(x)$, возможно оценить *диапазон* значений, в котором с заданной вероятностью P может находиться результат. Эта вероятность P называется *доверительной вероятностью*, а соответствующий ей интервал значений - *доверительным интервалом*.

Строгий расчет границ доверительного интервала случайной величины возможен лишь в предположении, что эта величина подчиняется некоторому известному *закону распределения*. Закон распределения случайной величины - одно из фундаментальных понятий теории вероятностей. Он характеризует относительную долю (частоту, вероятность появления) тех или иных значений случайной величины при ее многократном воспроизведении. Математическим выражением закона распределения случайной величины служит ее *функция распределения* (функция плотности вероятности) $p(x)$. Например, функция распределения, изображенная на рисунке 1, означает, что для соответствующей ей случайной величины x наиболее часто встречаются значения вблизи $x=10$, а большие и меньшие значения встречаются тем реже, чем дальше они отстоят от 10.

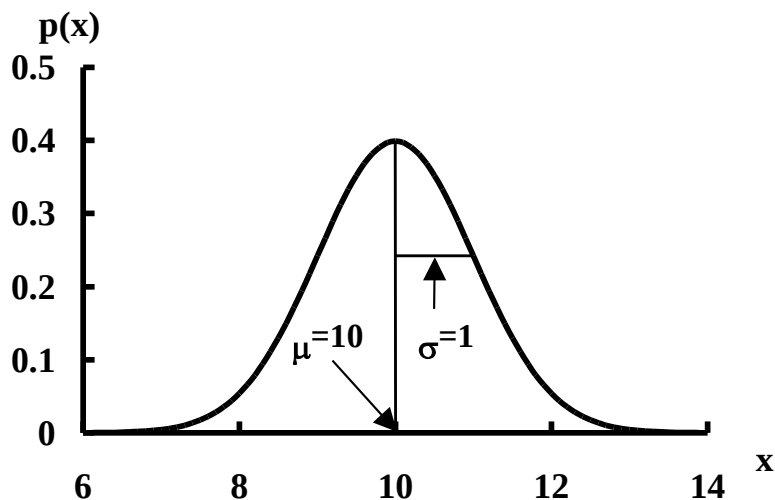


Рисунок 1 Функция плотности вероятности $p(x)$

В качестве примера не случайно приведена колоколообразная, симметричная функция распределения. Именно такой ее вид наиболее характерен для результатов химического анализа. В большинстве случаев закон распределения результатов химического анализа можно удовлетворительно аппроксимировать так называемой *функцией нормального* (или *гауссова*) *распределения*:

$$p(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}} \quad (4.1)$$

Параметры этой функции μ и σ характеризуют: μ - положение максимума кривой, т.е. собственно *значение* результата анализа, а σ - ширину "колокола", т.е. *воспроизводимость* результатов. Можно показать, что среднее $\bar{x}$ является приближенным значением μ , а стандартное отклонение $s(x)$ - приближенным значением σ . Естественно, эти приближения тем точнее, чем больше объем экспериментальных данных, из которых они рассчитаны, т.е. чем больше число параллельных измерений n и, соответственно, число степеней свободы f .

В предположении подчинения случайной величины x нормальному закону распределения ее доверительный интервал рассчитывается как

$$x \pm t(P, f)s(x) \quad (4.2)$$

Ширина доверительного интервала нормально распределенной случайной величины пропорциональна величине ее стандартного отклонения. Численные значения коэффициентов пропорциональности t были впервые рассчитаны английским математиком В.Госсетом, подписывавшим свои труды псевдонимом Стьюдент, и потому называются *коэффициентами Стьюдента*. Они зависят от двух параметров: доверительной вероятности P и числа степеней свободы f , соответствующего стандартному отклонению $s(x)$.

Причина зависимости t от P очевидна: чем выше доверительная вероятность, тем шире должен быть доверительный интервал с тем, чтобы можно было гарантировать попадание в него значения величины x . Поэтому с ростом P значения t возрастают. Зависимость t от f объясняется следующим образом. Поскольку $s(x)$ - величина случайная, то в силу случайных причин ее значение может оказаться заниженным. В этом случае и доверительный интервал окажется более узким, и попадание в него значения величины x уже не может быть гарантировано с заданной доверительной вероятностью. Чтобы "подстраховаться" от подобных неприятностей, следует расширить доверительный интервал, увеличить значение t - тем больше, чем менее надежно известно значение s , т.е. чем меньше число его степеней свободы. Поэтому с уменьшением f величины t возрастают.

Коэффициенты Стьюдента для различных значений P и f приведены в табл. 1 (приложение). Проанализируйте ее и обратите внимание на отмеченные закономерности в изменении величин t в зависимости от P и f .

Если единичные значения x имеют нормальное распределение, то и среднее $\bar{x}$ тоже имеет нормальное распределение. Поэтому формулу Стьюдента для расчета доверительного интервала можно записать и для среднего:

$$\bar{x} \pm t(P, f)s(\bar{x}) \quad (4.3)$$

Величина $s(\bar{x})$ меньше, чем $s(x)$ (среднее точнее единичного). Можно показать (с. 27), что для серии из n значений $s(\bar{x}) = s(x) / \sqrt{n}$. Поэтому доверительный интервал для величины, рассчитанной из серии n параллельных измерений, можно записать как

$$\bar{x} \pm \frac{t(P, f)s(x)}{\sqrt{n}} \quad (4.4)$$

где $f=n-1$, а величины $\bar{x}$ и $s(x)$ рассчитывают по формулам (9) и (11).

Пример 1. Для серии значений объемов титранта, равных 9.22, 9.26, 9.24 и 9.27 см³, рассчитать среднее и доверительный интервал среднего при $P=0.95$.

Решение. Среднее значение равно $\bar{x} = \frac{9.22 + 9.26 + 9.24 + 9.27}{4} = 9.248$ см³.

Стандартное отклонение равно

$$s(x) = \sqrt{\frac{(9.22 - 9.248)^2 + (9.26 - 9.248)^2 + (9.24 - 9.248)^2 + (9.27 - 9.248)^2}{4 - 1}} = 0.0222 \text{ см}^3.$$

Табличное значение коэффициента Стьюдента $t(P=0.95, f=3)=3.18$.

Доверительный интервал составляет

$$9.248 \pm \frac{3.18 \cdot 0.0222}{\sqrt{4}} = 9.248 \pm 0.035 = 9.25 \pm 0.04 \text{ см}^3.$$

Полученный результат округляем так, чтобы полуширина доверительного интервала содержала только *одну* значащую цифру.

При расчете доверительного интервала встает вопрос о выборе доверительной вероятности P . При слишком малых значениях P выводы становятся недостаточно надежными. Слишком большие (близкие к 1) значения брать тоже нецелесообразно, так как в этом случае доверительные интервалы оказываются слишком широкими, малоинформативными. Для большинства химико-аналитических задач оптимальным значением P является 0.95. Именно эту величину доверительной вероятности (за исключением специально оговоренных случаев) мы и будем использовать в дальнейшем.

Подчеркнем еще раз, что величина доверительного интервала сама по себе позволяет охарактеризовать лишь *случайную* составляющую неопределенности. Оценка систематической составляющей представляет собой самостоятельную задачу.

5 Сравнение результатов анализов. Значимое и незначимое различие случайных величин

Вспомним еще раз, что любой результат измерения (в том числе среднее значение) представляет собой, вообще говоря, случайную величину. Поэтому численное различие двух результатов может быть вызвано случайными причинами и вовсе не свидетельствовать о том, что эти результаты действительно разные. Так, если результаты титрования двух аликвот равны, к примеру, 9.22 и 9.26 см³, то из этого нельзя заключить, что они имеют разный состав, поскольку случайная погрешность измерения объемов титранта составляет несколько сотых миллилитра (см. пример 1 на с. 13).

Подобное различие случайных величин, которое (при некоторой доверительной вероятности) может быть обусловлено только случайными причинами, в математической статистике называется *незначимым*. Очевидно, что если две величины различаются незначимо, то их можно рассматривать как два приближенных значения одного и того же, общего, результата измерения. Напротив, *значимое*, т.е. превышающее уровень случайных погрешностей, различие свидетельствует о том, что соответствующие величины представляют собой два действительно разных результата. Естественно, различие можно считать значимым только тогда, когда оно достаточно велико. Граница, отделяющая значимые различия от незначимых, называется *критической величиной*. Ее можно рассчитать с помощью методов теории вероятностей.

Таким образом, задача сравнения результатов химического анализа состоит в том, чтобы выяснить, *является ли различие между ними значимым*. Сравнить данные химического состава (и, шире, - любые экспериментальные данные) по обычным арифметическим правилам недопустимо! Вместо этого следует применять специальные приемы, называемые *статистическими тестами* или *критериями проверки статистических гипотез*. С некоторыми простейшими - и в то же время наиболее важными для химика-аналитика статистическими тестами - мы сейчас познакомимся.

6 Сравнение среднего и константы: простой тест (критерий) Стьюдента

Вернемся к задаче проверки правильности результата химического анализа путем сравнения его с независимыми данными. Проверяемый результат, являясь средним из нескольких параллельных определений, представляет собой случайную величину $\bar{x}$. Результат же, используемый для сравнения, в ряде случаев можно считать точной (действительной) величиной a , т.е. константой. Это может быть тогда, когда случайная погрешность результата, используемого для сравнения, намного меньше, чем проверяемого, т.е. пренебрежимо мала. Например, в способе "введено-найденно" заданное содержание определяемого компонента обычно известно значительно точнее, чем найденное. Аналогично, при использовании СО паспортное значение содержания также можно считать точной величиной. Наконец, и при анализе образца независимым методом содержание компонента может быть определено с точностью, намного превышающей точность проверяемой методики - например, при проверке атомно-эмиссионной методики с помощью гравиметрической (о типичных величинах случайной погрешности различных методов см. с. 9). Во всех этих случаях задача сравнения данных с математической точки зрения сводится к проверке *значимости* отличия случайной величины $\bar{x}$ от константы a .

Для решения этой задачи можно использовать уже известный нам подход, описанный выше (с. 10) и основанный на интервальной оценке неопределенности величины $\bar{x}$. Доверительный интервал для среднего, рассчитанный по формуле Стьюдента (16), характеризует неопределенность значения $\bar{x}$, обусловленную его случайной погрешностью. Поэтому если величина a входит в этот доверительный интервал, утверждать о значимом различии между $\bar{x}$ и a нет оснований. Если же величина a в этот интервал не входит, различие между $\bar{x}$ и a следует считать значимым. Таким образом, полуширина доверительного интервала, равная $\frac{t(P, f)s(x)}{\sqrt{n}}$, является критической величиной для разности $|\bar{x} - a|$: различие является значимым, если

$$|\bar{x} - a| > \frac{t(P, f)s(x)}{\sqrt{n}} \quad (6.1)$$

Для проверки значимости различия между средним и константой вместо вычисления доверительного интервала можно поступить следующим образом. Легко видеть, что выражение (17) эквивалентно выражению

$$\frac{|\bar{x} - a|}{s(x)} \sqrt{n} > t(P, f) \quad (6.2)$$

Величина, стоящая в левой части выражения (18), характеризует степень различия между $\bar{x}$ и a с учетом случайной погрешности $s(x)$. Она называется *тестовой статистикой* (и в общем случае обозначается в дальнейшем как ξ) для сравниваемых значений. Коэффициент Стьюдента, стоящий в правой части (18), в этом случае непосредственно является критической величиной. Поэтому для проверки значимости различия между $\bar{x}$ и a можно вычислить соответствующую тестовую статистику и сравнить ее с критическим значением - в данном случае табличным значением коэффициента Стьюдента. Если тестовая статистика превосходит критическое значение, различие между сравниваемыми величинами следует признать значимым.

Описанный способ сравнения случайных величин - вычисление тестовой статистики и сравнение ее с табличным критическим значением - является весьма общим. На таком принципе основано множество *статистических тестов* (или *критериев*) - процедур, призванных установить значимость различия между теми или иными случайными величинами. Тест, представленный формулой (18) и предназначенный для сравнения среднего значения и константы, называется *простым тестом Стьюдента*. В химическом анализе его следует применять всегда, когда возникает задача сравнения результатов анализа с каким-либо значением, которое можно считать точной величиной.

Пример 2. При определении никеля в стандартном образце сплава получена серия значений (% масс.) 12.11, 12.44, 12.32, 12.28, 12.42. Содержание никеля согласно паспорту образца - 12.38 %. Содержит ли использованная методика систематическую погрешность?

Решение. Паспортное содержание никеля считаем действительным (точным) значением и применяем простой тест Стьюдента. Имеем:

$$\bar{x} = 12.314, s(x) = 0.132, n = 5, f = 4, a = 12.38.$$

$$\xi = \frac{|\bar{x} - a|}{s(x)} \sqrt{n} = \frac{12.38 - 12.314}{0.132} \sqrt{5} = 1.12 < t(P = 0.95, f = 4) = 2.78$$

Отличие результата анализа от действительного значения незначимо, методика не содержит систематической погрешности.

7 Сравнение двух средних. Критерий Стьюдента

При интерпретации результатов химического анализа возникают и более сложные задачи. Предположим, необходимо сравнить два результата анализа одного и того же образца, полученные разными методами, и при этом оба результата содержат сравнимые между собой случайные погрешности. В этом случае уже нельзя ни один из результатов считать точной величиной и, соответственно, применять простой тест Стьюдента. Математически задача сводится в этом случае к установлению значимости различия между двумя средними значениями $\bar{x}_1$ и $\bar{x}_2$.

Для решения этой задачи используют *модифицированный тест Стьюдента*. Он существует в двух вариантах: точном и приближенном. Точный вариант применяют тогда, когда дисперсии соответствующих величин $s_1^2 = s^2(x_1)$ и $s_2^2 = s^2(x_2)$ различаются незначимо (что, в свою очередь, необходимо предварительно проверить с помощью еще одного статистического теста - теста Фишера, см. следующий раздел). При значимом различии s_1^2 и s_2^2 применяют приближенный вариант (приближение Уэлча).

В точном варианте модифицированного теста Стьюдента тестовая статистика вычисляется как

$$\xi = \frac{|\bar{x}_1 - \bar{x}_2|}{\bar{s}(x)} \sqrt{\frac{n_1 n_2}{n_1 + n_2}} \quad (7.1)$$

Как видим, по способу вычисления она весьма похожа на тестовую статистику простого теста Стьюдента (см. формулу (18)). В выражении (19) n_1 и n_2 - числа параллельных значений, из которых рассчитаны величины $\bar{x}_1$ и $\bar{x}_2$, соответственно, а $\bar{s}(x)$ - *среднее стандартное отклонение*, вычисляемое как

$$\bar{s}(x) = \sqrt{\bar{s}^2(x)} = \sqrt{\frac{f_1 s_1^2 + f_2 s_2^2}{f_1 + f_2}} \quad (7.2)$$

Величины f_1 и f_2 - числа степеней свободы соответствующих дисперсий, равные n_1-1 и n_2-1 . Критическим значением служит коэффициент Стьюдента $t(P, f)$ для выбранной доверительной вероятности P (обычно 0.95) и числа степеней свободы

$$f = f_1 + f_2 = n_1 + n_2 - 2 \quad (7.3)$$

Таким образом, значимое различие между $\bar{x}_1$ и $\bar{x}_2$ имеет место тогда, когда

$$\frac{|\bar{x}_1 - \bar{x}_2|}{\bar{s}(x)} \sqrt{\frac{n_1 n_2}{n_1 + n_2}} > t(P, f = n_1 + n_2 - 2) \quad (7.4)$$

В приближении Уэлча тестовая статистика вычисляется следующим образом:

$$\xi = \frac{|\bar{x}_1 - \bar{x}_2|}{\sqrt{\frac{s_1^2}{n_1} + \frac{s_2^2}{n_2}}} \quad (7.5)$$

Критическим значением вновь служит коэффициент Стьюдента $t(P, f)$. Число степеней свободы в этом случае вычисляется как

$$f = \frac{(s_1^2 / n_1 + s_2^2 / n_2)^2}{\frac{(s_1^2 / n_1)^2}{n_1 - 1} + \frac{(s_2^2 / n_2)^2}{n_2 - 1}} \quad (7.6)$$

и округляется до ближайшего целого числа. Приближенный вариант теста Стьюдента недостаточно достоверен, особенно при малых значениях f_1 и f_2 .

8 Сравнение дисперсий двух серий данных. Критерий Фишера

Для выбора между точным и приближенным вариантом модифицированного теста Стьюдента необходимо предварительно установить, есть ли значимое различие между величинами s_1^2 и s_2^2 , т.е. дисперсий обеих серий данных. Разумеется, задача сравнения дисперсий имеет и вполне самостоятельное значение.

Как и средние $\bar{x}$, дисперсии s^2 тоже представляют собой случайные величины. Поэтому и их сравнение тоже нужно производить с использованием соответствующих статистических тестов. Тест для сравнения двух дисперсий был предложен английским биологом Р.Фишером и носит его имя.

В тесте Фишера тестовой статистикой служит отношение большей дисперсии к меньшей:

$$\xi = \frac{s_1^2}{s_2^2} \quad (8.1)$$

Подчеркнем, что необходимо, чтобы $s_1^2 \geq s_2^2$ и, соответственно, $\xi \geq 1$, в противном случае индексы следует поменять местами. Критическим значением служит специальный коэффициент Фишера $F(P, f_1, f_2)$, зависящий от трех параметров - доверительной вероятности P и чисел степеней свободы f_1 и f_2 дисперсий s_1^2 и s_2^2 , соответственно. Значения коэффициентов Фишера для стандартной доверительной вероятности $P=0.95$ приведены в табл. 2 (приложение). Обратите внимание, что $F(f_1, f_2) \neq F(f_2, f_1)$, поэтому при пользовании этой таблицей надо быть очень внимательными.

Если отношение дисперсий (25) меньше, чем соответствующее значение $F(P, f_1, f_2)$, это означает, что различие между s_1^2 и s_2^2 незначимо - дисперсия обеих серий одинакова, - или, как говорят, "дисперсии однородны". В этом случае можно вычислить *среднюю дисперсию* $\bar{s}^2$ по формуле (20) и пользоваться ею как общей характеристикой дисперсий обеих серий. Число степеней свободы этой дисперсии равно $f_1 + f_2$. Если же дисперсии неоднородны, вычисление средней дисперсии, очевидно, лишено смысла.

Еще раз обратим внимание, что тест Фишера предназначен для сравнения только дисперсий результатов, но никак не самих результатов (т.е. средних). Делать какие-либо выводы о различии средних значений, наличии в той или иной серии данных систематической погрешности, различиях в составе образцов и т.д. на основании теста Фишера недопустимо. Для сравнения средних значений после теста Фишера следует применять тест Стьюдента (в той или иной его разновидности).

Пример 3. Примесь тиофена в бензоле (% массовой доли) определяли спектрофотометрическим (1) и хроматографическим (2) методами. Получили следующие серии данных:

(1) 0.12 0.19 0.16 0.14

(2) 0.18 0.32 0.24 0.25 0.28

Известно, что хроматографическая методика не содержит систематической погрешности. Содержит ли систематическую погрешность спектрофотометрическая методика?

Решение. Вычислим средние и дисперсии для обеих серий:

(1) $\bar{x} = 0.153$, $s_1^2 = 8.91 \cdot 10^{-4}$, $n_1=4$, $f_1=3$

(2) $\bar{x} = 0.254$, $s_2^2 = 2.68 \cdot 10^{-3}$, $n_2=5$, $f_2=4$

Сравним дисперсии серий по тесту Фишера:

$\xi = s_2^2 / s_1^2 = 3.0$ (делим большую дисперсию на меньшую!)

Критическое значение $F(0.95, 4, 3) = 9.1$ (не $F(0.95, 3, 4) = 6.6!$)

$\xi < F$, дисперсии данных одинаковы. Поэтому вычисляем среднее стандартное отклонение и применяем точный вариант теста Стьюдента:

$$\bar{s}(x) = \sqrt{\frac{3 \cdot 8.91 \cdot 10^{-4} + 4 \cdot 2.68 \cdot 10^{-3}}{3 + 4}} = 0.0437$$

$$\xi = \frac{0.254 - 0.153}{0.0437} \sqrt{\frac{4 \cdot 5}{4 + 5}} = 3.27 \quad t(P=0.95, f=7) = 2.37$$

$\xi > t$, средние различаются значимо, спектрофотометрическая методика содержит систематическую погрешность (отрицательную).

Пример 4. В образце сплава определили медь спектрографическим атомно-эмиссионным (1) и титриметрическим (2) методами. Получены следующие результаты (% массовой доли).

(1) 12.1 14.1 13.6 14.8

(2) 13.40 13.75 13.65 13.58 13.60 13.45

Известно, что титриметрическая методика не содержит систематической погрешности. Содержит ли систематическую погрешность атомно-эмиссионная методика?

Решение. Вычислим средние и дисперсии для обеих серий:

$$(1) \bar{x} = 13.65, s_1^2 = 1.31, n_1=4, f_1=3$$

$$(2) \bar{x} = 13.57, s_2^2 = 1.66 \cdot 10^{-2}, n_2=6, f_2=5$$

Сравним дисперсии данных по тесту Фишера:

$$\xi = s_1^2 / s_2^2 = 78.8$$

Критическое значение $F(0.95, 3, 5) = 5.4$. $\xi > F$, дисперсии данных различаются. Для сравнения средних значений применяем приближенный тест Стьюдента-Уэлча:

$$\xi = \frac{13.65 - 13.57}{\sqrt{\frac{1.31}{4} + \frac{1.66 \cdot 10^{-2}}{6}}} = 0.14, \quad f = \frac{(1.31/4 + 1.66 \cdot 10^{-2}/6)^2}{\frac{(1.31/4)^2}{3} + \frac{(1.66 \cdot 10^{-2}/6)^2}{5}} = 3.05 \sim 3,$$

$t(P=0.95, f=3) = 3.18$. $\xi < t$, значимое различие между средними и систематическая погрешность атомно-эмиссионной методики отсутствуют.

Поскольку случайная погрешность титриметрических данных намного меньше, чем атомно-эмиссионных, можно значение 13.57 считать точной величиной и применить простой тест Стьюдента:

$$\xi = \frac{13.65 - 13.57}{\sqrt{1.31}} \sqrt{4} = 0.14 < t(P=0.95, f=3) = 3.18$$

И в этом случае также делаем вывод об отсутствии систематической погрешности атомно-эмиссионной методики.

9 Выявление промахов. Q-тест

В обрабатываемой серии данных должны отсутствовать промахи (с. 9). Поэтому прежде, чем проводить любую обработку данных (начиная с вычисления среднего), следует выяснить, содержит ли она промахи, и если да, то исключить их из рассмотрения. Для выявления промахов служит еще один статистический тест, называемый Q-тестом.

Алгоритм Q-теста состоит в следующем. Серию данных упорядочивают по возрастанию: $x_1 \leq x_2 \leq \dots \leq x_{n-1} \leq x_n$. В качестве возможного промаха рассматривают одно из крайних значений x_1 или x_n - то, которое дальше отстоит от соседнего значения, т.е. для которого больше разность $x_2 - x_1$ либо, соответственно, $x_n - x_{n-1}$. Обозначим эту разность как W_1 . Размах всей серии, т.е. разность между максимальным и минимальным значением $x_n - x_1$, обозначим W_0 . Тестовой статистикой является отношение

$$\xi = \frac{W_1}{W_0} \quad (9.1)$$

Эта величина заключена в пределах от 0 до 1. Чем дальше отстоит "подозрительное" значение от основной массы данных, тем выше вероятность того, что это промах - и тем больше, в свою очередь, величина ξ . Критической величиной служит табличное значение Q-коэффициента $Q(P, n)$ (табл. 3, приложение), зависящее от доверительной вероятности и общего числа данных в серии. Если тестовая статистика превышает критическую величину ($\xi > Q$), соответствующее значение считают промахом и из серии данных исключают. После этого следует проверить на наличие промахов оставшиеся данные (с другим значением Q), поскольку промах в серии может быть не один.

При применении Q-теста вместо стандартной доверительной вероятности, равной 0.95, обычно используют значение $P=0.90$. Наиболее достоверные результаты получаются при $n=5-7$. Для серий большего или меньшего размера Q-тест недостаточно надежен.

Пример 5. При спектрофотометрическом анализе раствора органического красителя получены значения оптической плотности, равные 0.376, 0.398, 0.371, 0.366, 0.372 и 0.379. Содержит ли эта серия промахи? Чему равно среднее значение оптической плотности? Охарактеризуйте воспроизводимость измерения оптической плотности для данного образца.

Решение. Располагаем полученные результаты в порядке возрастания:

0.366 0.371 0.372 0.376 0.379 0.398

Разность 0.371-0.366 равна 0.005, а 0.398-0.379 равна 0.019, поэтому кандидат в промахи - значение 0.398, а $W_1=0.019$. Размах выборки $W_0=0.398-0.366=0.032$. Тестовая статистика равна $\xi = 0.019/0.032 = 0.59$. Критическая величина $Q(P=0.90, n=6)$ равна 0.56. Таким образом, $\xi > Q$, значение 0.398 - промах, его следует исключить.

Проверяем оставшуюся серию значений: 0.371-0.366=0.005, 0.379-0.376=0.003, поэтому следующий кандидат в промахи - 0.366. Имеем: $W_1=0.005$, $W_0=0.379-0.366=0.013$, $\xi = 0.005/0.013 = 0.38$, $Q(P=0.90, n=5)=0.64$. $\xi < Q$, значение 0.366 промахом не является.

Среднее значение оптической плотности составляет

$$\bar{x} = \frac{0.366 + 0.371 + 0.372 + 0.376 + 0.379}{5} = 0.373$$

а его стандартное отклонение - $s(x) = 0.005$. Воспроизводимость охарактеризуем относительным стандартным отклонением (с. 9) $s_r(x)=s(x)/\bar{x} = 0.005/0.373 = 0.013$.

Обработка серии данных вместе с промахом была бы в этом случае грубой ошибкой и привела бы к серьезному искажению значений $\bar{x}$ и $s(x)$.

Приложение А (справочное)

Практическая работа 1

Среднее арифметическое. Среднеквадратическое отклонение.

Среднее арифметическое выборки - выборочное среднее - лучшая оценка генерального среднего. Поэтому при измерении какой-либо величины за результат принимается среднеарифметическое результатов отдельных замеров (после исключения систематических погрешностей). Среднее из определений (замеров) обозначается как $\bar{X}_n$:

$$\bar{X}_n = \frac{X_1 + X_2 + \dots + X_n}{n} \quad (4.1)$$

Среднеквадратическое отклонение результатов измерения S_x - наиболее обоснованная и распространенная мера случайных погрешностей. В случае, когда имеется n единичных измерений величины X , среднеквадратическое отклонение рассчитывается по формуле:

$$S_x = \sqrt{\frac{(X_1 - \bar{X}_n)^2 + (X_2 - \bar{X}_n)^2 + \dots + (X_n - \bar{X}_n)^2}{n - 1}} \quad (4.2)$$

или

$$S_x = \sqrt{\frac{(X_1^2 + X_2^2 + \dots + X_n^2) - \frac{(X_1 + X_2 + \dots + X_n)^2}{n}}{n - 1}}, \quad (4.3)$$

где n - объем выборки (число замеров), S_x - среднеквадратическое отклонение, $X_1, X_2, \dots, X_n$ - результаты замеров, $\bar{X}_n$ - выборочное среднее. Последняя формула более удобна при расчетах на калькуляторах. При вычислениях по этим двум формулам возведение в квадрат должно выполняться без округления результатов (причем точность резко уменьшается при малых n). Величина S_x называется среднеквадратичной погрешностью результатов отдельного измерения. Она имеет ту же размерность, что и переменная X . Относительная точность расчета S_x от 50 до 100 относительных %, поэтому для S_x записываются 1 - 2 значащие цифры.

Величина среднеквадратического отклонения выборки S при больших n (~ 100) может быть довольно близка к среднеквадратическому отклонению генеральной совокупности σ . При малых n значения S могут сильно отличаться от "истинного значения" σ . Поэтому желательно оценивать доверительные интервалы по следующей схеме.

- Рассчитывают среднеквадратическое отклонение S_x по приведенным формулам.
- Задают необходимую доверительную вероятность P . Обычно $P = 0.95$.

Доверительная вероятность измерений должна задаваться самим экспериментатором. Эта величина, определяющая надежность результатов. Чем более ответственны результаты, тем более высокую доверительную вероятность надо принимать. Для технических и аналитических определений (например состав фаз, параметров элементарной ячейки и

других очень точных измерений) обычно принимается доверительная вероятность 0.95. Для важных измерений (на которых базируется новый закон, новое положение или от которых зависит безопасность людей) $P = 0.99$.

3. По таблице А.1 для принятой P и n находят доверительные границы отклонения величины S_x (в долях S_x) Y_1 и Y_2 .

Таблица А.1 Коэффициенты Y_1 и Y_2 для оценки доверительных интервалов погрешностей расчета среднеквадратического отклонения.

n	P= 0.95		P= 0.90	
	Y_1	Y_2	Y_1	Y_2
2	0.42	32	0.51	16
3	0.52	6.3	0.58	4.4
4	0.57	3.7	0.62	2.9
5	0.60	2.9	0.65	2.4
6	0.62	2.5	0.67	2.1
7	0.64	2.2	0.69	1.9
8	0.66	2.0	0.70	1.8
9	0.68	1.9	0.72	1.7
10	0.69	1.8	0.73	1.6
12	0.71	1.7	0.75	1.5
14	0.73	1.6	0.76	1.5
16	0.74	1.5	0.77	1.4
18	0.75	1.5	0.79	1.4
20	0.76	1.5	0.79	1.4
25	0.78	1.4	0.81	1.3
30	0.80	1.3	0.83	1.3
50	0.84	1.2	0.86	1.2
100	0.88	1.2	0.90	1.1
200	0.91	1.1	0.93	1.1

4. Находят доверительные границы отклонения S_x :

$$S_{\min} = S_x Y_1, \quad S_{\max} = S_x Y_2,$$

Полученные значения $S_{\min}$ и $S_{\max}$ означают, что с вероятностью P величина S_x лежит между ними. С учетом доверительных интервалов S_x далее рассчитываются доверительные интервалы погрешности измерения.

Рассмотрим пример. $S_x = 0.03$, $n = 3$. Оценим границы доверительных интервалов.

1. Принимаем $P=0.95$.

2. По табл. 6 для $P=0.95$ и $n = 3$ находим $Y_1 = 0.52$, $Y_2 = 6.3$.

3. $S_{\min} = 0.52 \cdot 0.03 = 0.015$, $S_{\max} = 0.19$. Так, с вероятностью 0.95 S_x может находиться в интервале от 0.015 до 0.19.

Следует помнить, что величина среднеквадратического отклонения выборки сама по себе хотя и несет некоторую информацию о параметрах выборки, но не является достаточной характеристикой. Об этом нельзя забывать и считать статистическую обработку законченной.

Пример. При определении состава синтезированного в опыте плагиоклаза получили путем замеров на микрозонде 10 значений $X_{\text{Ап}}^{\text{Pl}}$: 0.30, 0.31, 0.28, 0.29, 0.32, 0.31, 0.27, 0.29, 0.29, 0.30. Необходимо определить среднее арифметическое и среднеквадратическую ошибку (S_x) и доверительные интервалы для S_x .

1. Обозначим $X_{\text{Ап}}^{\text{Pl}}$ за X , $X_1=0.3$, $X_2=0.31$,, $X_{10}=0.30$.

2. Вычислим среднее

$$\bar{X} = \frac{X_1 + \dots + X_{10}}{10} = 0.296 \approx 0.30$$

3. Вычислим S_x

$$S_x = \sqrt{\frac{(0.30 - 0.30)^2 + (0.30 - 0.31)^2 + \dots + (0.30 - 0.30)^2}{10 - 1}} = 0.015 \approx 0.02.$$

4. Оценим границы доверительного интервала для S_x ($n = 10$, задаем $P = 0.95$), по табл. 6 находим (для $n = 10$ и $P = 0.95$) величины Y_1 и Y_2 : $Y_1 = 0.69$, $Y_2 = 1.8$, $S_{\text{мин}} = 0.02 \cdot 0.69 = 0.014 \pm 0.01$, $S_{\text{макс}} = 0.02 \cdot 1.8 = 0.036 \pm 0.04$.

5. Среднее значение $X_{\text{Ап}}^{\text{Pl}} = 0.30$; среднеквадратическая погрешность $S_x = 0.02$.

6. С вероятностью 0.95 $0.04 \geq S_x \geq 0.01$

Коэффициентом вариации результатов наблюдений (измерений) является относительная величина среднеквадратического отклонения:

$$V_x = [S_x / \bar{X}_n] 100\%.$$

Коэффициент вариации позволяет сравнивать влияние случайных погрешностей на результат измерения в разных сериях или проводимых различными методами.

Приложение Б

(справочное)

Практическая работа 2

Исключение выпадающих (анормальных) результатов измерений («промахи»)

Очень часто при замерах (определениях) какой-либо величины возникают сомнения: надо ли отбрасывать результаты замера, несколько отличающихся от всех, какова значимость такого отклонения. Может быть два варианта существования "анормальных" замеров.

1. Замер принадлежит к той же генеральной совокупности, но вероятность его появления мала. В этом случае его исключать нельзя, и расчеты среднего арифметического и среднеквадратического отклонения необходимо проводить с учетом этого замера.

2. Отклоняющийся результат - следствие погрешности в записи (промаха) и не подчиняется случайным законам отклонения от генерального среднего. В этом случае его надо отбросить.

Решение задачи об отбрасывании какого-либо значения надо проводить с большой осторожностью, предварительно проанализировав условия, в которых он получен. Может быть удастся оценить достоверность этого результата и без вероятностного подхода. В противном случае нужно воспользоваться следующими методами.

1. Среди n результатов находят $X_{\min}$ и $X_{\max}$, которые подлежат проверке.

2. Подсчитывают среднее данной выборки:

$$\bar{X} = \frac{X_{\min} + X_2 + \dots + X_{\max}}{n}$$

3. Подсчитывают выборочное среднеквадратическое отклонение:

$$S_x = \sqrt{\frac{(X_{\min} - \bar{X})^2 + (X_2 - \bar{X})^2 + \dots + (X_{\max} - \bar{X})^2}{n - 1}}$$

4. Находят следующие отношения:

$$U_{\max} = \frac{X_{\max} - \bar{X}}{S_x} \text{ и } U_{\min} = \frac{\bar{X} - X_{\min}}{S_x}$$

5. Принимают необходимую доверительную вероятность (для наших целей $P=0.95$).

6. Находят величину β по табл. Б.1 при принятом значении P и выборке объема n .

7. $U_{\max}$ и $U_{\min}$, полученные в п. 4, сравнивают с величиной β по п. 6. Если $U_{\max} \geq \beta$, то проверяемый результат может быть исключен.

Пример. При определении состава синтетического санидина получены следующие содержания K_2O в минерале: 13,1; 12,9; 13,3; 14,1 весовых процентов.

1. Сомнительное значение 14,1.

$$2. \bar{X} = \frac{13.1+12.9+13.3+14.1}{4} = 13.4$$

$$3. S_x = \sqrt{\frac{(13.4 - 13.1)^2 + (13.4 - 12.9)^2 + (13.4 - 13.3)^2 + (13.4 - 14.1)^2}{4 - 1}} = 0.5$$

$$4. U = \frac{14.111 - 13.44}{0.5} = 1.4.$$

5. Принимаем $P = 0.95$.

6. Для $P = 0.95$ и $n = 4$ $\beta = 1.46$ (по табл. 27). $U < \beta$ ($1.4 < 1.46$), результат 14.1 не может быть исключен.

Другой пример. Было получено 5 значений рН для равновесия минерал - раствор: 4.3, 4.2, 4.3, 4.1, 5.3

1. Необходимо проверить 5.3 .

2. $\bar{X} = 4.4$.

$$3. S_x = \sqrt{\frac{(4.4 - 4.3)^2 + (4.4 - 4.2)^2 + (4.4 - 4.3)^2 + (4.4 - 4.1)^2 + (4.4 - 5.3)^2}{5 - 1}} = 0.5$$

$$4. U = \frac{5.3 - 4.4}{0.5} = 1.8.$$

5. Принимаем $\alpha = 0.95$.

6. По таблице Б.1 $\beta = 1.67$ ($n = 5$, $\alpha = 0.95$).

7. $U > \beta$, результат 5.3 можно исключить.

Таблица Б.1 Коэффициенты β для различных значений доверительной вероятности P .

β	Доверительный интервал P		
n	0.90	0.95	0.99
3	1.15	1.15	1.15
4	1.42	1.46	1.48
5	1.60	1.67	1.72
6	1.73	1.82	1.89
7	1.83	1.94	2.02
8	1.91	2.03	2.13
9	1.98	2.11	2.21
10	2.03	2.18	2.29
11	2.09	2.23	2.36
12	2.13	2.29	2.41
13	2.17	2.33	2.47
14	2.21	2.37	2.50
15	2.25	2.41	2.55
16	2.28	2.44	2.58
18	2.34	2.50	2.66
20	2.38	2.56	2.71

Приложение В (справочное)

Практическая работа 3

Оценка границ доверительного интервала величины погрешности для малых выборок.

Погрешность анализа определяется по формуле

$$\varepsilon = \pm \frac{t_{\alpha} S_X}{\sqrt{n}},$$

где S_X - среднеквадратическое отклонение, t_n - коэффициент Стьюдента для оценки погрешности при малых n ($n \leq 20$).

Стьюдент - псевдоним английского химика В.Госсета, предложившего в 1908 г. применять коэффициент t_n .

Фактически t_n применяется вместо Z при $n < 10$. При n стремящемся к бесконечности распределение Стьюдента совпадает с нормальным распределением с единичной

дисперсией: $t_n = \frac{\varepsilon}{S_X}$; значения коэффициентов приведены в таблице В.1

Таблица В.1 Значения коэффициентов Стьюдента t_n (для двусторонней проверки).

	Доверительная вероятность Р						
п	0.3	0.5	0.8	0.9	0.95	0.99	0.999
2	0.51	1.00	3.1	6.3	12.7(6.3)*	63.7	636.6
3	0.45	0.82	1.9	2.9	4.3(2.9)	9.9	31.6
4	0.42	0.77	1.6	2.4	3.2(2.4)	5.8	12.9
5	0.41	0.74	1.5	2.1	2.8(2.1)	4.6	8.6
6	0.41	0.73	1.5	2.0	2.6(2.0)	4.0	6.9
7	0.40	0.72	1.4	1.9	2.4(1.9)	3.7	6.0
8	0.40	0.71	1.4	1.9	2.4(1.9)	3.5	5.4
9	0.40	0.71	1.4	1.9	2.3(1.9)	3.4	5.0
10	0.40	0.70	1.4	1.8	2.3(1.8)	3.3	4.8
12	0.40	0.70	1.4	1.8	2.2(1.8)	3.1	4.3
14	0.39	0.69	1.4	1.8	2.2(1.8)	3.0	4.2
16	0.39	0.69	1.4	1.8	2.2(1.8)	2.9	4.0
20	0.39	0.69	1.3	1.7	2.1(1.7)	2.9	3.9
30	0.39	0.68	1.3	1.7	2.0(1.7)	2.8	3.7
∞	0.39	0.67	1.3	1.6	2.0(1.6)	2.6	3.3

*В скобках даны величины t_n для $P = 0.95$ при односторонней проверке. Проверка называется двусторонней или односторонней в зависимости от того, как оценивать погрешности величины X - по обе стороны среднего значения ($\pm$) или по одну сторону от среднего соответственно.

Рассмотрим еще пример. При измерении плотности минерала получен ряд следующих значений ($n=5$): 2.75, 2.78, 2.76, 2.77, 2.76. Определить среднее значение и границы доверительного интервала при вероятности $P = 0.95$.

$$\bar{X} = \frac{2.75 + 2.78 + 2.76 + 2.77 + 2.76}{5} = 2.76$$

1. Вычислим

$$S_x = \sqrt{\frac{(2.75-2.76)^2 + (2.78-2.76)^2 + (2.76-2.76)^2 + (2.77-2.76)^2 + (2.76-2.76)^2}{5-1}} = 0.06.$$

2. Вычислим S_x

3. По табл. 27 находим: для $P = 0.95$ и $n = 5$ $t_n = 2.78$.

$$\varepsilon = \pm \frac{t_{\alpha} S_x}{\sqrt{n}} = \frac{2.78 \cdot 0.06}{\sqrt{5}} = 0.07$$

4. Находим

, если $n < 20$, то $\varepsilon = t_n S_x$.

5. Итак, плотность минерала $\bar{X} = 2.76 \pm 0.07$, т.е. вероятность отклонения в замерах за интервал ± 0.07 - 5%.

Приложение Г (справочное)

Практическая работа 4

Сравнение двух выборочных средних при известных параметрах двух выборок.

В практике петрологического эксперимента часто возникает вопрос о значимости различий двух (двух или больше) серий замеров. Например, изменился ли состав минерала в результате опыта (произошло ли смещение реакции) или нет? Для этого необходимо выполнить статистический анализ.

Ход анализа. Гипотеза: средние значения обеих серий замеров совпадают, т.е. в пределах точности различия нет.

1. Устанавливают объем выборок n_1 и n_2 .
2. Вычисляют S_1 и S_2 для обеих выборок. Вычисляют $S_{1,2}$:

$$S_{1,2} = \sqrt{\frac{(n_1 - 1)S_1^2 + (n_2 - 1)S_2^2}{n_1 + n_2 - 2}}.$$

$$t_{2\pi}^p = \frac{X_1 - X_2}{S_{1,2} \sqrt{\frac{1}{n_1} + \frac{1}{n_2}}}$$

3. Вычисляют
4. Принимают доверительную вероятность ($P = 0.95$).
5. Определяют, какую проверку надо произвести (скорее всего, двустороннюю).
6. По значению P и n находим табличное значение t_n (см. табл.). При этом надо учесть, что по таблице $n = n_1 + n_2 - 1$.
7. Сравнивают абсолютную величину t_n^p с t_n :
 - а) если $t_n^p > t_n$, гипотеза отбрасывается, т.е. результаты статистически значимы.
 - б) если $t_n^p \leq t_n$, гипотеза принимается, т.е. разница величин статистически не значима.

Рассмотрим пример. В ходе реакции мольная доля Mg в гранате изменилась от $X_{\text{Mg}}^{\text{Gr}} = 0.21$ до $X_{\text{Mg}}^{\text{Gr}} = 0.24$. Можно ли приписать это изменение только погрешности анализа (другими словами, считать, что состав граната не изменился)? Условия: S_1 и S_2 (для исходного и конечного материалов навески граната) соответственно равны 0.005 и 0.020 при $n_1 = 10$ и $n_2 = 5$.

Гипотеза: средние значения не отличаются друг от друга.

1. $S_1 = 0.005$ и $S_2 = 0.02$.

$$t_{\text{ан}}^P = \frac{0.24 - 0.21}{0,012 \sqrt{\frac{1}{10} + \frac{1}{5}}} = 4.55.$$

2.

3. Принимаем $P = 0.95$.

4. Для $P = 0.95$ и двусторонней проверки $n = 10 + 5 - 1 = 14$, $t_n = 2.2$ (см. табл. 28).

5. Сравниваем рассчитанную величину (t_n^P) с табличным t_n : $t_n^P > t_n$ ($4.55 > 2.2$). Таким образом, с вероятностью 0.95 произошла реакция с изменением состава граната.

Еще пример. В одном шлифе габбро найдены 2 зерна плагиоклаза состава An_{50} и An_{55} ($X_{Ca}^{Pl} = 0.50$ и 0.55 соответственно). Можно ли считать составы плагиоклазов одинаковыми? Условия : $S_1 = S_2 = 0.03$, $n_1 = n_2 = 3$, $P = 0.95$.

1. Рассчитываем $S_{1,2}$:

$$S_{1,2} = \sqrt{\frac{(3-1)(0.03)^2 + (3-1)(0.03)^2}{3+3-2}} = 0.03$$

2. Рассчитываем t_n^P :

$$t_{\text{ан}}^P = \frac{0.55 - 0.50}{0.03 \sqrt{\frac{1}{3} + \frac{1}{3}}} = 2.04 \approx 2.0.$$

3. Находим по табл. 28 значения t_n . $n = 3 + 3 - 1 = 5$. $t_n = 2.8$.

4. Сравниваем t_n^P и t_n :

$$t_n^P < t_n.$$

Таким образом, составы плагиоклазов (An_{50} и An_{55}) значимо не различаются, и разница в составах обусловлена лишь погрешностями в определении составов плагиоклазов.

Приложение Г
(справочное)
Практическая работа 5
Аппроксимация экспериментальных зависимостей методом наименьших квадратов (МНК)

До сих пор мы рассматривали погрешности при измерениях какой - либо одной величины. Но бывают случаи, когда необходимо определить зависимость между двумя величинами (X и Y). К ним относятся:

- Оценка силы связи (корреляции) между величинами X и Y.
- Нахождение аналитической зависимости между величинами X и Y (нахождение уравнения регрессии).
- Оценка степени аппроксимации данной зависимости уравнением регрессии.

Примерами могут служить широко используемые зависимости коэффициента распределения компонентов между фазами от температуры ($\ln K_D = A \cdot 10^3/T + B$) и от состава X одной из фаз ($\ln K_D = AX^2 + BX + C$).

Расчет коэффициентов корреляции. Прежде чем находить аналитическую зависимость между величинами X и Y, следует определить, существует ли связь между этими двумя параметрами (например, иногда неясно, зависит ли коэффициент распределения элемента между фазами от состава фаз или от f_{O_2} и т.д.). Для решения подобного рода задач проводят корреляционный анализ.

Допустим, что у нас есть набор значений двух величин X и Y. Мы хотим проверить, существует ли зависимость между этими величинами, и оценить ее значимость. Для этого необходимо рассчитать *выборочный коэффициент корреляции* r_{XY} :

$$r_{XY} = \frac{\sum (X_i - \bar{X})(Y_i - \bar{Y})}{\sqrt{\sum (X_i - \bar{X})^2 \sum (Y_i - \bar{Y})^2}}.$$

Полученные значения r_{XY} сравнивают с табличными значениями (табл. 8) для заданной доверительной вероятности и числа экспериментальных данных n . Обычно доверительную вероятность (P) выбирают 0.95, что подходит для большинства экспериментальных исследований. Если рассчитанный r_{XY} больше соответствующего (для заданных n и P) значения коэффициента корреляции из таблицы Г.1, то связь между величинами X и Y значима с вероятностью P.

Рассмотрим расчет коэффициента корреляции на конкретном примере. Пусть для некоторых двух фаз получен набор значений коэффициентов распределения элементов ($\ln K_D \equiv Y$) для приведенной температуры $t^* = 10^3/T \equiv X$. Необходимо определить, зависит ли величина $\ln K_D$ (Y) от t^* (X) и велика ли эта связь.

1. Расчеты удобно вести по приведенной формуле, записывая результаты в таблицу типа таблицы Г.2.

Рассчитаем коэффициент корреляции:

$$r_{XY} = \frac{0.532}{\sqrt{1.099 \cdot 0.274}} = 0.969.$$

Таблица Г.1 Значения коэффициентов корреляции (r_{xy}) для различных доверительных вероятностей.

$(r_{x,y})$	Доверительная вероятность P		
n	0.90	0.95	0.99
2	0.988	0.997	1.000
3	0.900	0.950	0.990
4	0.805	0.878	0.959
5	0.729	0.811	0.917
6	0.669	0.754	0.874
7	0.621	0.707	0.834
8	0.582	0.666	0.798
9	0.549	0.632	0.765
10	0.521	0.602	0.735
12	0.476	0.553	0.684
14	0.441	0.514	0.641
15	0.412	0.482	0.606
18	0.389	0.456	0.575
20	0.369	0.433	0.549
25	0.322	0.381	0.487
30	0.296	0.349	0.449
40	0.257	0.304	0.393
50	0.231	0.273	0.354
60	0.211	0.250	0.325
80	0.183	0.217	0.283
100	0.164	0.195	0.254

Таблица Г.2 Расчет коэффициента корреляции.

n	X_i	Y_i	$X_i - \bar{X}$	$Y_i - \bar{Y}$	$(X_i - \bar{X})(Y_i - \bar{Y})$	$(X_i - \bar{X})^2$	$(Y_i - \bar{Y})^2$
1	1.00	0.21	- 0.43	- 0.23	0.099	0.185	0.053
2	1.10	0.30	- 0.33	- 0.14	0.046	0.109	0.020
3	1.15	0.28	- 0.28	-0.16	0.045	0.078	0.026
4	1.20	0.27	- 0.23	-0.17	0.039	0.053	0.029
5	1.20	0.38	- 0.23	-0.06	0.014	0.053	0.004
6	1.30	0.37	- 0.13	-0.07	0.009	0.017	0.005
7	1.40	0.43	- 0.03	-0.01	0.000	0.001	0.000
8	1.40	0.48	- 0.03	0.04	-0.001	0.001	0.002
9	1.50	0.45	0.07	0.01	0.001	0.005	0.000
10	1.60	0.56	0.17	0.12	0.020	0.029	0.014
11	1.70	0.57	0.27	0.13	0.035	0.073	0.017
12	1.80	0.58	0.37	0.14	0.052	0.137	0.020
13	1.80	0.63	0.37	0.19	0.070	0.137	0.036
14	1.90	0.66	0.47	0.22	0.103	0.221	0.048
S	20.05	6.17	-	-	0.532	1.099	0.274
Среднее	1.43	0.44	-	-	-	-	-

2. Задаем доверительную вероятность $P = 0.95$.

3. Сравниваем расчетную величину $r_{XY} = 0.969$ с табличными данными (табл. 30) для $n = 14$, $P = 0.95$.

4. Расчетный r_{XY} (0.969) больше, чем табличное значение (0.514). Следовательно, существует значимая (на уровне 0.95) связь между $\ln K_D$ и t^* .

Теперь надо найти **аналитическую зависимость** между $\ln K_D$ и t^* или в общем случае функциональную зависимость вида $Y = f(X)$.

В результате эксперимента мы получаем для значений аргумента ($X_1, X_2, \dots, X_n$) набор значений функций ($Y_1, Y_2, \dots, Y_n$). Если соединить последовательно точки $Y_1, Y_2, \dots, Y_n$ ломаной линией, она не является графическим изображением функции $Y = f(X)$, так как при повторении данной серии опытов мы получим ломаную линию, отличную от первой. Значит, измеренные значения Y будут отклоняться от истинной кривой $Y = f(X)$ вследствие статистического разброса. Наша задача состоит в том, чтобы аппроксимировать экспериментальные данные гладкой (не ломаной) кривой, которая проходила бы как можно ближе к истинной зависимости $Y = f(X)$.

Теория вероятности показывает, что наилучшим приближением будет такая кривая (или прямая) линия, для которой сумма квадратов расстояний по вертикали от точек до кривой будет минимальной. Метод нахождения кривой, соответствующей этому условию, и называется *методом наименьших квадратов* (МНК). Фактически это условие минимума соответствует предположению, что разброс точек Y_i относительно кривой $Y = f(X)$ подчиняется закону нормального распределения. Мерой этого распределения является среднеквадратическое отклонение:

$$S = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n [Y_i - Y(X_i)]^2}{n-1}} = \frac{1}{\sqrt{n-1}} \sum \Delta Y_i^*.$$

Требование минимального разброса соответствует минимальному значению этого среднего квадрата. Обычно форму кривой $Y = f(X)$ задают полиномами вида:

$$Y(X) = \alpha_0 + \alpha_1 X + \alpha_2 X^2 + \dots + \alpha_m X^m.$$

Нахождение коэффициентов этого полинома сводится к минимизации S_x методами математического анализа, к решению уравнений вида:

$$\sum_{j=1}^n \left(Y_j - \sum_{k=0}^m \alpha_k t_j^k \right) t_j^i = 0,$$

где $i = 0, 1, 2, \dots, n$; $j = 0, 1, 2, \dots, m$; $m < n-1$.

Для решения этих уравнений применяют итерационный (численный) метод. Фактически без применения компьютера расчет (подбор) коэффициентов α функции $Y = f(X)$ можно проводить лишь для линейной зависимости: $Y = \alpha_1 X + \alpha_0$ (т.е. $Y = \alpha X + b$).

Для степени $m > 1$ расчет коэффициента α_m выполняется на компьютерах.

Приложение Д

(справочное)

Практическая работа 6

Расчет параметров линейной зависимости $Y = aX + b$.

Приведем уравнения, позволяющие рассчитывать величины a и b без их вывода.

$$a = \frac{\sum_{i=1}^n (X_i Y_i) - X \sum_{i=1}^n Y_i}{\sum_{i=1}^n (X_i)^2 - X \sum_{i=1}^n X_i}; b = Y - aX.$$

Продолжим рассмотрение предыдущего примера, в котором для некоторых 2 фаз была получена следующая зависимость $\ln K_D(Y)$ от обратной температуры $t^* = 10^3 / T(X)$. Запишем линейное уравнение связи $\ln K_D(Y) = at^*(X) + b$.

$$X; Y; X_i; Y_i; \sum_{i=1}^n Y_i; X_i^2; \sum_{i=1}^n (X_i)^2; Y_i^2; \sum_{i=1}^n (Y_i)^2.$$

Вычислим величины

Вычисление удобно представить в виде таблицы (таблица Д.1)

Таблица Д.1. Расчет параметров линейной зависимости.

n	X_i	Y_i	$X_i Y_i$	Y_i^2	X_i^2
1	1.00	0.21	0.21	0.044	1.00
2	1.10	0.30	0.33	0.090	1.21
3	1.15	0.28	0.32	0.078	1.32
4	1.20	0.27	0.32	0.073	1.44
5	1.20	0.38	0.46	0.144	1.44
6	1.30	0.37	0.48	0.137	1.69
7	1.40	0.43	0.60	0.185	1.96
8	1.40	0.48	0.67	0.230	1.96
9	1.50	0.45	0.68	0.203	2.25
10	1.60	0.56	0.90	0.314	2.56
11	1.70	0.57	0.97	0.325	2.89
12	1.80	0.58	1.04	0.336	3.24
13	1.80	0.63	1.13	0.397	3.24
14	1.90	0.66	1.25	0.436	3.61
Σ	20.05	6.17	9.36	2.992	29.81
Среднее	1.43	0.44	0.67	0.213	2.13

Вычислим параметры a и b :

$$a = \frac{9.36 - (1.43 \cdot 6.17)}{29.81 - (1.43 \cdot 20.05)} = \frac{0.537}{1.139} = 0.471,$$

$$b = 0.44 - 0.471 \cdot 1.43 = -0.234.$$

Итак, зависимость $Y = aX + b$ или $\ln K_D = at^* + b$ выражается линейным уравнением $\ln K_D = 0.471t^* - 0.234$.

Приложение Е

(справочное)

Практическая работа 7

Расчет точности аппроксимации данных уравнением $Y = aX + b$ ¹.

Оценив связи между X и Y (t^* и $\ln K_D$) (коэффициент корреляции) и найдя линейное уравнение связи, необходимо оценить степень аппроксимации линейным уравнением этой зависимости. Это можно сделать, рассчитывая среднеквадратическое отклонение расчетных значений (Y_p) от экспериментальных (Y_i):

$$S_Y^* = \sqrt{\frac{\sum (Y_i - Y_p)^2}{n - 1}}.$$

Затем рассчитывают погрешность аппроксимации (ε_{Y^*}) по критерию, предварительно задав доверительную вероятность:

$$\varepsilon_Y^* = \frac{t_{\alpha n} S_Y^*}{\sqrt{n}}.$$

Рассчитаем значение S_{Y^*} и ε_{Y^*} для зависимости $\ln K_D = 0.471t^* - 0.234$ (таблица Е.1).

Таблица Е.1 Расчет точности аппроксимации.

n	X_i	Y_i	Y_p	$Y_i - Y_p$	$(Y_i - Y_p)^2$
1	1.00	0.21	0.24	- 0.03	0.0009
2	1.10	0.30	0.28	0.02	0.0004
3	1.15	0.28	0.31	- 0.03	0.0009
4	1.20	0.27	0.33	- 0.06	0.0036
5	1.20	0.38	0.33	0.05	0.0025
6	1.30	0.37	0.38	- 0.01	0.0001
7	1.40	0.43	0.43	0.00	0.0000
8	1.40	0.48	0.43	0.05	0.0025
9	1.50	0.45	0.47	- 0.02	0.0004
10	1.60	0.56	0.52	0.04	0.0016
11	1.70	0.57	0.57	0.00	0.0000
12	1.80	0.58	0.61	- 0.03	0.0009
13	1.80	0.63	0.61	0.02	0.0004
14	1.90	0.66	0.66	0.00	0.0000
$\bar{a}$	-	-	-	-	0.0142

¹ Подобный расчет можно проводить и для уравнений более высоких степеней.

1. Рассчитаем для заданных X_i по найденному уравнению $Y = 0.471X - 0.234$ значения Y_p ; $(Y_i - Y_p)$; $(Y_i - Y_p)^2$ (табл.13).

2. Вычислим S_{Y^*} :

$$S_Y^* = \sqrt{\frac{0.0142}{14-1}} = 0.033$$

3. Выберем $P = 0.95$ и по табл. 28 для $n = 14$ найдем $t_n = 2.2$.

4. Вычислим величину ε_Y^* :

$$\varepsilon_Y^* = \frac{t_{\alpha n} S_Y^*}{\sqrt{n}} = \frac{2.2 \cdot 0.033}{\sqrt{14}} = 0.22$$

Итак, уравнение $Y = 0.471X - 0.234$ описывает экспериментальную зависимость $\ln K_D = (Y)$ от $t^* (X)$ с погрешностью 0.02 для доверительной вероятности $P = 0.95$. Практически это означает, что с вероятностью 0.95 все экспериментальные точки будут находиться в пределах ± 0.02 от расчетной прямой.

Порядок обработки зависимости двух параметров следующий:

1. Рассчитывается коэффициент корреляции r_{XY} .
2. По табл. 10 оценивается (для выбранного значения P и количества пар X и Y - n) значимость связи X и Y .
3. Находятся коэффициенты линейного уравнения связи $Y = \alpha X + b$.
4. Вычисляется S_Y^* (среднеквадратическое отклонение кривой $Y = \alpha X + b$ от экспериментальных точек).
5. Задаем доверительную вероятность P . Обычно $P = 0.95$.
6. По табл. 28 находим значение t_n для выбранного P и количества точек (пар) - n .
7. Рассчитываем погрешность аппроксимации по формуле:

$$\varepsilon_Y^* = \pm \frac{t_{\alpha n} S_Y^*}{\sqrt{n}},$$

Приложение Ж (справочное)

Алгоритм обработки результатов измерений

В заключение напомним **порядок статистической обработки серии измерений**. С подобной работой наиболее часто приходится сталкиваться экспериментатору:

1. Вычисляется среднее арифметическое выборки (из n результатов измерений):

$$\bar{X} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n X_i.$$

2. Находятся погрешности отдельных измерений: $\Delta = X - X_i$.

3. Вычисляется среднеквадратическое отклонение результатов измерений:

$$S_X = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n \Delta X_i^2}{n-1}}$$

4. Если один результат измерений (или несколько) резко отличается от остальных, то следует проверить, не является ли этот результат промахом, предварительно выбрав уровень значимости q (для большинства наших измерений $q = 0.95$).

5. Определяется коэффициент Стьюдента $t_{p,n}$ для доверительной вероятности P и числа измерений n (см.табл).

6. Находят границы доверительного интервала:

Доверительные границы в случае нормального закона распределения вычисляются как

$$\pm tS / \sqrt{n}, \pm tS_{\bar{X}},$$
$$\Delta X = S_X \cdot t_{p,n}$$

где S , $S_{\bar{X}}$ - средние квадратические отклонения (погрешности), соответственно, единичного и среднего арифметического результатов измерений;

где $t_{p,n}$ - коэффициент Стьюдента, зависящий от доверительной вероятности P и числа измерений n .

$$S_{\bar{X}} = \frac{S}{\sqrt{n}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^2}{n(n-1)}},$$

$$\varepsilon = t_{an} \frac{S_X}{\sqrt{n}}.$$

7. Окончательный результат записывается в виде $X = \bar{X} \pm \varepsilon$;

8. Вычисляется коэффициент вариации данной серии замеров:

$$V_X = \frac{S_X}{\bar{X}} 100\%.$$

Приложение 3 *(справочное)* **Измерения физических величин**

3.1 измерение физической величины;

Совокупность операций по применению технического средства, хранящего единицу физической величины, обеспечивающих нахождение соотношения (в явном или неявном виде) измеряемой величины с ее единицей и получение значения этой величины.

Примеры

1 В простейшем случае, прикладывая линейку с делениями к какой-либо детали, по сути сравнивают ее размер с единицей, хранимой линейкой, и, произведя отсчет, получают значение величины (длины, высоты, толщины и других параметров детали).

2 С помощью измерительного прибора сравнивают размер величины, преобразованной в перемещение указателя, с единицей, хранимой шкалой этого прибора, и проводят отсчет.

Примечания

1 Приведенное определение понятия "измерение" удовлетворяет общему уравнению измерений, что имеет существенное значение в деле упорядочения системы понятий в метрологии. В нем учтена техническая сторона (совокупность операций), раскрыта метрологическая суть измерений (сравнение с единицей) и показан гносеологический аспект (получение значения величины).

2 От термина "измерение" происходит термин "измерять", которым широко пользуются на практике. Все же нередко применяются такие термины, как "мерить", "обмерять", "замерять", "промерять", не вписывающиеся в систему метрологических терминов. Их применять не следует.

Не следует также применять такие выражения, как "измерение значения" (например, мгновенного значения напряжения или его среднего квадратического значения), так как значение величины - это уже результат измерений.

3 В тех случаях, когда невозможно выполнить измерение (не выделена величина как физическая и не определена единица измерений этой величины) практикуется *оценивание* таких величин по условным шкалам

3.2 равноточные измерения

Ряд измерений какой-либо величины, выполненных одинаковыми по точности средствами измерений в одних и тех же условиях с одинаковой тщательностью.

Примечание - Прежде чем обрабатывать ряд измерений, необходимо убедиться в том, что все измерения этого ряда являются равноточными

3.3 неравноточные измерения

Ряд измерений какой-либо величины, выполненных различающимися по точности средствами измерений и (или) в разных условиях.

Примечание - Ряд неравноточных измерений обрабатывают с учетом веса отдельных измерений, входящих в ряд

3.4 однократное измерение

Измерение, выполненное один раз.

Примечание - Во многих случаях на практике выполняются именно однократные измерения. Например, измерение конкретного момента времени по часам обычно производится один раз

3.5 многократное измерение

Измерение физической величины одного и того же размера, результат которого получен из нескольких следующих друг за другом измерений, т.е. состоящее из ряда однократных измерений

3.6 статическое измерение

Измерение физической величины, принимаемой в соответствии с конкретной измерительной задачей за неизменную на протяжении времени измерения.

Примеры

1 Измерение длины детали при нормальной температуре.

2 Измерение размеров земельного участка

3.7 динамическое измерение

Измерение изменяющейся по размеру физической величины.

Примечания

1 Термин элемент "динамическое" относится к измеряемой величине.

2 Строго говоря, все физические величины подвержены тем или иным изменениям во времени. В этом убеждает применение все более и более чувствительных средств измерений, которые дают возможность обнаруживать изменение величин, ранее считавшихся постоянными, поэтому разделение измерений на динамические и статические является условным

3.8 абсолютное измерение

Измерение, основанное на прямых измерениях одной или нескольких основных величин и (или) использовании значений физических констант.

Пример - Измерение силы $F = mg$ основано на измерении основной величины - массы m и использовании физической постоянной g (в точке измерения массы).

Примечание - Понятие *абсолютное измерение* применяется как противоположное понятию *относительное измерение* и рассматривается как измерение величины в ее единицах. В таком понимании это понятие находит все большее и большее применение

3.9 относительное измерение

Измерение отношения величины к одноименной величине, играющей роль единицы, или измерение изменения величины по отношению к одноименной величине, принимаемой за исходную.

Пример - Измерение активности радионуклида в источнике по отношению к активности радионуклида в однотипном источнике, аттестованном в качестве эталонной меры активности

3.10 прямое измерение

Измерение, при котором искомое значение физической величины получают непосредственно.

Примечание - Термин *прямое измерение* возник как противоположный термину *косвенное измерение*. Строго говоря, измерение всегда прямое и рассматривается как сравнение величины с ее единицей. В этом случае лучше применять термин *прямой метод измерений*.

Примеры

1 Измерение длины детали микрометром.

2 Измерение силы тока амперметром.

3 Измерение массы на весах

3.11 косвенное измерение

Определение искомого значения физической величины на основании результатов прямых измерений других физических величин, функционально связанных с искомой величиной.

Пример - Определение плотности D тела цилиндрической формы по результатам прямых измерений массы m , высоты h и диаметра цилиндра d , связанных с плотностью уравнением

$$D = \frac{m}{0,25\pi d^2 h}.$$

Примечание - Во многих случаях вместо термина *косвенное измерение* применяют термин *косвенный метод измерений*

3.12 совокупные измерения

Проводимые одновременно измерения нескольких одноименных величин, при которых искомые значения величин определяют путем решения системы уравнений, получаемых при измерениях этих величин в различных сочетаниях.

Примечание - Для определения значений искомых величин число уравнений должно быть не меньше числа величин.

Пример - Значение массы отдельных гирь набора определяют по известному значению массы одной из гирь и по результатам измерений (сравнений) масс различных сочетаний гирь

3.13 совместные измерения

Проводимые одновременно измерения двух или нескольких неоднородных величин для определения зависимости между ними

3.14 наблюдение при измерении

Операции, проводимые при измерении и имеющие целью своевременно и правильно произвести отсчет.

Примечание - Не следует заменять термин *измерение* термином *наблюдение*

3.15 вид измерений

Часть области измерений, имеющая свои особенности и отличающаяся однородностью измеряемых величин.

Пример - В области электрических и магнитных измерений могут быть выделены как виды измерений: измерения электрического сопротивления, электродвижущей силы, электрического напряжения, магнитной индукции и др.

3.16 подвид измерений

Часть вида измерений, выделяющаяся особенностями измерений однородной величины (по диапазону, по размеру величины и др.).

Пример - При измерении длины выделяют измерения больших длин (в десятках, сотнях, тысячах километров) или измерения сверхмалых длин - толщин пленок

3.17 физическая величина

Одно из свойств физического объекта (физической системы, явления или процесса), общее в качественном отношении для многих физических объектов, но в количественном отношении индивидуальное для каждого из них.

3.18 Измеряемая физическая величина;

Физическая величина, подлежащая измерению, измеряемая или измеренная в соответствии с основной целью измерительной задачи

3.19 размер физической величины;

Количественная определенность физической величины, присущая конкретному материальному объекту, системе, явлению или процессу

3.20 значение физической величины;

Выражение размера физической величины в виде некоторого числа принятых для нее единиц

3.21 числовое значение физической величины;

Отвлеченное число, входящее в значение величины

3.22 истинное значение физической величины;

Значение физической величины, которое идеальным образом характеризует в качественном и количественном отношении соответствующую физическую величину.

Примечание - Истинное значение физической величины может быть соотнесено с понятием абсолютной истины. Оно может быть получено только в результате бесконечного процесса измерений с бесконечным совершенствованием методов и средств измерений

3.23 действительное значение физической величины;

Значение физической величины, полученное экспериментальным путем и настолько близкое к истинному значению, что в поставленной измерительной задаче может быть использовано вместо него

3.24 результат измерения физической величины;

Значение величины, полученное путем ее измерения

3.25 неисправленный результат измерения;

Значение величины, полученное при измерении до введения в него поправок, учитывающих систематические погрешности

3.26 исправленный результат измерения;

Полученное при измерении значение величины и уточненное путем введения в него необходимых поправок на действие систематических погрешностей

3.27 сходимость результатов измерений;

сходимость измерений

Близость друг к другу результатов измерений одной и той же величины, выполненных повторно одними и теми же средствами, одним и тем же методом в одинаковых условиях и с одинаковой тщательностью.

Примечание - Сходимость измерений двух групп многократных измерений может характеризоваться размахом, средней квадратической или средней арифметической погрешностью

3.28 воспроизводимость результатов измерений

Близость результатов измерений одной и той же величины, полученных в разных местах, разными методами, разными средствами, разными операторами, в разное время, но приведенных к одним и тем же условиям измерений (температуре, давлению, влажности и др.).

Примечание - Воспроизводимость измерений может характеризоваться средними квадратическими погрешностями сравниваемых рядов измерений

3.29 ряд результатов измерений

Значения одной и той же величины, последовательно полученные из следующих друг за другом измерений

3.30 среднее взвешенное значение величины;

Среднее значение величины из ряда неравноточных измерений, определенное с учетом веса каждого единичного измерения (см. 8.8).

Примечание - Среднее взвешенное значение иногда называют *средним весовым*

3.31 вес результата измерений;

Положительное число (p), служащее оценкой доверия к тому или иному отдельному результату измерения, входящему в ряд неравноточных измерений.

Примечание - В большинстве случаев принято считать, что веса входящих в ряд неравноточных измерений обратно пропорциональны квадратам их средних квадратических погрешностей, т.е. $p_i = 1/S_i^2$. Для простоты обычно результату с большей погрешностью приписывают вес, равный единице ($p=1$), а остальные веса находят по отношению к нему.

ПРИЛОЖЕНИЕ И

(справочное)

Систематические погрешности

Систематические погрешности можно подразделить на следующие группы.

1. Погрешности, природа которых нам известна и величина которых может быть достаточно точно определена. Такие погрешности могут быть исключены введением соответствующих поправок. К погрешностям такого рода можно отнести "дрейф" рентгеновского дифрактометра: для каждой серии замеров можно ввести поправку, введя так называемый "стандарт" - вещество, для которого точно известны положения пиков на дифрактограммах. Определив поправки, можно проводить дальнейшие измерения, не вводя стандарт в исследуемый образец.

2. Другой вид систематических погрешностей - это погрешности известного происхождения, но неизвестной величины. К их числу относятся погрешности измерительных приборов. Если на приборе указан класс точности 0,5, то это означает, что показания прибора верны с точностью до 0,5% от всей действующей шкалы прибора. Систематической погрешностью такого типа будет погрешность в определении давления манометром (класс 0.5), рассчитанного на измерение давления 4000 атм. Это значит, что давление мы измеряем с точностью 0.5% от всей шкалы, т.е. 20 атм. Систематические погрешности этого типа не могут быть исключены, но их наибольшее значение, как правило, известно. Если, измеряя давление, мы получили значение 2000 атм, то можем написать $P = 2000 \pm 20$. Здесь ± 20 означает, что давление лежит в пределах от 1980 до 2020.

3. Третий вид систематических погрешностей - самый опасный, это погрешности, о существовании которых мы не подозреваем, хотя величина их может быть очень значительна. Они чаще всего появляются при сложных измерениях. Иногда бывает, что величина, которая измерена, как нам кажется, с точностью 2 - 3%, оказывается в 2 - 3 раза больше или меньше найденной величины. Например, измеряя скорость диффузии какого-либо элемента в твердой фазе, мы можем не учесть, что в данном образце существует сеть дислокаций, за счет которых скорость диффузии увеличится в несколько раз. Распознать такую ошибку будет трудно, т. к. повторные замеры распределения компонентов на микроанализаторах будут давать одну и ту же картину, а краевые зоны разных образцов будут иметь одну и ту же высокую плотность дислокаций. Такая погрешность может быть выявлена только при тщательной проверке всех этапов эксперимента, используя разные методики приготовления образцов и т. п.

Таким образом, при проведении эксперимента необходимо тщательно проанализировать все возможные источники систематических погрешностей и исключить их (если это возможно).

Разделение систематических и случайных погрешностей до некоторой степени условно. Можно предвидеть ситуацию, в которой систематическая погрешность неизвестного происхождения будет трудно выявляться и не учитываться. В то же время источниками случайных погрешностей могут быть неконтролируемые изменения параметров эксперимента в сложной системе: изменения внешней (по отношению к изучаемой системе) среды, неоднородность материала исходной навески. Фактически, если эти изменения происходят достаточно быстро, то они должны рассматриваться как фактор, способствующий появлению случайных погрешностей.

Случайные погрешности неустранимы из опытных данных, но они могут быть выявлены и количественно оценены при математической обработке экспериментальных данных, в чем и заключается основная цель статистического анализа.

Интересно рассмотреть соотношения величин систематических и случайных погрешностей. Возможны два случая. 1) Величина систематической погрешности больше величины случайной. В этом случае, проводя серию опытов, мы будем получать постоянные значения какой - либо величины; подобный вариант встречается сравнительно редко и чаще всего связан с недостаточной чувствительностью измерительного прибора. 2) Случайные погрешности больше систематических. Ясно, что для повышения точности измерений в первом случае надо уменьшать величину систематической погрешности (повысить чувствительность прибора) до тех пор, пока она не станет меньше случайной погрешности. Во втором - необходимо уменьшить величину случайной погрешности, это можно сделать, увеличивая количество измерений. В работе экспериментатора чаще всего встречается вторая ситуация, и повысить точность измерений можно, только увеличивая их число. Это не всегда возможно из соображений времени, экономики и т.д. В этом случае мы можем только приближенно оценить нижний предел возможной погрешности по так называемым приборным погрешностям. Реальная величина погрешности может быть значительно выше.

ПРИЛОЖЕНИЕ К (справочное) Запись чисел. Правила округления

Результаты любого эксперимента выражаются цифрами. Запись должна быть подчинена определенным правилам, произвол в этом деле недопустим. В этом смысле говорят о правильной и неправильной записи результатов. Следует иметь в виду, что неправильная запись может значительно обесценивать результаты даже блестящей экспериментальной работы, поэтому вопрос этот более серьезен, чем может показаться. Общее правило записи таково: она должна содержать только значащие цифры. Значащими считаются все цифры, кроме нулей в начале десятичной дроби (слева от запятой) и нулей в конце числа, если они поставлены вместо неизвестных цифр.

Рассмотрим пример. В качестве условий проведения опыта указано $P = 30\,000$ бар. Если все эти цифры значащие, то нули обозначают отсутствие единиц соответствующих разрядов, другими словами, мы ручаемся за то, что точность нашего измерения давления не хуже ± 1 бар. На самом деле это далеко не так: точность ниже на три порядка. Поэтому приведенная запись неверна, она создает совершенно ложное представление о точности эксперимента. Правильной записью будет 30×10^3 бар или 30 кбар. В такой записи только две значащие цифры, и последняя из них соответствует реальной точности эксперимента.

Другой пример. В результате серии измерений определена плотность $\rho = 13,60$ г / см³. В этой записи 4 значащие цифры, т.е. плотность измерена с точностью до единицы во втором знаке после запятой - до $\pm 0,01$ г/см³. Если бы реальная точность составляла только $\pm 0,1$ г/см³, правильной записью было бы 13,6 г/см³. Пусть, однако, при реальной точности $\pm 0,01$ г/см³ шкала измерительного прибора позволяет получать значение в следующем разряде (тысячные доли г/см³). Как поступить с этими значениями? Очевидно, что просто отбросить их было бы неверно, ибо значения, например, 13,615 и 13,605 г/см³ заметно отличаются. Такие цифры (в данном случае 0,00n г/см³) называются сомнительными; это значит, что n может принимать любое значение в пределах от 1 до 10. При записи результатов можно поступать двояко:

а) отбрасывать все приближенные цифры,

б) оставлять последней приближенную цифру ("принцип А.Н. Крылова"). Например, число 1,9931 (0,0031 - сомнительные цифры) записывается в первом варианте как 1,99, а во втором – 1,993 (сохраняя последнюю сомнительную цифру 3).

В приведенных примерах мы провели *округление* результата. Округлением числа называется уменьшение числа значащих цифр. Правила округления сводятся к следующему:

- если отбрасывается цифра меньше 5, то предпоследняя цифра остается без изменения: $1,9932 \rightarrow 1,993$;

- если отбрасывается цифра больше 5, то предпоследняя цифра увеличивается на единицу: $1,9937 \rightarrow 1,994$;

- если отбрасывается цифра 5, то предпоследняя цифра:

останется неизменной, если перед ней четное число: $1,9925 \rightarrow 1,992$.

увеличится на единицу, если перед ней нечетное число: $1,9935 \rightarrow 1,994$.

Запись надо вести так, чтобы все значащие цифры были верны, и лишь последняя была бы приближенной:

не $D = 1,4231 \pm 0,005$, а $1,413 \pm 0,005$, не $P = 38,742 \pm 0,04$, а $38,74 \pm 0,04$.

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

(справочное)

Оценка погрешности косвенных измерений

При косвенных измерениях искомая физическая величина A является функцией величин $X, Y, Z, \dots$, которые могут быть получены с помощью прямых измерений. Результат косвенного измерения записывается в виде:

$$A \pm \Delta A$$

где $A = f(X, Y, Z, \dots)$ - значение искомой величины, рассчитанное по средним значениям параметров $X, Y, Z, \dots$, каждый из которых измеряется, как правило, по несколько раз. ΔA - абсолютная погрешность косвенного измерения, зависящая от погрешностей параметров $X, Y, Z, \dots$ (т.е. от $\Delta X, \Delta Y, \Delta Z, \dots$).

В простейших случаях абсолютную и относительную погрешность косвенных измерений подсчитать нетрудно. Рассмотрим несколько примеров.

Пусть $A = X + Y$. Если известны погрешности ΔX и ΔY , то

$$A \pm \Delta A = (X \pm \Delta X) + (Y \pm \Delta Y)$$

Максимальное значение погрешности равно при этом

$$\Delta A = \Delta X + \Delta Y.$$

Такова же будет максимальная абсолютная погрешность при $A = X - Y$.

Таким образом, относительные погрешности величин, являющихся суммой или разностью двух параметров, равны соответственно :

$$E = \frac{\Delta X + \Delta Y}{X + Y} \quad \text{и} \quad E = \frac{\Delta X + \Delta Y}{X - Y}$$

Пусть теперь $A = X \cdot Y$ - тогда

$$A \pm \Delta A = (X \pm \Delta X)(Y \pm \Delta Y) = X \cdot Y \pm X \cdot \Delta Y \pm Y \cdot \Delta X + \Delta X \cdot \Delta Y$$

Пренебрегая слагаемым второго порядка малости $|\Delta X \cdot \Delta Y|$ имеем:

$$\Delta A = X \cdot \Delta Y + Y \cdot \Delta X$$

$$E = \frac{X \cdot \Delta Y + Y \cdot \Delta X}{X \cdot Y} \quad \text{или} \quad E = \frac{\Delta X}{X} + \frac{\Delta Y}{Y}$$

Если $A = \frac{X}{Y}$, то $A \pm \Delta A = \frac{X \pm \Delta X}{Y \pm \Delta Y}$.

Максимальное значение погрешности ΔA получится в случае, если погрешности в числителе и в знаменателе данного выражения взять с разными знаками. Тогда можно записать:

$$A \pm \Delta A = \frac{X + \Delta X}{Y - \Delta Y} = \frac{(X + \Delta X)(Y + \Delta Y)}{(Y - \Delta Y)(Y + \Delta Y)} = \frac{XY + Y \cdot \Delta X + X \cdot \Delta Y}{Y^2}$$

Здесь мы пренебрегли членами $(\Delta Y)^2$ и $\Delta X \cdot \Delta Y$. Максимальная абсолютная погрешность равна в этом случае

$$\Delta A = \frac{Y \cdot \Delta X + X \cdot \Delta Y}{Y^2},$$

а относительная погрешность равна

$$\frac{\Delta A}{A} = \frac{\Delta X}{X} + \frac{\Delta Y}{Y}$$

Полученные результаты легко обобщаются на произвольное количество сомножителей. Если в самом общем случае

$$A = C \frac{X^\alpha \cdot Y^\beta \cdot \dots}{Z^\gamma},$$

где C — постоянный коэффициент, а $\alpha, \beta, \gamma, \dots$ — любые целые или дробные числа, то относительную погрешность косвенного измерения величины A можно записать в виде :

$$E = \frac{\Delta A}{A} = \alpha \frac{\Delta X}{X} + \beta \frac{\Delta Y}{Y} + \gamma \frac{\Delta Z}{Z} + \dots$$

Простота последнего выражения указывает на то, что в большинстве случаев удобно оценить сначала относительную погрешность косвенного измерения, а потом уже найти его абсолютную погрешность. Следует, однако, обратить внимание на то обстоятельство, что приведенные формулы применимы только в том случае, если параметры $X, Y, Z, \dots$ не зависят друг от друга. Если же, к

примеру, $A = \frac{Z}{Y}$, где $Z = X + Y$ расчет приведет к неправильному результату, т.к. погрешности одной и той же величины Y будут приписаны различные знаки, поскольку указанная величина фигурирует как в числителе, так и в знаменателе исходного выражения.

Более общие правила вычисления погрешностей, позволяющие избежать подобных ошибок, можно получить, используя дифференциальное исчисление.

Пусть по-прежнему $A = f(X, Y, Z, \dots)$. Тогда относительную погрешность косвенного измерения $E = \frac{\Delta A}{A}$ можно записать в виде $E = \frac{dA}{A}$. С другой стороны, $\frac{dA}{A} = d(\ln A)$ Таким образом, относительная погрешность величины A равна полному дифференциалу натурального логарифма функции, определяющей зависимость данной величины от измеряемых, т.е.

$$E = \frac{\Delta A}{A}$$

Таким образом, для нахождения необходимо:

- 1) Прологарифмировать исходную формулу $\ln A = \ln f(X, Y, Z, \dots)$
- 2) Продифференцировать полученное уравнение, заменив затем дифференциалы $dA, dX, dY, \dots$ погрешностями $\Delta A, \Delta X, \Delta Y, \dots$;
- 3) Сгруппировать члены, содержащие одни и те же погрешности, вынести эти погрешности за скобки, а выражения в скобках взять по модулю;
- 4) заменить знаки “-” перед коэффициентами при погрешностях на знак “+” (для нахождения максимального значения Δ).

Общая формула для расчета относительной погрешности будет при этом выглядеть следующим

образом:

$$E = \frac{\Delta A}{A} = \left| \frac{1}{f} \frac{df}{dX} \right| \Delta X + \left| \frac{1}{f} \frac{df}{dY} \right| \Delta Y + \left| \frac{1}{f} \frac{df}{dZ} \right| \Delta Z + \dots$$

В качестве примера приведем оценку относительной погрешности величины γ , вычисляемой по формуле $\gamma = \frac{H}{H-h}$, где средние значения параметров, полученные после проведения серии измерений (отсчеты по шкале манометра).

$$\begin{aligned} \ln \gamma &= \ln H - \ln(H-h) \\ \frac{d\gamma}{\gamma} &= \frac{dH}{H} - \frac{d(H-h)}{H-h} = \frac{dH}{H} - \frac{dH}{H-h} + \frac{dh}{H-h} \\ \frac{\Delta\gamma}{\gamma} &= \left| \frac{1}{H} - \frac{1}{H-h} \right| \Delta H + \left| \frac{1}{H-h} \right| \Delta h = \left| \frac{-h}{H(H-h)} \right| \Delta H + \left| \frac{1}{H-h} \right| \Delta h \end{aligned}$$

Надо сказать, что расчет по формуле приводит, как правило, к завышению погрешности результата косвенных измерений. Причем это завышение зависит от числа параметров X, Y, Z, ... Если, например, имеется пять таких параметров, то вероятность того, что все ошибки будут иметь заданный знак равна $\frac{1}{16}$. При большем их числе указанная вероятность будет еще меньше. Таким образом, понятно, что максимально возможное значение относительной погрешности, даваемое этим выражением, во многих случаях значительно больше реальной погрешности результата.

Теория вероятностей дает более правильные формулы для оценки погрешностей косвенных измерений. Если при прямых измерениях параметров X, Y, Z ... доминирующей является случайная погрешность, то погрешность косвенного измерения также является случайной величиной. Это означает, что следует искать среднюю квадратичную погрешность результата. Так, если $A = X + Y$, то вместо выражений указанных выше будем иметь :

$$A_{\text{кг}} = \sqrt{(\Delta X)^2 + (\Delta Y)^2} \quad \text{и} \quad E = \frac{\sqrt{(\Delta X)^2 + (\Delta Y)^2}}{X + Y}$$

Общая формула для расчета относительной погрешности будет в этом случае иметь следующий вид :

$$\frac{\Delta A}{A} = \frac{1}{f} \sqrt{\left(\frac{df}{dX} \Delta X \right)^2 + \left(\frac{df}{dY} \Delta Y \right)^2 + \left(\frac{df}{dZ} \Delta Z \right)^2 + \dots}$$

или

$$\frac{\Delta A}{A} = \sqrt{\left(\frac{d \ln f}{dX} \Delta X \right)^2 + \left(\frac{d \ln f}{dY} \Delta Y \right)^2 + \left(\frac{d \ln f}{dZ} \Delta Z \right)^2 + \dots}$$

В частности, при $A = C \frac{X^\alpha \cdot Y^\beta \cdot \dots}{Z^\gamma}$ имеем:
$$\frac{\Delta A}{A} = \frac{1}{f} \sqrt{\left(\alpha \frac{\Delta X}{X} \right)^2 + \left(\beta \frac{\Delta Y}{Y} \right)^2 + \left(\gamma \frac{\Delta Z}{Z} \right)^2 + \dots}$$

Таблица Г.1

№	Вид функции $R=f(X,Y,Z)$	Абсолютная погрешность (ε)	Относительная погрешность, $Q = \varepsilon / R$
1	$A X + B Y$	$\sqrt{A^2 \varepsilon_X^2 + B^2 \varepsilon_Y^2}$	$\frac{\sqrt{A^2 \varepsilon_X^2 + B^2 \varepsilon_Y^2}}{AX + BY}$
2	$A X - B Y$	$\sqrt{A^2 \varepsilon_X^2 + B^2 \varepsilon_Y^2}$	$\frac{\sqrt{A^2 \varepsilon_X^2 + B^2 \varepsilon_Y^2}}{AX - BY}$
3	$AX + BY + CZ$	$\sqrt{A^2 \varepsilon_X^2 + B^2 \varepsilon_Y^2 + C^2 \varepsilon_Z^2}$	$\frac{\sqrt{A^2 \varepsilon_X^2 + B^2 \varepsilon_Y^2 + C^2 \varepsilon_Z^2}}{AX + BY + CZ}$
4	$X Y$	$\sqrt{(\bar{X})^2 \varepsilon_Y^2 + (\bar{Y})^2 \varepsilon_X^2}$	$\sqrt{\frac{\varepsilon_X^2}{(\bar{X})^2} + \frac{\varepsilon_Y^2}{(\bar{Y})^2}}$
5	$XY Z$	$\sqrt{(\bar{Y})^2 (\bar{Z})^2 \varepsilon_X^2 + (\bar{Z})^2 (\bar{X})^2 \varepsilon_Y^2 + (\bar{X})^2 (\bar{Y})^2 \varepsilon_Z^2}$	$\sqrt{\frac{\varepsilon_X^2}{\bar{X}^2} + \frac{\varepsilon_Y^2}{\bar{Y}^2} + \frac{\varepsilon_Z^2}{\bar{Z}^2}}$
6	X / Y	$\frac{\sqrt{\bar{Y}^2 \varepsilon_X^2 + \bar{X}^2 \varepsilon_Y^2}}{\bar{Y}^2}$	$\sqrt{\frac{\varepsilon_X^2}{(\bar{X})^2} + \frac{\varepsilon_Y^2}{(\bar{Y})^2}}$
7	$X / X + Y$	$\frac{\sqrt{\bar{Y}^2 \varepsilon_X^2 + \bar{X}^2 \varepsilon_Y^2}}{(\bar{X} + \bar{Y})^2}$	$\frac{\sqrt{\bar{Y}^2 \varepsilon_X^2 + \bar{X}^2 \varepsilon_Y^2}}{X(\bar{X} + \bar{Y})}$
8	$XY + Z$	$\sqrt{\bar{Y}^2 \varepsilon_X^2 + \bar{X}^2 \varepsilon_Y^2 + \varepsilon_Z^2}$	$\frac{\sqrt{\bar{Y}^2 \varepsilon_X^2 + \bar{X}^2 \varepsilon_Y^2 + \varepsilon_Z^2}}{X \cdot \bar{Y} + \bar{Z}}$

Библиография

- Зайдель А.Н. Элементарные оценки погрешностей измерений. - Л, 1968.
- Кассандро́ва О.Н., Лебедев В.В. Обработка результатов наблюдений. - М, 1970.
- Котельников Р.Б. Статистическая обработка экспериментальных данных. Вып. 7 (33), М, 1960.
- Налимов В.В. Применение математической статистики при анализе вещества. - М, 1960.

УТВЕРЖДАЮ
Проректор по учебно-методическому
комплексу
С.А. Упоров



МЕТОДИЧЕСКИЕ МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ СТУДЕНТОВ

МЕТРОЛОГИЯ, СТАНДАРТИЗАЦИЯ И СЕРТИФИКАЦИЯ (КОНСПЕКТ ЛЕКЦИЙ)

ЧАСТЬ 1

«МЕТРОЛОГИЯ»

Специальность

21.05.03 Технология геологической разведки

Автор: Глушкова Т.А., к.т.н.

Одобен на заседании кафедры

Геофизики

(название кафедры)

Зав.кафедрой

Талалай А. Г.

(Фамилия И.О.)

Протокол № 12 от 05.03. 2020

(Дата)

Рассмотрен методической комиссией
факультета

(название факультета)

Председатель

Бондарев В. И.

(Фамилия И.О.)

Протокол № 7 от 20.03. 2020

(Дата)

Екатеринбург
2020

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	3
1 Основные понятия.....	4
2 Нормативно-правовые основы метрологии.....	5
3 Свойства, физические величины. Измерение ФВ.....	7
4 Системы единиц физических величин. Система SI.....	9
5 Виды и методы измерений	13
6 Средства измерений. Метрологические характеристики СИ.....	14
7 Нормирование и классы точности средств измерений.....	17
8 Погрешности измерений	25
9 Правила округления и записи результата измерений.....	27
10 Метрологическое обеспечение, службы и организации.....	28
11 Формы государственного регулирования в области обеспечения единства измерений.....	30
12 Государственный метрологический надзор.....	31
13 Утверждение типа стандартных образцов или типа средств измерений...33	
14 Поверка средств измерений.....	34
15 Калибровка средств измерений.....	36
16 Метрологическая экспертиза.....	37
17 Анализ и оценка состояния измерений.....	38
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	35
КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ.....	36
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	37
ПРИЛОЖЕНИЕ А Сферы государственного регулирования обеспечения единства измерений.....	43
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Значения коэффициентов Стьюдента $t(P_d, n)$	44

ВВЕДЕНИЕ

Метрология – наука об измерениях. Измерения составляют основу познания человеком окружающего мира во всех исторических периодах. Важность измерений возрастает с развитием производительных сил. Огромную роль играют измерения в современном обществе. Наука, промышленность, экономика, образование, информатика, торговля, банковская система, таможенные операции, медицина, спорт и другие сферы деятельности человека немыслимы без измерений.

Стандартизация, оценка соответствия и метрология как важнейшие составляющие технического регулирования неразрывно связаны между собой. Активная деятельность общества, органов законодательной и исполнительной властей в этих направлениях является важнейшим условием становления рыночной экономики в Российской Федерации, увеличения Внутреннего Валового Продукта, расширения международных научных, технических и торговых связей, интеграции страны в мировую экономическую систему.

Важность метрологической деятельности, обеспечения единства измерений поддержана вниманием со стороны государства.

Правовую основу метрологии составляют:

- основной закон государства - Конституция Российской Федерации;
- Федеральный закон Российской Федерации «Об обеспечении единства измерений» № 102-ФЗ от 26.06.2008;
- федеральные законы отраслевого характера в части, касающейся единства измерений.

- Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ), представляющая собой комплекс нормативно-технических документов (ГОСТов, методических указаний и т.п.), устанавливающих единую номенклатуру стандартных взаимоувязанных правил и положений, требований и норм, относящихся к организации и методике оценивания и обеспечения точности измерений.

Дальнейшее развитие экономики России, расширение международной торговли и экономического сотрудничества, выражающиеся в увеличении количества и технического совершенства товаров, расширении спектра и повышении качества услуг, потребовали совершенствования правовой базы метрологии и приведения в соответствие метрологической деятельности с уровнем развития экономики страны.

Метрология (греч.) – наука об измерениях, методах и средствах обеспечения их единства и способах достижения требуемой точности.

Различают три раздела метрологии:

- теоретическая (фундаментальная);
- законодательная;
- практическая (прикладная).

Теоретическая метрология – раздел метрологии, предметом которого является разработка фундаментальных основ метрологии.

Законодательная метрология – раздел метрологии, предметом которого является установление обязательных технических и юридических требований по применению единиц физических величин, эталонов, методов и средств измерений, направленных на обеспечение единства и необходимости точности измерений в интересах общества.

Практическая метрология – раздел метрологии, предметом которого являются вопросы практического применения разработок теоретической метрологии и положений законодательной метрологии.

Измерения играют огромную роль в науке, промышленности, экономике и коммуникациях. Практически отсутствуют сферы деятельности, где не применяют результаты измерений, испытаний, контроля.

1 Основные понятия

Аттестация методик (методов) измерений - исследование и подтверждение соответствия методик (методов) измерений установленным метрологическим требованиям к измерениям;

Ввод в эксплуатацию средства измерений - документально оформленная в установленном порядке готовность средства измерений к использованию по назначению;

Государственный метрологический надзор - контрольная деятельность в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, осуществляемая уполномоченными федеральными органами исполнительной власти и заключающаяся в систематической проверке соблюдения установленных законодательством Российской Федерации обязательных требований, а также в применении установленных законодательством Российской Федерации мер за нарушения, выявленные во время надзорных действий;

Государственный первичный эталон единицы величины - государственный эталон единицы величины, обеспечивающий воспроизведение, хранение и передачу единицы величины с наивысшей в Российской Федерации точностью, утверждаемый в этом качестве в установленном порядке и применяемый в качестве исходного на территории Российской Федерации;

Государственный эталон единицы величины - эталон единицы величины, находящийся в федеральной собственности;

Единица величины - фиксированное значение величины, которое принято за единицу данной величины и применяется для количественного выражения однородных с ней величин;

Единство измерений - состояние измерений, при котором их результаты выражены в допущенных к применению в Российской Федерации единицах величин, а показатели точности измерений не выходят за установленные границы;

Измерение - совокупность операций, выполняемых для определения количественного значения величины;

Испытания стандартных образцов или средств измерений в целях утверждения типа - работы по определению метрологических и технических характеристик однотипных стандартных образцов или средств измерений.

Калибровка средств измерений - совокупность операций, выполняемых в целях определения действительных значений метрологических характеристик средств измерений.

Методика (метод) измерений - совокупность конкретно описанных операций, выполнение которых обеспечивает получение результатов измерений с установленными показателями точности.

Метрологическая служба - организующие и (или) выполняющие работы по обеспечению единства измерений и (или) оказывающие услуги по обеспечению единства измерений структурное подразделение центрального аппарата федерального органа исполнительной власти и (или) его территориального органа, юридическое лицо или структурное подразделение юридического лица либо объединения юридических лиц, работники юридического лица, индивидуальный предприниматель.

Метрологическая экспертиза - анализ и оценка правильности установления и соблюдения метрологических требований применительно к объекту, подвергаемому экспертизе. Метрологическая экспертиза проводится в обязательном (обязательная метрологическая экспертиза) или добровольном порядке.

Обязательные метрологические требования - метрологические требования, установленные нормативными правовыми актами Российской Федерации и обязательные для соблюдения на территории Российской Федерации.

Передача единицы величины - приведение единицы величины, хранимой средством измерений, к единице величины, воспроизводимой эталоном данной единицы величины или стандартным образцом.

Поверка средств измерений - совокупность операций, выполняемых в целях подтверждения соответствия средств измерений метрологическим требованиям.

Прослеживаемость - свойство эталона единицы величины или средства измерений, заключающееся в документально подтвержденном установлении их связи с государственным первичным эталоном соответствующей единицы величины посредством сличения эталонов единиц величин, поверки, калибровки средств измерений.

Прямое измерение - измерение, при котором искомое значение величины получают непосредственно от средства измерений.

Сличение эталонов единиц величин - совокупность операций, устанавливающих соотношение между единицами величин, воспроизводимых эталонами единиц величин одного уровня точности и в одинаковых условиях.

Средство измерений - техническое средство, предназначенное для измерений.

Стандартный образец - образец вещества (материала) с установленными по результатам испытаний значениями одной и более величин, характеризующих состав или свойство этого вещества (материала).

Тип средств измерений - совокупность средств измерений, предназначенных для измерений одних и тех же величин, выраженных в одних и тех же единицах величин, основанных на одном и том же принципе действия, имеющих одинаковую конструкцию и изготовленных по одной и той же технической документации.

Тип стандартных образцов - совокупность стандартных образцов одного и того же назначения, изготавливаемых из одного и того же вещества (материала) по одной и той же технической документации

Утверждение типа стандартных образцов или типа средств измерений - документально оформленное в установленном порядке решение о признании соответствия типа стандартных образцов или типа средств измерений метрологическим и техническим требованиям (характеристикам) на основании результатов испытаний стандартных образцов или средств измерений в целях утверждения типа;

Фасованные товары в упаковках - товары, которые упаковываются в отсутствие покупателя, при этом содержимое упаковки не может быть изменено без ее вскрытия или деформирования, а масса, объем, длина, площадь или иные величины, определяющие количество содержащегося в упаковке товара, должны быть обозначены на упаковке;

Эталон единицы величины - техническое средство, предназначенное для воспроизведения, хранения и передачи единицы величины.

2 Нормативно-правовые основы метрологии

Значимость и высокая ответственность измерений в экономике государства обуславливают необходимость установления в законодательном порядке комплекса правовых актов и положений по метрологии. Россия в числе семнадцати государств подписала Метрическую конвенцию в 1875 г.

Вся метрологическая деятельность в РФ основана на конституционной норме (Конституция РФ, статья 71, пункт «Р»), которая закрепляет централизованное государственное руководство основными вопросами законодательной метрологии. В федеральном ведении находятся стандарты, эталоны, метрическая система и исчисление времени.

В целях реализации конституционной нормы приняты Федеральные законы «Об обеспечении единства измерений», «О техническом регулировании», составляющие правовые основы метрологической деятельности.

Нормативные документы по обеспечению единства измерений:

- постановления Правительства РФ по отдельным вопросам и направлениям метрологической деятельности;

- комплекс нормативно-технических документов (ГОСТов, методических указаний и т.п.) государственной системы обеспечения единства измерений (ГСИ), устанавливающих единую номенклатуру стандартных взаимосвязанных

правил и положений, требований и норм, относящихся к организации и методике оценивания и обеспечения точности измерений;

- рекомендации государственных научных метрологических центров Росстандарта.

Основные *цели* ФЗ «Об обеспечении единства измерений»:

- установление правовых основ обеспечения единства измерений в Российской Федерации;

- защита прав и законных интересов граждан, общества и государства от отрицательных последствий недостоверных результатов измерений;

- обеспечение потребности граждан, общества и государства в получении объективных, достоверных и сопоставимых результатов измерений, используемых в целях защиты жизни и здоровья граждан, охраны окружающей среды, животного и растительного мира, обеспечения обороны и безопасности государства, в том числе экономической безопасности;

- содействие развитию экономики Российской Федерации и научно-техническому прогрессу.

Закон закрепляет одно из основных понятий метрологии – единство измерений и другие понятия.

Закон устанавливает, что государственное управление деятельностью по обеспечению единства измерений осуществляет Национальный орган РФ по метрологии – *Росстандарт* (ранее назывался *Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии*), определяет его цели, задачи, компетенцию, ответственность и полномочия.

Положения Закона расширены *Государственной системой обеспечения единства измерений* (ГСИ) - комплексом нормативных документов межрегионального и межотраслевого уровней, устанавливающих правила, нормы, требования, направленные на достижение и поддержание единства измерений в РФ.

Основные *объекты* ГСИ:

- единицы физических величин;
- государственные эталоны, поверочные схемы;
- методы и средства поверки СИ;
- номенклатура и способы нормирования МХ СИ;
- нормы точности измерений;
- способы выражения и формы представления результатов и показателей точности измерений;

- методики выполнения измерений;
- методики оценки достоверности и формы представления данных о свойствах веществ и материалов;

- требования к стандартным образцам свойств веществ и материалов;

- термины и определения в области метрологии;

- организация и порядок проведения государственных испытаний СИ, поверки и метрологической аттестации СИ и испытательного оборудования;

- организация и порядок проведения калибровки СИ, метрологической экспертизы нормативно-технической, проектной, конструкторской и технологической документации, а также экспертизы свойств материалов и веществ.

В дополнение и для реализации положений ФЗ «Об обеспечении единства измерений» Правительство РФ разрабатывает и принимает подзаконные акты – нормативные документы в области метрологии.

3 Свойства, физические величины. Измерение ФВ

Свойство – философская категория, выражающая такую сторону объекта (явления, процесса), которая обуславливает его различие или общность с другими объектами (явлениями, процессами) и обнаруживается в его отношении к ним. Свойство – категория качественная.

Величина – свойство чего-либо, что может быть выделено среди других свойств и оценено тем или иным способом, в том числе и количественно.

Величины подразделяют на два вида:

- идеальные;
- реальные.

Идеальные величины – являются обобщением (моделью) конкретных реальных понятий и относятся главным образом к математике.

Реальные величины подразделяют на две группы:

- нефизические;
- физические.

Нефизические величины свойственны общественным наукам (философия, психология, социология, экономика). Нефизические величины не могут быть измерены, а только оценены.

Физические величины свойственны материальным объектам (процессам, явлениям), изучаемым в естественных (физика, химия) и технических (машиноведение, электротехника) науках.

Физическая величина (ФВ) – одно из свойств физического объекта, в качественном отношении общее для многих физических объектов, а в количественном – индивидуальное, для каждого из них (твёрдость, плотность, теплопроводность, электропроводность).

По возможности измерения ФВ подразделяют на:

- измеряемые;
- оцениваемые.

Изменяемые – величины, которые могут быть выражены количественно в виде определённого числа установленных единиц измерения.

Оцениваемые – величины, для которых не может быть введена единица измерения.

По видам явлений ФВ подразделяют на группы:

- *вещественные*;
- *энергетические*;
- *характеризующие протекание процессов во времени*.

Вещественные – описывают физические и физико-химические свойства веществ, материалов (масса, плотность, электрическое сопротивление).

Энергетические – описывают энергетические характеристики процессов преобразования, передачи, использования энергии (энергия, мощность, сила и напряжение электрического тока).

Характеризующие протекание процессов во времени – различного рода спектральные характеристики, корреляционные функции.

По принадлежности к различным физическим процессам ФВ классифицируют на:

- пространственно-временные;
- механические, тепловые, электрические, магнитные;
- акустические, световые;
- физико-химические;
- ионизирующих излучений, атомной и ядерной физики.

По степени зависимости от других величин ФВ подразделяют на:

- основные (условно независимые);
- производные (условно зависимые);
- дополнительные.

Измерение ФВ – познавательный процесс, заключающийся в сравнении путём физического эксперимента данной ФВ с её известной величиной, принятой за единицу измерения.

Основное уравнение измерения – уравнение вида:

$$Q = q \cdot /Q/. \quad (1)$$

Значение ФВ - Q – оценка её размера в виде некоторого числа принятых для неё единиц.

Числовое значение ФВ - q – отвлечённое число, показывающее отношение значения величины к единице измерения данной величины.

Единица ФВ - $/Q/$ – величина фиксированного размера, которой условно присвоено числовое значение равное единице измеряемой величины. Единицу ФВ применяют для количественного выражения однородных величин.

В практической деятельности производят измерения различных величин, характеризующих свойства тел, веществ, явлений и процессов. Разнообразные количественные или качественные проявления любого свойства образуют множества, отображения которых образуют шкалы.

Шкала ФВ – упорядоченная последовательность значений, принятая по соглашению на основании результатов точных измерений. В соответствии с логической структурой проявления свойств различают шкалы измерений:

- шкала наименований (шкала цветов);
- шкала порядка (шкалы вязкости вещества, силы ветра);
- шкала интервалов (шкалы летоисчисления, температур);
- шкала отношений, (шкалы массы, термодинамической температуры);
- абсолютная шкала (шкалы относительных величин - усиления, ослабления).

Шкалы наименований и порядка называют неметрическими (концептуальными), шкалы интервалов и соотношений - метрическими. Метрические и абсолютные шкалы относят к разряду линейных. Практическая реализация шкал из-

мерений осуществляют стандартизацией шкал, единиц измерений, способов и условий их однозначного воспроизведения.

4 Системы единиц физических величин. Система SI

Система ФВ – совокупность ФВ, в которой одни величины принимают независимыми, а другие являются их функциями.

Обосновано, но произвольным образом выбирают несколько ФВ и называют *основными*. Остальные выражают через основные на основе известных уравнений связи между ними и называют *производными*.

Система единиц ФВ – совокупность основных, производных и дополнительных единиц ФВ, образованная в соответствии с принятыми принципами.

В науке и технике в разное время применяли системы единиц:

- СГС (сантиметр, грамм, секунда);
- МКС (метр, килограмм, секунда);
- МКСГ (метр, килограмм, секунда, градус);
- МКСА (метр, килограмм, секунда, ампер);
- МСС (метр, секунда, свеча) и ряд других.

Единая международная система единиц (SI) принята Генеральной конференцией по мерам и весам в 1960 г. На территории РФ действует в соответствии с ГОСТ 8.417-2002 система единиц SI. Международная система (SI, фр. Le Système International d'Unités) для механических единиц совпадает с системой МКС, а для электромагнитных – с системой МКСА.

Система SI принята для применения в большинстве стран мира, что обусловлено её достоинствами:

- универсальность, применение во всех областях науки и техники;
- унификация всех областей и видов измерений;
- когерентность величин;
- возможность воспроизведения единиц с высокой точностью;
- упрощение записи формул в физике, химии, технических науках;
- уменьшение числа допускаемых единиц измерения;
- единая система образования десятичных кратных и дольных единиц, имеющих собственные наименования;
- облегчение педагогического процесса в средней и высшей школах;
- лучшее взаимопонимание при развитии научно-технических и экономических связей между различными странами.

Международная система физических единиц СИ включает семь основных и две дополнительные единицы.

Основные единицы системы SI:

- *метр* – единица длины – длина пути, которую проходит свет в вакууме за $1/299\,792\,458$ долю секунды;

- *килограмм* – единица массы – масса международного прототипа – цилиндра, изготовленного из сплава платины и иридия;

-*секунда* – единица времени - продолжительность 9 192 631 770 периодов излучения, соответствующих переходу между двумя уровнями сверхтонкой структуры основного состояния атома цезия Cs^{133} ;

-*ампер* – единица силы тока - сила тока, которая при прохождении по двум параллельным проводникам бесконечной длины и ничтожно малого кругового сечения, расположенным на расстоянии 1 метр один от другого, в вакууме создавала бы между этими проводниками силу, равную $2 \cdot 10^{-7}$ Ньютонов на каждый метр длины;

-*кельвин* – единица температуры - температура, составляющая $1/273,16$ часть термодинамической температуры тройной точки воды;

-*моль* – единица количества вещества - количество вещества, содержащее столько же структурных элементов, сколько атомов содержится в нуклиде углерода C^{12} – массой 0,012 кг;

-*кандела* – единица силы света - сила света в заданном направлении от источника, испускающего монохроматическое излучение частотой $540 \cdot 10^{12}$ Гц, энергетическая сила которого составляет $1/683$ Вт/ср².

Дополнительные единицы системы СИ:

радиан – единица плоского угла - плоский угол между двумя радиусами окружности, длина дуги которой равна радиусу;

стерадиан – единица телесного угла - телесный угол с вершиной в центре сферы, вырезающий на поверхности площадь, равную площади квадрата со стороной, равной радиусу сферы.

Производные единицы могут быть когерентными и неkohерентными.

Когерентная единица – производная единица ФВ, связанная с другими единицами системы уравнением, в котором числовой множитель равен единице.

Единицы ФВ подразделяются на системные и внесистемные.

Системная – единица ФВ, входящая в одну из принятых систем.

Внесистемная – единица ФВ, не входящая ни в одну из принятых систем единиц.

По отношению к единицам системы SI внесистемные единицы подразделяют на:

- допускаемые к применению наравне с единицами системы SI (единица массы – тонна, плоского угла – градус, минута, секунда);
- допускаемые к применению в специальных областях науки (единицы длины в астрономии – астрономическая единица, парсек, световой год);
- временно допускаемые к применению наравне с единицами SI (единица длины в морском деле – миля, массы в ювелирном деле – карат);
- изъятые из употребления (единица давления – миллиметр ртутного столба, мощности – лошадиная сила).

Производные единицы системы SI, имеющие специальные названия, приведены в таблице 1. Внесистемные единицы, допускаемые к применению наравне с единицами системы SI, приведены в таблице 2. Множители и приставки для образования десятичных кратных и дольных единиц и их наименования приведены в таблице 3.

Таблица 1 Производные единицы системы СИ, имеющие специальные названия

Величина	Единица	
Наименование	Наименование	Обозначение
Частота	герц	Гц
Сила, вес	ньютон	Н
Давление, механическое напряжение	паскаль	Па
Энергия, работа, количество теплоты	джоуль	Дж
Мощность	ватт	Вт
Количество электричества	кулон	Кл
Электрическое напряжение	вольт	В
Электрическая ёмкость	фарад	Ф
Электрическое сопротивление	Ом	Ом
Электрическая проводимость	сименс	См
Поток магнитной индукции	вебер	Вб
Магнитная индукция	тесла	Тл
Индуктивность	генри	Гн
Световой поток	люмен	лм
Освещённость	люкс	лк
Активность радионуклида	беккерель	Бк
Поглощённая доза ионизирующего излучения	грей	Гр
Эквивалентная доза излучения	зиверт	Зв

Таблица 2 Внесистемные единицы, допускаемые к применению наравне с единицами СИ

Наименование величины	Единица		
	Наименование	Обозначение	Соотношение с единицей СИ
Масса	тонна	т	10^3 кг
	атомная единица массы	а. е. м.	$1,66 \cdot 10^{-27}$ кг
Время	минута	мин	60 с
	час	ч	3 600 с
	сутки	сут	86 400 с
Плоский угол	градус	$^{\circ}$	$1,745 \cdot 10^{-2}$ рад
	минута	$'$	$2,909 \cdot 10^{-4}$ рад
	секунда	$''$	$4,848 \cdot 10^{-6}$ рад
Длина	астрономическая единица	а. е.	$1,456 \cdot 10^{11}$ м
	световой год	св. год	$9,461 \cdot 10^{15}$ м
	парсек	ПК	$3,086 \cdot 10^{16}$ м
Оптическая сила	диоптрия	дптр	1 м^{-1}
Площадь	гектар	га	$1 \cdot 10^4 \text{ м}^2$
Энергия	электрон-вольт	эВ	$1,602 \cdot 10^{-19}$ Дж
Полная мощность	вольт-ампер	ВА	-
Реактивная мощность	вар	вар	-

Таблица 3 Множители и приставки для образования десятичных кратных и дольных единиц и их наименования

Множитель	Приставка	Обозначение		Множитель	Приставка	Обозначение	
		международное	русское			международное	русское
10^{18}	экса	E	Э	10^{-1}	деци	d	д
10^{15}	пета	P	П	10^{-2}	санتي	c	с
10^{12}	тера	T	Т	10^{-3}	милли	m	м
10^9	гига	G	Г	10^{-6}	микро	μ	мк
10^6	мега	M	М	10^{-9}	нано	n	н
10^3	кило	k	к	10^{-12}	пико	p	п
10^2	гекто	h	г	10^{-15}	фемто	f	ф
10^1	дека	da	да	10^{-18}	атто	a	а

5 Виды, методы измерений

Виды измерений определяются физическим характером измеряемой величины, требуемой точностью измерения, скоростью изменения измеряемой величины, условиями измерений. С развитием науки и техники увеличивается количество видов и совершенствуются методы измерений.

В зависимости от цели различают измерения: контрольные, диагностические и прогностические, лабораторные и технические, эталонные и поверочные, абсолютные и относительные.

Измерения могут быть: контактные и бесконтактные, одно- и многократные, необходимые и избыточные, статические и динамические, с точным и приблизительным оцениванием погрешности.

По способу получения результата различают *виды* измерений:

- *прямые* – искомое значение величины находят экспериментальным сравнением её с единицей измерения (мерой) или отсчётом показаний прибора, отградуированного в установленных единицах (измерение длины линейкой, измерение температуры термометром). Прямые измерения – основа более сложных;

- *косвенные* – искомое значение величины находят по результатам прямых измерений нескольких величин, связанных с искомой известной зависимостью (измерение плотности тела по измеренным массе и линейным размерам, измерение мощности электрической цепи по измеренным значениям силы тока и напряжения);

- *совокупные* – искомое значение величины находят решением системы уравнений, составленных по результатам производимых одновременно прямых измерений нескольких *одноимённых* величин (измерение температурного коэффициента линейного расширения);

- *совместные* – искомое значение величины находят решением системы уравнений, составленных по результатам производимых одновременно прямых и косвенных измерений нескольких *неодноимённых* величин (измерение электрического сопротивления проводника при различных фиксированных значениях температуры).

Метод измерения – прием или совокупность приемов сравнения измеряемой физической величины с ее единицей в соответствии с реализованным принципом измерений.

Принцип измерения – физическое явление или эффект, положенное в основу измерений (измерение температуры по расширению тела).

Стандартные методы прямых измерений:

- *непосредственной оценки* – метод измерений, при котором значение величины определяют непосредственно по показывающему средству измерений (измерение давления пружинным манометром, силы электрического тока – амперметром);

- *сравнения с мерой* – метод измерений, в котором измеряемую величину сравнивают с величиной, воспроизводимой мерой (измерение массы на рычажных весах с помощью гирь);

- *дополнения* – метод сравнения с мерой, в котором значение измеряемой величины дополняется мерой этой же величины с таким расчетом, чтобы на прибор сравнения воздействовала их сумма, равная заранее заданному значению;

- *дифференциальный* – метод измерений, при котором измеряемая величина сравнивается с однородной величиной, имеющей известное значение, незначительно отличающееся от значения измеряемой величины, и при котором измеряется разность между этими двумя величинами;

- *нулевой* – метод сравнения с мерой, в котором результирующий эффект воздействия измеряемой величины и меры на прибор сравнения доводят до нуля;

- *замещения* – метод сравнения с мерой, в котором измеряемую величину замещают мерой с известным значением величины (поочередное помещение измеряемой массы и гирь на одну и ту же чашу весов).

Нестандартные методы измерений:

- *противопоставления* – метод, при котором измеряемая величина и величина, воспроизводимая мерой, одновременно действуют на прибор сравнения (измерение массы на равноплечих весах с помещением измеряемой массы и уравновешивающих её гирь на двух чашах);

- *совпадения* – метод, при котором разность между сравниваемыми величинами измеряют по совпадению отметок шкал или периодических сигналов (штангенциркуль, стробоскоп).

6 Средства измерений. Метрологические характеристики СИ

Средство измерения (СИ) – техническое средство, предназначенное для измерений, имеющее нормированные метрологические характеристики, воспроизводящее и (или) хранящее единицу ФВ, размер которой принимается неизменным в пределах установленной погрешности в течение известного интервала времени.

СИ сгруппированы по отдельным классификационным признакам:

- *по способу регистрации сигнала* – показывающие, регистрирующие (печатающие, пишущие), комбинированные (одновременно показывающие и регистрирующие), интегрирующие (суммирующие);

- по роду выходного сигнала - аналоговые, цифровые, аналого-цифровые;
- по физической природе измеряемой величины - механические, гидравлические, пневматические, тепловые, акустические, электрические, электронные, комбинированные и прочие;
- по виду шкалы - с равномерной и неравномерной шкалой, с нулевой отметкой внутри, на краю или вне шкалы;
- по степени автоматизации - неавтоматические (с ручной наводкой), автоматизированные, автоматические;
- по характеру использования - образцовые, лабораторные, технические (промышленные), полевые.

Основные виды СИ:

- *мера* – средство, хранящее или воспроизводящее ФВ заданного размера. Мера может быть однозначной (гиря, калибр) и многозначной (измерительная линейка, магазин электрических сопротивлений). Измерение методом сравнения с мерой выполняют с помощью специальных средств - компараторов (равноплечие весы, электрический измерительный мост). В ряде случаев в качестве компаратора выступает человек - оператор;
- *измерительный преобразователь* – средство, предназначенное для выработки сигнала измерительной информации в форме, удобной для передачи, обработки, хранения, но не доступной для непосредственного восприятия оператором (термопара, термометр сопротивления, усилитель);
- *измерительный прибор* – средство, предназначенное для выработки сигнала измерительной информации в форме, удобной для непосредственного восприятия оператором (амперметр, вольтметр, манометр);
- *измерительная установка* – совокупность функционально объединённых СИ и вспомогательных устройств, расположенных в одном месте (установки для поверки измерительных приборов, испытаний электротехнических материалов);
- *измерительная система* – комплекс СИ и устройств связи (проводная, инфракрасная, радио, телевизионная, оптоволоконная), предназначенный для выработки сигналов измерительной информации в форме, удобной для использования в системах автоматического контроля и управления;
- *информационно-вычислительный комплекс (ИВК)* – системы автоматического контроля и управления, технического диагностирования, распознавания образов на базе микропроцессорной и вычислительной техники;
- *измерительные принадлежности* – вспомогательные средства измерений величин (термометр, психрометр для измерения параметров воздуха).

По метрологическому назначению СИ подразделяют на два вида:

- метрологические (эталоны);
- рабочие (лабораторные, производственные, полевые).

Эталон – высокоточная мера, предназначенная для воспроизведения, хранения единицы величины с целью передачи её значения другим менее точным СИ. Эталоны классифицируют на первичные (составляют основу государственной системы измерений), вторичные, рабочие (разрядные). Рабочие эталоны воспринимают размер единицы от вторичных эталонов и передают его рабочим СИ.

Эталонная база РФ имеет в своём составе 128 государственных и более 250 вторичных эталонов ФВ.

Перспективное направление развития эталонов – переход на эталоны, основанные на квантовых эффектах. Способность таких эталонов воспроизводить единицы величин не зависит от внешних условий, географического местонахождения, времени.

Рабочие СИ – средства измерений, предназначенные для выполнения измерений в лабораторных и производственных условиях.

Метрологические характеристики (МХ) – характеристики, которые позволяют судить о пригодности СИ для измерений в известном диапазоне с известной точностью.

Индикаторы – приборы и вещества, не имеющие нормированных МХ.

МХ вводят для СИ с целями:

- обеспечения возможности установления точности измерений;
- достижения взаимозаменяемости СИ;
- сравнения и выбора нужных СИ по точности измерений;
- определения погрешности измерительных систем и установок на основе МХ входящих в них СИ;
- оценки технического состояния СИ при поверке.

Нормальные МХ устанавливаются нормативными документами. Наибольшее распространение на практике получили МХ:

- *диапазон показаний* – область значений шкалы, ограниченная начальным и конечным значениями;
- *диапазон измерений* – область значений измеряемой величины, для которой нормированы допускаемые пределы погрешности;
- *цена деления шкалы* – разность значений величин, соответствующих двум соседним отметкам шкалы. СИ с равномерной шкалой имеют постоянную цену деления, а с неравномерной – переменную;
- *чувствительность S* – отношение изменения сигнала на выходе Δy к вызвавшему это изменение изменению Δx сигнала на входе:

$$S = \Delta y / \Delta x. \quad (2)$$

Для стрелочного прибора это отношение перемещения dl конца стрелки к вызвавшему его изменению dx измеряемой величины:

$$S = dl / dx; \quad (3)$$

- *постоянная прибора C* – величина обратная чувствительности:

$$C = 1/S; \quad (4)$$

- *порог чувствительности* – наименьшее значение измеряемой величины, вызывающее заметное изменение показаний прибора;

- *вариация (гистерезис) H* – разность между показаниями в данной точке диапазона измерения при возрастании и убывании измеряемой величины и неизменных внешних условий. Вариация обусловлена наличием зазоров, тепловым или упругим последствием элементов конструкции:

$$H = |x_{\epsilon} - x_y|, \quad (5)$$

где x_0 , x_y – соответственно значения измерений образцовым прибором при возрастании и убывании величины x ;

- *градуировочная характеристика* – зависимость между выходным и входным сигналами СИ, полученная расчётом или экспериментально, представленная аналитически, графически или в виде таблицы. Градуировочная характеристика может изменяться в течение времени под воздействием внутренних и внешних причин.

Основным видом МХ является *погрешность* измерений – разность между показаниями СИ и истинными (действительными) значениями ФВ. Погрешности в зависимости от влияния внешних условий на результат измерений подразделяют на два вида:

- *основная погрешность* – погрешность СИ при нормальных условиях эксплуатации. Нормальные условия: температура 293 ± 5 К, относительная влажность воздуха $65 \pm 15\%$, напряжение в сети электропитания $220 \text{ В} \pm 10\%$ с частотой $50 \text{ Гц} \pm 1\%$, атмосферное давление от 97,4 до 104,0 кПа, отсутствие наводок электрических и электромагнитных полей;

- *дополнительная погрешность* – погрешность измерений, возникающая при отклонении влияющих величин за диапазон значений, установленных нормальными условиями.

Существует несколько способов нормирования погрешности. Наибольшее применение в практике измерений аналоговыми СИ получило нормирование *класса точности* по приведённой погрешности γ , постоянной во всём диапазоне измерений.

7 Нормирование и классы точности средств измерений

Точность средств измерений определяется предельно-допустимыми погрешностями, которые могут быть получены при его использовании.

Нормированием погрешностей средств измерений называют процедуру назначения допустимых границ основной и дополнительных погрешностей измерений, при использовании этих средств измерений, а также выбор формы указания этих границ в нормативно-технической документации.

Пределы допускаемой основной и дополнительных погрешностей определяются разработчиками для каждого типа средств измерений на стадии подготовки производства. В зависимости от назначения средства измерений и характера изменения погрешности в пределах диапазона измерений нормируется для средств измерений различного типа либо предельно-допустимое значение основной абсолютной погрешности, либо предельно-допустимое значение основной приведенной погрешности, либо предельно-допустимое значение основной относительной погрешности.

Для каждого типа средств измерений характер изменения погрешности в пределах диапазона измерений зависит от принципа действия этого средства измерений и может быть самым разнообразным. Однако, как показала практика, среди этого многообразия часто удается выделить три типовых случая, определяющих выбор формы представления пределов допускаемой погрешно-

сти. Типовые варианты отклонения реальных передаточных характеристик средств измерений от номинальной характеристики и соответствующие им графики изменения предельных значений абсолютной и относительной погрешностей в зависимости от измеряемой величины приведены на рисунке 1.

Если реальная передаточная характеристика средства измерений смещена по отношению к номинальной (1-й график на рисунке 1а), абсолютная погрешность, возникающая при этом, (1-й график на рисунке 1б), не зависит от измеряемой величины.

Составляющую погрешности средства измерений, не зависящую от измеряемой величины, называют **аддитивной погрешностью**.

Если угол наклона реальной передаточной характеристики средства измерений отличается от номинального (2-й график на рисунке 1а), то абсолютная погрешность будет линейно зависеть от измеряемой величины (2-й график на рисунке 1б).

Составляющую погрешности средства измерений, линейно зависящую от измеряемой величины, называют **мультипликативной погрешностью**.

Если реальная передаточная характеристика средства измерений смещена по отношению к номинальной и угол ее наклона отличается от номинального (3-й график на рисунке 1а), то в этом случае имеет место как аддитивная, так и мультипликативная погрешность.

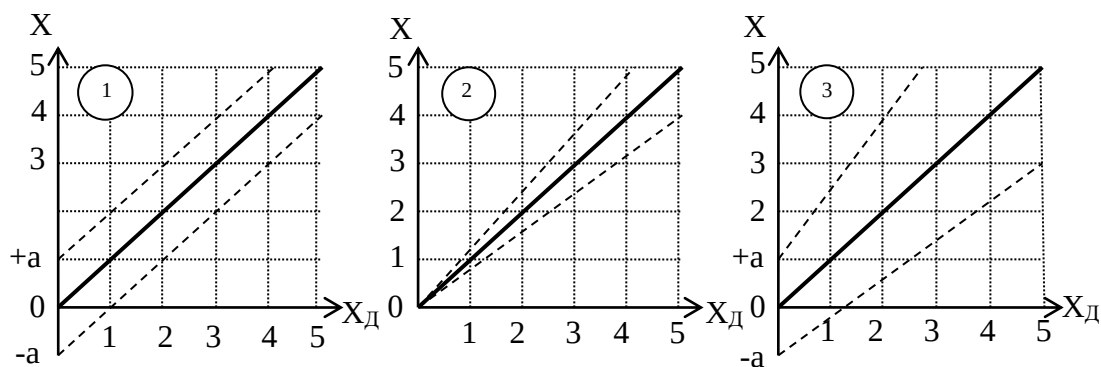
Аддитивная погрешность возникает из-за неточной установки нулевого значения перед началом измерений, ухода нуля в процессе измерений, из-за наличия трений в опорах измерительного механизма, из-за наличия термо-ЭДС в контактных соединениях и т.д.

Мультипликативная погрешность возникает при изменении коэффициентов усиления или ослабления входных сигналов (например, при изменении температуры окружающей среды, или вследствие старения элементов), из-за изменения значений, воспроизводимых мерами, встроенными в измерительные приборы, из-за изменений жесткости пружин, создающих противодействующий момент в электромеханических приборах и т.д.

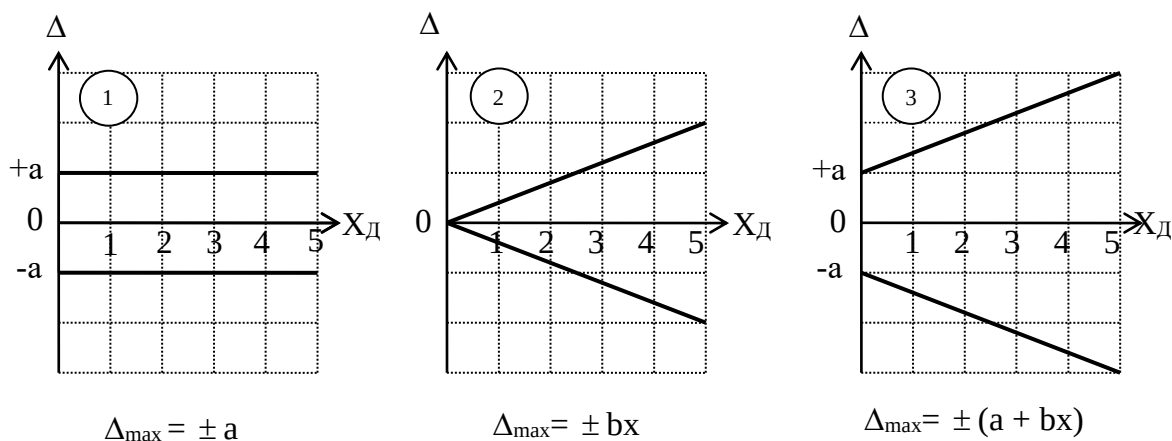
Ширина полосы неопределенности значений абсолютной (рисунке 1б) и относительной (рисунке 1в) погрешностей характеризует разброс и изменение в процессе эксплуатации индивидуальных характеристик множества находящихся в обращении средств измерений определенного типа.

А) Нормирование пределов допускаемой основной погрешности для средств измерений с преобладающей аддитивной погрешностью.

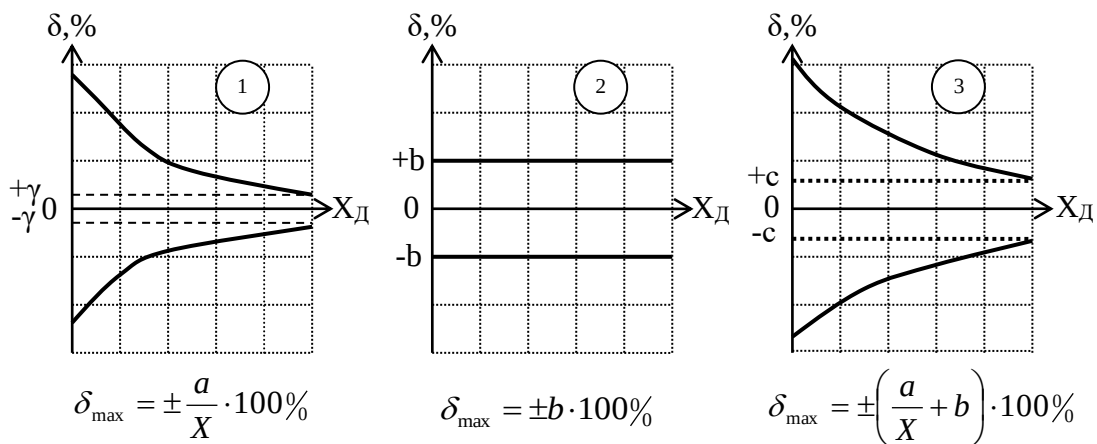
Для средств измерений с преобладающей аддитивной погрешностью (1-й график на рисунке 1) удобно нормировать одним числом предельно-допустимое значение абсолютной погрешности ($\Delta_{\max} = \pm a$). В этом случае фактическая абсолютная погрешность Δ каждого экземпляра средства измерений данного типа на различных участках шкалы может иметь различные значения, но не должна превышать предельно-допустимой величины ($\Delta \leq \pm a$).



а) Типовые варианты отклонения реальных передаточных характеристик средств измерений от номинальной характеристики.



б) Пределы допускаемой абсолютной погрешности.



в) Пределы допускаемой относительной погрешности.

Рисунок 1 Иллюстрации к выбору формы представления пределов допускаемой основной погрешности

В многопредельных измерительных приборах с преобладающей аддитивной погрешностью для каждого предела измерений пришлось бы указывать свое значение предельно допустимой абсолютной погрешности. К сожалению, как видно из 1-го графика на рисунке 1в, нормировать одним числом предел допускаемой относительной погрешности в различных точках шкалы не представляется возможным. По этой причине для средств измерений с преобладающей аддитивной погрешностью часто нормируют одним числом значение так называемой **основной приведенной относительной погрешности**

Ширина полосы неопределенности значений абсолютной (рисунке 1б) и относительной (рисунке 1в) погрешностей характеризует разброс и изменение в процессе эксплуатации индивидуальных характеристик множества находящихся в обращении средств измерений определенного типа.

А) Нормирование пределов допускаемой основной погрешности для средств измерений с преобладающей аддитивной погрешностью.

Для средств измерений с преобладающей аддитивной погрешностью (1-й график на рисунке 1) удобно нормировать одним числом предельно-допустимое значение абсолютной погрешности ($\Delta_{\max} = \pm a$). В этом случае фактическая абсолютная погрешность Δ каждого экземпляра средства измерений данного типа на различных участках шкалы может иметь различные значения, но не должна превышать предельно-допустимой величины ($\Delta \leq \pm a$). В многопредельных измерительных приборах с преобладающей аддитивной погрешностью для каждого предела измерений пришлось бы указывать свое значение предельно допустимой абсолютной погрешности. К сожалению, как видно из 1-го графика на рисунке 1в, нормировать одним числом предел допускаемой относительной погрешности в различных точках шкалы не представляется возможным. По этой причине для средств измерений с преобладающей аддитивной погрешностью часто нормируют одним числом значение так называемой **основной приведенной относительной погрешности**

$$\gamma = \pm \frac{\Delta_{\max}}{X_N} \cdot 100\% = \pm \frac{a}{X_N} \cdot 100\%,$$

где X_N – нормирующее значение.

Таким способом, например, нормируются погрешности большинства электромеханических и электронных приборов со стрелочными индикаторами. В качестве нормирующего значения X_N обычно используется предел измерений ($X_N = X_{\max}$), удвоенное значение предела измерений (если нулевая отметка находится в середине шкалы), или длина шкалы (для приборов с неравномерной шкалой). Если $X_N = X_{\max}$, то значение приведенной погрешности γ равно пределу допускаемой относительной погрешности средства измерений в точке, соответствующей пределу измерений. По заданному значению предела допускаемой основной приведенной погрешности легко определить предел допускаемой основной абсолютной погрешности для каждого предела измерений многопредельного прибора:

$$\Delta_{\max} = \pm \frac{\gamma \cdot X_{\max}}{100}.$$

После этого для любой отметки шкалы X может быть произведена оценка предельно-допустимой основной относительной погрешности:

$$\delta = \pm \frac{\Delta_{\max}}{X} \cdot 100\% = \pm \gamma \frac{X_{\max}}{X}.$$

Б) Нормирование пределов допускаемой основной погрешности для средств измерений с преобладающей мультипликативной погрешностью.

Как видно из рисунка 1 (2-й график), для средств измерений с преобладающей мультипликативной погрешностью, одним числом удобно нормировать предел допускаемой основной относительной погрешности (рисунке 1в) $\delta_{\max} = \pm b \cdot 100\%$. В этом случае, фактическая относительная погрешность каждого экземпляра средства измерений данного типа на различных участках шкалы может иметь различные значения, но не должна превышать предельно допустимой величины ($\delta \leq \pm b \cdot 100\%$). По заданному значению предельно допустимой относительной погрешности $\delta_{\max}$ для любой точки шкалы может быть произведена оценка предельно-допустимой абсолютной погрешности:

$$\Delta \leq \pm \frac{\delta_{\max} \cdot X}{100\%} = \pm b \cdot X.$$

К числу средств измерений с преобладающей мультипликативной погрешностью относится большинство многозначных мер, счетчики электрической энергии, счетчики воды, расходомеры и др. Следует отметить, что для реальных средств измерений с преобладающей мультипликативной погрешностью не удастся полностью устранить аддитивную погрешность. По этой причине в технической документации всегда указывается наименьшее значение измеряемой величины, для которого предел допускаемой основной относительной погрешности ещё не превышает заданного значения $\delta_{\max}$. Ниже этого наименьшего значения измеряемой величины погрешность измерений не нормируется и является неопределенной.

В) Нормирование пределов допускаемой основной погрешности для средств измерений с соизмеримой аддитивной и мультипликативной погрешностью.

Если аддитивная и мультипликативная составляющая погрешности средства измерений соизмеримы (3-й график на рисунке 1), то задание предельно-допустимой погрешности одним числом не представляется возможным. В этом случае либо нормируется предел допускаемой абсолютной основной погрешности (указываются предельно-допустимые значения a и b), либо (чаще всего) нормируется предел допускаемой относительной основной погрешности. В последнем случае численные значения предельно-допустимых относительных погрешностей в различных точках шкалы оцениваются по формуле:

$$\delta_{\max} = \pm \left[c + d \left(\frac{X_{\max}}{X} - 1 \right) \right],$$

где $X_{\max}$ – предел измерений;

X – измеренное значение;

$d = \frac{a}{X_{\max}} \cdot 100\%$ - значение приведенной к пределу измерений

аддитивной составляющей основной погрешности;

$c = \left(b + \frac{a}{X_{\max}} \right) \cdot 100\%$ - значение результирующей относительной

основной погрешности в точке, соответствующей пределу измерений.

Рассмотренным выше способом (указанием численных значений c и d) нормируются, в частности, предельно-допустимые значения относительной основной погрешности цифровых измерительных приборов. В этом случае относительные погрешности каждого экземпляра средств измерений определенного типа не должны превышать установленных для этого типа средств измерений значений предельно-допустимой погрешности:

$$\delta \leq \delta_{\max} = \pm \left[c + d \left(\frac{X_{\max}}{X} - 1 \right) \right].$$

При этом абсолютная основная погрешность определяется по формуле

$$\Delta \leq \Delta_{\max} = \pm \frac{\delta_{\max} \cdot X}{100}.$$

Г) Нормирование дополнительных погрешностей.

Наиболее часто пределы допускаемых дополнительных погрешностей указывают в технической документации либо одним значением для всей рабочей области величины, влияющей на точность средства измерений (иногда несколькими значениями для поддиапазонов рабочей области влияющей величины), либо отношением предела допускаемой дополнительной погрешности к интервалу значений влияющей величины. Пределы допускаемых дополнительных погрешностей указываются на каждой, влияющей на точность средства измерений величине. При этом, как правило, значения дополнительных погрешностей устанавливаются в виде дольного или кратного значения предела допускаемой основной погрешности. Например, в документации может быть указано, что при температуре окружающей среды за пределами нормальной области температур, предел допускаемой дополнительной погрешности, возникающей по этой причине, не должен превышать $\pm 0,2\%$ на 10°C .

Класс точности средства измерений – это его характеристика, отражающая точностные возможности средств измерений данного типа.

Допускается буквенное или числовое обозначение классов точности. Средствам измерений, предназначенным для измерения двух и более физических величин, допускается присваивать различные классы точности для каждой измеряемой величины. Средствам измерений с двумя или более переключаемыми диапазонами измерений также допускается присваивать два или более класса точности.

Если нормируется предел допускаемой абсолютной основной погрешности, или в различных поддиапазонах измерений установлены разные значения пределов допускаемой относительной основной погрешности, то, как правило, применяется буквенное обозначение классов. Так, например платиновые термометры сопротивления изготавливают с классом допуска **A** или классом допуска **B**.

При этом для класса **A** установлен предел допускаемой абсолютной основной погрешности

$$\Delta_{\max} = (0,15 + 0,001 \cdot t_x),$$

а для класса **B**

$$\Delta_{\max} = \pm(0,3 + 0,005 \cdot t_x),$$

где t_x – температура измеряемой среды.

Если для средств измерений того или иного типа нормируется одно значение предельно-допустимой приведенной основной погрешности, или одно значение предельно-допустимой относительной основной погрешности, или указываются значения **c** и **d**, то для обозначения классов точности используются десятичные числа. В соответствии с ГОСТом 8.401-80 для обозначения классов точности допускается применение следующих чисел:

$1 \cdot 10^n$; $1,5 \cdot 10^n$; $2 \cdot 10^n$; $2,5 \cdot 10^n$; $4 \cdot 10^n$; $5 \cdot 10^n$; $6 \cdot 10^n$, где $n = 0, -1, -2$, и т.д.

Для средств измерений с преобладающей аддитивной погрешностью численное значение класса точности выбирается из указанного ряда равным предельно-допустимому значению приведенной основной погрешности, выраженной в процентах. Для средств измерений с преобладающей мультипликативной погрешностью численное значение класса точности соответствует пределу допускаемой относительной основной погрешности также выраженной в процентах. Для средств измерений с соизмеримыми аддитивными и мультипликативными погрешностями числа **c** и **d** также выбираются из указанного выше ряда. При этом класс точности средства измерений обозначается двумя числами, разделенными косой чертой, например, 0,05/0,02. В этом случае **c** = 0,05% ; **d** = 0,02%. Примеры обозначений классов точности в документации и на средствах измерений, а также расчетные формулы для оценки пределов допускаемой основной погрешности приведены в таблице 4.

Примеры обозначений классов точности средств измерений и расчетные формулы для оценки пределов допустимой основной погрешности

Форма представления нормируемой основной погрешности	Примеры обозначения класса точности		Расчетные формулы для оценки пределов допускаемой основной погрешности	Примечания
	В документации	На средствах измерений		
Нормируется предел допускаемой абсолютной основной погрешности	Варианты: - класс B ; - класс допуска B ; - класс точности B .	B	$\Delta_{\max} = \pm a$ или $\Delta_{\max} = \pm(a + bx)$ $\delta_{\max} = \pm \frac{a}{x} \cdot 100\%$ или $\delta_{\max} = \pm \left(\frac{a}{x} + b \right) \cdot 100\%$	Значения a и b приводятся в документации на средство измерений.
Нормируется предел допускаемой приведенной основной погрешности	Варианты: - класс точности 1,5 - не обозначается.	1,5	$\Delta_{\max} = \pm \frac{\gamma \cdot x_{\max}}{100}$, $\gamma = 1,5\%$ $\delta_{\max} = \pm \gamma \cdot \frac{x_{\max}}{x}$, где $x_{\max}$ – предел измерений.	Для приборов с равномерной шкалой и нулевой отметкой в начале шкалы
	Варианты: - класс точности 2,5; - не обозначается	∇	$\Delta l_{\max} = \pm \frac{\gamma \cdot L}{100}$, $\gamma = 2,5\%$ $\Delta l_{\max}$ - предел допускаемой абсолютной погрешности в мм. L - длина всей шкалы.	Для приборов с неравномерной шкалой. Длина шкалы указывается в документации.
Нормируется предел допускаемой относительной основной погрешности	Класс точности 0,5.	0,5	$\delta_{\max} = \pm b \cdot 100\% = \pm 0,5\%$ $\Delta_{\max} = \pm \frac{\delta_{\max} \cdot x}{100}$	Для средств измерений с преобладающей мультипликативной погрешностью.
	Варианты: - класс точности 0,02/0,01; - не обозначается.	0,02/0,01	$\delta_{\max} = \pm \left[0,02 + 0,01 \left(\frac{x_{\max}}{x} - 1 \right) \right] \%$ $\Delta_{\max} = \pm \frac{\delta_{\max} \cdot x}{100}$	Для средств измерений с соизмеримыми аддитивной и мультипликативной погрешностью

8 Погрешности измерений

При выполнении практических измерений важно оценить их точность. Термин «точность измерений» не имеет строго определения и используется для качественного сравнения измерительных операций. Для количественной оценки применяют термин «погрешность результата измерений». Оценка погрешности измерений одна из важнейших задач обеспечения единства измерений.

Для практических целей рассматривают систематические и случайные погрешности, выраженные в абсолютной, относительной или приведённой форме.

Абсолютная погрешность Δ – отклонение результата измерения x от действительного x_0 значения измеряемой величины, выраженное в единицах измерения (абсолютная погрешность может быть положительной или отрицательной):

$$\Delta = x - x_0 . \quad (6)$$

Относительная погрешность δ – отношение абсолютной погрешности к действительному значению измеряемой величины, выраженное в процентах:

$$\delta = \pm \frac{\Delta}{x_0} \cdot 100, \% . \quad (7)$$

Приведённая погрешность γ – отношение абсолютной погрешности к нормирующему x_N значению, выраженное в процентах:

$$\gamma = \pm \frac{\Delta}{x_N} \cdot 100, \% . \quad (8)$$

Нормирующее значение выбирают в зависимости от вида и характера шкалы прибора и принимают равным:

- конечному значению рабочей части шкалы, если нулевая отметка на краю или вне рабочей части шкалы;
- сумме конечных значений шкалы (без учёта знаков), если нулевая отметка внутри шкалы;
- номинальному значению, если прибор предназначен для измерения отклонения величины от номинального значения.

В практике измерений для определения действительного значения к показанию прибора вводят *поправку* c , которая численно равна абсолютной погрешности, взятой с обратным знаком:

$$\pm c = \mp \Delta . \quad (9)$$

Поправку алгебраически складывают с результатом измерений:

$$x_0 = x + (\pm c) . \quad (10)$$

В качестве действительного значения величины при многократных повторных измерениях принимают среднее арифметическое значение:

$$x_o = \bar{x} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i. \quad (11)$$

Для оценки отклонения отдельных результатов измерения относительно среднего определяют средне квадратичное отклонение:

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}{n(n-1)}}. \quad (12)$$

Доверительным интервалом $\pm \Delta_r$ называют интервал, который с заданной вероятностью, называемой **доверительной вероятностью** P_d накрывает истинное значение измеряемой величины.

При определении доверительных интервалов необходимо, прежде всего, учитывать, что закон распределения погрешностей, получаемых при проведении многократных измерений, при числе измерений в серии меньше 30, описывается не нормальным законом распределения, а так называемым законом распределения Стьюдента. И, в этих случаях, величину доверительного интервала обычно оценивают по формуле:

$$\Delta_r = t(P_d, n) \cdot \sigma_{\bar{x}}, \quad (13)$$

где $t(P_d, n)$ - так называемый коэффициент Стьюдента.

В таблице Приложения Б приведены значения коэффициентов Стьюдента $t(P_d, n)$ в зависимости от заданной доверительной вероятности и числа проведенных наблюдений n . При выполнении измерений обычно задаются доверительной вероятностью 0,95 или 0,99.

В зависимости от характера проявления, причин возникновения, и возможностей устранения различают разновидности погрешности:

- *систематическая* – остаётся постоянной или изменяется закономерно при повторных измерениях одного и того же параметра;

- *случайная* – изменяется случайным образом при повторных измерениях одного и того же параметра. Значение случайной погрешности заранее не известно, возникает из-за множества не уточнённых факторов, может быть уменьшено обработкой результатов измерений;

- *грубая (промах)* – возникает из-за ошибок оператора, неисправности СИ, резких изменений условий измерений. Грубые погрешности выявляют и устраняют в результате обработки результатов измерений.

Систематическая погрешность имеет составляющие:

- *субъективная* – составляющая систематической погрешности измерений, обусловленная индивидуальными особенностями оператора;

- *методическая* – составляющая систематической погрешности измерений, обусловленная несовершенством принятого метода измерений;

- *инструментальная* – составляющая погрешности измерения, обусловленная погрешностью применяемого средства измерений.

Систематическая погрешность может быть исключена или уменьшена за счёт устранения источников погрешности до начала измерений различными приемами (рандомизация, внесение известных поправок).

В ряде случаев определяют общую погрешность Δ_{Σ} как сумму систематической Δ_c и случайной Δ_0 погрешностей:

$$\Delta_{\Sigma} = \Delta_c + \Delta_0. \quad (14)$$

В зависимости от изменения её величины погрешность измерения может быть:

- *аддитивная* – не изменяется во всём диапазоне измерения;

- *мультипликативная* – изменяется пропорционально измеряемой величине.

В большинстве случаев аддитивная и мультипликативная составляющие действуют одновременно.

В процессе эксплуатации СИ метрологические характеристики и параметры СИ претерпевают изменения. Эти изменения носят случайный монотонный или флуктуирующий характер и приводят к отказам. Важнейший параметр – *надёжность* - характеризует поведение СИ с течением времени и включает понятия:

- *стабильность* – способность сохранять МХ неизменными;

- *безотказность* – свойство непрерывно сохранять работоспособное состояние в течение некоторого времени;

- *долговечность* – возможность сохранения работоспособности до наступления предельного состояния;

- *ремонтпригодность* – приспособленность к поддержанию работоспособного состояния посредством технического обслуживания и ремонта;

- *сохраняемость* – свойство поддерживать показатели надёжности в течение и после хранения, транспортировки.

9 Правила округления и записи результата измерений

Нормирование пределов допустимых погрешностей средств измерений производится указанием значения погрешностей с одной или двумя значащими цифрами. По этой причине при расчете значений погрешностей измерений также должны быть оставлены только первые одна или две значащие цифры. Для округления используются следующие правила:

1. Погрешность результата измерения указывается двумя значащими цифрами, если первая из них более 2, и одной значащей цифрой, если первая из них 3 или более.

2. Показание прибора округляется до того же десятичного разряда, которым заканчивается округленное значение абсолютной погрешности.

3. Округление производится в окончательном ответе, промежуточные вычисления выполняют с одной-двумя избыточными цифрами.

Пример 1

- показание прибора 5,361 В;
- вычисленное значение абсолютной погрешности $\pm 0,284$ В;
- округленное значение абсолютной погрешности $\pm 0,26$ В;
- результат измерения $(5,36 \pm 0,26)$ В.

Пример 2

- показание прибора 35,67 мА;
- вычисленное значение абсолютной погрешности $\pm 0,541$ мА;
- округленное значение абсолютной погрешности $\pm 0,5$ мА;
- результат измерения $(35,7 \pm 0,5)$ мА.

Пример 3

- вычисленное значение относительной погрешности $\pm 1,268$ %;
- округленное значение относительной погрешности $\pm 1,3$ %.

Пример 4

- вычисленное значение относительной погрешности $\pm 0,367$ %;
- округленное значение относительной погрешности $\pm 0,4$ %.

10 Метрологическое обеспечение, службы и организации

Метрологическое обеспечение (МО) – установление и применение научных и организационных основ, технических средств, правил, норм, необходимых для достижения единства и требуемой точности измерений. Основная тенденция развития МО – переход от обеспечения единства и требований точности измерений к принципиально новой задаче обеспечения качества измерений.

Качество измерений – совокупность свойств СИ, обеспечивающих получение в установленный срок результатов измерения с требуемой точностью, достоверностью, правильностью, сходимостью и воспроизводимостью.

Точность измерения – степень близости результата измерения к истинному значению измеряемой величины.

Правильность измерения – степень близости систематической погрешности измерения к нулю.

Достоверность измерения – степень близости случайной погрешности к нулю.

Сходимость результатов измерения – близость результатов двух испытаний, полученных одним методом, на идентичных установках, в одной лаборатории.

Воспроизводимость результатов измерения – близость результатов двух испытаний, полученных в разных лабораториях.

МО имеет научную, организационную, нормативную и техническую составляющие. Разработка и проведение мероприятий МО возложено на МС.

Функции МО - обеспечение измерений, испытаний, контроля в целом а также параметров:

- технологических процессов, производств, организаций;
- продукции на всех стадиях её жизненного цикла.

Основные задачи МО:

- установление рациональной номенклатуры измеряемых параметров и оптимальных норм точности измерений при контроле качества продукции;
- технико-экономическое обоснование выбора СИ, установление их рациональной номенклатуры;
- стандартизация, унификация и агрегатирование применяемой контрольно-измерительной техники;
- поверка, метрологическая аттестация и калибровка контрольно-измерительного и испытательного оборудования;
- проведение метрологической экспертизы проектов нормативной, конструкторской и технологической документации;
- подготовка работников соответствующих служб предприятий к выполнению контрольно-измерительных операций.

Государственное управление деятельности по обеспечению единства измерений в России осуществляет Федеральное агентство РФ по техническому регулированию и метрологии, в ведении которой находятся организации:

- *Государственная метрологическая служба (ГМС);*
- *Государственная служба времени и частоты и определения параметров вращения земли (ГСВЧ);*
- *Государственная служба стандартных образцов состава и свойств веществ и материалов (ГССО);*
- *Государственная служба стандартных справочных данных о физических константах и свойствах веществ и материалов (ГСССД).*

Основные задачи Федерального агентства РФ по техническому регулированию и метрологии в области метрологии:

- реализация государственной политики в сфере метрологии, установление и использование стандартов, эталонов, единиц величин;
- осуществление мер по защите прав потребителей и интересов государства в области контроля за соблюдением безопасности товаров (услуг);
- организация функционирования систем обеспечения единства измерений, аккредитации, сбора и анализа научно-технической информации;
- проведение государственного метрологического контроля;

Росстандарт сотрудничает с международными организациями по метрологии:

- *Международное бюро мер и весов (МБМВ);*
- *Генеральная конференция мер и весов (ГКМВ);*
- *Международный комитет мер и весов (МКМВ);*
- *Международная организация законодательной метрологии (МОЗМ);*
- *Международная конференция по измерительной технике и приборостроению (ИМЕКО);*

- *Международная организация по стандартизации (ИСО)* в составе технического комитета «Величины, единицы, обозначения и переводные множители»;
- *Международная электротехническая комиссия (МЭК)*.

Проблемы метрологии в рамках СНГ решает Межгосударственный совет, созданный в соответствии с межправительственным документом «Соглашение о проведении согласованной политики в области стандартизации, метрологии и сертификации».

Государственная метрологическая служба (ГМС) – служба, которая несёт ответственность за метрологическое обеспечение измерений в стране на межотраслевом уровне и осуществляет государственный контроль и надзор. ГМС находится в подчинении Федерального агентства РФ по техническому регулированию и метрологии и имеет в своём составе:

- государственные научно-метрологические центры (ГНМЦ);
- территориальные органы ГМС.

Основные функции ГНМЦ:

- создание, совершенствование, хранение, применение государственных эталонов единиц величин, сличение с международными эталонами;
- выполнение фундаментальных и прикладных научно - исследовательских и опытно-конструкторских работ в области метрологии;
- разработка и совершенствование научных, нормативных, организационных и экономических основ деятельности по метрологии;
- проведение государственных испытаний СИ;
- взаимодействие с метрологическими службами (МС) федеральных органов исполнительной власти, предприятий, организаций;
- информационное обеспечение предприятий и организаций по вопросам метрологии, подготовка и переподготовка.

Метрологические службы государственных органов управления РФ и юридических лиц – службы, создаваемые в соответствии с законом «Об обеспечении единства измерений» в органах государственного управления, на предприятиях и в организациях для реализации МО.

Создание МС обязательно в сферах государственного регулирования единства измерений перечисленных в приложении А.

МС юридических лиц - самостоятельные структурные подразделения, во главе с представителем администрации, аккредитованные органами Федерального агентства РФ по техническому регулированию и метрологии. В состав МС входят калибровочные, поверочные лаборатории, подразделения по обслуживанию и ремонту СИ.

11 Формы государственного регулирования в области обеспечения единства измерений

Государственное регулирование в области обеспечения единства измерений осуществляется в следующих формах:

- 1) утверждение типа стандартных образцов или типа средств измерений;
- 2) поверка средств измерений;

- 3) метрологическая экспертиза;
- 4) государственный метрологический надзор;
- 5) аттестация методик (методов) измерений;
- 6) аккредитация юридических лиц и индивидуальных предпринимателей на выполнение работ и (или) оказание услуг в области обеспечения единства измерений.

12 Государственный метрологический надзор

Государственный метрологический надзор - контрольная деятельность в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, осуществляемая уполномоченными федеральными органами исполнительной власти и заключающаяся в систематической проверке соблюдения установленных законодательством Российской Федерации обязательных требований, а также в применении установленных законодательством Российской Федерации мер за нарушения, выявленные во время надзорных действий.

Государственный метрологический надзор осуществляется за:

- соблюдением обязательных требований в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений к измерениям, единицам величин, а также к эталонам единиц величин, стандартным образцам, средствам измерений при их выпуске из производства, ввозе на территорию Российской Федерации, продаже и применении на территории Российской Федерации;
- наличием и соблюдением аттестованных методик (методов) измерений;
- соблюдением обязательных требований к отклонениям количества фасованных товаров в упаковках от заявленного значения.

Государственный метрологический надзор распространяется на деятельность юридических лиц и индивидуальных предпринимателей, осуществляющих:

- измерения, относящиеся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений;
- выпуск из производства предназначенных для применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений эталонов единиц величин, стандартных образцов и средств измерений, а также их ввоз на территорию Российской Федерации, продажу и применение на территории Российской Федерации;
- расфасовку товаров.

Юридические лица и индивидуальные предприниматели, осуществляющие выпуск из производства предназначенных для применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений эталонов единиц величин, стандартных образцов и средств измерений, а также их ввоз на территорию Российской Федерации и продажу, обязаны уведомлять о данной деятельности федеральный орган исполнительной власти, осуществляющий функции по государственному метрологическому надзору, не позднее трех месяцев со дня ее осуществления. Порядок уведомления устанавливается федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по выработке государствен-

ной политики и нормативно-правовому регулированию в области обеспечения единства измерений.

Обязательные требования к отклонениям количества фасованных товаров в упаковках от заявленного значения при их расфасовке устанавливаются техническими регламентами. В технических регламентах также могут содержаться обязательные требования к оборудованию, используемому для расфасовки и контроля расфасовки, правила оценки соответствия отклонения количества фасованных товаров в упаковках от заявленного значения, обязательные требования к упаковке, маркировке или этикеткам фасованных товаров и правилам их нанесения.

Обязанность проведения проверок при осуществлении государственного метрологического надзора возлагается на должностных лиц федеральных органов исполнительной власти, осуществляющих государственный метрологический надзор, и их территориальных органов.

Должностные лица, проводящие проверку, при предъявлении служебного удостоверения и распоряжения федерального органа исполнительной власти, осуществляющего государственный метрологический надзор, о проведении проверки вправе:

- посещать объекты (территории и помещения) юридических лиц и индивидуальных предпринимателей в целях осуществления государственного метрологического надзора во время исполнения служебных обязанностей;
- получать документы и сведения, необходимые для проведения проверки.

Должностные лица, осуществляющие государственный метрологический надзор, обязаны:

- проверять соответствие используемых единиц величин единицам величин, допущенным к применению в Российской Федерации;
- проверять состояние и применение эталонов единиц величин, стандартных образцов и средств измерений в целях установления их соответствия обязательным требованиям;
- проверять наличие и соблюдение аттестованных методик (методов) измерений;
- проверять соблюдение обязательных требований к измерениям и обязательных требований к отклонениям количества фасованных товаров в упаковках от заявленного значения;
- проверять соблюдение установленного порядка уведомления о своей деятельности юридическими лицами и индивидуальными предпринимателями;
- соблюдать государственную, коммерческую, служебную и иную охраняемую законом тайну.

При выявлении нарушений должностное лицо, осуществляющее государственный метрологический надзор, обязано:

- запрещать выпуск из производства, ввоз на территорию Российской Федерации и продажу предназначенных для применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений стандартных образцов и средств измерений неутвержденных типов или предназначенных для применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений стандартных

образцов и средств измерений, не соответствующих обязательным требованиям (за исключением выпуска из производства и ввоза на территорию Российской Федерации стандартных образцов или средств измерений, предназначенных для проведения испытаний стандартных образцов или средств измерений в целях утверждения типа);

- запрещать применение стандартных образцов и средств измерений неутвержденных типов или стандартных образцов и средств измерений, не соответствующих обязательным требованиям, а также не поверенных средств измерений при выполнении измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений;

- наносить на средства измерений знак непригодности в случаях, когда средство измерений не соответствует обязательным требованиям;

- давать обязательные к исполнению предписания и устанавливать сроки устранения нарушений установленных законодательством Российской Федерации обязательных требований;

- в случаях, предусмотренных законодательством Российской Федерации, направлять материалы о нарушениях требований законодательства Российской Федерации об обеспечении единства измерений в судебные и следственные органы, а также в федеральный орган исполнительной власти, осуществляющий аккредитацию в области обеспечения единства измерений;

- применять иные меры в соответствии с законодательством Российской Федерации.

Форма знака непригодности средств измерений и порядок его нанесения устанавливаются федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по выработке государственной политики и нормативно-правовому регулированию в области обеспечения единства измерений.

Руководитель поверенного предприятия на основе акта проверки обязан утвердить сроки и план организационно-технических мероприятий по устранению выявленных нарушений.

13 Утверждение типа стандартных образцов или типа средств измерений

Утверждение типа стандартных образцов или типа средств измерений - документально оформленное в установленном порядке решение о признании соответствия типа стандартных образцов или типа средств измерений метрологическим и техническим требованиям (характеристикам) на основании результатов испытаний стандартных образцов или средств измерений в целях утверждения типа;

Тип стандартных образцов или тип средств измерений, применяемых в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, подлежит обязательному утверждению. При утверждении типа средств измерений устанавливаются показатели точности, интервал между поверками средств измерений, а также методика поверки данного типа средств измерений.

Государственные испытания СИ – обязательные испытания СИ в сферах распространения государственного метрологического контроля и надзора с последующим утверждением их типа.

Решение об утверждении типа стандартных образцов или типа средств измерений принимается федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по оказанию государственных услуг и управлению государственным имуществом в области обеспечения единства измерений, на основании положительных результатов испытаний стандартных образцов или средств измерений в целях утверждения типа.

Утверждение типа стандартных образцов или типа средств измерений удостоверяется свидетельством об утверждении типа стандартных образцов или типа средств измерений, выдаваемым федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по оказанию государственных услуг и управлению государственным имуществом в области обеспечения единства измерений. В течение срока действия свидетельства об утверждении типа средств измерений интервал между поверками средств измерений может быть изменен только федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по оказанию государственных услуг и управлению государственным имуществом в области обеспечения единства измерений.

На каждый экземпляр средств измерений утвержденного типа, сопроводительные документы к указанным средствам измерений и на сопроводительные документы к стандартным образцам утвержденного типа наносится знак утверждения их типа. Конструкция средства измерений должна обеспечивать возможность нанесения этого знака в месте, доступном для просмотра. Если особенности конструкции средства измерений не позволяют нанести этот знак непосредственно на средство измерений, он наносится на сопроводительные документы.

Испытания стандартных образцов или средств измерений в целях утверждения типа проводятся юридическими лицами, аккредитованными в установленном порядке в области обеспечения единства измерений.

Сведения об утвержденных типах стандартных образцов и типах средств измерений вносятся в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

Юридические лица и индивидуальные предприниматели, осуществляющие разработку, выпуск из производства, ввоз на территорию Российской Федерации, продажу и использование на территории Российской Федерации не предназначенных для применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений стандартных образцов и средств измерений, могут в добровольном порядке представлять их на утверждение типа стандартных образцов или типа средств измерений.

14 Поверка средств измерений

Поверка средств измерений (далее также - поверка) - совокупность операций, выполняемых в целях подтверждения соответствия средств измерений метрологическим требованиям.

Поверку проводят в соответствии с методиками поверки, требованиями, изложенными в соответствующих метрологических инструкциях. Основной МХ, определяемой при поверке, является погрешность, величина которой не должна превышать допустимое значение. При поверке чаще всего используют методы:

- непосредственного сравнения измеряемых величин и величин, воспроизводимых рабочими эталонами;
- непосредственного сличения показаний поверяемого и эталонного приборов при одновременном измерении одной и той же величины.

Поверка бывает первичная, периодическая, внеочередная, экспертная.

Первичная поверка – проводится при выпуске прибора.

Периодическая поверка – выполняется через определённые промежутки времени в процессе эксплуатации или хранения прибора.

Внеочередная проверка – проходит до наступления срока периодической после длительного хранения, повторной настройки, ударного воздействия.

Экспертная поверка – организуется органом ГМС при возникновении спорных ситуаций по МХ, исправности, пригодности СИ к применению.

Средства измерений, предназначенные для применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, до ввода в эксплуатацию, а также после ремонта подлежат первичной поверке, а в процессе эксплуатации - периодической поверке.

Требования к организации и проведению поверки СИ устанавливают правила ПР 50.2.006-94.

Применяющие средства измерений в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений юридические лица и индивидуальные предприниматели обязаны своевременно представлять эти средства измерений на поверку.

Поверку средств измерений осуществляют аккредитованные в установленном порядке в области обеспечения единства измерений юридические лица и индивидуальные предприниматели.

Правительством Российской Федерации устанавливается перечень средств измерений, поверка которых осуществляется только аккредитованными в установленном порядке в области обеспечения единства измерений государственными региональными центрами метрологии.

Результаты поверки средств измерений удостоверяются знаком поверки и (или) свидетельством о поверке. Конструкция средства измерений должна обеспечивать возможность нанесения знака поверки в месте, доступном для просмотра. Если особенности конструкции или условия эксплуатации средства измерений не позволяют нанести знак поверки непосредственно на средство измерений, он наносится на свидетельство о поверке.

Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке устанавливаются федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по выработке государственной политики и нормативно-правовому регулированию в области обеспечения единства измерений.

Сведения о результатах поверки средств измерений, предназначенных для применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, передаются в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений проводящими поверку средств измерений юридическими лицами и индивидуальными предпринимателями.

Средства измерений, не предназначенные для применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, могут подвергаться поверке в добровольном порядке.

Правила ПР 50.2.011-94 устанавливают порядок ведения в РФ *Государственного реестра СИ*, который предназначен для:

- учёта выданных сертификатов об утверждении типа СИ;
- создания централизованного информационного фонда о СИ, допущенных к производству, выпуску в обращение и применению в РФ;
- учёта типовых программ испытаний СИ;
- организации информационного обслуживания заинтересованных лиц.

15 Калибровка средств измерений

Калибровка (калибровочные работы) – совокупность операций, выполняемых с целью определения и подтверждения действительных значений МХ и пригодности к применению СИ, не подлежащего государственному надзору.

Для проведения калибровки создана *Российская система калибровки (РСК)* – совокупность субъектов деятельности и калибровочных работ, направленных на обеспечение единства измерений в сферах, не подлежащих государственному регулированию обеспечения единства измерений. Такие СИ могут в добровольном порядке подвергаться калибровке.

Основные направления деятельности РСК:

- регистрация органов, осуществляющих аккредитацию МС юридических лиц на право проведения калибровочных работ;
- установление основных принципов и правил РСК;
- аккредитация МС юридических лиц на право проведения калибровки;
- проведение калибровочных работ;
- установление основных принципов и правил РСК;
- организационное, методическое и информационное обеспечение РСК;
- инспекционный контроль за проведением калибровочных работ.

Калибровка средств измерений выполняется с использованием эталонов единиц величин, прослеживаемых к государственным первичным эталонам соответствующих единиц величин, а при отсутствии соответствующих государственных первичных эталонов единиц величин - к национальным эталонам единиц величин иностранных государств.

Выполняющие калибровку средств измерений юридические лица и индивидуальные предприниматели в добровольном порядке могут быть аккредитованы в области обеспечения единства измерений.

Результаты калибровки средств измерений, выполненной аккредитованными в установленном порядке в области обеспечения единства измерений юри-

дическими лицами или индивидуальными предпринимателями, могут быть использованы при поверке средств измерений в порядке, установленном федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по выработке государственной политики и нормативно-правовому регулированию в области обеспечения единства измерений.

Организации, проводящие калибровочные работы, должны иметь:

- поверенные средства калибровки – эталоны, установки, другие СИ, применяемые для передачи размера единиц калибруемым СИ;
- документы, регламентирующие организацию и проведение калибровочных работ;
- квалифицированный персонал, помещение, удовлетворяющее нормативным требованиям.

Результаты калибровки удостоверяют калибровочным знаком, наносимым на СИ, свидетельством о калибровке, записью в эксплуатационных документах.

16 Метрологическая экспертиза

Метрологическая экспертиза - анализ и оценка правильности установления и соблюдения метрологических требований применительно к объекту, подвергаемому экспертизе. Метрологическая экспертиза проводится в обязательном (обязательная метрологическая экспертиза) или добровольном порядке.

Содержащиеся в проектах нормативных правовых актов Российской Федерации требования к измерениям, стандартным образцам и средствам измерений подлежат обязательной метрологической экспертизе. Заключение обязательной метрологической экспертизы в отношении указанных требований рассматриваются принимающими эти акты федеральными органами исполнительной власти. Обязательная метрологическая экспертиза содержащихся в проектах нормативных правовых актов Российской Федерации требований к измерениям, стандартным образцам и средствам измерений проводится государственными научными метрологическими институтами.

Обязательная метрологическая экспертиза стандартов, продукции, проектной, конструкторской, технологической документации и других объектов проводится также в порядке и случаях, предусмотренных законодательством Российской Федерации. Указанную экспертизу проводят аккредитованные в установленном порядке в области обеспечения единства измерений юридические лица и индивидуальные предприниматели.

Порядок проведения обязательной метрологической экспертизы содержащихся в проектах нормативных правовых актов Российской Федерации требований к измерениям, стандартным образцам и средствам измерений устанавливается федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по выработке государственной политики и нормативно-правовому регулированию в области обеспечения единства измерений.

В добровольном порядке может проводиться метрологическая экспертиза продукции, проектной, конструкторской, технологической документации и дру-

гих объектов, в отношении которых законодательством Российской Федерации не предусмотрена обязательная метрологическая экспертиза.

17 Анализ и оценка состояния измерений

Анализ состояния измерений – анализ состояния измерений, испытаний и контроля на предприятии с целью установления соответствия достигнутого уровня МО определённым требованиям и разработка на этой основе предложений по его улучшению.

В процессе анализа устанавливают:

- влияние состояния измерений, контроля и испытаний на основные технико-экономические показатели деятельности предприятия;
- наличие и потребность в необходимых нормативных документах;
- оснащённость предприятия современным КИО и потребность в нём;
- состояние организационной структуры и деятельности МС, потребность в специалистах-метрологах;
- техническое и метрологическое состояние КИО, обеспеченность ремонтом, поверкой, калибровкой.

Работу по анализу состояния измерений на предприятии проводят под руководством МС федерального органа исполнительной власти, юридического лица. На предприятии анализ осуществляют добровольно с периодичностью раз в два года или в обязательном порядке при аттестации производства, сертификации систем качества, аккредитации испытательных и метрологических лабораторий. Результаты оформляют актом.

В случае необходимости установления соответствия условий выполнения измерений требованиям Российского законодательства в области обеспечения единства измерений проводят оценку состояния измерений по МИ 2427-97.

Эту оценку состояния измерений осуществляют для:

- установления соответствия достигнутого уровня метрологического обеспечения измерений современным требованиям;
- официального удостоверения наличия в лаборатории условий, необходимых для выполнения измерений (например, для получения лицензии на вид деятельности и т.п.).

При фиксировании в акте оценки наличия условий для выполнения измерений в закреплённой за лабораторией области деятельности, ответственные за проведение оценки, оформляет свидетельство о состоянии измерений на предприятии со сроком действия до 5 лет.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Практически во всех сферах деятельности человека интенсивно применяют результаты измерений, испытаний, исследований. Важность метрологической деятельности в стране подтверждена тем, что Федеральный закон Российской Федерации «Об обеспечении единства измерений», принят в пакете с законами «О защите прав потребителей». ФЗ «Об обеспечении единства измерений» устанавливает правовые основы обеспечения единства измерений в стране, регламентирует отношения государственных органов управления с юридическими и физическими лицами по вопросам, связанным с измерениями.

В экономически развитых странах расходы на операции, связанные с измерениями, достигают 15% затрат общественного труда. Перспективные направления развития метрологии составляют разработка принципиально новых средств измерений, улучшение метрологических характеристик и методик выполнения измерений, совершенствование эталонной базы. Широкое применение получают цифровые методы обработки результатов измерений. Намечен переход к эталонам единиц физических величин, основанным на квантовых эффектах. Такие эталоны не подвержены влиянию атмосферных условий, времени, географической широты местности.

Метрологические организации и службы Российской Федерации под руководством Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии ведут активную работу по совершенствованию законодательной базы метрологии.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Нормативно-правовые основы метрологии.
2. Физические свойства, величины. Измерение ФВ.
3. Системы единиц физических величин. Система SI.
4. Виды, методы измерений.
5. Средства измерений.
6. Метрологические характеристики СИ.
7. Погрешности измерений.
8. Метрологическое обеспечение, службы и организации.
9. Международные организации по метрологии.
10. Поверка, калибровка СИ.
11. Государственный метрологический надзор.
12. Государственные испытания, утверждение типа СИ.
13. Метрологическая экспертиза.
14. Анализ и оценка состояния измерений.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.

1. Сергеев А.Г., Латышев М.В., Терегеря В.В. Метрология, стандартизация, сертификация: Учебное пособие. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – М.: Логос, 2010. – 560 с.: ил.
2. Лифиц И.М. Стандартизация, метрология и сертификация: Учебник. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Юрайт-Издат, 2009. – 335 с.
3. Димов Ю.В. Метрология, стандартизация и сертификация. Учебник для вузов. 3-е изд. – СПб.: Питер, 2010. – 464 с.: ил.
4. Яблонский О.П., Иванова В.А. Основы стандартизации, метрологии, сертификации: Учебник. – Ростов на/Д: Феникс, 2010. – 448 с.
5. Радкевич Я.М., Лактионов Б.И., Схиртладзе А.Г. Метрология, стандартизация и сертификация: Учеб. для вузов - 2-е изд., доп. – М.: Издательский центр «Академия», 2010. – 791 с.
6. Крылова Г.Д. Основы стандартизации, сертификации, метрологии: Учебник для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: ЮНИТИ-ДАНА, 2001. – 711 с.
7. Никифоров А.Д., Бакиев Т.А. Метрология, стандартизация и сертификация: Учеб. пособие. – М.: Высш. Школа, 2002. – 422 с. : ил.
8. Басаков М.И. Сертификации продукции и услуг с основами стандартизации и метрологии: Учебное пособие. Издание 2-е, испр. и доп. – Ростов на /Д: издательский центр «МарТ», 2002. – 256 с.
9. Ранеев Г.Г., Тарасенко А.П. Методы и средства измерений: Учебник для вузов. – М.: Издательский центр «Академия», 2003. – 336 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А
(справочное)
**Сферы государственного регулирования
обеспечения единства измерений**

Сферы государственного регулирования обеспечения единства измерений распространяется на измерения, на которые установлены обязательные требования и которые выполняются при:

- 1) осуществлении деятельности в области здравоохранения;
- 2) осуществлении ветеринарной деятельности;
- 3) осуществлении деятельности в области охраны окружающей среды;
- 4) осуществлении деятельности по обеспечению безопасности при чрезвычайных ситуациях;
- 5) выполнении работ по обеспечению безопасных условий и охраны труда;
- 6) осуществлении производственного контроля за соблюдением установленных законодательством Российской Федерации требований промышленной безопасности к эксплуатации опасного производственного объекта;
- 7) осуществлении торговли и товарообменных операций, выполнении работ по расфасовке товаров;
- 8) выполнении государственных учетных операций;
- 9) оказании услуг почтовой связи и учете объема оказанных услуг электро-связи операторами связи;
- 10) осуществлении деятельности в области обороны и безопасности государства;
- 11) осуществлении геодезической и картографической деятельности;
- 12) осуществлении деятельности в области гидрометеорологии;
- 13) проведении банковских, налоговых и таможенных операций;
- 14) выполнении работ по оценке соответствия промышленной продукции и продукции других видов, а также иных объектов установленным законодательством Российской Федерации обязательным требованиям;
- 15) проведении официальных спортивных соревнований, обеспечении подготовки спортсменов высокого класса;
- 16) выполнении поручений суда, органов прокуратуры, государственных органов исполнительной власти;
- 17) осуществлении мероприятий государственного контроля (надзора).

К сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений относятся также измерения, предусмотренные законодательством Российской Федерации о техническом регулировании.

Сфера государственного регулирования обеспечения единства измерений распространяется также на единицы величин, эталоны единиц величин, стандартные образцы и средства измерений, к которым установлены обязательные требования.

ПРИЛОЖЕНИЕ Б
(справочное)
Значения коэффициентов Стьюдента $t(P_d, n)$.

Таблица А.1 - Значения коэффициентов Стьюдента $t(P_d, n)$

n	P_d							
	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	0,95	0,98	0,99
2	1,00	1,38	1,96	3,08	6,31	12,71	31,82	63,66
3	0,82	1,06	1,34	1,89	2,92	4,30	6,97	9,93
4	0,77	0,98	1,25	1,64	2,35	3,18	4,54	5,84
5	0,74	0,94	1,19	1,53	2,13	2,78	3,75	4,60
6	0,73	0,92	1,16	1,48	2,02	2,62	3,37	4,03
7	0,72	0,91	1,13	1,44	1,94	2,45	3,14	3,71
8	0,71	0,90	1,12	1,42	1,90	2,37	3,00	3,50
9	0,71	0,89	1,11	1,40	1,86	2,31	2,90	3,36
10	0,70	0,88	1,10	1,38	1,83	2,26	2,82	3,25
16	0,69	0,87	1,07	1,34	1,75	2,13	2,60	2,95
25	0,69	0,86	1,06	1,32	1,71	2,06	2,49	2,80

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФГБОУ ВО «Уральский государственный горный университет»

УТВЕРЖДАЮ
Проректор по учебно-методическому
комплексу
С.А. Упоров



**МЕТОДИЧЕСКИЕ МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ
РАБОТЫ СТУДЕНТОВ**

**МЕТРОЛОГИЯ, СТАНДАРТИЗАЦИЯ
И СЕРТИФИКАЦИЯ
(КОНСПЕКТ ЛЕКЦИЙ)**

ЧАСТЬ 2

«СТАНДАРТИЗАЦИЯ»

Специальность

21.05.03 Технология геологической разведки

Автор: Глушкова Т.А., к.т.н.

Одобен на заседании кафедры

Геофизики

(название кафедры)

Зав.кафедрой

Талалай А. Г.

(Фамилия И.О.)

Протокол № 12 от 05.03. 2020

(Дата)

Рассмотрен методической комиссией
факультета

(название факультета)

Председатель

Бондарев В. И.

(Фамилия И.О.)

Протокол № 7 от 20.03. 2020

(Дата)

Екатеринбург
2020

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
1 Правовые основы стандартизации.....	5
2 Основные понятия.....	5
3 Цели, задачи стандартизации.....	7
4 Принципы стандартизации.....	8
5 Национальный орган Российской Федерации по стандартизации.....	9
6 Государственный контроль (надзор) за соблюдением требований технических регламентов.....	11
7 Национальная система стандартизации.....	13
8 Международные, региональные организации по стандартизации.....	19
9 Информационное обеспечение стандартизации.....	23
10 Работы по стандартизации.....	24
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	29
КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ.....	29
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	29
Приложение А Перечень систем стандартов.....	30
Приложение Б Нормативные документы по стандартизации.....	31
Приложение В Общероссийские классификаторы.....	33

ВВЕДЕНИЕ

Современный этап развития мирового сообщества характерен:

- высокими темпами интенсификации производства;
- применением широкого спектра машин, аппаратов, приборов, технологической оснастки, оборудования и инструмента;
- использованием широкой номенклатуры новых веществ, новейших материалов и современных технологий;
- применением локальных и глобальных информационных систем.
- расширением международных экономических и торговых связей.

В этих условиях в экономически развитых странах уделяют огромное внимание стандартизации как важнейшему направлению совершенствования технического уровня и качества продукции на всех стадиях её жизненного цикла - научные разработки, проектирование, производство, упаковка и маркировка, хранение, транспортировка, реализация, эксплуатация, утилизация.

Стандартизация охватывает разработку и применение норм, правил, которые отражают действие объективных технико-экономических законов и оказывают в государственном и мировом масштабах существенное позитивное влияние:

- развитие всех отраслей экономики;
- совершенствование управления экономикой и предприятиями;
- увеличение промышленного производства и рост ВВП;
- управление качеством продукции, квалификацией персонала;
- улучшение использования основных фондов, природных богатств;
- разработку и внедрение энергосберегающих, ресурсосберегающих, малоотходных технологий;
- состояние окружающей среды;
- расширение международных экономических связей и торговли.

Законодательную основу стандартизации в Российской Федерации составляют федеральные законы:

- «О защите прав потребителей» от 07.02.92;
- «Об обеспечении единства измерений» № 102-ФЗ от 26.06.2008;
- «О техническом регулировании» от 27.12.02;
- отраслевого характера в части, касающейся стандартизации.

Дальнейшее развитие экономики России связано с развитием промышленного производства, расширением международной торговли и экономического сотрудничества, увеличением количества и технического совершенства товаров, расширением спектра и повышением качества услуг на базе широкого применения международных и национальных стандартов.

Стандартизация - деятельность по установлению правил и характеристик в целях их добровольного многократного использования, направленная на достижение упорядоченности в сферах производства и обращения продукции и повышение конкурентоспособности продукции, работ или услуг.

1 Правовые основы стандартизации

Отношения в области стандартизации регулируют и обеспечивают законодательные, нормативные и другие акты РФ:

- Федеральный закон «О техническом регулировании»;
- закон РФ «О защите прав потребителей»;
- Федеральный закон РФ «Об обеспечении единства измерений»;
- федеральные законы отраслевого характера;
- указы Президента РФ;
- нормативные акты (постановления, распоряжения) Правительства РФ;
- подзаконные акты, направленные на решение социально - экономических задач, предусматривающих использование стандартизации;
- приказы национального органа РФ по стандартизации.

В целях усиления роли стандартизации в научно-техническом прогрессе, повышения качества продукции, экономии материально - энергетических ресурсов в РФ действует *система* Стандартизации в Российской Федерации.

Система – комплекс взаимоувязанных правил и положений, определяющих:

- цели и задачи стандартизации;
- структуру органов, подразделений по стандартизации, их права и обязанности;
- организацию и методику проведения работ по стандартизации во всех отраслях;
- порядок разработки, оформления, издания, внедрения стандартов и другой нормативно-технической документации, формы контроля их соблюдения.

ГОСТ Р 1.0-2004 Стандартизация в Российской Федерации. Основные положения.

ГОСТ Р 1.2-2004 Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты национальные Российской Федерации. Правила разработки, утверждения, обновления и отмены.

ГОСТ Р 1.4 -2004 Стандарты организаций. Общие положения.

ГОСТ Р 1.5 -2004 Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты национальные Российской Федерации. Правила построения, изложения, оформления и обозначения.

ГОСТ Р 1.8 -2004 Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты межгосударственные. Правила проведения в Российской Федерации работ по разработке, применению, обновлению и прекращению применения

ГОСТ Р 1.10 -2004 Стандартизация в Российской Федерации. Правила стандартизации и рекомендации по стандартизации. Порядок разработки, утверждения, изменения, пересмотра и отмены.

ГОСТ Р 1.12-2004 Стандартизация в Российской Федерации. Термины и определения.

2 Основные понятия

Гармонизация стандарта – приведение его содержания в соответствие с другим стандартом (региональным, международным).

Государственный стандарт (ГОСТ Р) – национальный стандарт, принятый федеральным органом исполнительной власти РФ по стандартизации или строительству.

Классификатор – документ, содержащий систематизированный перечень кодов и наименований объектов классификации и классифицированных группировок, разработанный и утверждённый в установленном порядке, обязательный для применения на различных уровнях.

Международный стандарт – стандарт, принятый международной организацией по стандартизации.

Методические инструкции (МИ) – нормативные документы методического содержания, разработанные организациями, подведомственными национальному органу по стандартизации.

Национальный стандарт – стандарт, утверждённый национальным органом по стандартизации.

Нормативный документ – документ, устанавливающий правила, общие принципы или характеристики, касающиеся различных видов деятельности или их результатов, подзаконный акт, принятый Правительством РФ.

Область стандартизации – совокупность объектов стандартизации.

Объект стандартизации – продукция, работа, процесс или услуга, для которой разрабатывают требования, характеристики, параметры или правила.

Правила (ПР) – нормативный документ, устанавливающий обязательные для применения организационные или общетехнические положения, порядки, методы выполнения работ, в том числе межгосударственные (ПМГ).

Проект стандарта – предлагаемый разработчиком проект нормативного документа, предназначенный для широкого обсуждения, голосования и принятия в качестве стандарта.

Региональный стандарт – стандарт, принятый региональной организацией по стандартизации и доступный широкому кругу пользователей.

Регламент – документ, содержащий обязательные правовые нормы, принятый органом исполнительной власти.

Рекомендации (Р) – нормативный документ, содержащий добровольные для применения организационные или общетехнические положения, порядки, методы выполнения работ, в том числе межгосударственные (РМГ).

Руководящие документы (РД) – нормативные документы методического содержания, разработанные организациями, подведомственными национальному органу по стандартизации.

Стандарт – документ, в котором в целях добровольного многократного использования устанавливаются характеристики продукции, правила осуществления процессов производства, эксплуатации, хранения, перевозки, реализации и утилизации продукции, условия выполнения работ или оказания услуг. Стандарт может со-

держат требования к терминологии, маркировке, этикеткам и правилам их нанесения.

Стандарт научно-технических, инженерных обществ (СТО) - стандарт, разработанный общественным объединением.

Технические условия (ТУ) - нормативный документ, устанавливающий технические требования, которым должна удовлетворять продукция, процесс или услуга.

Технический регламент (ТР) – документ, содержащий технические требования непосредственно или путём ссылки на стандарт, технические условия, либо путём включения содержания этих документов.

3 Цели, принципы, задачи стандартизации

Стандартизация как деятельность по установлению правил и характеристик в сферах производства и обращения продукции имеет общие и конкретные цели.

Стандартизация осуществляется *в целях*:

- повышение уровня безопасности жизни и здоровья граждан, имущества физических и юридических лиц, государственного и муниципального имущества, объектов с учетом риска возникновения чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера, повышение уровня экологической безопасности, безопасности жизни и здоровья животных и растений;

- обеспечение конкурентоспособности и качества продукции (работ, услуг), единства измерений, рационального использования ресурсов, взаимозаменяемости технических средств (машин и оборудования, их составных частей, комплектующих изделий и материалов), технической и информационной совместимости, сопоставимости результатов исследований (испытаний) и измерений, технических и экономико-статистических данных, проведения анализа характеристик продукции (работ, услуг), исполнения государственных заказов, добровольного подтверждения соответствия продукции (работ, услуг);

- содействие соблюдению требований технических регламентов;

- создание систем классификации и кодирования технико-экономической и социальной информации, систем каталогизации продукции (работ, услуг), систем обеспечения качества продукции (работ, услуг), систем поиска и передачи данных, содействие проведению работ по унификации.

Конкретные цели стандартизации относят к:

- определённой области материальной, нематериальной деятельности;
- отрасли производства продукции, оказания услуг;
- предприятию, фирме;
- виду продукции.

4 Принципы стандартизации

Стандартизацию осуществляют в соответствии с *принципами*:

- добровольного применения стандартов;
- максимального учёта при разработке стандартов законных интересов заинтересованных лиц;

- применения международного стандарта как основы разработки национального стандарта, за исключением случаев, когда это невозможно вследствие несоответствия требований международных стандартов климатическим и географическим особенностям РФ, техническим и (или) технологическим особенностям или по иным основаниям, либо РФ выступала против принятия международного стандарта или отдельного его положения;

- недопустимости создания препятствий производству и обращению продукции, выполнению работ и оказанию услуг в большей степени, чем это минимально необходимо для выполнения целей стандартизации;

- недопустимости установления таких стандартов, которые противоречат требованиям ТР;

- обеспечения условий для единообразного применения стандартов.

5 Документы в области стандартизации

К документам по стандартизации, используемым в РФ, относят:

- национальные стандарты;
- правила стандартизации;
- нормы и рекомендации в области стандартизации;
- применяемые в установленном порядке классификации, общероссийские классификаторы технико-экономической и социальной информации;
- стандарты организаций;
- своды правил.

Объектами национальных стандартов могут быть:

- характеристики продукции;
- правила выполнения технических документов;
- правила осуществления процессов постановки на производство, хранения, перевозок, реализации, утилизации;
- правила оказания услуг, выполнения работ;
- терминология в различных областях деятельности;
- требования к маркировке продукции и тары, способам упаковки;
- принципы, нормы, правила в области организации деятельности предприятий.

Объектами стандартов организаций могут быть:

- характеристики продукции;
- принципы, нормы, правила в области различных сторон деятельности предприятия, организации.

Важнейшие, перспективные задачи стандартизации:

- обеспечение взаимопонимания между разработчиком, изготовителем, продавцом и заказчиком, покупателем, потребителем;
- установление оптимальных требований к номенклатуре, качеству продукции в интересах потребителя, государства;
- определение требований по совместимости (конструктивной, электрической, электромагнитной, программной, информационной) и взаимозаменяемости продукции;

- унификация на основе применения параметрических и типоразмерных рядов, базовых конструкций, конструктивно-унифицированных узлов, блочно-модульных составных частей изделий;
- нормативное обеспечение межгосударственных и национальных социально-экономических и научно-технических проектов, инфраструктурных комплексов (транспорт, связь, информационные системы, оборона страны, охрана окружающей среды, безопасность населения);
- определение метрологических норм, правил, положений, требований;
- установление требований к современным ресурсосберегающим и малоотходным технологиям;
- создание и ведение систем классификации, кодирования;
- разработка, внедрение и ведение систем каталогизации для обеспечения потребителей информацией о номенклатуре и технических характеристиках товаров, услуг, процессов;
- содействие выполнению законодательства РФ средствами технического регулирования.

В зависимости от того, участники какого географического, экономического, политического региона мира принимают стандарт, различают уровни стандартизации:

- *международный;*
- *региональный;*
- *национальный;*
- *административно-территориальный.*

В мировом сообществе имеет место тенденция гармонизации национальных стандартов с международными стандартами, которая отвечает интересам экономически развитых и развивающихся стран.

5 Национальный орган Российской Федерации по стандартизации

Национальный орган по стандартизации – *Росстандарт* (ранее *Федеральное агентство Российской Федерации по техническому регулированию и метрологии*, а до 2004 г. *Госстандарт РФ*), входящее в состав Министерства промышленности и энергетики РФ, - является органом государственной исполнительной власти по техническому регулированию, осуществляющим межотраслевую координацию и функциональное регулирование в области технического регулирования, стандартизации, оценки соответствия, метрологии.

В структуру *Росстандарта* входят управления:

- метрологии и надзора;
- технического регулирования и стандартизации;
- развития, информационного обеспечения и аккредитации;
- экономики, бюджетного планирования и госсобственности;
- международного и регионального сотрудничества.

Основные направления деятельности национального органа по стандартизации:

- научно-техническое;

- организационное;
- представительское.

Координацию работ по техническому регулированию, стандартизации, оценке соответствия в области строительства, архитектуры, производства строительных материалов и в жилищно-коммунальном хозяйстве осуществляет *Федеральное агентство Российской Федерации по строительству и ЖКХ* (до 2004 г. Госстрой РФ).

Основные функции национального органа по стандартизации:

- утверждение национальных стандартов;
- принятие программ разработки национальных стандартов;
- обеспечение соответствия национальной системы стандартизации интересам экономики, состоянию материально-технической базы;
- содействие научно-техническому прогрессу;
- осуществление учёта национальных стандартов, правил стандартизации, норм и рекомендаций, обеспечение их доступности заинтересованным лицам;
- создание технических комитетов (ТК) по стандартизации и координация их деятельности;
- организация опубликования национальных стандартов, их распространение;
- участие в работе, представление прав и защита интересов РФ в международных организациях при создании международных стандартов;
- утверждение знака соответствия национальным стандартам.

Национальному органу по стандартизации предоставлены права:

- координации деятельности государственных органов управления, касающейся технического регулирования, стандартизации, оценки соответствия, метрологии;
- проведения государственного контроля (надзора) за соблюдением требований ТР;
- принятия мер по запрещению выпуска и реализации продукции, изготовленной с нарушением требований ТР;
- организации профессиональной подготовки и переподготовки кадров в области технического регулирования;
- издания научно-технических журналов, справочников и другой литературы по вопросам технического регулирования и управления качеством.

ТК - постоянный рабочий орган *Росстандарта* в области стандартизации, специализированный по объектам. В ТК на паритетных началах и добровольной основе входят представители:

- федеральных органов исполнительной власти;
- научных организаций, проектно-конструкторских учреждений;
- производственных предприятий, фирм;
- инженерных и научных обществ;
- объединений предпринимателей и обществ по защите прав потребителей.

Основные функции ТК:

- определение концепций развития стандартизации;
- составление проектов новых стандартов и обновление действующих;

- оказание научно-методической помощи организациям, разрабатывающим стандарты и применяющим нормативные документы;
- привлечение к деятельности по стандартизации союзов предпринимателей и обществ потребителей;
- проведение гармонизации отечественных стандартов с международными стандартами;
- подготовка обоснованных позиций РФ для голосования по проектам стандартов в международных организациях;
- проведение и участие в работе заседаний международных организаций по стандартизации.

Заседания ТК по стандартизации являются открытыми.

Материалы заседаний подлежат опубликованию в аналоговой форме (специальные печатные издания, средства массовой информации) и электронно-цифровой форме (цифровые информационные системы общего пользования), доступны для заинтересованных лиц.

6 Государственный контроль (надзор) за соблюдением требований технических регламентов

Государственный контроль (надзор) за соблюдением ТР осуществляют:

- федеральные органы исполнительной власти;
- органы исполнительной власти субъектов РФ;
- государственные учреждения, уполномоченные в соответствии с законодательством РФ;
- должностные лица органов государственного контроля (надзора);
- государственные инспекторы. Главный государственный инспектор – руководитель *Росстандарта*.

Государственный контроль (надзор) должностные лица осуществляют путём проведения плановых и внеплановых проверок. При составлении планов учитывают:

- целевые задания и приоритетные направления проверок;
- информацию потребителей, наличие рекламаций;
- сведения реестров о продукции, прошедшей сертификацию.

Объекты государственного контроля (надзора):

- продукция;
- процессы производства, эксплуатации, хранения, перевозки, реализации и утилизации.

Проведение проверок органы государственного контроля (надзора) осуществляют с применением правил и методов исследований (испытаний) и измерений, разработанных в соответствующих ТР.

Органы государственного контроля (надзора) имеют право:

- требовать от изготовителя (продавца) предъявления декларации о соответствии или сертификата соответствия требованиям ТР, если применение таких документов предусмотрено соответствующим ТР;

- осуществлять мероприятия государственного контроля (надзора) за соблюдением требований ТР в порядке, установленном законодательством;

- принимать мотивированное решение о запрете передачи продукции на реализацию, полном или частичном (в зависимости от характера обнаруженных нарушений) приостановлении процессов производства, эксплуатации, хранения, перевозки, реализации, утилизации, если иными мерами невозможно устранить нарушения требований ТР;

- приостановить или прекратить действие декларации о соответствии или сертификата соответствия;

- привлекать изготовителя (исполнителя, продавца) к ответственности, предусмотренной законодательством РФ (если нарушения привели к причинению вреда здоровью человека, то к виновным может быть применено уголовное наказание, предусмотренное статьёй 238 УК РФ);

- принимать иные предусмотренные законодательством РФ меры в целях недопущения вреда.

Органы государственного контроля (надзора) обязаны:

- проводить в ходе мероприятий по государственному контролю (надзору) разъяснительную работу о техническом регулировании, информировать изготовителя (продавца) о существующих ТР;

- соблюдать коммерческую или иную охраняемую законом тайну;

- соблюдать порядок осуществления мероприятий по государственному контролю (надзору) и оформления результатов проверок;

- принимать на основании результатов проверок меры по устранению последствий нарушений требований ТР;

- направлять информацию о несоответствии продукции требованиям ТР изготовителю (продавцу), покупателю (потребителю).

Таким образом, в зависимости от характера нарушений изготовителем (продавцом) требований ТР орган государственного контроля (надзора) принимает решение:

- выдать предписания об устранении нарушения;

- запретить полностью или частично передачу продукции в обращение;

- приостановить или прекратить действие декларации о соответствии или сертификата соответствия.

За нарушение требований ТР, неисполнение предписаний органа государственного контроля (надзора) изготовитель (исполнитель, продавец) несёт ответственность в соответствии с законодательством РФ.

Если в результате несоответствия продукции требованиям ТР причинён вред жизни или здоровью граждан, имуществу физических или юридических лиц, государственному или муниципальному имуществу, окружающей среде, жизни или здоровью животных и растений или возникла угроза причинения такого вреда, то виновный обязан возместить причинённый вред и принять меры в целях недопущения такого вреда. Обязанность возместить причинённый вред не может быть ограничена договором или заявлением одной из сторон.

Изготовитель (исполнитель, продавец), которому стало известно о несоответствии выпущенной в обращение продукции требованиям ТР, обязан сообщить об

этом в орган государственного контроля (надзора) в течение десяти дней с момента получения такой информации.

Лица, которые не имеют отношения к изготовлению и реализации продукции (приобретатель, потребитель), вправе направлять информацию о несоответствии продукции требованиям ТР в орган государственного контроля (надзора) лично или письменно (индивидуально или коллективно).

Изготовитель (продавец) в течение десяти дней с момента получения информации о несоответствии продукции требованиям ТР обязан провести проверку достоверности полученной информации. При подтверждении достоверности полученной информации изготовитель (продавец) обязан:

- разработать программу мероприятий по предотвращению причинения вреда. Программа должна включать в себя мероприятия по информированию приобретателя о наличии угрозы причинения вреда;

- устранить недостатки, при необходимости объявить отзыв продукции. Устранение недостатков, отзыв продукции, доставка продукции к месту устранения недостатков и обратно осуществляет изготовитель (продавец);

- незамедлительно приостановить производство и реализацию продукции, отозвать продукцию и возместить приобретателю (потребителю) убытки в случае невозможности устранить причины причинения вреда.

В случае невыполнения изготовителем (продавцом) программы мероприятий по предотвращению причинения вреда орган государственного контроля (надзора), а также иные лица вправе обратиться в суд с иском о *принудительном отзыве продукции с рынка*. При удовлетворении иска суд обязывает ответчика совершить определённые действия по отзыву продукции с рынка и довести решение суда не позднее одного месяца со дня его вступления в силу до сведения приобретателя через средства массовой информации или иным способом.

В случае если ответчик (изготовитель, продавец) не исполнит решение суда в установленный срок, истец (приобретатель, потребитель) вправе совершить эти действия за счёт ответчика с взысканием с него расходов.

Орган по сертификации, аккредитованная испытательная лаборатория (центр), должностные лица, эксперты несут ответственность за выпуск в обращение продукции, не соответствующей требованиям ТР, в соответствии с законодательством РФ и договором о проведении сертификации.

7 Национальная система стандартизации

Основу национальной системы стандартизации РФ составляют:

- национальные стандарты;
- общероссийские классификаторы технико-экономической и социальной информации, правила их разработки и применения.

Национальные стандарты:

- разрабатываются в порядке, установленном законодательством РФ;
- утверждаются национальным органом по стандартизации в соответствии с правилами, нормами, рекомендациями в области стандартизации;
- применяются на добровольной основе.

Национальные стандарты применяются равным образом и в равной мере независимо от:

- страны и места происхождения продукции, осуществления процессов производства, эксплуатации, хранения, перевозки, реализации и утилизации, выполнения работ и оказания услуг;

- видов или особенностей сделок и лиц, являющихся изготовителями, исполнителями, продавцами, приобретателями.

Применение национального стандарта подтверждается знаком соответствия национальному стандарту.

Общероссийские классификаторы:

- разрабатываются, принимаются, вводятся в действие, ведутся и применяются в порядке, установленном Правительством РФ;

- содержат технико-экономическую и социальную информацию, в том числе в области прогнозирования, статистического учёта, банковской деятельности, налогообложения;

- включают информацию в области межведомственного информационного обмена, создания информационных систем и ресурсов.

Национальный орган по стандартизации разрабатывает и утверждает программу разработки национальных стандартов, обеспечивает доступность программы заинтересованным лицам.

Порядок разработки и утверждения национальных стандартов установлен законодательством РФ.

Разработчиком национального стандарта может быть любое лицо.

Уведомление о разработке национального стандарта направляется в национальный орган по стандартизации и публикуется в печатном издании федерального органа исполнительной власти по техническому регулированию и в информационной системе общего пользования в электронно-цифровой форме. Уведомление должно содержать информацию о имеющихся в проекте национального стандарта положениях, отличающихся от положений соответствующих международных стандартов.

Разработчик дорабатывает проект национального стандарта с учётом полученных в письменной форме замечаний, проводит публичное обсуждение проекта, составляет перечень замечаний и результатов их обсуждения, публикует уведомление о завершении обсуждения. Срок публичного обсуждения проекта национального стандарта не может быть менее двух месяцев.

Проект национального стандарта одновременно с перечнем замечаний представляется разработчиком в технический комитет по стандартизации, который организует проведение экспертизы проекта, готовит мотивированное предложение об утверждении или отклонении проекта, предаёт перечень замечаний и результаты экспертизы в национальный орган по стандартизации.

Национальный орган по стандартизации на основании документов, представленных техническим комитетом, принимает решение об утверждении или отклонении национального стандарта. Уведомление об утверждении национального стандарта подлежит опубликованию в печатном издании национального органа по стан-

дартизации и информационной системе общего пользования в электронно-цифровой форме в течение одного месяца.

Работы по национальной стандартизации под руководством *Росстандарта* ведут:

- научно-исследовательские институты (НИИ);
- конструкторские бюро, опытно-экспериментальные базы НИИ;
- федеральные, региональные, областные центры по стандартизации и метрологии (ЦМС), по сертификации (РОСТЕСТ, г. Москва, УРАЛТЕСТ, г. Екатеринбург);
- конструкторско-технологические, научно-исследовательские подразделения (отделы, бюро, лаборатории, группы) по стандартизации на предприятиях.

НИИ национального органа РФ по стандартизации:

ВНИИКИ – Всероссийский НИИ классификации, терминологии и информации по стандартизации и качеству, г. Москва;

ВНИИ Стандарт – Всероссийский НИИ стандартизации, г. Москва;

ВНИИС – Всероссийский НИИ сертификации, г. Москва;

ВНИИНМАШ – Всероссийский НИИ стандартизации и сертификации в машиностроении, г. Москва;

ВНИИМС – Всероссийский НИИ метрологической службы, г. Москва;

ВНИЦСМВ – Всероссийский научно-исследовательский центр стандартизации, информации, сертификации сырья, материалов, веществ, г. Москва;

ВНИИМ им. Д.И.Менделеева – Всероссийский НИИ метрологии, г. Санкт-Петербург;

УНИИМ – Уральский НИИ метрологии, г. Екатеринбург.

В структуру национального органа РФ по стандартизации входят опытные заводы, издательство, типографии, магазины, учебные заведения. На базе территориальных представительств Национального органа РФ по стандартизации работают органы по оценке соответствия продукции и услуг, испытательные лаборатории, поверочные и калибровочные центры.

Подразделения по стандартизации на предприятиях осуществляют следующие функции:

- составляют годовые и перспективные планы работ по государственной и отраслевой стандартизации, передают их в головную организацию по стандартизации;
- проводят работы по стандартизации, унификации продукции и технологической оснастки;
- определяют технико-экономическую эффективность внедрения стандартов в проектирование и производство;
- осуществляют систематический контроль внедрения и соблюдения стандартов, технических условий при проектировании и производстве продукции;
- пересматривают устаревшие, разрабатывают новые стандарты предприятий и технические условия.

Другие субъекты хозяйственной деятельности (научно-технические общества, инженерные общества) создают в своей структуре специальные подразделения, занимающиеся разработкой нормативно-технической документации по стандартизации и управлению качеством.

Совершенствование стандартизации на предприятиях позволяет:

- улучшить организацию и культуру производства;
- увеличить производительность оборудования и производительность труда персонала;

- улучшить качество конструкторской документации;
- повысить качество, снизить себестоимость продукции;
- сократить номенклатуру материалов, полуфабрикатов, комплектующих.

В зависимости от того, участники какого субъекта деятельности разрабатывают и принимают стандарт, различают *категории* стандартов:

- *стандарты международные* (ИСО);
- *стандарты государственные* (ГОСТ Р);
- *технические условия* (ТУ);
- *стандарты общественных объединений, научно-технических и инженерных обществ* (СТО).

Международный стандарт – стандарт, который разрабатывает и выпускает международная организация по стандартизации с целью содействия взаимному сотрудничеству в интеллектуальной, научно-технической, экономической деятельности, в области охраны окружающей среды и в торговле. Например, основополагающий стандарт ИСО 14001 «Системы управления в области охраны окружающей среды. Руководство по применению». Стандарты ИСО имеют рекомендательный характер. Национальный орган РФ по стандартизации допускает применение стандартов ИСО:

- в качестве ГОСТ Р без изменений в тексте;
- с дополнениями, учитывающими российские требования, например, государственный стандарт ГОСТ Р/ИСО 14001 «Системы управления качеством окружающей среды. Общие требования и рекомендации по использованию».

Национальный стандарт – стандарт разрабатываемый для всех предприятий, организаций, учреждений страны независимо от форм собственности и подчинения, граждан занимающихся индивидуальной трудовой деятельностью, министерств (ведомств), органов местного и государственного управления РФ. Разработку ГОСТ Р ведут ТК по стандартизации в составе *Росстандарта*. После утверждения *Росстандарта* присваивают индекс, в котором указан номер и год утверждения или пересмотра - четыре последние цифры (например, государственный стандарт ГОСТ Р 51685-2000 на геометрические размеры железнодорожных рельсов).

Объектами ГОСТ Р являются:

- организационно-методические и общетехнические объекты;
- совместимые программные и технические средства информационных технологий;
- справочные материалы, классификация и кодирование информации;
- составляющие элементы крупных народно-хозяйственных комплексов (транспорт, энергосистема, связь, оборона, охрана окружающей среды);
- содержание государственных научно-технических и социально-экономических целевых программ и проектов;
- продукция для удовлетворения внутренних потребностей населения и поставок на экспорт;

- достижения науки и техники, позволяющие предприятию, государству обеспечить конкурентоспособность продукции;
- система конструкторской и технологической документации, документация в области управления и организации производства.

Технические условия – нормативный документ, который содержит технические требования, определяющие показатели качества продукции в соответствии с условиями её эксплуатации, обслуживания, ремонта. ТУ разрабатывают и применяют субъекты хозяйственной деятельности независимо от форм собственности и подчинения, когда ГОСТ и ОСТ создавать нецелесообразно, или необходимо дополнить или ужесточить установленные ими требования (например, нормативный документ ТУ 14-2Р-351-2001 на технические требования в отношении стальных колес для автомобильных, башенных кранов и других машин). Объектом ТУ может быть продукция разовой поставки, выпускаемая малыми партиями, а также произведения художественных промыслов. В случае, когда на ТУ нет ссылок в контрактах или договорах, ТУ считается не нормативным, а техническим документом.

Стандарты общественных объединений, научно-технических и инженерных обществ – нормативные документы, которые содержат требования к принципиально новым видам продукции, методам измерений, нетрадиционным технологиям и принципам управления производством. СТО разрабатывают и утверждают общественные объединения с целью распространения перспективных результатов научно-технических исследований (например, стандарт СТО АСЧМ 20-93 Ассоциации «Черметстандарт» на сортамент профилей двутавровых широкополочных балок с параллельными гранями полок).

В зависимости от характера объектов стандартизации различают *виды стандартов*:

- *стандарты основополагающие*;
- *стандарты на продукцию, услуги*;
- *стандарты на процессы*;
- *стандарты на методы контроля (испытаний, измерений, анализа)*.

Основополагающие стандарты – стандарты, которые устанавливают организационные принципы, положения, требования, правила и нормы, имеющие общий характер, с целью содействия взаимопониманию, взаимодействию и техническому единству в различных областях науки, техники и производства. Основополагающие стандарты объединяют взаимосвязанные стандарты, имеющие общую целевую направленность, имеют комплексный характер (ЕСКД, ЕСТД).

Стандарты на продукцию, услуги – стандарты, которые устанавливают требования к группам однородной продукции, услуг или конкретной продукции, услугам (стандарты общих технических требований, параметров и размеров, типов конструкции, сортамента, правил приёмки).

Стандарты на работы (процессы) – стандарты, которые устанавливают требования к конкретным видам работ (процессов), осуществляемым на разных стадиях жизненного цикла продукции: разработка, проектирование, производство, эксплуатация, потребление, хранение, транспортирование, обслуживание, ремонт, утилизация.

Особое место занимают экологические требования, которые включают: условия применения потенциально опасных для окружающей среды материалов, параметры очистного оборудования, правила выбросов в атмосферу и сточные воды.

Стандарты на методы контроля (испытаний, измерений, анализа) - стандарты, которые устанавливают порядок отбора проб (образцов) для испытаний, методы контроля (испытаний, измерений, анализа) характеристик определённой группы продукции с целью обеспечить единство оценки показателей качества. Критерии объективности метода контроля – сходимость и воспроизводимость результатов. Стандартизации подлежат: средства контроля, порядок подготовки и проведения контроля, правила обработки результатов, допустимая погрешность метода. В стандартах предусмотрены различные виды испытаний: повседневные, типовые, периодические.

8 Международные, региональные организации по стандартизации

Главная международная организация по стандартизации ИСО создана в 1946г. СССР был одним из основателей организации, является постоянным членом руководящих органов. РФ входит в ИСО как правопреемник СССР.

Цель деятельности ИСО:

- содействие развитию стандартизации в мировом масштабе для облегчения международного товарообмена и взаимопомощи, расширение сотрудничества в области интеллектуальной, научной, технической и экономической деятельности.

Практическая деятельность ИСО направлена на:

- облегчение координации и унификации национальных стандартов;
- подготовку рекомендаций национальным организациям по стандартизации;
- разработку стандартов ИСО;
- организацию обмена информацией в области стандартизации;
- сотрудничество с другими международными организациями по стандартизации и смежным проблемам (сертификация, метрология).

Объекты стандартизации ИСО:

- основополагающие стандарты;
- машиностроение, химия;
- неметаллические материалы, руды, металлы;
- информационная техника;
- сельское хозяйство;
- строительство, специальная техника;
- охрана здоровья, медицина;
- окружающая среда;
- упаковка и транспортировка товаров.

Организационно в ИСО входят руководящие и рабочие органы.

Руководящие органы - Генеральная ассамблея, Совет, комитеты Совета, Технические бюро.

Рабочие органы - технические комитеты, подкомитеты, технические консультативные группы.

Совет руководит работой ИСО в перерывах между сессиями Генеральной ассамблеи. Решение принимается большинством голосов членов Совета. Совету ИСО подчиняются комитеты:

- *ПЛАКО* – техническое бюро по планированию и организации работы;
- *СТАКО* – комитет по изучению научных принципов стандартизации;
- *КАСКО* – комитет по оценке соответствия продукции, услуг;
- *ИНФКО* – комитет по научно-технической информации, в рамках которого функционирует информационная система *ИСОНЕТ* о документах в области стандартизации - стандартах, справочниках, учебной литературе;
- *ДЕВКО* – комитет по оказанию помощи развивающимся странам;
- *КОПОЛКО* – комитет по защите интересов потребителей;
- *РЕМКО* – комитет по стандартным образцам (эталонам).

По своему содержанию только 20% стандартов ИСО относятся к конкретной продукции. Остальные нормативные документы касаются требований безопасности, взаимозаменяемости, технической и информационной совместимости, методов испытаний, других общих и методических вопросов.

Международные стандарты ИСО, которых разработано более 10 тыс., не имеют статуса обязательных. Каждая страна – участница вправе решать вопрос о применении международных стандартов в зависимости от степени участия страны в международном разделении труда, состоянии экономики и внешней торговли. В РФ принято около половины стандартов ИСО.

Главная международная организация по стандартизации и сертификации в области электротехники Международная электротехническая комиссия МЭК создана в 1906 г. Россия участвует в работе МЭК с 1921 г. Организационная структура МЭК во многом аналогична структуре ИСО.

Основная цель деятельности МЭК:

– содействие международному сотрудничеству по стандартизации и смежным с ней проблемами (испытания, оценка соответствия) в области электротехники, радиотехники, производства электротехнических материалов путём разработки международных стандартов и других документов.

Объекты стандартизации МЭК:

- материалы для электротехнической промышленности;
- электротехническое, электроэнергетическое оборудование;
- изделия электронной промышленности, электроинструмент;
- оборудование для спутников связи;
- терминология.

МЭК разработано более 2 тыс. стандартов. В РФ принято более половины стандартов МЭК

Международные стандарты МЭК можно разделить на два вида:

- общетехнические, носящие общепромышленный характер, - нормативные документы на терминологию, стандартные напряжения и частоты, виды и методы испытаний, требования по безопасности;
- на конкретные виды продукции от бытовых электроприборов до спутников связи

Некоторые виды работ по международной стандартизации и сертификации ведут совместно ИСО и МЭК, а директивы имеют индекс ИСО/МЭК, например, Руководство 2 ИСО/МЭК «Общие термины и определения в области стандартизации и смежных видов деятельности».

Важнейшей целью при разработке стандартов ИСО/МЭК является разработка стандартов в области безопасности, разработка стандартов, содержащих наряду с техническими требованиями, требования по безопасности. Нормы безопасности зависят от уровня социально-экономического развития и образованности общества.

В сферу деятельности МЭК входит поиск методов защиты от различных видов опасностей:

- травмоопасность, опасность поражения электрическим током;
- техническая опасность, пожаро- и взрывоопасность;
- химическая и биологическая опасность;
- опасность излучений (звуковые, инфракрасные, радиочастотные, ультрафиолетовые, ионизирующие, радиационные).

Особый статус имеет Международный специальный комитет по радиопомехам (СИСПр), который занимается стандартизацией методов измерения радиопомех, излучаемых электронными и электротехническими приборами.

Организационно-методическую и практическую работу по стандартизации и оценке соответствия во взаимодействии с ИСО, МЭК в своих географических районах и областях деятельности ведут:

- Европейская экономическая комиссия ООН (ЕЭК ООН);
- Продовольственная и сельскохозяйственная организация ООН (ФАО);
- Всемирная организация здравоохранения (ВОЗ);
- «Кодекс Алиментариус» - комиссия по разработке стандартов на продовольствие;
- Европейский комитет по стандартизации (СЕН);
- Европейский комитет по стандартизации в электротехнике (СЕНЭЛЕК);
- Европейский институт по стандартизации в области электросвязи (ЕТСИ);
- Межскандинавская организация по стандартизации (ИНСТА);
- Международная ассоциация стран Юго-Восточной Азии (АСЕАН);
- Панамериканский комитет стандартов (КОПАНТ).

Стандартизация, сертификация и метрология в рамках СНГ осуществляется в соответствии с межправительственным соглашением «Соглашение о проведении согласованной политики в области стандартизации, метрологии и сертификации» от 1992 г. Перспективная приоритетная задача Межгосударственного Совета СНГ - развитие сотрудничества с ИСО, МЭК, СЕН.

Активное участие в работе международных и региональных организаций по стандартизации принимают национальные организации экономически развитых государств.

Национальная организация по стандартизации и смежным с ней проблемам в США – Национальный институт стандартов и технологии (NIST) – неправительственная некоммерческая организация, утверждающая национальные стандарты, координирующая работы по разработке и применению стандартов в государственном и частном секторах экономики.

Федеральные стандарты в США разрабатывают:

- Американское общество по испытаниям и материалам (ASTM);
- Американское общество по контролю качества (ASQC);
- Американское общество инженеров – механиков (ASME);
- Общество инженеров – автомобилестроителей (SAE);
- Институт инженеров по электротехнике и электронике (IEEE) и другие организации и фирмы.

Основные задачи разработки и внедрения национальных стандартов в США – экономия энергоресурсов, защита окружающей среды, обеспечение безопасности людей и условий производства.

Национальная организация по стандартизации и смежным с ней проблемам в Британии – Британский институт стандартов (BSI) – независимая организация, координирующая деятельность по стандартизации, управлению качеством и сертификации, информационному обслуживанию и маркетингу, созданная для удовлетворения потребностей обществ инженеров-механиков, инженеров-судостроителей, инженеров-электриков и инженеров-металлургов. Приоритетные направления деятельности BSI – стандартизация в электротехнике, автоматизации, информационной технике, строительстве, химии, здравоохранении, машиностроении. Современное направление – обеспечение безопасности инвалидов, техническая помощь британским фирмам – экспортёрам.

Национальная организация по стандартизации во Франции – Французская ассоциация по стандартизации (ANFOR) – организация, координирующая деятельность по стандартизации, сертификации, метрологии, управлению качеством. Приоритетные направления деятельности в международной стандартизации – информационные технологии, в европейской стандартизации – транспорт и телекоммуникации, в национальной стандартизации – экология, безопасность, агропромышленное производство, а также сфера услуг.

Национальная организация по стандартизации в Германии – Немецкий институт стандартов (DIN). Деятельность DIN финансируется на основе договоров с заинтересованными сторонами – заказчиками нормативных документов и дотациями со стороны государства. Особое внимание уделяется стандартизации в области обеспечения безопасности товаров и услуг, защиты окружающей среды, созданию основополагающих стандартов. Кроме стандартизации DIN занимается проблемами оценки соответствия и информационного обеспечения стандартизации и сертификации.

Национальная организация по стандартизации в Японии – Японский комитет промышленных стандартов (JISC) – консультативный орган при Министерстве внешней торговли и промышленности. Деятельность JISC финансирует правительство Японии. На основании Закона о промышленной стандартизации в Японии производится сертификация промышленной продукции на соответствие национальному стандарту. Разрешение на выдачу сертификата и право маркировки знаком соответствия стандарту даёт министр отрасли по результатам инспекционного контроля качества данной продукции и аттестации предприятия.

Приоритетные направления стандартизации в Японии – учёт интересов зарубежных партнёров, придание открытого характера информации о стандартизации,

гармонизация японских национальных стандартов с международными стандартами, упрощение процедур сертификации, распространение стандартизации на продукцию предприятий частного сектора. Большое внимание уделяется стандартам, направленным на защиту окружающей среды, решение социальных проблем, создание условий для справедливой конкуренции, сохранение лидерства в области стандартизации в Азиатско-Тихоокеанском регионе.

9 Информационное обеспечение стандартизации

Национальному органу по стандартизации – *Росстандарту* - предоставлено исключительное право опубликования официальной информации:

- реестра продукции и услуг, сертифицированных и маркированных знаками соответствия и обращения на рынке;
- российских, международных, региональных, национальных нормативных документов.

Национальный орган РФ по стандартизации ведёт *Федеральный фонд стандартов* – совокупность нормативных документов по стандартизации, метрологии, оценке соответствия. В фонд входят:

- нормативные акты РФ по стандартизации, сертификации, метрологии;
- государственные реестры;
- государственные стандарты, их проекты;
- правила, рекомендации в области стандартизации;
- стандарты отраслей, предприятий, научно-технических и инженерных обществ, общественных организаций;
- общероссийские классификаторы технико-экономической и социальной информации;
- международные договоры, нормативные документы, принятые международными, региональными, национальными организациями зарубежных стран.

Головная организация по информационному обеспечению стандартизации - ВНИИКИ - Всероссийский НИИ классификации, терминологии и информации по стандартизации и качеству. ВНИИКИ совместно с другими НИИ и ЦМС ведёт автоматизированный банк отечественных, международных, региональных, зарубежных стандартов и нормативных документов по управлению качеством.

ВНИИКИ выполняет функцию национального центра международной информационной сети по стандартизации ИСОНЕТ, руководство деятельностью которой осуществляет Комитет по информационным системам и услугам ИНФКО, входящий в Совет ИСО.

Развитие информационных технологий повысило актуальность классификаций и кодирования информации. В РФ создана *Единая система классификации и кодирования технико-экономической и социальной информации* (ЕСКК), объектами которой выступают:

- статистическая информация;
- макроэкономическая, финансовая, правоохранительная деятельность;
- банковское дело, бухгалтерский учёт;
- стандартизация, оценка соответствия;

- производство продукции, предоставление услуг;
- торговля, таможенное дело;
- внешнеэкономическая деятельность.

Составляющие ЕСКК:

- общероссийские классификаторы технико-экономической и социальной информации, средства их ведения;
- нормативные, методические документы по их разработке, ведению и применению.

Национальный орган РФ по стандартизации принял более 20, в стадии внедрения находятся более 25 общероссийских классификаторов, гармонизированных с международными стандартами и классификациями.

Действующие общероссийские классификаторы:

- *ОКПО* – предприятий и организаций;
- *ОКОГУ* – органов государственной власти и управления;
- *ОКЭР* – экономических районов;
- *ОКДП* – видов экономической деятельности, продукции и услуг;
- *ОКСО* – специальностей по образованию;
- *ОКЗ* – занятий;
- *ОКУД* – управленческой документации;
- *ОКП* – продукции;
- *ОКС* – стандартов;
- *ОКПДТР* – профессий рабочих, должностей служащих, тарифных разрядов;
- *ОКОФ* – основных фондов;
- *ЕСКД* – изделий и конструкторских документов в машиностроении;
- *ОКЕИ* – единиц измерения;
- *ОКСВНК* – специальностей высшей научной квалификации.

Национальные стандарты, общероссийские классификаторы и информация об их разработке должна быть доступна заинтересованным лицам. Издательство национального органа РФ по стандартизации выпускает широкий спектр наименований печатной продукции – стандарты, нормативные документы, справочники, журналы с приложениями, учебная литература.

10 Работы по стандартизации

Работы, выполняемые при стандартизации, в условиях современного производства способствуют:

- совершенствованию организации и управления производством;
- повышению производительности оборудования и персонала;
- улучшению проектирования и изготовления продукции, особенно при крупносерийном, массовом производстве;
- ускорению разработки наукоёмких, малоотходных технологий;
- повышению стабильности качества товаров, работ и услуг;
- экономии ресурсов всех видов – материальных, энергетических, временных, людских;
- развитию безотходных технологий и защите окружающей среды.

Основные работы (методы стандартизации), выполняемые при стандартизации:

- систематизация объектов, явлений или понятий;
- кодирование и классификация технико-экономической информации;
- унификация и симплификация деталей, сборочных единиц, узлов, агрегатов, машин, приборов;
- типизация конструкций изделий и технологических процессов;
- агрегатирование машин и других изделий.

Систематизация объектов, явлений или понятий – расположение объектов в определённом порядке и последовательности, образующей чёткую систему, удобную для пользования. Простейшие формы систематизации – расположение объектов в алфавитном или хронологическом порядках.

Кодирование – присвоение по определённым правилам объекту кода, в виде сочетания цифр и букв. Коды обеспечивают идентификацию объектов с помощью минимального количества знаков. Автоматизированные системы управления отраслями промышленности с применением вычислительной техники позволяют обрабатывать большой объём информации, закодированной в десятичных цифровых кодах.

Классификация – разделение множества объектов на классификационные группировки по сходству или различию на основе определённых признаков в соответствии с принятыми правилами.

Наибольшее применение получил *иерархический* метод классификации, в котором исходное множество объектов последовательно разделяется на подмножества (классы, группы, виды) по принципу от общего к частному. Основная сложность при построении классификации – выбор системы признаков, определение порядка их следования. Иерархическая классификация логична, проста, но плохо поддаётся автоматизированной обработке.

Фасетный метод классификации подразделяет объекты на независимые подмножества, обладающие определёнными признаками, необходимыми для решения конкретных задач. Принцип построения фасетной классификации – от частного к общему. Такая классификация хорошо поддаётся автоматизированной обработке.

Порядок проведения работ по классификации и кодированию информации регламентирован Единой системой классификации и кодирования технико-экономической информации *ЕСКК ТЭИ*. На основе Единой системы разрабатывают классификаторы (общероссийский, отраслевой, предприятия). Классификатор по статусу приравнен стандарту соответствующего уровня.

Унификация – приведение объектов одинакового функционального назначения к единообразию по установленному признаку и рациональное сокращение числа этих объектов. Унификация (заводская, отраслевая, межотраслевая) устанавливает минимально необходимое но достаточное число типов, видов, типоразмеров, изделий, сборочных единиц и деталей, обладающих высоким качеством и полной взаимозаменяемостью.

Симплификация – форма стандартизации, при которой уменьшают количество типов изделий до величины, достаточной для удовлетворения существующих в данное время потребностей.

Типизация конструкций изделий – разработка и установление типовых конструкций, содержащих конструктивные параметры общие для изделий, сборочных единиц, деталей.

Типизация технологических процессов – разработка и установление технологического процесса, для производства однотипных деталей или сборки однотипных составных частей или изделий.

Агрегатирование – создание машин, оборудования, приборов и других изделий из унифицированных стандартных агрегатов (автономных сборочных единиц), устанавливаемых в изделия в различном числе и комбинациях. Из минимального числа типоразмеров автономных агрегатов стремятся создать максимальное число компоновок оборудования.

Принципы, определяющие современную научно-техническую организацию работ по стандартизации:

- *системности*;
- *обеспечения функциональной взаимозаменяемости стандартизируемых изделий*;
- *научно-исследовательский*;
- *предпочтительности*;
- *прогрессивности и оптимизации стандартов*;
- *взаимосвязки стандартов*;
- *минимального удельного расхода материалов*.

Принцип системности - применение совокупности взаимосвязанных элементов, функционирование которых приводит к выполнению поставленной цели с максимальной эффективностью и наименьшими затратами. Научно-технический прогресс вызвал необходимость системного подхода к процессу производства, включающего труд людей, средства (оборудование, оснастка, инструмент, средства контроля) и предметы труда (продукция на стадиях её создания и использования).

Принцип обеспечения функциональной взаимозаменяемости стандартизируемых изделий – обеспечение взаимозаменяемости по эксплуатационным показателям. Принцип является главным при комплексной и опережающей стандартизации изделий.

Научно-исследовательский принцип разработки стандартов – проведение специальных теоретических, экспериментальных и опытно-конструкторских работ для подготовки проектов стандартов.

Принцип предпочтительности – установление нескольких рядов значений стандартизируемых параметров, чтобы при их выборе первый ряд предпочесть второму, второй – третьему. Широкое применение получили ряды предпочтительных чисел, построенные по принципу геометрической прогрессии. Принцип является теоретической базой современной стандартизации, позволяет повысить уровень взаимозаменяемости, уменьшить номенклатуру типоразмеров заготовок, деталей, изделий, создаёт условия эффективной специализации и кооперирования в промышленности.

Принцип прогрессивности и оптимизации стандартов – соответствие показателей, норм, характеристик и требований в стандартах мировому уровню науки, техники, производства, учёт прогрессивных тенденций развития стандартизируе-

мых объектов. Принципа позволяет получать в производстве максимальный экономический эффект при минимальных затратах.

Принцип взаимоувязки стандартов – учёт всех основных элементов (факторов), влияющих на конечный объект стандартизации. При стандартизации рассматривают систему характеристик и требований к комплексу взаимосвязанных материальных и нематериальных элементов. Второстепенные элементы, незначительно влияющие на объект, не учитывают.

Принцип минимального удельного расхода материалов – минимизация удельного расхода материалов, полуфабрикатов, стоимость которых в машиностроении составляет 40...80% от конечной себестоимости продукции. Стандартизация заготовок, изделий позволяет получить экономию материалов за счёт рациональных схем и компоновок машин, совершенства методов расчёта деталей на прочность, применения экономичных профилей, сварных конструкций, литых заготовок, пластмасс, композиционных материалов.

Методы стандартизации:

- *прогрессивная стандартизация;*
- *комплексная стандартизация;*
- *опережающая стандартизация.*

Прогрессивная стандартизация (ПС) – стандартизация, которая основана на использовании технических прогнозов, патентов, изобретений, передовых научно-технических и опытно-конструкторских разработок.

Комплексная стандартизация (КС) – стандартизация, при которой осуществляют целенаправленное и планомерное установление и применение системы взаимоувязанных требований как к объекту в целом и его элементам, так и к материальным и нематериальным факторам, влияющим на объект, с целью обеспечения оптимального решения конкретной проблемы. Сущность КС - систематизация, оптимизация и увязка всех взаимодействующих факторов (в процессе проектирования, производства, эксплуатации), обеспечивающих экономически оптимальный уровень качества продукции в требуемые сроки.

Опережающая стандартизация (ОС) – установление повышенных по отношению к достигнутому на практике уровню норм, требований к объектам стандартизации, которые, согласно техническим прогнозам, будут оптимальными в последующее планируемое время. ОС относят к изделию, показателям его качества, средствам производства, методам испытания, контроля. ОС – основа проектирования новой, более совершенной техники.

В качестве примера комплексной стандартизации можно привести *Межотраслевую систему общетехнических стандартов*, направленную на решение крупных народно-хозяйственных задач, обеспечение эффективности производства высококачественной продукции.

В числе прочих в межотраслевую систему входят:

- *ЕСКД* – единая система конструкторской документации;
- *ЕСТД* – единая система технологической документации;
- *СПКП* – система показателей качества продукции;
- *УСД* – унифицированные системы документации;
- *СИБИД* - система информационно-библиографической документации;

- *ГСИ* – государственная система обеспечения единства измерений;
- *ЕСЗКС* – единая система защиты от коррозии и старения материалов и изделий;
- *стандарты на товары, поставляемые на экспорт*;
- *ССБТ* – система стандартов безопасности труда;
- *ЕСТПП* – единая система технологической подготовки производства;
- *разработка и постановка продукции на производство*;
- *система стандартов в области охраны природы и улучшения использования природных ресурсов*;
- *ЕСПД* – единая система программной документации;
- *ЕСГУКП* – единая система государственного управления качеством продукции;
- *СПДС* – система проектной документации для строительства;
- *ЕССП* – единая система стандартов приборостроения.

ЕСКД – система, устанавливающая для всех организаций и предприятий единый порядок организации проектирования, единые правила выполнения и оформления чертежей и ведения чертёжного хозяйства. Этим стандартам присвоен класс 2, например ГОСТ 2.001-93.

Основные задачи ЕСКД:

- повышение производительности труда конструкторов;
- улучшение качества чертёжной документации;
- облегчение взаимобмена конструкторской документацией между организациями;
- углубление унификации при разработке проектов изделий;
- упрощение форм конструкторских документов, графических изображений, внесения в них изменений;
- механизация и автоматизация обработки технических документов;
- эффективное хранение, учёт документов, сокращение их объёмов;
- ускорение оборота документов.

Главные перспективные направления развития ЕСКД:

- полное документальное обеспечение систем автоматизации проектно- конструкторских работ;
- документальное обеспечение автоматизированных систем управления на государственном, отраслевом уровнях и на предприятиях;
- создание общегосударственной сети вычислительных центров на базе ЭВМ четвёртого (сверхминиатюрные ЭВМ на больших интегральных схемах) и пятого (на основе световых и оптических явлений) поколений.

Система ЕСКД широко использована в современных условиях при:

- разработке автоматических систем управления производством;
- создании и применении машинных носителей информации в качестве юридически предусмотренных форм представления документации;
- применении действующих классификаторов и систем документации;
- внедрении стандартных программ сбора, хранения, передачи и обработки информации в общегосударственной автоматизированной системе.

ЕСТД – система, устанавливающая для всех организаций и предприятий единые взаимосвязанные правила, нормы и положения выполнения, оформления, комплектации и обращения, унификации и стандартизации технологической документации. Этим стандартам присвоен класс 3, например ГОСТ 3.1103-84.

ЕСТД решает информационные и организационные задачи:

- широкого внедрения типовых технологических процессов, основанных на технологическом классификаторе деталей машиностроения и приборов;
- сокращения объёма, упорядочения номенклатуры, установления правил составления технологической документации;
- разработки систем нормативов основного производства и учёта;
- повышения в конечном итоге производительности труда технологов.

ЕССП – система, призванная унифицировать и согласовывать по принципу агрегатирования параметры и характеристики приборов и устройств, входящих в систему автоматического контроля, регулирования и управления сложными технологическими процессами. Одновременно система обеспечивает функциональную, информационную, конструктивную, эксплуатационную совместимости указанных приборов и технических средств.

Совместимость технических средств – обеспечение согласованной совместной работы этих средств в предусмотренном сочетании, в рекомендуемом диапазоне нормируемых параметров (энергоносители, присоединительные и габаритно-установочные размеры, эргономические требования).

Повышение требований потребителя к техническому уровню и качеству продукции, необходимость дальнейшего совершенствования качества определяют уровень и сложность работ по стандартизации, поиск совершенствование новых эффективных форм разработки стандартов на продукцию и услуги с учётом международного разделения труда, кооперирования и особенностей товарообмена в стране и за рубежом.

Система управления качеством – совокупность организационной структуры и процедур, процессов, ресурсов, ответственности работников, направленная на повышение качества продукции (работ, услуг). На основании мирового опыта по управлению качеством в РФ приняты стандарты ГОСТ Р ИСО серии 9000. В основе этих, а также вновь разрабатываемых международных стандартов, положены принципы управления качеством:

- ориентация на запросы и требования потребителя;
- повышение роли руководителя в организации управления качеством;
- вовлечение инициативы и ответственности персонала;
- разработка процесса достижения желаемого результата;
- применение системного анализа для повышения эффективности функционирования системы взаимосвязанных процессов;
- формирование потребности у персонала постоянного улучшения продукции, процессов и системы в целом;
- принятие решений на основе сбора и анализа данных и информации;
- постановка взаимовыгодных отношений с поставщиками.

Наличие сертификата системы качества является необходимым, хотя и не достаточным, условием выхода продукции на международный рынок.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Промышленность Российской Федерации конца восьмидесятых годов прошлого столетия обслуживали 80...100 тыс. стандартов, в то время как необходимое и достаточное количество стандартов составляло 1...2 тыс. Избыточная стандартизация усложняла разработку новых видов продукции и современных ресурсосберегающих, малоотходных, экологически чистых технологий. Существующая в стране система стандартизации в условиях становления рыночных отношений превратилась в препятствие развития производства новых видов товаров. Закон Российской Федерации «О стандартизации» совместно с законом «О защите прав потребителей» более 10 лет являлся законодательной основой стандартизации. В начале двадцать первого века в стране назрела необходимость совершенствования основ государственной стандартизации.

Федеральный закон «О техническом регулировании» признал утратившим силу закон о «Стандартизации» и предоставил новые возможности по дальнейшему совершенствованию стандартизации и оценки соответствия товаров и услуг обязательным требованиям стандартов. Закон «О техническом регулировании» определил приоритетные цели стандартизации – повышение уровня безопасности граждан и имущества, экологической безопасности, безопасности животных, растений, а также обеспечение научно-технического прогресса и повышение конкурентоспособности продукции, работ, услуг.

Дальнейшее развитие стандартизации, широкое применение прогрессивной, комплексной и опережающей стандартизации являются необходимыми и определяющими условиями роста национального валового продукта, роста благосостояния граждан, успешной интеграции экономики России в мировую экономическую систему, расширения международного экономического и научно-технического сотрудничества, роста объёма и совершенствования структуры международного товарообмена в интересах населения и государства.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Правовые основы стандартизации
2. Цели стандартизации.
3. Задачи стандартизации.
4. Принципы стандартизации.
5. Документы в области стандартизации.
6. Национальный орган РФ по стандартизации. Функции, права.
7. Государственный контроль (надзор) за соблюдением требований технических регламентов.
8. Национальная система стандартизации.
9. Порядок разработки и утверждения национальных стандартов.
10. Категории стандартов.
11. Объекты стандартизации.
12. Виды стандартов.
13. Международные, региональные организации по стандартизации.
14. Информационное обеспечение стандартизации.
15. Общероссийские классификаторы технико-экономической информации.
16. Работы, выполняемые при стандартизации.
17. Принципы организации работ по стандартизации.
18. Методы стандартизации.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.

1. Сергеев А.Г., Латышев М.В., Терегеря В.В. Метрология, стандартизация, сертификация: Учебное пособие. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – М.: Логос, 2010. – 560 с.: ил.
2. Лифиц И.М. Стандартизация, метрология и сертификация: Учебник. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Юрайт-Издат, 2009. – 335 с.
3. Димов Ю.В. Метрология, стандартизация и сертификация. Учебник для вузов. 3-е изд. – СПб.: Питер, 2010. – 464 с.: ил.
4. Яблонский О.П., Иванова В.А. Основы стандартизации, метрологии, сертификации: Учебник. – Ростов на/Д: Феникс, 2010. – 448 с.
5. Радкевич Я.М., Лактионов Б.И., Схиртладзе А.Г. Метрология, стандартизация и сертификация: Учеб. для вузов - 2-е изд., доп. – М.: Издательский центр «Академия», 2010. – 791 с.
6. Крылова Г.Д. Основы стандартизации, сертификации, метрологии: Учебник для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: ЮНИТИ-ДАНА, 2001. – 711 с.
7. Федеральный закон от 27 декабря 2002 г. N 184-ФЗ «О техническом регулировании».
8. Закон Российской Федерации от 7 февраля 1992 г. N 2300-I «О защите прав потребителей».

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Таблица 1 - Перечень систем межгосударственных и государственных стандартов

Наименование систем	Аббревиатура в обозначении стандарта	Шифр в обозначении	Категория стандартов
1	2	3	4
Государственная система стандартизации РФ	ГСС	1.	ГОСТ Р
Единая система конструкторской документации	ЕСКД	2.	ГОСТ
Единая система технологической документации	ЕСТД	3.	ГОСТ
Система показателей качества продукции	СПКП	4.	ГОСТ
Унифицированная система документации	УСД	6.	ГОСТ ГОСТ Р
Система информационно-библиографической документации	СИБИД	7.	ГОСТ
Государственная система обеспечения единства измерений	ГСИ	8.	ГОСТ ГОСТ Р
Единая система защиты от коррозии и старения	ЕСЗКС	9.	ГОСТ
Система стандартов безопасности труда	ССБТ	12.	ГОСТ ГОСТ Р
Репрография	-	13.	ГОСТ ГОСТ Р
Единая система технологической подготовки производства	ЕСТПП	14.	ГОСТ
Система разработки и постановки продукции на производство	СРПП	15.	ГОСТ ГОСТ Р
Система стандартов в области охраны природы и улучшения использования природных ресурсов	-	17.	ГОСТ ГОСТ Р
Единая система программных документов	ЕСПД	19.	ГОСТ
Система проектной документации по строительству	СПДС	21.	ГОСТ Р
Безопасность в чрезвычайных ситуациях	-	22.	ГОСТ Р
Расчеты и испытания на прочность	-	25.	ГОСТ
Надежность в технике	-	27.	ГОСТ
Система стандартов эргономических требований и эргономического обеспечения	-	29.	ГОСТ
Информационная технология	-	34.	ГОСТ Р
Система сертификации ГОСТ Р	-	40.	ГОСТ Р
Система аккредитации в РФ	-	51.	ГОСТ Р

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Таблица Б.1 - Нормативные документы по стандартизации

Наименование документа	Определение	Обозначение	Сфера действия
1	2	3	4
Национальный стандарт РФ	Стандарт, принятый ФА Ростехрегулирования	ГОСТ Р	Российская Федерация
Региональный стандарт	Стандарт, принятый региональной организацией по стандартизации	ГОСТ, СТ СЭВ	Страны — члены региона
Межгосударственный стандарт (является стандартом регионального типа)	Стандарт, принятый Межгосударственным Советом по стандартизации, метрологии и сертификации или Межгосударственной научно-технической комиссией по стандартизации, техническому нормированию и сертификации в строительстве	ГОСТ	Страны — члены Межгосударственного совета (МГС) и (или) Межгосударственной научно-технической комиссии (МНТКС)
Международный стандарт	Стандарт, принятый международной организацией по стандартизации	ИСО, МЭК, ИСО/МЭК	Страны — члены и члены-корреспонденты ИСО и МЭК
Общероссийский классификатор технико-экономической информации	Документ, принятый Госстандартом России или Госстроем России	ОК	Российская Федерация
Стандарт отрасли	Стандарт, принятый государственным органом управления в пределах его компетенции применительно к продукции, работам и услугам отраслевого значения	ОСТ	В одной или нескольких отраслях
Стандарт предприятия	Стандарт, принятый предприятием применительно к внутренним продукциям, работам и услугам.	СТП	На данном предприятии
Стандарт научно-технического, инженерного общества	Стандарт, принятый научно-техническим, инженерным обществом или другим общественным объединением	СТО	На принципиально новые виды продукции, процессы, услуги, методы испытаний
Правила	Документ в области стандартизации, метрологии, сертификации, аккредитации, устанавливающий обязательные для применения организационно-технические и (или) общетехнические положения, порядки (правила процедуры), методы (способы, приемы) выполнения работ соответствующих направлений, а также обязательные требования к оформлению результатов этих работ	ПР	Российская Федерация

Продолжение таблицы Б.2 Нормативные документы по стандартизации

1	2	3	4
Технические условия	Документ, разработанный на конкретную продукцию (изделие, материал, вещество)	ТУ	На конкретное изделие, материал, вещество
Рекомендации	Документ в области стандартизации, метрологии, сертификации, аккредитации, содержащий добровольные для применения организационно-технические и (или) общетехнические положения, порядки (правила процедуры), методы (способы, приемы) выполнения работ соответствующих направлений, а также рекомендуемые правила оформления результатов этих работ	Р	Российская Федерация
Правила по межгосударственной стандартизации	См. «Правила»	ПМГ	Страны — члены МГС и (или) МНКТС
Рекомендации по межгосударственной стандартизации	См. «Рекомендации»	РМГ	Страны — члены МГС и (или) МНКТС
Регламент	Документ, содержащий обязательные правовые нормы и принятый органами власти		Сфера действия регламента

Все действующие в Российской Федерации государственные, межгосударственные, региональные, национальные стандарты других стран вносятся в ежегодно переиздаваемый указатель «Национальные стандарты».

Национальные стандарты (ГОСТ Р) разрабатываются на продукцию, работы и услуги, имеющие межотраслевое значение, и не должны противоречить законодательству Российской Федерации.

Национальные стандарты должны содержать:

- требования к продукции, работам и услугам по их безопасности для окружающей среды, жизни, здоровья и имущества, требования техники безопасности и производственной санитарии;
- требования по технической и информационной совместимости, а также взаимозаменяемости продукции;
- основные потребительские (эксплуатационные) характеристики продукции, методы их контроля, требования к упаковке, маркировке, транспортированию, хранению, применению и утилизации продукции;
- правила и нормы, обеспечивающие техническое и информационное единство при разработке, производстве, использовании (эксплуатации) продукции, выполнении работ и оказании услуг, в том числе правила оформления технической документации, допуски и посадки, общие правила обеспечения качества продукции, работ и услуг, сохранения и рационального использования всех видов ресурсов, термины и их определения, условные обозначения, метрологические и другие общетехнические и организационно-технические правила и нормы. В государственных стандартах содержатся как обязательные для выполнения требования к объекту стандартизации, так и рекомендательные.

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Таблица В.1 ОБЩЕРОССИЙСКИЕ КЛАССИФИКАТОРЫ

Код	Наименование ОК	Аббревиатура ОК	Год принятия ОК	Дата введения ОК
001	Общероссийский классификатор стандартов	ОКС	1993	01.01.95
002	Общероссийский классификатор услуг населению	ОКУН	1993	01.01.94
003	Общероссийский классификатор органов государственной власти и управления	ОКОГУ	1993	01.01.96
004	Общероссийский классификатор видов экономической деятельности, продукции и услуг	ОКДП	1993	01.01.94
005	Общероссийский классификатор продукции	ОКП	1993	01.07.94
006	Общероссийский классификатор информации по социальной защите населения	ОКИСЗН	1993	01.01.94
007	Общероссийский классификатор предприятий и организаций	ОКПО	1993	01.07.94
009	Общероссийский классификатор специальностей по образованию	ОКСО	1993	01.07.94
010	Общероссийский классификатор занятий	ОКЗ	1993	01.01.95
011	Общероссийский классификатор управленческой документации	ОКУД	1993	01.07.94
012	Общероссийский классификатор изделий и конструкторских документов	Классификатор ЕСКД	1993	01.07.94
013	Общероссийский классификатор основных фондов	ОКОФ	1994	01.01.96
014	Общероссийский классификатор валют	ОКВ	1994	01.07.95
015	Общероссийский классификатор единиц измерения	ОКЕИ	1994	01.01.96

016	Общероссийский классификатор профессий рабочих, должностей служащих и тарифных разрядов	ОКПДТР	1994	01.01.96
017	Общероссийский классификатор специальностей высшей научной квалификации	ОКСВНК	1994	01.07.95
018	Общероссийский классификатор информации о населении	ОКИН	1995	01.07.96
019	Общероссийский классификатор объектов административно-территориального деления	ОКАТО	1995	01.01.97
020	Общероссийский классификатор деталей, изготавливаемых сваркой, пайкой, склеиванием и термической резкой	ОКД	1995	01.07.96
021	Технологический классификатор деталей машиностроения и приборостроения	ТКД	1995	01.01.96
022	Общероссийский технологический классификатор сборочных единиц машиностроения и приборостроения	ОТКСЕ	1995	01.01.97
023	Общероссийский классификатор начального профессионального образования	ОКНПО	1995	01.07.96
024	Общероссийский классификатор экономических регионов	ОКЭР	1995	01.01.97
025	Общероссийский классификатор стран мира	ОКСМ	1995	01.07.96
026	Общероссийский классификатор информации об общероссийских классификаторах	ОКОК	1995	01.07.96
027	Общероссийский классификатор форм собственности	ОКФС	1999	01.01.2000
028	Общероссийский классификатор организационно-правовых форм	ОКОПФ	1999	01.01.2000
029	Общероссийский классификатор видов экономической деятельности	ОКВЭД	2001	01.01.2003

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ФГБОУ ВО «Уральский государственный горный университет»

УТВЕРЖДАЮ

Проректор по учебно-методическому

комплексу

С.А. Упоров



МЕТОДИЧЕСКИЕ МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ
РАБОТЫ СТУДЕНТОВ

МЕТРОЛОГИЯ, СТАНДАРТИЗАЦИЯ
И СЕРТИФИКАЦИЯ
(КОНСПЕКТ ЛЕКЦИЙ)

ЧАСТЬ 3

«ПОДТВЕРЖДЕНИЕ СООТВЕТСТВИЯ»

Специальность

21.05.03 Технология геологической разведки

Автор: Глушкова Т.А., к.т.н.

Одобен на заседании кафедры

Геофизики

(название кафедры)

Зав.кафедрой

Талалай А. Г.

(Фамилия И.О.)

Протокол № 12 от 05.03. 2020

(Дата)

Рассмотрен методической комиссией
факультета

(название факультета)

Председатель

Бондарев В. И.

(Фамилия И.О.)

Протокол № 7 от 20.03. 2020

(Дата)

Екатеринбург
2020

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	2
1. Основные понятия.....	3
2. Цели, принципы и формы подтверждения соответствия.....	3
3. Добровольное подтверждение соответствия.....	4
4. Обязательное подтверждение соответствия.....	5
5. Участники системы сертификации.....	9
6. Схемы сертификации продукции и услуг.....	10
7. Порядок обязательного подтверждения соответствия.....	13
8. Организация деятельности органов по сертификации.....	14
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	16
КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ.....	17
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	17
ПРИЛОЖЕНИЕ А.....	17
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	18

Деятельность по установлению требований к качеству продукции, услуг, процессам их производства и реализации основана на системах стандартизации, оценки соответствия.

В условиях государственного управления экономикой в процессе управления качеством участвовали с одной стороны - государство в лице предприятий, выпускающих продукцию и оказывающих услуги, совместно с контролирующими и регулирующими органами, а с другой – потребители.

В составе органов, контролирующей деятельность предприятий по качеству продукции, входили отделы технического контроля предприятий, ведомственные комиссии, органы вневедомственного контроля. Главная задача контролирующих органов – предотвращение выпуска предприятиями продукции или услуг, не соответствующих требованиям стандартов и технических условий, утверждённым образцам, положениям проектно - конструкторской и технологической документации, условиям поставки и договоров.

В девяностых годах прошлого века в ходе становления в России экономики рыночного типа получили развитие существенные процессы:

- появление производителей продукции и услуг негосударственных форм собственности;
- увеличение номенклатуры и объёма товаров и услуг;
- расширение внутреннего и международного товарообмена;
- усиление внутренней и международной конкуренции производителей товаров и услуг;
- возникновение реальных перспектив вступления России в международные экономические и торговые организации – Европейский Союз, ВТО.

Названные процессы в сочетании с мировым техническим прогрессом привели к необходимости изменения системы оценки и управления качеством продукции и услуг. В этих условиях эффективным способом гарантии качества, широко применяемым в мировой практике, явилось подтверждение соответствия требованиям стандартов третьей стороной, независимой от изготовителя (продавца) и потребителя (покупателя), - сертификация.

Становление рыночной экономики было поддержано законодательно основополагающими Федеральными законами Российской Федерации:

- «О защите прав потребителей» от 07.02.92;
- «О стандартизации» от 10.06.93;
- «О сертификации продукции и услуг» от 10.06.93.

Дальнейшее развитие экономики России потребовало совершенствования процессов стандартизации и оценки соответствия. Достижению этой цели призван способствовать федеральный закон «О техническом регулировании» от 27.12.02.

Подтверждение соответствия – документальное удостоверение соответствия продукции, процесса, работы, услуги предъявляемым к ним требованиям. Одной из форм оценки соответствия является общепризнанный в мировой практике способ - *сертификация соответствия*.

Сертификация (лат.) – «сделано верно». Чтобы убедиться в том, что продукция «сделана верно», в процессе сертификации необходимо ответить на вопросы:

- каким требованиям продукция, процесс, работа, услуга должны соответствовать?
- как путём можно получить доказательства этого соответствия?

1 Основные понятия

Аккредитация – официальное признание компетентности физического или юридического лица выполнять работы в области оценки соответствия.

Декларирование соответствия – форма подтверждения соответствия продукции требованиям ТР.

Декларация о соответствии – документ, удостоверяющий соответствие продукции требованиям ТР.

Заявитель – физическое или юридическое лицо, осуществляющее обязательное подтверждение соответствия.

Знак обращения на рынке – обозначение, информирующее приобретателя о соответствии продукции требованиям ТР.

Знак соответствия – обозначение, информирующее приобретателя о соответствии продукции требованиям системы добровольной сертификации или национальному стандарту.

Идентификация продукции – установление тождественности характеристик продукции её существенным признакам.

Орган по сертификации – юридическое лицо или индивидуальный предприниматель, аккредитованные в установленном порядке для выполнения работ по сертификации.

Оценка соответствия – прямое или косвенное определение соблюдения требований, предъявляемых к объекту.

Подтверждение соответствия – документальное удостоверение соответствия продукции, объектов, процессов требованиям ТР, положениям стандартов, условиям договоров.

Приобретатель – юридическое или физическое лицо, получающее товар или услугу для производственных, бытовых или личных целей.

Сертификация – форма осуществляемого органом по сертификации подтверждения соответствия объекта требованиям ТР, положениям стандартов или условиям договоров.

Сертификат соответствия – документ, удостоверяющий соответствие объекта требованиям ТР, положениям стандартов, условиям договоров.

Система сертификации – совокупность правил проведения сертификации, участников сертификации, правил функционирования системы.

Схема сертификации – состав, порядок и последовательность действий третьей стороны по оценке соответствия продукции, услуг, систем качества.

Форма подтверждения соответствия – определённый порядок документального удостоверения соответствия продукции или иных объектов, выполнения работ или оказания услуг требованиям ТР, положениям стандартов, условиям договоров.

2 Цели, принципы и формы подтверждения соответствия

Подтверждение соответствия осуществляют в *целях*:

- удостоверения соответствия продукции, процессов производства, эксплуатации, хранения, перевозки, реализации и утилизации, работ, услуг или иных объектов требованиям ТР, стандартов и условиям договоров;
- содействия приобретателям в компетентном выборе продукции, работ, услуг;

- повышения конкурентоспособности продукции, работ, услуг на российском и международном рынках;
- создания условий для обеспечения свободного перемещения товаров по территории РФ;
- осуществления международного экономического, научно - технического сотрудничества и международной торговли.

Подтверждение соответствия осуществляют на основе *принципов*:

- доступности информации о порядке осуществления подтверждения соответствия заинтересованным лицам;
- недопустимости применения обязательного подтверждения соответствия к объектам, в отношении которых не установлены требования ТР;
- установления перечня форм и схем обязательного подтверждения соответствия в отношении определённых видов продукции в соответствующем ТР;
- уменьшения сроков осуществления обязательного подтверждения и затрат заявителя;
- недопустимости принуждения к осуществлению добровольного подтверждения соответствия, в том числе в определённой системе добровольной сертификации;
- защиты имущественных интересов заявителей;
- соблюдения коммерческой тайны в отношении сведений, полученных при осуществлении подтверждения соответствия;
- недопустимости подмены обязательного подтверждения соответствия добровольной сертификацией.

Подтверждение соответствия применяется равным образом и в равной мере независимо от:

- страны или места происхождения продукции, осуществления процессов производства, эксплуатации, хранения, перевозки, реализации и утилизации, выполнения работ и оказания услуг;
- видов или особенностей сделок и лиц, которые являются изготовителями, исполнителями, продавцами, приобретателями, конечными потребителями.

Подтверждение соответствия на территории РФ имеет *характер*:

- *добровольный*;
- *обязательный*.

Добровольное подтверждение соответствия осуществляют в *форме*:

- *добровольной сертификации*.

Обязательное подтверждение соответствия осуществляют в *формах*:

- *принятия декларации о соответствии*;
- *обязательной сертификации*.

Порядок применения форм обязательного подтверждения устанавливает федеральный закон «О техническом регулировании».

3 Добровольное подтверждение соответствия.

Добровольное подтверждение соответствия осуществляется по инициативе заявителя на условиях договора между заявителем и органом по сертификации в форме добровольной сертификации. Добровольное подтверждение соответствия осуществляется для установления соответствия товара, услуги требованиям национальных стандартов, стандартов организаций, систем добровольной сертификации, условиям договоров.

Орган по добровольной сертификации:

- осуществляет подтверждение соответствия объектов добровольного подтверждения соответствия;
- оформляет и выдаёт сертификаты соответствия на объекты, прошедшие добровольную сертификацию;

- предоставляет заявителям право на применение знака соответствия, предусмотренного соответствующей системой добровольной сертификации;

- приостанавливает или прекращает действие выданных им сертификатов соответствия.

Система добровольной сертификации может быть создана юридическими лицами или индивидуальными предпринимателями. Система добровольной сертификации устанавливает:

- перечень объектов добровольной сертификации и их характеристик;
- правила выполнения работ по сертификации;
- порядок оплаты работ по сертификации;
- возможность применения знака соответствия.

Система добровольной сертификации проходит регистрацию в федеральном органе по техническому регулированию, который ведёт единый реестр зарегистрированных систем добровольной сертификации.

Системы добровольной сертификации характерны:

- активной ролью заявителя (выбирает требования к объекту, методы проверки, стандарты и другие нормативные документы, систему и схему сертификации);
- самоорганизацией системы (создание системы возможно любым субъектом хозяйственной деятельности, юридическим или физическим лицом);
- открытостью, возможностью для заинтересованных сторон ознакомиться с составом участников, правилами и процедурами сертификации;
- самостоятельностью, невмешательством федеральных и местных органов власти, общественных структур в деятельность системы.

Объекты, сертифицированные в системе добровольной сертификации, могут быть маркированы *знаком соответствия* системы. Применение знака соответствия национальному стандарту осуществляется заявителем на добровольной основе любым удобным для него способом (типографской печатью, тонкоплёночными технологиями, голографическими изображениями), месте (на товаре, упаковке, технической и сопроводительной документации, рекламе) в порядке, установленном национальным органом по стандартизации.

Знак соответствия:

- убеждает приобретателя, потребителя в надлежащем качестве и безопасности товара, услуги;
- помогает органам госнадзора принять решение о возможности реализации товара;
- является для страховых компаний гарантией безопасности товара.

В РФ действуют более ста систем добровольной сертификации, в том числе системы сертификации:

- в бизнесе и торговле;
- продукции машиностроения и приборостроения «Абрис»;
- веществ и материалов по химическому составу;
- банковских технологий;
- средств и систем в сфере информатизации;
- объектов и услуг;
- систем качества и производств Росстандарта;
- средств измерений;
- морской техники;
- интеллектуальной собственности;
- услуг связи;
- услуг информационных технологий и систем качества предприятий;
- программных средств, применяемых в обязательном медицинском страховании.

4 Обязательное подтверждение соответствия

Обязательное подтверждение соответствия проводится в случаях, установленных соответствующим ТР. Объектом обязательного подтверждения соответствия может быть только

продукция, выпускаемая в обращение на территории РФ. Форма и схемы устанавливаются ТР с учётом степени риска не достижения его целей. Декларация о соответствии и сертификат соответствия имеют равную юридическую силу на всей территории РФ независимо от схем обязательного подтверждения соответствия. Работы по обязательному подтверждению соответствия оплачивает заявитель. Стоимость работ устанавливает Правительство РФ.

Декларирование соответствия осуществляют по одному из *вариантов*:

- принятие декларации о соответствии на основании собственных доказательств;
- принятие декларации о соответствии на основании собственных доказательств и доказательств, полученных с участием органа по сертификации и (или) аккредитованной испытательной лаборатории (третьей стороны).

Заявителем может быть юридическое или физическое лицо, являющееся частным предпринимателем, изготовителем, продавцом, представителем иностранного изготовителя на основании договора с ним, круг заявителей устанавливает соответствующий ТР. Схему декларирования соответствия с участием третьей стороны ТР устанавливает, если отсутствие третьей стороны не приводит к достижению целей подтверждения соответствия.

При декларировании соответствия на основании собственных доказательств заявитель самостоятельно формирует доказательные материалы, в качестве которых использует техническую документацию, результаты собственных испытаний, исследований и (или) другие документы. Состав доказательных материалов определяет соответствующий ТР.

При декларировании соответствия на основании собственных доказательств и полученных с участием третьей стороны доказательств заявитель по своему выбору в дополнение к собственным доказательствам включает:

- протоколы исследований, испытаний и измерений, проведённых в испытательной лаборатории (центре);
- сертификат системы качества, в отношении которого предусмотрен контроль (надзор) органа по сертификации.

Декларация о соответствии оформляется на русском языке и содержит:

- наименование и указание местонахождения заявителя;
- наименование и указание местонахождения изготовителя продукции;
- информацию об объекте подтверждения соответствия;
- наименование ТР, на соответствие требованиям которого подтверждается продукция;
- указание схемы декларирования соответствия;
- заявление-декларацию изготовителя, продавца о безопасности продукции при её использовании в соответствии с целевым назначением;
- сведения о проведённых исследованиях, испытаниях и измерениях, сертификате системы качества, а также документах, послуживших основанием для подтверждения соответствия продукции требованиям ТР;
- указание срока действия декларации о соответствии;
- иные сведения, предусмотренные соответствующим ТР.

Срок действия декларации о соответствии определяет соответствующий ТР. Форму декларации утверждает федеральный орган исполнительной власти по техническому регулированию. Оформленная по установленным правилам декларация подлежит регистрации федеральным органом исполнительной власти по техническому регулированию в течение трёх дней. Порядок ведения реестра деклараций о соответствии, форму представления сведений в реестр, порядок оплаты определяет Правительство РФ.

Декларация о соответствии и доказательные документы хранятся у заявителя в течение трёх лет с момента окончания срока действия декларации. Второй экземпляр декларации хранится в федеральном органе исполнительной власти по техническому регулированию.

До вступления в силу соответствующего ТР Правительство РФ определяет и ежегодно дополняет номенклатуру (перечень) отдельных видов товаров и услуг, в отношении которых распространяется возможность принятия декларации о соответствии вместо обязательной сертификации.

В номенклатуру входят:

- продукция резинотехническая;
- приборы и аппараты оптические;
- подшипники;
- садово-огородный инвентарь;
- продукция деревообработки;
- продукция лёгкой и текстильной промышленности;
- продукция пищевой промышленности, животноводства, растениеводства;
- медицинские изделия.

Обязательное подтверждение соответствия в форме обязательной сертификации осуществляет орган по обязательной сертификации на основании договора с заявителем. Схемы сертификации устанавливает соответствующий ТР. Соответствие продукции требованиям ТР подтверждает сертификат соответствия, выданный заявителю органом по сертификации.

Сертификат соответствия оформляется на русском языке и содержит:

- наименование и указание местонахождения заявителя;
- наименование и указание местонахождения изготовителя продукции;
- наименование и указание местонахождения органа по сертификации, выдавшего сертификат соответствия;
- информацию об объекте сертификации;
- наименование ТР, на соответствие требованиям которого проводилась сертификация;
- заявление органа по обязательной сертификации о соответствии продукции, услуги предъявляемым к ней требованиям;
- информацию о проведённых исследованиях, испытаниях, измерениях;
- информацию о документах, представленных заявителем в качестве доказательств соответствия продукции требованиям ТР;
- указание срока действия сертификата соответствия.

Срок действия сертификата определяет соответствующий ТР. Форму сертификата соответствия утверждает федеральный орган исполнительной власти по техническому регулированию.

Обязательную сертификацию осуществляет орган по сертификации, аккредитованный в порядке, установленном Правительством РФ.

Орган по обязательной сертификации:

- привлекает на договорной основе для проведения исследований, испытаний и измерений испытательные лаборатории (центры), аккредитованные в порядке, установленном Правительством РФ;
- проводит анализ документов, принимает решение, оформляет и выдаёт сертификат соответствия, лицензию на применение знака обращения на рынке;
- ведёт реестр выданных им сертификатов соответствия;
- осуществляет инспекционный контроль за объектами сертификации, если контроль предусмотрен схемой обязательной сертификации, договором;
- информирует органы государственного контроля (надзора) о продукции, поступившей на сертификацию, но не прошедшей её;
- приостанавливает или прекращает действие выданного им сертификата соответствия;
- обеспечивает представление заявителям информации о порядке проведения обязательной сертификации;
- устанавливает стоимость работ по сертификации на основании утверждённой Правительством РФ методики определения стоимости работ.

Федеральный орган исполнительной власти по техническому регулированию ведёт единый реестр выданных сертификатов соответствия. Порядок ведения единого реестра, форму предоставления сведений в реестр, порядок оплаты устанавливает Правительство РФ.

Аккредитованная испытательная лаборатория (центр) оформляет результаты исследований, испытаний и измерений протоколами, на основании которых орган по сертификации при-

нимает решение о выдаче или отказе в выдаче сертификата соответствия. Аккредитованная лаборатория (центр) обязана обеспечить достоверность результатов исследований, испытаний и измерений.

Продукция, соответствие которой требованиям ТР подтверждено в установленном порядке, может быть маркирована *знаком обращения на рынке*. Изображение знака устанавливает Правительство РФ. Знак не является специально защищённым знаком и наносится заявителем в информационных целях любым удобным для него способом.

Заявитель в области обязательного подтверждения соответствия имеет право:

- выбирать форму и схему подтверждения соответствия, предусмотренные для определённых видов продукции соответствующим ТР;
- обращаться для осуществления обязательной сертификации в любой орган по сертификации, область аккредитации которого распространяется на предъявляемую к сертификации продукцию;
- обращаться в орган по аккредитации с жалобами на неправомерные действия органов по сертификации, испытательных лабораторий (центров).

Заявитель в области обязательного подтверждения соответствия обязан:

- обеспечивать соответствие продукции требованиям ТР;
- выпускать в обращение продукцию, подлежащую обязательному подтверждению соответствия, только после подтверждения соответствия;
- указывать в сопроводительной технической документации и при маркировке продукции сведения о сертификате или декларации соответствия;
- предъявлять в органы государственного контроля (надзора) за соблюдением требований ТР, а также другим заинтересованным лицам документы, свидетельствующие о подтверждении соответствия – декларацию, сертификат соответствия или их копии;
- приостанавливать или прекращать реализацию продукции, если истёк срок действия, приостановлено или прекращено действие декларации, сертификата соответствия;
- извещать орган по сертификации об изменениях, вносимых в техническую документацию или технологические процессы производства сертифицированной продукции;
- приостанавливать производство продукции, которая прошла подтверждение соответствия и не удовлетворяет требованиям ТР на основании решений органов государственного контроля (надзора).

При ввозе на территорию РФ продукции, подлежащей обязательному подтверждению соответствия, заявитель одновременно с таможенной декларацией передаёт в таможенные органы декларацию о соответствии или сертификат соответствия. Полученные за пределами территории РФ документы о подтверждении соответствия, протоколы исследований, испытаний и измерений продукции могут быть признаны в соответствии с международными договорами РФ.

В РФ действуют несколько десятков самостоятельных систем обязательного подтверждения соответствия, в том числе системы обязательной сертификации:

- авиационной техники и объектов гражданской авиации;
- посуды;
- лесопромышленной продукции;
- товаров детского ассортимента;
- электрооборудования на соответствие стандартам безопасности;
- металлорежущего, деревообрабатывающего и слесарно-монтажного инструмента;
- металлообрабатывающих станков;
- сельскохозяйственной техники;
- транспортных средств и прицепов;
- технических средств на электромагнитную совместимость;
- нефтепродуктов;
- пищевых продуктов и продовольственного сырья;
- химической продукции;
- «Электросвязь».

Документы об аккредитации, выданные органам по сертификации и аккредитованным испытательным лабораториям (центрам) до вступления в силу федерального закона «О техническом регулировании», а также документы, подтверждающие соответствие (сертификат соответствия, декларация о соответствии) считаются действительными до окончания срока, установленного в них.

Номенклатура продукции, подлежащих обязательному подтверждению соответствия и подтверждение соответствия которой осуществляется в форме принятия декларации о соответствии, определено Правительством Российской Федерации в постановлении от 1 декабря 2009 г. № 982 «Об утверждении единого перечня продукции, подлежащей обязательной сертификации, и единого перечня продукции, подтверждение соответствия которой осуществляется в форме принятия декларации о соответствии».

Пример перечня приведен в таблице 1.

Таблица 1 ИНФОРМАЦИЯ О ПРОДУКЦИИ, ПОДЛЕЖАЩЕЙ ОБЯЗАТЕЛЬНОМУ ПОДТВЕРЖДЕНИЮ СООТВЕТСТВИЯ (В ФОРМЕ ОБЯЗАТЕЛЬНОЙ СЕРТИФИКАЦИИ) В СИСТЕМЕ СЕРТИФИКАЦИИ ГОСТ Р, С УКАЗАНИЕМ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ, УСТАНОВЛИВАЮЩИХ ОБЯЗАТЕЛЬНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ ¹

Наименование объекта	Код позиции объекта по ОК 005-93 [ОКП]	Обозначение определяющего нормативного документа	Подтверждаемые требования определяющего нормативного документа
1	2	3	4
0110 Электроэнергия			
Электрическая энергия в электрических сетях общего назначения переменного трехфазного и однофазного тока частотой 50 Гц	01 1000	ГОСТ 13109-97	Пп. 5.2 (в части предельно допускаемых значений), 5.6
0251 Нефтепродукты светлые. Альтернативные виды топлива			
Этанольное моторное топливо для автомобильных двигателей с принудительным зажиганием. Бензолы	02 5141	ГОСТ Р 52201-2004	П. 4.1
0253 Масла смазочные (нефтяные)			
Масла авиационные	02 5311	ГОСТ 21743-76	П. 2.2

5 Участники системы сертификации

Система сертификации – совокупность участников, осуществляющих сертификацию по правилам, установленным в этой системе.

В систему сертификации входят:

- национальный орган по сертификации;

¹ В данном документе учтены изменения в Постановление Правительства РФ от 01.12.2009 № 982, внесенные Постановлениями Правительства РФ от 17.03.2010 № 149, от 20.10.2010 № 848, от 13.11.2010 № 906.

- центральный орган по сертификации;
- орган по сертификации;
- испытательная лаборатория (центр);
- совет по сертификации;
- научно-методический центр по сертификации;
- комиссия по апелляциям;
- заявители сертификации.

Национальный орган по сертификации - федеральный орган исполнительной власти - Федеральное агентство РФ по техническому регулированию и метрологии, осуществляющий организацию работ по обязательной сертификации в соответствии с законодательными актами.

Центральный орган по сертификации – федеральный орган исполнительной власти, осуществляющий разработку систем, правил, порядков сертификации однородной продукции.

Орган по сертификации – региональный орган, проводящий сертификацию, созданный на базе организаций, имеющих статус юридического лица и являющийся третьей стороной. Основные функции органа:

- формирование и актуализация фонда нормативных документов;
- разработка и ведение организационно-методических документов;
- приём и рассмотрение заявок на сертификацию;
- определение испытательной лаборатории, органа по оценке системы качества, проверки производства;
- оформление и выдача сертификата установленной формы, регистрация в Государственном реестре;
- признание зарубежных сертификатов;
- организация инспекционного контроля продукции, системы качества;
- отмена или приостановление действия сертификатов по результатам инспекционного контроля;

Заявители должны иметь беспрепятственный доступ к информации об услугах органа, правилах сертификации, результатах испытаний и сертификации, исключая информацию конфиденциального характера или содержащую коммерческую тайну.

Испытательная лаборатория (центр) – организация, имеющая статус юридического лица, являющаяся третьей стороной и осуществляющая для целей сертификации испытания конкретного вида продукции или конкретные виды испытаний с оформлением протоколов.

Совет по сертификации – орган, разрабатывающий рекомендации по формированию единой политики сертификации, повышению эффективности работ, распространению информации о деятельности системы. В состав совета входят представители центрального органа по сертификации, Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии, министерств, ведомств, служб, агентств, изготовителей продукции, испытательных лабораторий, общественных организаций.

Научно-методический центр по сертификации – центр, созданный при центральном органе по сертификации и осуществляющий системные исследования, разрабатывающий методические и практические рекомендации для ведения технико-экономического анализа работ по сертификации.

Комиссия по апелляциям – комиссия, рассматривающая в установленный срок жалобы, поданные по результатам сертификации, извещает подателя и орган по сертификации о принятом решении. Комиссию создаёт центральный орган по сертификации для рассмотрения жалоб и решения спорных вопросов. В работе комиссии участвуют представители Федерального агентства РФ по техническому регулированию и метрологии, министерств, ведомств, служб, агентств, органов по сертификации, испытательных лабораторий, изготовителей сертифицируемой продукции.

Заявители сертификации – изготовители продукции, исполнители работ, продавцы, обратившиеся в орган по сертификации. Заявители обязаны:

- направлять заявку на проведение сертификации, предоставлять продукцию, необходимую нормативную, техническую и иную документацию;
- обеспечивать соответствие реализуемой продукции требованиям нормативных документов;
- маркировать продукцию знаком обращения на рынке;
- обеспечивать беспрепятственное выполнение полномочий должностными лицами органов по сертификации и инспекционному контролю;
- приостанавливать или прекращать реализацию продукции, если она не отвечает требованиям нормативных документов.

Права и обязанности заявителя регламентированы федеральным законом «О техническом регулировании».

6 Схемы сертификации продукции и услуг

Схема сертификации продукции – перечень мероприятий и последовательность действий третьей стороны по оценке соответствия различных видов продукции или услуг. Мероприятия объединены в три группы:

- испытания в испытательной лаборатории;
- проверка производства (системы качества);
- инспекционный контроль сертифицированной продукции (системы качества).

Среди мероприятий:

- испытания образца или партии продукции;
- анализ состояния производства, системы качества;
- рассмотрение декларации о соответствии;
- рассмотрение дополнительных документов, полученных заявителем помимо сертификации (протоколы приёмочных испытаний, гигиенический сертификат, ветеринарный сертификат, сертификат пожарной безопасности, сертификаты или декларации субпоставщиков, сертификаты происхождения, протоколы испытаний в зарубежных лабораториях).

Система сертификации продукции предусматривает несколько схем. Выбор схемы зависит: от вида продукции; особенностей производства, испытаний, поставки, использования продукции; требуемого уровня доказательности; возможных затрат заявителя. Схему устанавливает ТР.

Схемы сертификации продукции, применяемые в РФ, разработанные с учётом рекомендаций ИСО/МЭК и практики подтверждения соответствия ЕС, приведены в табл. 2.

Схемы 1...8 полностью соответствуют рекомендациям ИСО/МЭК. В российской практике дополнительно применяют модифицированные схемы 2а, 3а, 4а, а также схемы 9...10а, основанные на декларации изготовителя.

Современным актуальным направлением развития сертификации в российской и мировой практике является сертификация услуг (см. табл.3.1).

Объектами сертификации в сфере услуг могут быть:

- услуги, работы;
- организации, предоставляющие услуги, выполняющие работы;
- персонал, предоставляющий услуги, выполняющий работы;
- производственный процесс;
- система управления качеством.

Схемы, относящиеся к сертификации услуг и работ, включают:

- оценку мастерства исполнителя, процесса оказания услуги;
- аттестацию предприятия, сертификацию системы качества;
- проверку результатов оказания услуги;
- инспекционный контроль за сертифицированными услугами.

Таблица 2 - Схемы сертификации продукции

№ схемы	Испытания в испытательных лабо- раториях	Проверка производства (системы качества)	Инспекционный контроль сертифицированной продукции (си- стемы качества)
1	Испытание типового об- разца продукции	--	--
1a	То же	Анализ состояния производства	--
2	То же	--	Испытания образцов продукции, взятых у продавца
2a	То же	Анализ состояния производства	То же
3	То же	--	Испытания образцов продукции, взятых у изготовителя
3a	То же	Анализ состояния производства	То же
4	То же	--	Испытания образцов продукции, взятых у продавца
4a	То же	Анализ состояния производства	Испытания образцов продукции, взятых у изготовителя
5	То же	Сертификация произ- водства или системы качества	Контроль стабильности условий производства или функционирова- ния системы качества
6	Рассмотрение деклара- ции о соответствии	Сертификация системы качества	Контроль стабильности функцио- нирования системы качества
7	Испытания партии продукции	--	--
8	Испытания каждого об- разца	--	--
9	Рассмотрение деклара- ции о соответствии	--	--
9a	То же	Анализ состояния производства	--
10	То же	--	Испытания образцов, взятых у из- готовителя или продавца
10a	То же	Анализ состояния производства	То же

Особенности услуг как объекта сертификации:

- субъективность проверки результата услуги (например, причёски);
- невозможность испытаний результата услуги (испытаний сложной бытовой техники после ремонта по установленным жёстким правилам испытаний);
- непосредственный контакт исполнителя и потребителя услуги требует оценки мастерства исполнителя с учётом этики общения (услуги косметического кабинета);
- предоставление услуги и её потребление происходит одновременно (парикмахерские услуги);
- некоторые характеристики услуг зависят от региона (транспортное обслуживание, общественное питание).

Схемы сертификации услуг, применяемые в РФ, приведены в табл. 3.

Таблица 3 -Схемы сертификации услуг

№ схе- мы	Оценка мастер- ства ис- полните- ля	Оценка процесса оказания услуги	Аттеста- ция пред- приятия	Сертифика- ция системы ка- чества	Выборочная проверка результата услуги	Инспекционный контроль
1	Оценка мастер- ства	--	--	--	Выборочная проверка	Проверка результатов услуги
2	--	Оценка процесса	--	--	Выборочная проверка	Контроль стабильности процесса оказания услуги
3	--	--	--	--	Выборочная проверка	Выборочная проверка резуль- тата услуги
4	--	--	Аттеста- ция	--	Выборочная проверка	То же
5	--	--	--	Сертифика- ция	--	Контроль стабильности функционирова- ния системы

7 Порядок обязательного подтверждения соответствия

Порядок подтверждения соответствия на примере наиболее сложной процедуры под-
тверждения соответствия в форме обязательной сертификации можно представить в виде эта-
пов:

- подача заявки на сертификацию;
- оценка соответствия продукции (услуг), системы качества, персонала;
- анализ документов;
- принятие решения;
- оформление и выдача сертификата соответствия;
- оформление и выдача лицензии на применение знака обращения на рынке;
- инспекционный контроль.
- мероприятия по результатам инспекционного контроля.

Подача заявки на сертификацию – заявитель выбирает орган по сертификации и направляет заявку установленной формы. При отсутствии органа по сертификации заявитель может обратиться в территориальный орган Федеральной службы РФ по техническому регулированию и метрологии или иной орган исполнительной власти. Орган по сертификации в течение одного месяца сообщает заявителю своё решение, в котором указаны условия сертификации – схема, наименование испытательной лаборатории, перечень нормативных документов, на соответствие которым будет проведена сертификация.

Оценка соответствия – имеет особенности в зависимости от объекта (схемы) сертификации. Для продукции – аккредитованная испытательная лаборатория осуществляет отбор и идентификацию образцов изделий, проводит испытания, оформляет и передаёт протоколы результатов испытаний заявителю и в орган по сертификации. Если схема предусматривает проверку производства, системы качества комиссия органа по сертификации проводит эти мероприятия и оформляет их актами. Для услуг (работ) орган по сертификации проводит мероприя-
тия, соответствующие принятой схеме.

Анализ документов – протоколы испытаний, акты оценки производства, системы качества, квалификации персонала и иные документы, представленные заявителем, подвергаются анализу, для подготовки решения о соответствии продукции (услуг) требованиям ТР.

Принятие решения – на основании анализа документов, подготовленных органом по сертификации, испытательной лабораторией и представленные заявителем, эксперт составляет заключение, орган по сертификации принимает решение о соответствии продукции (услуг) требованиям ТР.

Оформление и выдача сертификата соответствия, лицензии на применение знака обращения на рынке – если решение положительное, орган по сертификации оформляет и выдаёт сертификат соответствия, лицензию на применение знака обращения на рынке, регистрирует выданные документы в Государственном реестре. Если решение отрицательное, орган по сертификации выдаёт отказ с указанием причин. Форма сертификата соответствия, срок его действия определяются правилами системы сертификации.

В сертификате соответствия продукции указаны:

- регистрационный номер, срок действия сертификата (3...5 лет);
- наименование органа по сертификации, выдавшего сертификат;
- наименование продукции, код по ОКП;
- заявление о соответствии продукции предъявляемым требованиям;
- нормативные документы, на соответствие которым выдан сертификат;
- протоколы исследований, акты проверки производства и иные документы, на основании которых выдан сертификат соответствия;
- подписи эксперта, руководителя органа по сертификации.

Инспекционный контроль – проводит орган, выдавший сертификат соответствия, если инспекционный контроль предусмотрен схемой сертификации. Контроль проходит в виде плановых (один раз в год в течение срока действия сертификата) и внеплановых (при поступлении рекламаций, при внесении существенных изменений в конструкцию изделия) проверок. В инспекционную комиссию входят представители территориального органа Федеральной службы РФ по техническому регулированию и метрологии, обществ потребителей и других заинтересованных организаций. Инспекционный контроль включает анализ информации, полученной в ходе проверок.

По результатам инспекционного контроля эксперт органа по сертификации составляет акт и принимает решение:

- о продолжении действия сертификата соответствия;
- о приостановлении или отмене действия сертификата соответствия.

Отмена действия сертификата соответствия происходит при несоответствии продукции (услуги) требованиям ТР, при изменении нормативного документа на предмет сертификации.

Мероприятия по результатам инспекционного контроля - проводит изготовитель на основании предписания об устранении нарушений требований ТР, выданном органом государственного контроля (надзора).

Обязательное подтверждение соответствия продукции в форме декларирования соответствия, добровольная сертификация проходят по упрощенной процедуре. При добровольной сертификации систему добровольной, а при её отсутствии систему обязательной сертификации, схему сертификации выбирает заявитель. При положительном решении органа по подтверждению соответствия заявитель получает документы установленной формы - декларацию соответствия, сертификат соответствия. Указанные документы имеют одинаковую юридическую силу.

8 Организация деятельности органов по сертификации

Качество сертификации товаров и услуг определяет высокая компетентность и независимость органов по сертификации, а также способность удовлетворять запросы заявителей и других заинтересованных лиц.

Деятельность органа по сертификации должна быть:

- открытой в информационном обеспечении;
- доступной в организационном и финансовом отношениях;
- антидискриминационной по признакам формы собственности и страны нахождения изготовителя (поставщика).

В административную структуру органа по сертификации входят:

- исполнительный директор;
- координационный (управляющий) совет;
- наблюдательный совет;
- комиссия по сертификации;
- комиссия по оценке системы качества;
- апелляционная комиссия;
- испытательная лаборатория.

Исполнительный директор - руководит текущей работой органа по сертификации в области аккредитации.

Координационный (управляющий) совет - обеспечивает деятельность органа по сертификации. Основные функции координационного совета:

- формирование и контроль реализации политики, определяющей деятельность органа;
- контроль стоимости работ по сертификации;
- определение в необходимых случаях состава штатных специалистов, привлекаемых на договорных условиях для выполнения работ по сертификации;
- организация взаимодействия с национальным органом по сертификации и другими организациями, занимающимися вопросами оценки соответствия.

В координационный совет входят представители всех заинтересованных структур - министерств, служб, агентств, профессиональных ассоциаций, банков, страховых компаний, промышленных предприятий, научных и учебных организаций.

Наблюдательный совет - осуществляет общий надзор за деятельностью органа по сертификации, состоит из представителей организации учредителя.

Комиссии по сертификации и оценке системы качества - изучают отчёты экспертов, проводивших оценку соответствия, и принимают решения о выдаче или отказе в выдаче сертификата соответствия (см. прил.1).

Апелляционная комиссия - рассматривает жалобы, поступившие от заявителей на действия и решения органа по сертификации. В комиссию входят специалисты в области сертификации, независимые юристы.

Испытательная лаборатория - проводит испытания и оформляет протоколы испытаний продукции (см. прил.2), может входить в состав органа по сертификации или быть самостоятельной организацией.

Аккредитацию органов по сертификации и испытательных лабораторий (центров) осуществляют в целях:

- подтверждения компетентности органов по сертификации и испытательных лабораторий (центров), выполняющих работу по подтверждению соответствия;
- обеспечения доверия изготовителей, продавцов и приобретателей к деятельности органов по сертификации и аккредитованных испытательных лабораторий (центров);
- создания условий для признания результатов деятельности органов по сертификации и аккредитованных испытательных лабораторий (центров).

Аккредитацию органов по сертификации и испытательных лабораторий (центров), выполняющих работы по подтверждению соответствия, осуществляют на основе принципов:

- открытости и доступности правил аккредитации;
- компетентности и независимости органов, осуществляющих аккредитацию;
- недопустимости ограничения конкуренции и создания препятствий пользованию услугами органов по сертификации и аккредитованных испытательных лабораторий (центров);
- обеспечения равных условий лицам, претендующим на получение аккредитации;

- недопустимости совмещения полномочий на аккредитацию и подтверждение соответствия;
- недопустимости установления пределов действия документов об аккредитации на отдельных территориях.

Аккредитацию органов по сертификации и испытательных лабораторий (центров), выполняющих работы по подтверждению соответствия, осуществляют в порядке, установленном Правительством РФ.

Испытания продукции в целях оценки соответствия осуществляют испытательные лаборатории. Испытательная лаборатория может быть самостоятельной организацией, частью органа по сертификации или другой организации. Основные требования, предъявляемые к испытательным лабораториям (центрам):

- обладание статусом юридического лица;
- обеспечение испытаний квалифицированным персоналом, оборудованием, методиками;
- исключение возможности оказания давления на сотрудников с целью фальсификации результатов испытаний;
- предоставление результатов испытаний в виде протоколов установленной формы;
- соблюдение мер секретности конфиденциальной информации и защиты прав собственности.

Сведения о товаре (надёжности, экономичности, технических параметрах) с целью сравнения аналогичных товаров различных производителей получают по результатам *сравнительных испытаний*, проводимых в аккредитованных испытательных лабораториях. Анализ результатов публикуют в специальных изданиях.

Полученные за пределами территории РФ документы о подтверждении соответствия, знаки соответствия, протоколы исследований (испытаний) и измерений продукции могут быть признаны в соответствии с международными договорами РФ. При отсутствии такого договора товары, ввозимые на территорию РФ, проходят процедуру подтверждения соответствия на общих основаниях.

Орган по сертификации и его должностное лицо, нарушившие правила выполнения работ по сертификации, если такое нарушение повлекло за собой выпуск в обращение продукции, не соответствующей требованиям ТР, несут ответственность в соответствии с законодательством РФ.

Аккредитованная испытательная лаборатория (центр), эксперты за предоставление недостоверных или необъективных результатов исследований (испытаний) измерений несут ответственность в соответствии с законодательством РФ.

Финансирование работ в области технического регулирования осуществляют за счёт бюджетных средств, которые идут на:

- проведение государственного контроля (надзора) за соблюдением требований ТР;
- создание и ведение Федерального информационного фонда ТР и стандартов;
- реализацию программы разработки ТР, национальных стандартов, а также проведение экспертиз проектов ТР и стандартов;
- разработку общероссийских классификаторов;
- уплату взносов в международные организации по стандартизации.

Средства в федеральный бюджет поступают в виде:

- средств, полученных от заявителей за проведение работ по оценке соответствия;
- штрафов, накладываемых органами государственного контроля (надзора) на юридических и физических лиц;
- средств, вырученных от распространения стандартов, каталогов, справочников.

Расширение международного общественного движения в защиту прав человека и возращание конкурентной борьбы на товарном рынке привели к повышению внимания к социальной лояльности.

Социальная лояльность – степень выполнения фирмой требований конвенций Международной организации труда (МОТ) и ООН в отношении использования детского труда, принудительного труда, обеспечения безопасности и гигиены работ, рабочего времени и вознаграждения, соблюдения свободы ассоциации и прав заключения коллективных договоров.

Принят международный стандарт SA 8000, который базируется на Всеобщей декларации прав человека, Конвенции ООН о правах ребёнка, рекомендациях Международной организации труда (МОТ), стандартах ИСО. Производители товаров заинтересованы в проведении независимого аудита, сертификации по требованию SA 8000 с целью получения сертификата соответствия социальной лояльности.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Восстановление в начале двадцать первого века национального промышленного потенциала Российской Федерации, рост поставок по импорту, расширение списка стран партнёров в международной торговле привели к лавинообразному увеличению объёма, расширению номенклатуры товаров и услуг, подлежащих обязательной оценке соответствия. По опыту мировой практики и данным Федерального агентства Российской Федерации и по техническому регулированию и метрологии объём потенциально опасной продукции, подлежащей обязательной сертификации, достигает 80...90% от общего объёма и имеет тенденцию роста.

Практика сертификации в РФ выявила ряд существенных недостатков:

- неэффективность организационных принципов сертификации;
- завышенную номенклатуру товаров и услуг, подлежащих обязательной сертификации;
- необоснованный выбор сложных схем сертификации;
- неравномерное территориальное размещение органов по сертификации и испытательных лабораторий;
- дефицит квалифицированных кадров.

Перечисленные факторы привели к неоправданным материальным, временным, финансовым и людским затратам на организацию и осуществление процедур обязательного подтверждения соответствия.

В начале двадцать первого века в Российской Федерации назрела необходимость совершенствования и оптимизации процедур подтверждения соответствия, увеличения доли товаров и услуг, для которых обязательная сертификация может быть заменена менее затратной формой подтверждения соответствия - декларированием соответствия.

Федеральный закон «О техническом регулировании» предоставил новые возможности по дальнейшему совершенствованию оценки соответствия товаров и услуг обязательным требованиям стандартов.

Дальнейшее совершенствование процедур оценки соответствия является необходимым и определяющим условием роста национального валового продукта, успешной интеграции экономики России в мировую экономическую систему, расширения международного экономического и научно-технического сотрудничества, роста объёма и совершенствования структуры международного товарообмена в интересах нашего государства.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Цели, принципы подтверждения соответствия.
2. Характер, формы подтверждения соответствия.
3. Добровольное подтверждение соответствия.
4. Обязательное подтверждение соответствия по форме декларирования.
5. Обязательное подтверждение соответствия по форме сертификации.
6. Участники системы сертификации.
7. Схемы сертификации продукции.
8. Схемы сертификации услуг.
9. Порядок обязательного подтверждения соответствия.
10. Организация деятельности органов по сертификации.
11. Цели, принципы аккредитации органов по сертификации.
12. Финансирование работ по сертификации.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.

1. Крылова Г.Д. Основы стандартизации, сертификации, метрологии: Учебник для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: ЮНИТИ-ДАНА, 2001. – 711 с.
2. Сертификация. Сборник нормативных документов Российской Федерации. / Под ред. д.т.н., проф. Фомина В.Н., - М.: Ассоциация авторов и издателей «Тандем». Издательство «ЭКМОС». – 2000. - 144 с.
3. Никифоров А.Д., Бакиев Т.А. Метрология, стандартизация и сертификация: Учеб. пособие. – М.: Высш. Школа, 2002. – 422 с. : ил.
4. Басаков М.И. Сертификации продукции и услуг с основами стандартизации и метрологии: Учебное пособие. Издание 2-е, испр. и доп. – Ростов на /Д: издательский центр «МарТ», 2002. – 256 с.
5. Федеральный закон «О техническом регулировании». – М.: Ось-89, 2003. – 48 с. (Актуальный закон).
6. Сергеев А.Г., Латышев М.В., Терегеря В.В. Метрология, стандартизация, сертификация: Учебное пособие. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – М.: Логос, 2004. – 560 с.: ил.
7. Лифиц И.М. Стандартизация, метрология и сертификация: Учебник. – 4-е изд., перераб. и доп. - М.: Юрайт-Издат, 2004. – 335 с.
8. Димов Ю.В. Метрология, стандартизация и сертификация. Учебник для вузов. 2-е изд. – СПб.: Питер, 2004. - 432 с.: ил.
9. Закон Российской Федерации «О защите прав потребителей». – М.: ИКЦ «МарТ», 2004. – 48 с.
10. Яблонский О.П., Иванова В.А. Основы стандартизации, метрологии, сертификации: Учебник. – Ростов на/Д: Феникс, 2004. – 448 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

ФОРМА СЕРТИФИКАТА СООТВЕТСТВИЯ НА ПРОДУКЦИЮ

ГОССТАНДАРТ РОССИИ СИСТЕМА СЕРТИФИКАЦИИ ГОСТ Р СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ № _____		
Срок действия с _____ по _____		
Орган по сертификации _____ _____ _____		
удостоверяет, что должным образом идентифицированная заявителем продукция _____ _____ _____		
изготовитель (продавец) _____ _____ _____		код К-ОКП
соответствует требованиям нормативных документов _____ _____ _____		код ТН ВЭД
сертификат выдан на основании _____ _____ _____		
дополнительная информация _____ _____ _____		
Руководитель органа М.П.	_____ подпись	_____ инициалы, фамилия
Эксперт	_____ подпись	_____ инициалы, фамилия
Сертификат имеет юридическую силу на всей территории Российской Федерации		

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

ФОРМА ПРОТОКОЛА ИСПЫТАНИЙ

Испытательная лаборатория _____

Регистрационный номер РОСС RU _____

Юридический адрес _____

Регистрационный номер пробы (образца) _____

ПРОТОКОЛ

испытаний проб (образцов)

от _____ 200 ____ г.

ЗАЯВИТЕЛЬ _____

Наименование пробы (образца) _____

Дата выработки _____

Изготовитель _____

Величина партии _____

Дата получения образца _____

Дата и место отбора проб _____

Дата проведения испытаний _____

Дополнительная информация _____

Проба (образец) испытана на соответствие _____

РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПЫТАНИЙ

№ п/п	Наименование показателей	Результат испытаний	Нормируемые показатели	НД на методы испытаний
1.				
2.				
3.				

Испытание провели:

подпись

(Ф. И. О.)

подпись

(Ф. И. О.)

УТВЕРЖДАЮ
Проректор по учебно-методическому
комплексу
С.А. Упоров



МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ СТУДЕНТОВ

МЕТРОЛОГИЯ, СТАНДАРТИЗАЦИЯ И СЕРТИФИКАЦИЯ

ТИПЫ РАСПРЕДЕЛЕНИЙ

Специальность

21.05.03 Технология геологической разведки

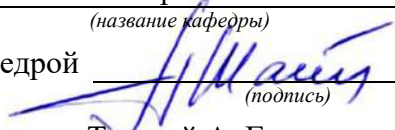
Автор: Глушкова Т.А., к.т.н.

Одобен на заседании кафедры

Геофизики

(название кафедры)

Зав.кафедрой



Талалай А. Г.

(Фамилия И.О.)

Протокол № 12 от 05.03. 2020

(Дата)

Рассмотрен методической комиссией
факультета

(название факультета)

Председатель



Бондарев В. И.

(Фамилия И.О.)

Протокол № 7 от 20.03. 2020

(Дата)

Екатеринбург
2020

Типы распределений

Различают дискретные и непрерывные вероятностные распределения. **Дискретное** распределение характеризуется тем, что оно сосредоточено в конечном или счетном числе точек. **Непрерывное** распределение "размазано" по некоторому вещественному интервалу.

Характеристики распределений

Вероятностное распределение может быть описано несколькими эквивалентными способами. Здесь приведены лишь некоторые из них.

- **Функция распределения.** Определена для любого вещественного распределения. Для случайной величины X ее функцией распределения называется

$$F_X(z) = P(X \leq z), \quad -\infty < z < \infty.$$

- **Плотность распределения.** Определена для непрерывных распределений. Представляет собой производную от функции распределения:

$$f_X(z) = F'_X(z), \quad -\infty < z < \infty.$$

- **Функция вероятности.** Альтернативный способ описания дискретных распределений. Если распределение случайной величины X сосредоточено в конечном или счетном числе точек $x_1, x_2, \dots, x_n, \dots$ то его можно описать вероятностями принятия случайной величиной X соответствующих значений:

Значение	x_1	x_2	$\dots$	x_n	$\dots$
Вероятность	p_1	p_2	$\dots$	p_n	$\dots$

- Здесь $p_k = f(x_k) = P(X = x_k), k=1,2,\dots,n,\dots$

Параметры распределений

Опишем некоторые параметры распределения.

- **Математическое ожидание (среднее значение) EX** случайной величины X . Представляет собой интеграл вида

$$EX = \int_{-\infty}^{\infty} z dF_X(z).$$

Для непрерывной случайной величины может быть выражено также через плотность ее распределения

$$EX = \int_{-\infty}^{\infty} z f_X(z) dz,$$

а для дискретной случайной величины - через функцию вероятности:

$$EX = \sum_k x_k p_k.$$

- **Дисперсия (рассеяние)** случайной величины X имеет вид

$$DX = E(X - EX)^2.$$

В классических методах теории риска дисперсия часто использовалась в качестве меры риска, измерителя рискованности проектов.

- **Стандартное отклонение** случайной величины X задается выражением

$$\sigma(X) = \sqrt{DX}.$$

- **Асимметрия** распределения случайной величины X :

$$\mathcal{A}(X) = \frac{E(X - EX)^3}{\sigma^3(X)}.$$

характеризует различие "хвостов" распределения; асимметрия положительна при более тяжелом правом хвосте, и отрицательна при более тяжелом левом хвосте. Для симметричных распределений асимметрия равна 0.

- **Острровершинность** распределения случайной величины X :

$$\mathcal{A}(X) = \frac{E(X - EX)^4}{\sigma^4(X)} - 3.$$

характеризует тяжесть "хвостов" распределения; положительные значения этого параметра соответствуют распределениям с более тяжелыми хвостами, чем у нормального распределения.

- **Медианой** $a = \text{med}(X)$ распределения случайной величины X называется корень уравнения

$$F_X(a) = \frac{1}{2}.$$

Медиана является средней характеристикой распределения в том смысле, что X с равными вероятностями принимает значения, лежащие справа и слева от a . Преимуществом медианы перед математическим ожиданием является тот факт, что математическое ожидание может быть неопределенным, если задающий его интеграл (в дискретном случае - ряд) расходится, как, например, в случае распределения Коши. Недостатком медианы является ее возможная неоднозначность для дискретных распределений. Медиана симметричного распределения совпадает с его средним значением (если последнее существует).

- **Модой** распределения называется наиболее вероятное значение случайной величины: в непрерывном случае - точка максимума плотности распределения, в дискретном случае - точка максимума функции вероятности. Мода распределения может быть неоднозначной, и использование этого параметра в теории риска ограничено.

Другие характеристики распределений

Вероятностное распределение может быть описано и другими характеристиками. Среди них:

- **Характеристическая функция.** Определена для произвольных распределений.

$$\varphi_X(z) = E \exp(izX) = \int_{-\infty}^{\infty} \exp(izx) dF_X(x), \quad -\infty < z < \infty.$$

Здесь i - мнимая единица. Для непрерывного распределения характеристическую функцию можно также выразить через плотность распределения:

$$\varphi_X(z) = \int_{-\infty}^{\infty} \exp(izx) f_X(x) dx, \quad -\infty < z < \infty,$$

а для дискретного распределения - через функцию вероятности

$$\varphi_X(z) = \sum_k \exp(izx_k) p_k, \quad -\infty < z < \infty.$$

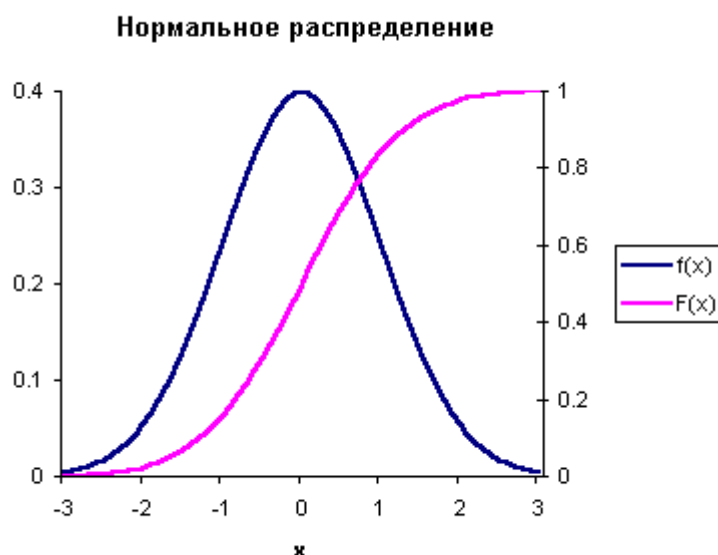
Нормальное распределение

Описание

Нормальным называется вещественное непрерывное распределение с плотностью распределения

$$f(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma} \exp\left(-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}\right)$$
, где μ и $\sigma > 0$ - параметры распределения. **Стандартным** называется нормальное распределение с параметрами $\mu = 0$ и $\sigma = 1$.

На следующем рисунке показаны графики плотности распределения (привязан к левой оси ординат) и функции распределения (привязан к правой оси ординат) с параметрами $\mu = 0$, $\sigma = 1$.



Характеристики

В следующей таблице приведены формулы для вычисления характеристик нормального распределения.

<u>Плотность распределения</u>	$f(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma} \exp\left(-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}\right)$
<u>Функция распределения*</u>	$F(x) = \int_{-\infty}^x f(t)dt$
<u>Математическое ожидание</u>	μ
<u>Стандартное отклонение</u>	σ
<u>Дисперсия</u>	σ^2
<u>Асимметрия</u>	0
<u>Острровершинность</u>	0
<u>Медиана</u>	μ
<u>Мода</u>	μ
<u>Характеристическая функция</u>	$\varphi(z) = \exp(iz\mu - z^2\sigma^2/2)$

* Функция нормального распределения через элементарные функции не выражается.

Моделирование

Простейший метод воспроизведения значений случайной величины с заданным нормальным распределением для использования в методах Монте Карло состоит из следующих шагов:

Получить 12 независимых значений $U_1, \dots, U_{12}$ случайной величины с равномерным распределением на отрезке $[0,1]$.

Вычислить $N = (U_1 + \dots + U_{12} - 6)$. Величина N хорошо приближает величину со стандартным нормальным распределением (с параметрами $\mu = 0$, $\sigma = 1$). Преобразованная величина $\sigma N + \mu$ дает желаемый результат.

Распределение Стьюдента

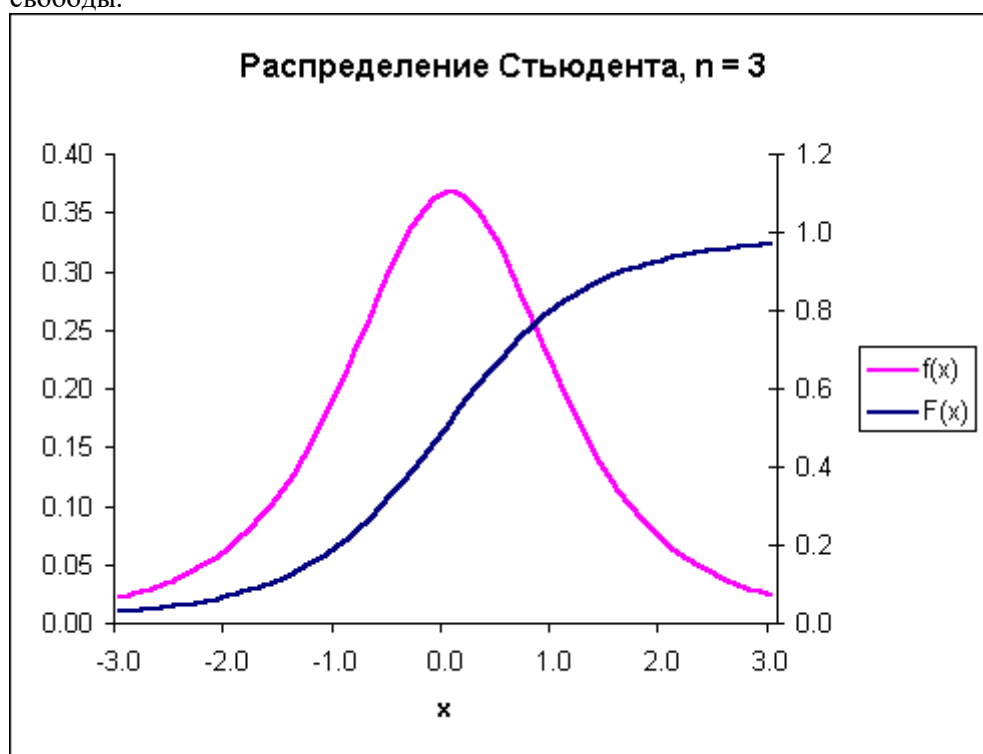
Описание

Распределением Стьюдента с n степенями свободы называется распределение случайной величины

$$t = \xi_0 / ((\xi_1^2 + \dots + \xi_n^2)/n)^{1/2}, \quad (1)$$

где $\xi_0, \xi_1, \dots, \xi_n$ - независимые стандартные нормальные случайные величины. Это распределение непрерывно, его плотность и значения параметров приведены ниже в таблице.

На следующем рисунке показаны графики плотности распределения (привязан к левой оси ординат) и функции распределения (привязан к правой оси ординат) Стьюдента с тремя степенями свободы.



Характеристики

В следующей таблице приведены формулы для вычисления характеристик распределения Стьюдента.

<u>Плотность распределения</u>	$f(x) = \frac{\Gamma((n+1)/2)}{\sqrt{\pi n} \Gamma(n/2)} \left(1 + \frac{x^2}{n}\right)^{-(n+1)/2}$
<u>Математическое ожидание</u>	0, ($n > 1$)
<u>Стандартное отклонение</u>	$(n/(n-2))^{1/2}$, ($n > 2$)
<u>Дисперсия</u>	$n/(n-2)$, ($n > 2$)
<u>Асимметрия</u>	0, ($n > 3$)
<u>Медиана</u>	0
<u>Мода</u>	0

Моделирование

Воспроизведение значений случайной величины с распределением Стьюдента с n степенями свободы производится по формуле (1).

Таблица функций распределения Стьюдента

Функции распределения Стьюдента

В следующей таблице приведены значения функции распределения Стьюдента $F_n(x)$ с n степенями

свободы для некоторых значений аргумента x в диапазоне от 0 до 20. В заголовках строк указано значение аргумента x , а в заголовках столбцов - количество степеней свободы n . Так, например, $F_5(0.9) = 0.795$.

Для отрицательных x можно вычислить значение функции по формуле $F_n(x) = 1 - F_n(-x)$. Например, $F_{10}(-1.2) = 1 - F_{10}(1.2) = 1 - 0.871 = 0.129$.

x	1	2	5	10	20	50
0	0.500	0.500	0.500	0.500	0.500	0.500
0.1	0.532	0.535	0.538	0.539	0.539	0.540
0.2	0.563	0.570	0.575	0.577	0.578	0.579
0.3	0.593	0.604	0.612	0.615	0.616	0.617
0.4	0.621	0.636	0.647	0.651	0.653	0.655
0.5	0.648	0.667	0.681	0.686	0.689	0.690
0.6	0.672	0.695	0.713	0.719	0.722	0.724
0.7	0.694	0.722	0.742	0.750	0.754	0.756
0.8	0.715	0.746	0.770	0.779	0.783	0.786
0.9	0.733	0.768	0.795	0.805	0.811	0.814
1	0.750	0.789	0.818	0.830	0.835	0.839
1.2	0.779	0.823	0.858	0.871	0.878	0.882
1.4	0.803	0.852	0.890	0.904	0.912	0.916
1.6	0.822	0.875	0.915	0.930	0.937	0.942
1.8	0.839	0.893	0.934	0.949	0.957	0.961
2	0.852	0.908	0.949	0.963	0.970	0.975
2.5	0.879	0.935	0.973	0.984	0.989	0.992
3	0.898	0.952	0.985	0.993	0.996	0.998
3.5	0.911	0.964	0.991	0.997	0.999	1.000
4	0.922	0.971	0.995	0.999	1.000	1.000
4.5	0.930	0.977	0.997	0.999	1.000	1.000
5	0.937	0.981	0.998	1.000	1.000	1.000
6	0.947	0.987	0.999	1.000	1.000	1.000
7	0.955	0.990	1.000	1.000	1.000	1.000
8	0.960	0.992	1.000	1.000	1.000	1.000
9	0.965	0.994	1.000	1.000	1.000	1.000
10	0.968	0.995	1.000	1.000	1.000	1.000
12	0.974	0.997	1.000	1.000	1.000	1.000
14	0.977	0.997	1.000	1.000	1.000	1.000
16	0.980	0.998	1.000	1.000	1.000	1.000
18	0.982	0.998	1.000	1.000	1.000	1.000
20	0.984	0.999	1.000	1.000	1.000	1.000

Таблица функции нормального распределения

Функция стандартного нормального распределения

В следующей таблице приведены значения функции стандартного нормального распределения $\Phi(\cdot)$ для значений аргумента в интервале от 0 до 4 с шагом 0.01. Каждый элемент матрицы представляет значение функции Φ в точке x , равной сумме заголовков строки и столбца. Например, для нахождения значения Φ в точке 0.26, достаточно взять число из строки 0.2 и столбца 0.06, то есть, $\Phi(0.26) = 0.6026$. Аналогично, $\Phi(2.31) = \Phi(2.3 + 0.01) = 0.9896$.

Для отрицательных x можно вычислить значение функции по формуле $\Phi(x) = 1 - \Phi(-x)$. Например, $\Phi(-1.67) = 1 - \Phi(1.67) = 1 - 0.9525 = 0.0475$.

Значения функции нормального распределения $\Phi_{\mu,\sigma}$ с параметрами μ , σ вычисляются по формуле $\Phi_{\mu,\sigma}(x) = \Phi((x - \mu) / \sigma)$.

	0.00	0.01	0.02	0.03	0.04	0.05	0.06	0.07	0.08	0.09
0.0	0.5000	0.5040	0.5080	0.5120	0.5160	0.5199	0.5239	0.5279	0.5319	0.5359
0.1	0.5398	0.5438	0.5478	0.5517	0.5557	0.5596	0.5636	0.5675	0.5714	0.5753
0.2	0.5793	0.5832	0.5871	0.5910	0.5948	0.5987	0.6026	0.6064	0.6103	0.6141
0.3	0.6179	0.6217	0.6255	0.6293	0.6331	0.6368	0.6406	0.6443	0.6480	0.6517
0.4	0.6554	0.6591	0.6628	0.6664	0.6700	0.6736	0.6772	0.6808	0.6844	0.6879
0.5	0.6915	0.6950	0.6985	0.7019	0.7054	0.7088	0.7123	0.7157	0.7190	0.7224
0.6	0.7257	0.7291	0.7324	0.7357	0.7389	0.7422	0.7454	0.7486	0.7517	0.7549
0.7	0.7580	0.7611	0.7642	0.7673	0.7704	0.7734	0.7764	0.7794	0.7823	0.7852
0.8	0.7881	0.7910	0.7939	0.7967	0.7995	0.8023	0.8051	0.8078	0.8106	0.8133
0.9	0.8159	0.8186	0.8212	0.8238	0.8264	0.8289	0.8315	0.8340	0.8365	0.8389
1.0	0.8413	0.8438	0.8461	0.8485	0.8508	0.8531	0.8554	0.8577	0.8599	0.8621
1.1	0.8643	0.8665	0.8686	0.8708	0.8729	0.8749	0.8770	0.8790	0.8810	0.8830
1.2	0.8849	0.8869	0.8888	0.8907	0.8925	0.8944	0.8962	0.8980	0.8997	0.9015
1.3	0.9032	0.9049	0.9066	0.9082	0.9099	0.9115	0.9131	0.9147	0.9162	0.9177
1.4	0.9192	0.9207	0.9222	0.9236	0.9251	0.9265	0.9279	0.9292	0.9306	0.9319
1.5	0.9332	0.9345	0.9357	0.9370	0.9382	0.9394	0.9406	0.9418	0.9429	0.9441
1.6	0.9452	0.9463	0.9474	0.9484	0.9495	0.9505	0.9515	0.9525	0.9535	0.9545
1.7	0.9554	0.9564	0.9573	0.9582	0.9591	0.9599	0.9608	0.9616	0.9625	0.9633
1.8	0.9641	0.9649	0.9656	0.9664	0.9671	0.9678	0.9686	0.9693	0.9699	0.9706
1.9	0.9713	0.9719	0.9726	0.9732	0.9738	0.9744	0.9750	0.9756	0.9761	0.9767
2.0	0.9772	0.9778	0.9783	0.9788	0.9793	0.9798	0.9803	0.9808	0.9812	0.9817
2.1	0.9821	0.9826	0.9830	0.9834	0.9838	0.9842	0.9846	0.9850	0.9854	0.9857
2.2	0.9861	0.9864	0.9868	0.9871	0.9875	0.9878	0.9881	0.9884	0.9887	0.9890
2.3	0.9893	0.9896	0.9898	0.9901	0.9904	0.9906	0.9909	0.9911	0.9913	0.9916
2.4	0.9918	0.9920	0.9922	0.9925	0.9927	0.9929	0.9931	0.9932	0.9934	0.9936
2.5	0.9938	0.9940	0.9941	0.9943	0.9945	0.9946	0.9948	0.9949	0.9951	0.9952
2.6	0.9953	0.9955	0.9956	0.9957	0.9959	0.9960	0.9961	0.9962	0.9963	0.9964
2.7	0.9965	0.9966	0.9967	0.9968	0.9969	0.9970	0.9971	0.9972	0.9973	0.9974
2.8	0.9974	0.9975	0.9976	0.9977	0.9977	0.9978	0.9979	0.9979	0.9980	0.9981
2.9	0.9981	0.9982	0.9982	0.9983	0.9984	0.9984	0.9985	0.9985	0.9986	0.9986
3.0	0.9987	0.9987	0.9987	0.9988	0.9988	0.9989	0.9989	0.9989	0.9990	0.9990
3.1	0.9990	0.9991	0.9991	0.9991	0.9992	0.9992	0.9992	0.9992	0.9993	0.9993
3.2	0.9993	0.9993	0.9994	0.9994	0.9994	0.9994	0.9994	0.9995	0.9995	0.9995
3.3	0.9995	0.9995	0.9995	0.9996	0.9996	0.9996	0.9996	0.9996	0.9996	0.9997

3.4	0.9997	0.9997	0.9997	0.9997	0.9997	0.9997	0.9997	0.9997	0.9997	0.9998
3.5	0.9998	0.9998	0.9998	0.9998	0.9998	0.9998	0.9998	0.9998	0.9998	0.9998
3.6	0.9998	0.9998	0.9999	0.9999	0.9999	0.9999	0.9999	0.9999	0.9999	0.9999
3.7	0.9999	0.9999	0.9999	0.9999	0.9999	0.9999	0.9999	0.9999	0.9999	0.9999
3.8	0.9999	0.9999	0.9999	0.9999	0.9999	0.9999	0.9999	0.9999	0.9999	0.9999
3.9	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
4.0	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000

Равномерное распределение

Описание

Говорят, что случайная величина X имеет **равномерное** распределение на отрезке $[a,b]$, если она непрерывна, принимает значения только на отрезке $[a,b]$, а плотность ее распределения постоянна на отрезке $[a,b]$, и равна 0 вне этого отрезка.

На следующем рисунке показаны графики плотности (привязан к левой вертикальной оси ординат) и функции (привязан к правой оси ординат) равномерного распределения на отрезке $[0,2]$.



Характеристики

В следующей таблице приведены формулы для вычисления характеристик равномерного распределения.

<u>Плотность распределения</u>	$f(x) = \begin{cases} (b-a)^{-1}, & x \in [a, b] \\ 0, & x \notin [a, b] \end{cases}$
<u>Функция распределения</u>	$F(x) = \begin{cases} 0, & x < a \\ (x-a)/(b-a), & x \in [a, b] \\ 1, & x > b \end{cases}$
<u>Математическое ожидание</u>	$(a+b)/2$
<u>Стандартное отклонение</u>	$(b-a)/2 \sqrt{3}$
<u>Дисперсия</u>	$(b-a)^2/12$
<u>Асимметрия</u>	0
<u>Островершинность</u>	-6/5

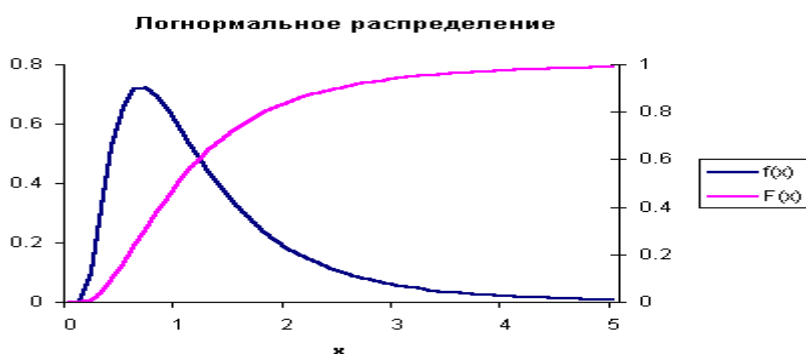
Моделирование

Моделирование значений случайной величины U с равномерным распределением на отрезке $[0,1]$ доступно в большинстве современных систем программирования. Например, в языке VBA эту роль выполняет функция Rnd(), а в языках Паскаль и Дельфи - функция random.

Логнормальное распределение

Описание

Говорят, что случайная величина X имеет **логнормальное** распределение с параметрами μ , σ , если $X = \exp(Y)$, где Y имеет **нормальное** распределение с параметрами μ , σ . Случайная величина с логнормальным распределением является непрерывной, и принимает только положительные значения. Графики плотности (привязан к левой вертикальной оси ординат) и функции (привязан к правой оси ординат) логнормального распределения с параметрами $\mu = 0$, $\sigma = 0.7$ приведен на следующем рисунке.



Характеристики

В следующей таблице приведены формулы для вычисления характеристик логнормального распределения.

<u>Плотность распределения</u>	$f(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi x} \sigma} \exp\left(-\frac{(\ln x - \mu)^2}{2\sigma^2}\right)$
<u>Функция распределения*</u>	$F(x) = \int_{-\infty}^x f(t) dt$
<u>Математическое ожидание</u>	$\exp\left(\mu + \frac{1}{2}\sigma^2\right)$
<u>Стандартное отклонение</u>	$\exp\left(\mu + \frac{1}{2}\sigma^2\right) \sqrt{(\exp(\sigma^2) - 1)}$
<u>Дисперсия</u>	$\exp(2\mu + \sigma^2) (\exp(\sigma^2) - 1)$
<u>Асимметрия</u>	$(\exp(\sigma^2) + 2) \sqrt{(\exp(\sigma^2) - 1)}$
<u>Мода</u>	$\exp(\mu - \sigma^2)$

* Функция логнормального распределения F через элементарные функции не выражается. Для приближенного вычисления функции этого распределения с параметрами μ , σ можно воспользоваться формулой $F(x) = \Phi_{\mu, \sigma}(\ln x)$, где $\Phi_{\mu, \sigma}$ - функция нормального распределения с параметрами μ , σ , способ вычисления которой описан [здесь](#).

Моделирование

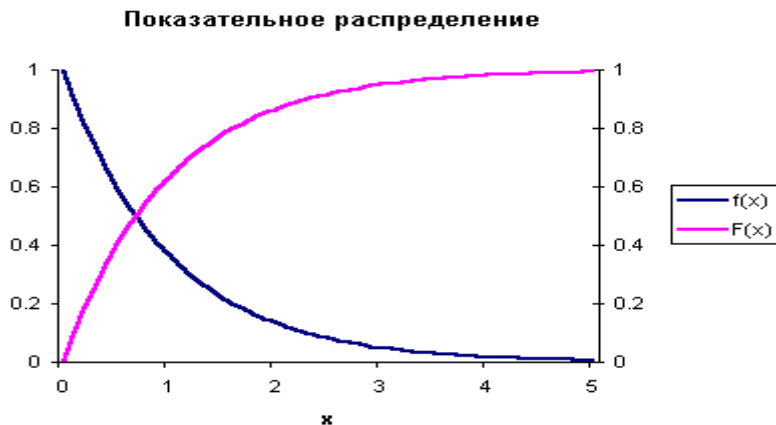
Моделирование значений случайной величины с логнормальным распределением (с параметрами μ , σ) проводится по формуле $X = \exp(Y)$, где Y имеет нормальное распределение с теми же параметрами. Моделирование нормальных величин описано [здесь](#).

Показательное распределение

Описание

Говорят, что случайная величина X имеет **показательное** распределение с параметром $\lambda > 0$, если она непрерывна, принимает только положительные значения, и имеет плотность распределения $f(x) = \lambda e^{-\lambda x}$ при $0 < x < \infty$.

На следующем рисунке показаны графики плотности (привязан к левой вертикальной оси ординат) и функции (привязан к правой оси ординат) показательного распределения с параметром $\lambda = 1$.



Характеристики

В следующей таблице приведены формулы для вычисления характеристик показательного распределения.

<u>Плотность распределения</u>	$f(x) = \lambda e^{-\lambda x}$
<u>Функция распределения</u>	$F(x) = 1 - e^{-\lambda x}$
<u>Математическое ожидание</u>	$1 / \lambda$
<u>Стандартное отклонение</u>	$1 / \lambda$
<u>Дисперсия</u>	$1 / \lambda^2$
<u>Асимметрия</u>	2
<u>Острове́ршинность</u>	6
<u>Медиана</u>	$\ln(2) / \lambda$
<u>Мода</u>	0

Моделирование

Моделирование значений случайной величины с показательным распределением (с параметром λ) проводится по формуле $-(\ln U) / \lambda$, где U имеет равномерное распределение на отрезке $[0,1]$. Моделирование равномерных случайных величин описано [здесь](#).

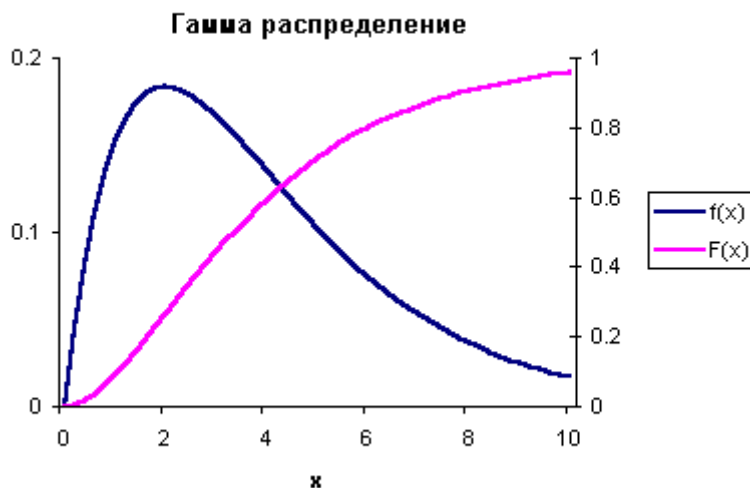
Гамма распределение

Описание

Говорят, что случайная величина X имеет **гамма** распределение с параметрами $\alpha > 0$, $\beta > 0$, если она непрерывна, принимает только положительные значения, и имеет плотность распределения

$$f(x) = \frac{1}{\beta^\alpha \Gamma(\alpha)} x^{\alpha-1} e^{-x/\beta}$$

На следующем рисунке показаны графики плотности (привязан к левой вертикальной оси ординат) и функции (привязан к правой оси ординат) гамма распределения с параметрами $\alpha = 2$, $\beta = 2$.



Характеристики

В следующей таблице приведены формулы для вычисления характеристик гамма распределения.

<u>Плотность распределения</u>	$f(x) = \frac{1}{\beta^\alpha \Gamma(\alpha)} x^{\alpha-1} e^{-x/\beta}$
<u>Функция распределения*</u>	$F(x) = \int_{-\infty}^x f(t) dt$
<u>Математическое ожидание</u>	$\alpha\beta$
<u>Стандартное отклонение</u>	$\sqrt{\alpha\beta}$
<u>Дисперсия</u>	$\alpha\beta^2$
<u>Асимметрия</u>	$2/\sqrt{\alpha}$

* Функция гамма распределения через элементарные функции не выражается.

Моделирование

Моделирование значений случайной величины с гамма распределением (с параметрами α , β) при

целых значениях $\alpha > 0$ проводится по формуле $\sum_{k=1}^{\alpha} P_k$, где $P_k, k = 1, \dots, \alpha$ - независимые реализации показательных случайных величин с параметром $1/\beta$.

МИНОБРНАУКИ РФ
УРАЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ГОРНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

ОДОБРЕНО
методической комиссией
факультета геологии и геофизики
Председатель комиссии


В. И. Бондарев
«20» марта 2020 г.

МИНЕРАЛОГИЯ И ПЕТРОГРАФИЯ

Учебно-методическое пособие
по дисциплине для студентов специальности 21.05.03 Технология
геологической разведки

Суставов О. А. Минералогия и петрография. Учебно-методическое пособие по дисциплине для студентов специальности 21.05.03 Технология геологической разведки

Екатеринбург: Изд-во УГГУ

В пособии даются сведения о морфологии, химическом составе и свойствах наиболее распространенных минералов, рассматриваются главные магматические, осадочные и метаморфические горные породы. В связи с нефтегазовым профилем специализаций НФ, ГИС, ГИН, РФ, ТТР особое внимание уделено осадочным породам и условиям их образования. Излагаются данные, необходимые для макроскопической диагностики наиболее распространенных минералов и горных пород. Приводится рекомендуемая литература, контрольные задания и контрольные вопросы по рассматриваемой дисциплине. Пособие может быть использовано при проведении аудиторных лабораторных занятий и для самостоятельной работы студентов.

Рецензент – Е. В. Коророва, ст. преподаватель кафедры литологии и геологии горючих ископаемых УГГУ

© Суставов О. А.
© Уральский
государственный
горный университет

ОГЛАВЛЕНИЕ

МИНЕРАЛОГИЯ	4
КРИСТАЛЛЫ МИНЕРАЛОВ И МИНЕРАЛЬНЫЕ АГРЕГАТЫ.....	4
ХИМИЧЕСКИЙ СОСТАВ МИНЕРАЛОВ	6
СВОЙСТВА МИНЕРАЛОВ	6
СИСТЕМАТИКА МИНЕРАЛОВ	12
Простые вещества	12
Сернистые соединения	13
Оксиды и гидроксиды.....	13
Галоиды.....	13
Соли кислородных кислот	13
Силикаты	13
НЕКОТОРЫЕ ДИАГНОСТИЧЕСКИЕ ПРИЗНАКИ МИНЕРАЛОВ .	15
Литература	211
Контрольные задания.....	21
Контрольные вопросы	Ошибка! Закладка не определена.2
ПЕТРОГРАФИЯ	23
1. МАГМАТИЧЕСКИЕ ПОРОДЫ	244
Плутонические (интрузивные) породы	288
Вулканические (эффузивные) породы.....	29
Плотность магматических пород.....	32
Литература	33
Контрольные вопросы	33
2. ОСАДОЧНЫЕ ПОРОДЫ	344
Стадии образования осадочных пород	344
Обломочные породы	39
Глинистые породы	422
Хемотропные и биогенные породы	455
Осадочные фации и формации	49
Словарь.....	53
Литература	54
Контрольные вопросы	54
3. МЕТАМОРФИЧЕСКИЕ ПОРОДЫ	55
Регионально-метаморфические породы.....	55
Метасоматические породы.....	59
Литература	60
Контрольные вопросы	60
ПРЕДМЕТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ	62

МИНЕРАЛОГИЯ

Минералогия занимается изучением свойств, состава и условий образования минералов. Минерал – химический элемент или химическое соединение, обычно кристаллическое, которое образуется в результате геологических процессов. Именно из минералов состоят объекты исследования геологов и геофизиков. Это одна из старейших и главных наук геологического цикла. Она тесно связана с кристаллографией, физикой и химией. Из них минералогия черпает основные представления о внутреннем атомарном строении минералов, о законах роста и огранения кристаллов, о химических реакциях, возможных при образовании минералов.

КРИСТАЛЛЫ МИНЕРАЛОВ И МИНЕРАЛЬНЫЕ АГРЕГАТЫ

Кристаллы – твердые тела, обладающие упорядоченной атомной структурой и имеющие вследствие этого при определенных условиях форму многогранников.

Признаки кристаллического вещества

Однородность – в любых участках кристаллического вещества все его свойства тождественны.

Анизотропия – зависимость свойств от направления. В кристаллах свойства неодинаковы в непараллельных направлениях (и одинаковы по параллельным направлениям). Например, твердость одной и той же грани в разных направлениях различна. В некоторых случаях это различие можно заметить, царапая в разных направлениях грань кристалла (дистен). Кроме того, неодинакова и твердость разных граней и срезов одного и того же кристалла.

Симметрия – закономерная повторяемость в расположении отдельных частей кристалла на плоскости или в пространстве.

Образование кристаллов

Кристаллы минералов могут возникать в газовой, жидкой и твердой среде.

Жидкие среды минералообразования: *магма* – высокотемпературный раствор-расплав, *водные растворы* – гидротермальные и поверхностные (грунтовые, карстовые, почвенные, озерные, морские воды).

Кристаллы зарождаются и начинают расти при достижении критического пересыщения среды веществом будущих кристаллов. Это часто происходит в результате падения температуры (кристаллизация магматических расплавов) или за счет испарения растворителя (при испарении рассолов в озерах и лагунах кристаллизуются галит, сильвин, гипс, ангидрит). Примером

кристаллизации в твердой среде является рост ограненных кристаллов пирита и других минералов внутри горных пород.

После своего возникновения кристаллы минералов в ходе геологической истории могут подвергаться различным преобразованиям, в том числе:

механическим деформациям (хрупким – дроблению с образованием обломков кристаллов, или пластическим – например, сплющиванию, изгибанию и т. п.);

химическим изменениям – например, на месте пирита FeS_2 при выветривании может возникать лимонит $\text{Fe}_2\text{O}_3 \cdot n\text{H}_2\text{O}$;

радиоогенным изменениям – например, кварц под действием радиоактивного облучения нередко приобретает дымчатую окраску.

Облик кристаллов

Облик – общий вид кристалла минерала; характеризует развитие кристалла (ограненного или неограненного) по трем взаимно перпендикулярным направлениям:

1) *изометрический* - примерно одинаковые размеры по трем взаимно перпендикулярным направлениям (кристаллы пирита, граната);

2) *вытянутый по двум направлениям* - таблитчатый, пластинчатый, чешуйчатый (кристаллы слюды);

3) *вытянутый в одном направлении* - столбчатый, призматический, игольчатый, волокнистый, шестоватый (кристаллы актинолита, турмалина).

Строение минеральных агрегатов

Минералы чаще встречаются не отдельными кристаллами, а образуют различные скопления, называемые минеральными агрегатами.

По величине зерен агрегаты подразделяются на *плотные* (зерна на глаз неразличимы), *мелкозернистые* (зерна менее 1 мм, но различимы на глаз), *среднезернистые* (1-5 мм), *крупнозернистые* (5-20 мм), *гигантозернистые* (зерна крупнее 20 мм в поперечнике).

По форме выделяют *чешуйчатые, игольчатые, шестоватые, волокнистые* агрегаты. Шестоватые агрегаты состоят из вытянутых кристаллов, расположенных параллельно или почти параллельно друг другу.

Кроме того, выделяют:

друзы - совокупности кристаллов, прикрепленных к общему основанию;

конкреции - образования округлой формы, иногда радиально-лучистого строения, рост которых происходил от центра к периферии;

жеоды (например, жеода лимонита у входа в ИГГ);

натечные агрегаты - образуются за счет обволакивания стенок пустот минеральным веществом с образованием гроздьевидных, сталактитовых, почковидных форм.

ХИМИЧЕСКИЙ СОСТАВ МИНЕРАЛОВ

Минералы не являются химически чистыми веществами. В них всегда входят различные структурные химические примеси. В некоторых минералах количество таких примесей незначительно – их называют минералами постоянного состава (например, кварц, пирит, галит), тогда как в большинстве минералов содержание примесей достаточно высокое и непостоянное – это минералы переменного состава.

Изоморфизм – способность химических элементов (атомов, ионов) замещать друг друга в минералах.

Изовалентный изоморфизм – взаимное замещение ионов одинаковой валентности.

Например, в кристаллической структуре оливина $(\text{Mg, Fe})_2[\text{SiO}_4]$ ионы Mg^{2+} могут замещаться на ионы Fe^{2+} . Здесь замещение Mg^{2+} на Fe^{2+} происходит в любых количественных соотношениях – *совершенный*, или *неограниченный* изоморфизм. Минерал оливин можно представить как *изоморфную смесь* $\text{Mg}_2[\text{SiO}_4]$ и $\text{Fe}_2[\text{SiO}_4]$.

При *ограниченном* изоморфизме (например, в рубине – разновидности корунда Al_2O_3 , в которой 0,05 % ионов Al^{3+} замещено на Cr^{3+}) замещающий элемент (в данном случае Cr) называется *изоморфной примесью*.

От вхождения изоморфных примесей зависят свойства минералов: например, чистый сфалерит ZnS прозрачен и бесцветен, а при частичном замещении Zn^{2+} на Fe^{2+} минерал приобретает бурый цвет. В сфалерите могут быть различные изоморфные примеси, в том числе, например, нередко имеется изоморфная примесь индия. Поэтому при обнаружении сфалеритовых руд их нужно опробовать на индий, который из этих руд в основном и добывается.

Гетеровалентный изоморфизм – взаимное замещение ионов разной валентности. Осуществляется с сохранением электронейтральности (сумма зарядов замещаемых ионов должна быть равна сумме зарядов замещающих ионов). Например, в плагиоклазах имеет место совершенный гетеровалентный изоморфизм с замещением $\text{Na}^{1+} + \text{Si}^{4+}$ на $\text{Ca}^{2+} + \text{Al}^{3+}$. В связи с этим плагиоклазы представляют собой изоморфные смеси альбита $\text{Na}[\text{AlSi}_3\text{O}_8]$ и анортита $\text{Ca}[\text{Al}_2\text{Si}_2\text{O}_8]$.

Аметист – разновидность кварца SiO_2 , в котором доли процента атомов Si^{4+} замещены на $\text{Fe}^{3+} + \text{K}^{1+}$ (несовершенный гетеровалентный изоморфизм).

СВОЙСТВА МИНЕРАЛОВ

Плотность

Чем больше атомные веса химических элементов, составляющих минерал, тем обычно больше плотность минерала – тяжелые минералы состоят из элементов, располагающихся в нижней части таблицы Д. И. Менделеева.

Грубая оценка плотности состоит в отнесении минерала к одной из категорий - легких (плотность менее $2,5 \text{ г/см}^3$), средних ($2,5-4 \text{ г/см}^3$) или тяжелых (более 4 г/см^3). Такое определение требует навыка и производится прикидкой на руке тяжести данного минерала по сравнению с каким-либо известным. Для этого нужно, чтобы образец был достаточно крупным и состоял в значительной своей части из испытуемого минерала.

Определение плотности крупных образцов минералов может проводиться методом гидростатического взвешивания. При этом образец подвешивается к коромыслу весов на тонкой нити и производится определение массы образца на воздухе и в воде (образец на нити опускается в емкость с водой). Величина плотности минерала вычисляется как отношение массы образца на воздухе к разности масс на воздухе и в воде.

Минералы переменного состава имеют непостоянную плотность. Например, плотность плагиоклазов изменяется от $2,61$ (альбит $\text{Na}[\text{AlSi}_3\text{O}_8]$) до $2,77 \text{ г/см}^3$ (анортит $\text{Ca}[\text{Al}_2\text{Si}_2\text{O}_8]$). Возрастание плотности происходит строго пропорционально увеличению количества анортитового компонента в плагиоклазе.

Входящие в состав минералов анионы (OH , F) и молекулы воды понижают плотность минералов.

Минералы одинакового состава с разной степенью компактности кристаллической структуры имеют разную плотность: например, алмаз - $3,5$, графит - $2,2 \text{ г/см}^3$.

Спайность

Спайность - способность минералов раскалываться по определенным кристаллографическим направлениям с образованием плоских зеркальных поверхностей (плоскостей спайности - рис. 1, 2).

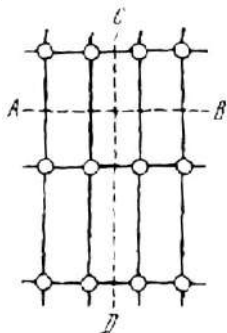


Рис. 1. Спайность по AB проявлена в кристаллической решетке сильнее, чем по CD (по А. Г. Булаху)

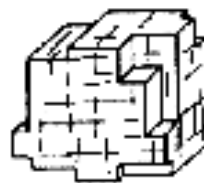


Рис. 2. Спайность по кубу у галенита (по А. Г. Булаху)

Выделяют следующие виды спайности:

весьма совершенная - кристалл легко раскалывается на тонкие гладкие листочки, его трудно разделить в другом направлении (слюды, тальк);

совершенная - поверхности менее гладкие, образуются при большом механическом усилии (раскалывании); наряду со спайными поверхностями может наблюдаться излом (ортоклаз, кальцит);

несовершенная - поверхности спайности отсутствуют или обнаруживаются с трудом (кварц, нефелин).

От естественных граней кристаллов плоскости спайности отличаются тем, что естественную грань можно отбить и она не повторится, а плоскости спайности можно получать многократно - раскалывая кристалл, пока позволяют его размеры. Плоскости спайности более гладкие и совершенные, чем естественные грани (последние могут иметь штриховку, следы растворения и т. д.).

Спайность может быть проявлена по одному (слюда, гипс), двум (ортоклаз, амфиболы, пироксены), трем (галит, галенит, кальцит) и большому числу направлений.

Твердость

Твердость определяется в единицах шкалы Мооса (1822):

- | | |
|-------------------|--------------------|
| 1. <i>Тальк</i> | 6. <i>Ортоклаз</i> |
| 2. <i>Гипс</i> | 7. <i>Кварц</i> |
| 3. <i>Кальцит</i> | 8. <i>Топаз</i> |
| 4. <i>Флюорит</i> | 9. <i>Корунд</i> |
| 5. <i>Апатит</i> | 10. <i>Алмаз</i> |

В дополнение к минералам шкалы Мооса при определении твердости можно использовать ноготь, твердость которого немного выше 2, и стекло - 5,5. Минералы с твердостью 1 пишут по бумаге, не царапая ее.

Твердость определяется методом царапания: более твердый минерал оставляет царапину на более мягком (отличать царапину от порошковатого следа, который дает менее твердый минерал на более твердом - в отличие от царапины такой след легко стереть).

Сначала образец минерала царапают стеклом и устанавливают его примерную твердость. Затем берется эталонный минерал из шкалы Мооса, имеющий твердость, близкую к предполагаемой. При равенстве твердости минерала и эталона они оставляют царапины друг на друге. Если минерал на одном из соседних эталонов оставляет царапину, а на другом нет, то твердость минерала считается по менее твердому эталону с добавлением 0,5 (например, если минералом можно царапать гипс и нельзя кальцит, то его твердость 2,5).

При некотором навыке твердость можно определять с помощью только стекла - сопоставляя глубину царапины и прилагаемую силу.

Хрупкость, ковкость

Хрупким называется минерал, который крошится при проведении царапины на его поверхности. Под ковкостью понимается притупление острых

краев минерала при ударе молотком. При царапании ковкого минерала на его поверхности получается гладкий блестящий след. Наиболее ярко ковкость проявлена у самородных металлов, например, у золота, зерна которого на наковальне расплющиваются молотком в тонкие пластинки.

Магнитные свойства

Магнитные свойства минералов определяются магнитными свойствами атомов и магнитной структурой минералов (расположением и взаимодействием атомов). Особенно четко магнитность, т. е. способность намагничиваться в магнитном поле, проявлена у ионов Fe^{3+} , Mn^{2+} , Fe^{2+} и некоторых других.

Диамагнитные минералы обладают незначительной отрицательной магнитной восприимчивостью, слегка отталкиваются магнитом (кальцит, галит).

Парамагнитные минералы характеризуются положительной магнитной восприимчивостью, притягиваются мощными электромагнитами (биотит, пироксены и другие минералы, особенно железосодержащие).

Ферромагнитные минералы имеют наиболее высокую магнитную восприимчивость (на несколько порядков выше, чем у парамагнитных минералов) и в мелких обломках притягиваются подковообразным магнитом (магнетит $\text{FeO} \cdot \text{Fe}_2\text{O}_3$, пирротин FeS , слабее ильменит FeTiO_3 , гематит Fe_2O_3). Магнетит в древности использовался в необработанном виде как компас.

При испытании на магнитность кусочек испытуемого минерала измельчают ударом молотка, после чего к полученному порошку подводят магнит. О магнитности судят по тому, притягиваются или не притягиваются зерна минерала к магниту. Обычным подковообразным магнитом притягиваются зерна наиболее сильно магнитных минералов - магнетита, пирротина. Кроме того, образцы этих минералов отклоняют стрелку поднесенного к ним компаса.

Электрические свойства

Электропроводность минералов изменяется в широких пределах – от лучших проводников (серебро) до лучших изоляторов (мусковит). Удельное электрическое сопротивление зависит от направления в кристалле (например, у кварца в одном направлении $2 \cdot 10^{14}$, а в другом – $2 \cdot 10^{16}$ ом/см) и от наличия примесей (например, в связи с этим светлоокрашенный касситерит не проводит электричества, а темный – проводит).

Деление минералов по электропроводности:

проводники – минералы с металлической связью, например, самородная медь, самородное железо;

полупроводники – некоторые сульфиды и оксиды, преимущественно с ковалентной химической связью; в некоторых полупроводниках повышение температуры на 100° увеличивает электропроводность до 50 раз;

диэлектрики – большинство минералов (например, кварц, полевые шпаты и др.), в том числе минералы с ионной химической связью.

Пьезоэлектрический эффект – электризация кристалла при сжатии или растяжении (кварц). У кварца сжатие кристалла в определенном направлении приводит к смещению ионов Si^{4+} и O^{2-} с появлением разноименных зарядов на поверхности, перпендикулярной направлению сжатия (рис. 3).

Имеется и обратный пьезоэлектрический эффект – кристалл, помещенный в электрическое поле, сжимается или растягивается (в переменном электрическом поле – вибрирует). Наличие пьезоэлектрического эффекта и почти совершенная упругость кварца (кристалл кварца может совершать до 10^5 колебаний в секунду) позволяют использовать этот минерал для стабилизации частот в радиоаппаратуре (пьезокварц). При этом природный кварц используется в наиболее ответственных радиотехнических устройствах, а в рядовых случаях применяются имеющие несколько более низкое качество кристаллы синтетического кварца (ежегодно в мире для этой цели выращивается более 1000 т кристаллов искусственного кварца).

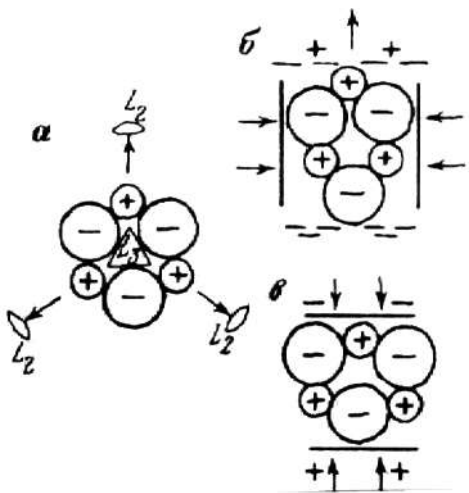


Рис. 3. Схема структуры кварца (а) и возникновения пьезоэлектрического эффекта (б, в); по А. Г. Булаху

Блеск

Термин "блеск" относится к виду поверхности минерала в отраженном свете. Выделяют два главных различимых на глаз вида блеска – металлический и неметаллический.

Минералы, поверхность которых отражает наибольшее количество света, имеют металлический блеск. Такие минералы непрозрачны и дают черную или очень темную черту (галенит, пирит, халькопирит).

Неметаллический блеск подразделяется по мере уменьшения количества отражаемого света:

- а) алмазный – очень сильный, например, у сфалерита;
- б) стеклянный – подобный отражению света от стекла, например, у кварца;
- в) жирный – менее интенсивный, чем стеклянный: минерал выглядит, как будто его поверхность покрыта тонким слоем масла; возникает при рассеянии света микроскопическими неровностями поверхности, например, у талька;
- г) матовый – главным образом у землистых минералов, например, у каолинита.

Минералы со стеклянным блеском в целом светлоокрашены и относительно прозрачны, по крайней мере в тонких сколах; черта минералов со стеклянным блеском светлоокрашенная.

Цвет, черта

Цвет минералов определяется их химическим составом, кристаллической структурой и примесями.

Некоторые ионы, придающие минералам определенный цвет: Fe^{3+} - бурый (лимонит), Fe^{2+} - зеленый (актинолит), $\text{Fe}^{2+} + \text{Fe}^{3+}$ - черный (магнетит), Cu^{2+} - зеленый (малахит), синий (азурит), Cr^{3+} - красный (рубин), зеленый (изумруд).

Минералам с неметаллическим блеском часто свойственна переменная окраска - например, флюорит бывает бесцветным, желтым, розовым, зеленым, фиолетовым. Окраска таких минералов может быть обусловлена как химическим составом, так и дефектами кристаллической структуры (фиолетовый флюорит, синий галит, дымчатый и черный кварц). Так, синяя окраска галита возникает при замещении в его кристаллической решетке части ионов Na^{1+} на нейтральные атомы Na.

Цвет минерала, имеющего металлический блеск, следует определять на поверхности свежего излома - такие минералы на воздухе нередко покрываются тончайшей пленкой продуктов окисления (так называемой побежалостью), имеющей иную окраску, чем сам минерал.

На окраску минерала оказывает влияние степень его дисперсности: пирит в достаточно крупных кристаллах соломенно-желтый, в порошке - черный; гематит в крупных зернах черный, в порошке - вишнево-красный. Цвет порошка минерала определяется путем прочерчивания минералом по неглазированной фарфоровой пластинке (по «черте» минерала). Фарфор употребляется потому, что он имеет сравнительно большую твердость (около 6), шероховатую поверхность, на которой остается порошок минерала, и белый цвет - фон, на котором хорошо различимы цветовые оттенки. Цвет черты, как правило, более постоянен, чем цвет самого минерала, и поэтому является важным признаком при идентификации.

Минералы с металлическим блеском дают черную или темноокрашенную черту, а минералы без металлического блеска - белую или светлоокрашенную черту. Землистые и тонкозернистые разновидности минералов имеют цвет, сходный с цветом черты.

Люминесценция

Люминесценция - это способность кристаллов светиться при нагревании (флюорит), под действием ультрафиолетовых (шеелит, кальцит), рентгеновских (алмаз - люминесцирует ярким голубым или желтым цветом, на чем основан способ его выявления в массе дробленной породы на ленте транспортера на обогатительных фабриках) и других лучей.

СИСТЕМАТИКА МИНЕРАЛОВ

В настоящее время известно более 4000 минералов и каждый год открывается несколько десятков новых минералов. Точная диагностика минералов производится с использованием химического и спектрального анализов, лазерного и рентгеноспектрального микроанализов, рентгеноструктурного и ряда других методов.

В основу классификации минералов положены их химический состав и кристаллическая структура.

Простые вещества

Золото, платина, алмаз, графит, сера.

Золото. Пробность (проба) золота – содержание чистого Au, в ‰ (в десятых долях процента). Наиболее распространенная примесь в золоте – серебро. Чем выше пробность, тем золото имеет более желтый оттенок окраски. Характерным признаком золота является его ковкость – стальная игла оставляет на золоте блестящую царапину.

Старейшее в России коренное месторождение золота – Березовское (к востоку от Екатеринбурга, открыто в 1745 г.); за время эксплуатации на нем добыто около 130 тонн золота. На этом месторождении золото преимущественно невидимое на глаз – оно находится главным образом в приуроченных к кварцевым жилам сульфидах (чаще всего в пирите) в виде зерен размерами в сотые доли миллиметра. На обогатительной фабрике из руды получают обогащенный сульфидами концентрат, из которого золото извлекается химическим путем. В настоящее время эксплуатация ведется на глубине 314 – 512 метров, а промышленное оруденение прослежено до глубины 1,1 – 1,2 км.

Всего в мире в 2000 г. добыто 2544 т золота. Самое крупное в мире месторождение золота – Витватерсранд (Южная Африка).

В России в настоящее время золото добывается преимущественно из россыпей (промывкой рыхлых отложений, главным образом песков).

Алмаз. Является одним из самых дорогих драгоценных камней, а также используется в технических целях - для изготовления буровых коронок, сверл, абразивных материалов и т. п. Технические алмазы составляют 75-80 % от общей добычи алмазов. На технические цели обычно идут непригодные для ювелирного дела алмазы, а также искусственные алмазы, которые в достаточно больших количествах производят во многих странах.

К настоящему времени в мире добыто более 500 т алмазов, из них около трети – за последние 25 лет. 10 % кристаллов алмазов имеют форму правильных многогранников, а остальные представляют собой кристаллы несовершенной формы и обломки.

Наиболее крупные месторождения алмазов находятся в Южной Африке. В России начало открытию коренных месторождений алмазов было положено в 1940 г., когда геолог В. С. Соболев установил, что территория Западной Якутии сходна по геологическому строению с Южно-Африканской платформой и сделал вывод, что алмазы следует искать именно здесь.

Планомерное изучение территории Западной Якутии на алмазы началось с 1945 г. При этом обычные методы поисков долгое время не приводили к обнаружению месторождений алмазов. В 1953 г. молодой геолог Л. Попугаева в ходе проведения поисковых работ нашла кристаллики красного минерала - граната на дне у берега одного из ручьев. Во время камеральной обработки их случайно увидел минералог, профессор Ленинградского университета А. А. Кухаренко. Он сразу определил, что это пироп -

разновидность гранатов, являющаяся в Южной Африке спутником алмазов. То есть по нему нужно искать алмазы и в Якутии.

В 1954 г. Л. Попугаева промывала пески в ручьях, ориентируясь на пироп. В одном из ручьев этот минерал привел ее к косе, где была найдена галька зеленоватой породы с кристаллами пироба, а затем выше по склону, на водоразделе – содержащие алмазы коренные выходы подобной породы. Так было обнаружено первое местонахождение алмазов (алмазная трубка). После этого поиски алмазов по пиробу (минералогический метод поисков) стали общепринятыми и таким путем были обнаружены десятки алмазных трубок. Из геофизических методов при поисках алмазов начали использовать методы магниторазведки.

Наряду с якутскими месторождениями алмазов, в 1979 г. была выявлена Архангельская алмазоносная провинция. Она была открыта на основании находки при промывке песков в реках и ручьях на обширной изученной территории всего лишь двух зерен пироба. Вокруг мест находки каждого из этих зерен на карте описали круг радиусом 11 км (при переносе с речным песком на 10 км зерна пироба полностью истираются, т. е. коренной источник не может быть удален от места находки пироба на расстояние более 10 км), и внутри каждого круга провели очень детальную и чувствительную магнитную съемку, которая и выявила ряд алмазных трубок.

Сернистые соединения

Пирит, арсенопирит, пирротин, халькопирит, галенит, антимонит, сфалерит, киноварь.

Оксиды и гидроксиды

Магнетит, гематит, хромит, пиролюзит, рутил, корунд, лимонит.

Галоиды

Галит, сильвин, флюорит.

Соли кислородных кислот

А) карбонаты: *кальцит, доломит, магнезит, сидерит, малахит.*

Б) фосфаты: *апатит.*

В) сульфаты: *гипс, ангидрит, барит.*

Г) вольфраматы: *вольфрамит, шеелит.*

Галоиды, сульфаты, карбонаты легко растворимы и определяют солевой состав подземных вод и наличие ряда примесей в нефти.

Силикаты

Силикаты - это наиболее многочисленный класс минералов - на их долю приходится около половины всех известных минералов. Силикаты составляют до 95 % объема земной коры.

Рентгеноструктурным анализом (Брэгг, 1937) показано, что основой кристаллической структуры силикатов является кремнекислородный тетраэдр $[\text{SiO}_4]^{4-}$. Силикаты, в которых часть Si^{4+} в кремнекислородных тетраэдрах замещена на Al^{3+} , – алюмосиликаты.

Островные силикаты – с изолированными кремнекислородными тетраэдрами в кристаллической структуре: *оливин, гранаты, топаз, эпидот, циркон, берилл, турмалин.*

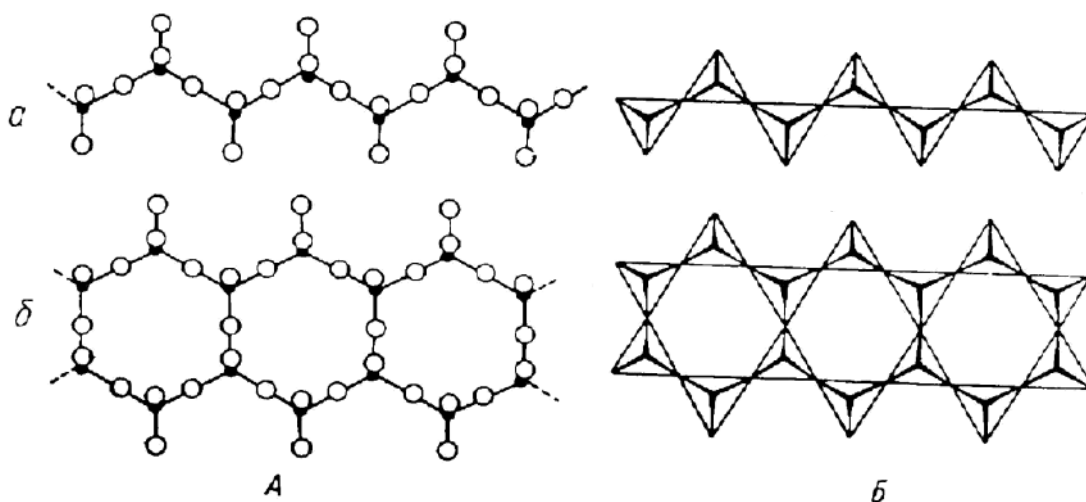


Рис. 4. Одинарная кремнекислородная цепочка $[\text{Si}_2\text{O}_6]^{4-}$ (а, пироксены) и вдвоенная кремнекислородная цепочка $[\text{Si}_4\text{O}_{11}]^{6-}$ (б, амфиболы). А – разреженная модель, Б – модель из кремнекислородных тетраэдров

Цепочечные силикаты: пироксены, амфиболы (актинолит, роговая обманка).

Слоистые силикаты: тальк, слюды (мусковит, биотит, серицит), хлорит, серпентин (хризотил-асбест), глинистые минералы (каолинит, гидрослюда, монтмориллонит).

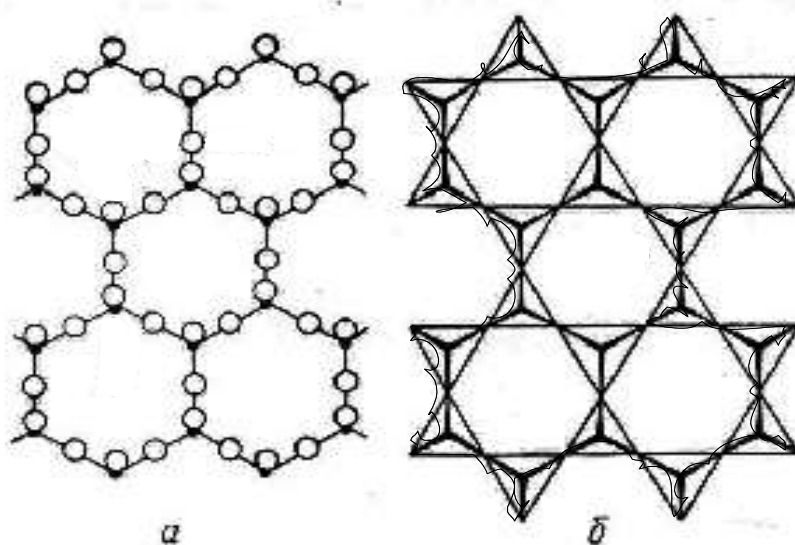


Рис. 5. Кремнекислородный лист $[\text{Si}_4\text{O}_{10}]^{4-}$: а – разреженная модель; б – в тетраэдрах

Каркасные силикаты – кремнекислородные тетраэдры в кристаллической решетке соединены друг с другом общими вершинными атомами кислорода, образуя трехмерную структуру (каркас) с достаточно большими пустотами. *Кварц, халцедон. Полевые шпаты - калиевые (ортоклаз, микроклин) и плагиоклазы (альбит, анортит), нефелин.*

НЕКОТОРЫЕ ДИАГНОСТИЧЕСКИЕ ПРИЗНАКИ МИНЕРАЛОВ

Название минерала, химическая формула	Цвет	Твердость	Плотность	Другие свойства
Простые вещества				
Золото Au	Желтый	2,5-3	15,6-19,2	Ковкость
Платина Pt	Серый	4-4,5	15-19	Ковкость
Алмаз C	Бесцветный	10	3,5-3,6	Люминесцирует в ультрафиолетовых и рентгеновских лучах
Графит C	Серый	1	2,1-2,2	Жирный на ощупь, пачкает руки, пишет на бумаге
Сера S	Желтый	1,5-2	2,0-2,1	Хрупкость
Сернистые соединения				
Молибденит MoS ₂	Светло-серый	1	4,7-4,8	Чешуйчатый
Антимонит Sb ₂ S ₃	Серый	2		Игольчатый
Галенит PbS	Серый	2,5-3	7,4-7,6	Спайность совершенная
Арсенопирит FeAsS	Серый	5,5-6,0		
Халькопирит CuFeS ₂	Латунно-желтый	3-4		
Пирротин FeS	Бронзово-желтый	3.5-4.5		Магнитен
Пирит FeS ₂	Светло-желтый	6-6,5		Черта черная, нередко кристаллы в форме куба
Сфалерит ZnS	Бурый и др.	3,5-4,0		Черта бурая
Кйноварь HgS	Красный	2,5	8,1	

Название минерала, химическая формула	Облик кристаллов, строение агрегата	Цвет	Черта	Твердость	Другие свойства
Оксиды и гидроксиды					
Пирролюзит MnO_2	Землистый Плотный	Черный	Черная		Землистые разности пачкают руки
Магнетит $\text{FeO} \cdot \text{Fe}_2\text{O}_3$		Черный	Черная	5-6	Магнитен
Ильменит FeTiO_3		Черный	Черная бурая	5-6	
Лимонит (полиминеральная смесь примерного состава $\text{Fe}_2\text{O}_3 \cdot n\text{H}_2\text{O}$)	Плотный, натечный, охристый	Бурый, черный	Бурая	1-5,0	
Гематит Fe_2O_3	Пластинчатый, плотный	Черный, серый	Красно- бурая	5,5-6	
Хромит FeCr_2O_4		Черный	Бурая	5,5-7,5	
Опал $\text{SiO}_2 \cdot n\text{H}_2\text{O}$	Плотный, натечный	Белый и др.		5-6	
Рутил TiO_2	Игольчатый	Красный Черный		6,5	
Корунд Al_2O_3		Серый		9	
Галоиды					
Галит NaCl		Бесцветный		2-2,5	Растворяется в воде, соленый на вкус
Сильвин KCl		Белый		2,0	Растворяется в воде, горьковатый на вкус
Флюорит CaF_2		Бесцветный, фиолетовый, зеленый		4	

Название минерала, химическая формула	Цвет	Твердость	Спайность	Другие свойства
Соли кислородных кислот:				
а) карбонаты				
Кальцит CaCO_3	Бесцветный, белый	3,0	Совершенная	Вскипает от капли соляной кислоты
Доломит $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$	Бесцветный, белый, серый	3,5-4	Совершенная	Реагирует с соляной кислотой в порошке
Магнезит MgCO_3	Бесцветный, белый, серый	4-4,5	Совершенная	Не реагирует с холодной соляной кислотой
Сидерит FeCO_3	Бурый, серый	3,5-4,5	Совершенная	Плотность 3,9
Малахит $\text{Cu}(\text{CO}_3) \cdot \text{Cu}(\text{OH})_2$	Зеленый	3,5		Вскипает от капли соляной кислоты
б) фосфаты				
Апатит $\text{Ca}_5[\text{PO}_4]_3(\text{F}, \text{Cl})$	Бесцветный, зеленый, голубой	5	Несовершенная	Призматический
в) сульфаты				
Гипс $\text{Ca}[\text{SO}_4] \cdot 2\text{H}_2\text{O}$	Бесцветный, белый	2	Весьма совершенная	Плотность 2,3
Ангидрит CaSO_4	Голубовато-серый	3,5	Совершенная	
Барит BaSO_4	Белый	3-3,5	Совершенная	Плотность 4,5
г) вольфраматы				
Вольфрамит $(\text{Fe}, \text{Mn})\text{WO}_4$	Черный, бурый	4,5-5,5	Совершенная	Плотность 6,7-7,5 черта бурая

Название минерала, химическая формула	Облик кристаллов Строение агрегата	Цвет	Твердость	Спайность	Другие свойства
Силикаты: а) островные					
Оливин (Mg, Fe) ₂ [SiO ₄]	Зернистый	Зеленый черный	6,5-7	Несовершенная	Бурая корка выветривания
Гранаты T ₃ R ₂ [SiO ₄] ₃ (T=Mg, Fe, Ca R=Al, Fe, Cr)	Изометрический	Бурый	6,5-7,5	Отсутствует	
Топаз Al ₂ [SiO ₄](F, OH) ₂		Бесцветный	8	Совершенная	
Эпидот Ca ₃ (Al,Fe) ₂ [SiO ₄] · [Si ₂ O ₇] O(OH)	Призматический	Желтовато-зеленый	6-6,5	Совершенная	
Циркон Zr[SiO ₄]	Призматический	Бурый	7-7,5		Иногда радиоактивен
Берилл Be ₃ Al ₂ [Si ₆ O ₁₈]	Призматический	Зеленоватый, желтоватый	7,5-8	Несовершенная	Шестиугольная форма сечений кристаллов
Турмалин NaFe ₃ Al ₆ [Si ₆ O ₁₈]· [BO ₃] ₃ (OH) ₄	Игольчатый	Черный	7-7,5	Отсутствует	
б) цепочечные					
Пироксены R ₂ [Si ₂ O ₆] (R=Mg, Fe, Ca, Na, Al)	Призматический (часто короткопризматический)	Темно-зеленый, черный	5-6,5	Совершенная по 2 направлениям под углом 87°	

Название минерала, химическая формула	Облик кристал- лов, строение агрегата	Цвет	Твер- дость	Спайность	Другие свойства
Амфиболы: $R_7[Si_4O_{11}]_2(OH)_2$ (R=Na, Mg, Ca, Fe) актинолит роговая обманка	Призма- тические	Зеленый Черный	5,5-6	Совершен- ная по 2 направле- ниям под углом 124°	Игольчатый
в) слоистые					
Тальк $Mg_3[Si_4O_{10}](OH)_2$	Чешуй- чатый	Белый светло- зеленый	1	Весьма совер- шенная	Жирный наощупь
Слюды: мусковит $KAl_2[AlSi_3O_{10}](OH)_2$ биотит $K(Mg, Fe)_3[AlSi_3O_{10}](OH)_2$	Чешуйча- тый	Бесцвет- ный Черный, бурый	2-2,5 2,5-3	Весьма совер- шенная	
Хлорит $R_n[T_2O_5](OH)_8$ (R=Mg, Al, Fe, T=Si, Al, Fe)	Чешуй- чатый	Зеленый	2-2,5	Весьма совер- шенная	
Серпентин $Mg_6[Si_4O_{10}](OH)_8$ Хризотил-асбест $Mg_6[Si_4O_{10}](OH)_8$	Волок- нистый	Зеленый Белый, зеленый	3-4 2,5		Жирный блеск Расщепляет- ся на тонкие волокна

Название минерала, химическая формула	Облик кристал- лов, строение агрегата	Цвет	Твер- дость	Спайность	Другие свойства
Глинистые минералы: каолинит $Al_2[Si_2O_5](OH)_4$ монтмориллонит $(Al,Mg)_2[Si_4O_{10}](OH)_2 \cdot nH_2O$ гидрослюда $K_{0,65}Al_2[Al_{0,65}Si_{3,35}O_{10}](OH)_2$	Землистые, плотные, с водой становятся пластичными	Белый и др.	2-2,5		При смачивании водой увеличивается в объеме
г) каркасные					
Кварц SiO_2	Зернистый	Белый и др.	7	Отсутствует	Плотность 2,6
Халцедон SiO_2	Скрытозернистый	Белый и др.	7	Отсутствует	Полосчатый - агат
Полевые шпаты: калиевые (ортоклаз, микроклин) $K[AlSi_3O_8]$ плагиоклазы (альбит, анортит) $Na[AlSi_3O_8]$, $Ca[Al_2Si_2O_8]$	Зернистый	Белый, серый, бурый, красный	6	Совершенная по 2 направлениям под прямым углом	Плотность 2,6-2,8
Нефелин $Na_3K[AlSiO_4]$		Серый, серо-зеленый	5,5-6	Отсутствует	

ЛИТЕРАТУРА

Основная:

Миловский А. В. Минералогия и петрография. М., Недра, 1979.

Булах А. Г. Минералогия с основами кристаллографии. М., Недра, 1989.

Дополнительная:

Булах А. Г. Общая минералогия. Изд. СПб ун-та, 1999.

Лазаренко Е. К. Курс минералогии. М., Высшая школа. 1971.

КОНТРОЛЬНЫЕ ЗАДАНИЯ

Студентами заочной формы обучения содержание дисциплины осваивается путем самостоятельной проработки рекомендованной литературы и изучения коллекционного материала на кафедре и в экспозиции геологического музея.

До приезда на сессию студент-заочник должен выполнить домашнее задание по составлению конспекта свойств перечисленных выше (выделены курсивом) минералов (форма конспекта – табл. 1). Конспект свойств составляется по рекомендованной учебной литературе.

Таблица 1

Форма конспекта свойств минералов

Название минерала, химическая формула	Сингония	Облик кристаллов	Строение агрегата	Спайность	Цвет, черта
1	2	3	4	5	6

Блеск	Твердость	Плотность	Особые свойства	Сходные минералы	Месторождения	Применение
7	8	9	10	11	12	13

При составлении конспекта следует обратить внимание на химический состав минералов, наиболее важные диагностические признаки и на применение минералов.

Успешное овладение минералогией невозможно без практической работы с минералами. При самостоятельном изучении предмета полезно использование коллекций минералов геологических объектов, на которых работает студент-заочник, а также ознакомление с экспозицией ближайшего геологического или краеведческого музея.

Студент, занимающийся по индивидуальному плану, перед изучением дисциплины может получить на кафедре для изучения в межсессионный

период шкалу твердости и коллекцию минералов (в последующем возвращаются на кафедру).

Занимаясь со шкалой твердости, следует научиться определять твердость, царапая одним минералом по другому, а также царапая минералом по стеклу или стеклом по минералу, запомнить каждый минерал шкалы и значение его твердости. При изучении спайности следует заполнить в табл. 2 колонки, описывающие спайность ряда минералов шкалы твердости (при этом можно контролировать себя по характеристике спайности этих минералов в конспекте свойств минералов)

Используя составленный конспект свойств минералов, следует изучить полученную на кафедре коллекцию минералов с тем, чтобы запомнить и научиться определять эти минералы.

Таблица 2

Спайность минералов шкалы твердости

Твер- дость	Минерал	Спайность		
		Вид (степень совершенства)	Число направлений спайности	Угол между плоскостями спайности (прямой или косой)
1	Тальк			
2	Гипс			
3	Кальцит			
4	Флюорит			
6	Ортоклаз			
7	Кварц			
8	Топаз			

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Назовите разновидности минеральных агрегатов.
2. Что такое изоморфизм? Приведите примеры изоморфизма.
3. Охарактеризуйте зависимость удельного веса от химического состава и структуры кристаллов.
4. Перечислите минералы шкалы твердости.
5. Охарактеризуйте спайность минералов шкалы твердости.
6. Электрические и магнитные свойства минералов.
7. Окраска и люминесценция минералов.

8. Сернистые соединения.
9. Назовите минералы - руды свинца, цинка, меди.
10. Назовите минералы, в состав которых входят: мышьяк, ртуть, сурьма.
11. Охарактеризуйте сульфиды, содержащие железо.
12. Дайте характеристику оксидов и гидроксидов.
13. Назовите минералы - руды железа и марганца.
14. Назовите минералы, в состав которых входят: титан, хром, марганец.
15. Галоиды.
16. Сульфаты.
17. Перечислите минералы из группы карбонатов. Охарактеризуйте их диагностические признаки.
18. Кристаллические структуры силикатов.
19. Назовите силикаты, содержащие: натрий, магний.
20. Приведите химические формулы островных силикатов.
21. Охарактеризуйте химический состав и диагностические признаки цепочечных силикатов.
22. Слоистые силикаты.
23. Глинистые минералы.
24. Каркасные силикаты.
25. Кварц и его применение.
26. Каликатовые полевые шпаты и плагиоклазы.

ПЕТРОГРАФИЯ

Петрография изучает горные породы – минеральные агрегаты, сложенные одним или несколькими минералами и занимающие значительные участки земной коры.

Как самостоятельная наука петрография начала развиваться после того, как для изучения горных пород был использован микроскоп (Сорби, 1858). До введения микроскопа породы изучались при помощи лупы и химического анализа. С появлением микроскопа стало возможным значительно более точное определение породообразующих минералов и их взаимоотношений.

С 20-х годов XX века эксперименты по образованию горных пород в лабораторных условиях положили начало аналитическому этапу в развитии петрографии. Применение большого числа разнообразных точных методов исследования и экспериментальных данных сделало петрографию точной наукой (петрология).

Новый этап развития петрографии начался в 60-х годах XX века в связи с внедрением рентгеноспектрального микроанализатора (электронного микронзонда), позволившего с большой точностью изучать химический состав отдельных зерен минералов в горных породах.

Горные породы подразделяются на магматические, осадочные и метаморфические. Земная кора на 95 % сложена магматическими и метаморфическими породами; однако выходы этих пород занимают лишь 25 % поверхности суши (остальные 75 % поверхности суши заняты распространяющимися на относительно небольшую глубину осадочными породами).

1. МАГМАТИЧЕСКИЕ ПОРОДЫ

Магматические породы образуются из флюидно-силикатных расплавов (магм). Магмы являются продуктами частичного плавления вещества мантии и континентальной земной коры на глубинах от 200-300 до 10-20 км, и могут подниматься из глубин в верхние части земной коры и на земную поверхность.

При застывании магмы на глубине возникают интрузивные породы (плутонические и жильные), а на земной поверхности (на суше или в море) – вулканические породы (эффузивные и вулканогенно-обломочные). Вулканогенно-обломочные породы образуются, когда магмы выбрасываются взрывами в атмосферу в виде обломков - вулканических бомб, лапиллей, пепловых частиц. Многие обломки образуются при разрушении твердеющих лав, особенно подводных.

Химический состав

Химический состав положен в основу общей классификации магматических пород.

90 % объема земной коры (47 % по весу) приходится на кислород – в земной коре преобладают кислородсодержащие минералы. Результаты химических анализов горных пород представляют в форме процентного содержания оксидов.

Породообразующие оксиды (в сумме составляют 97 весовых % от среднего состава магматических пород): SiO_2 (*кремнезем, кремнекислота*), Al_2O_3 (*глинозем*), Fe_2O_3 , FeO (*окись и закись железа*), MgO , CaO (*основания*), Na_2O , K_2O (*щелочи*).

По химическому составу магматические породы разделяются на группы:

ультраосновные породы - 30-44 % SiO_2 (дуниты, перидотиты, кимберлиты);

основные породы - 44-53 % SiO_2 (базальты, габбро);

средние породы - 53-64 % SiO_2 (андезиты, диориты, трахиты, сиениты);

кислые породы - 64-78 % SiO_2 (риолиты, граниты).

Кроме перечисленных выше главных химических элементов, в породах имеются элементы-примеси: в ультраосновных и основных породах - Cr, Co, Ni и др., в кислых породах - Li, Be, Zr и др. Радиоактивные элементы (U, Th) в минимальном количестве содержатся в ультраосновных породах, а в максимальном – в кислых породах (гранитах). В связи с этим в районах

развития гранитов уровень γ -радиации в 3-4 раза выше фонового значения. В современных домах при использовании в качестве наполнителя бетона гранитного щебня уровень радиации в несколько раз выше, чем в деревянных домах, и при использовании в качестве наполнителя бетона щебня основных и ультраосновных пород.

Минеральный состав

По количественному значению минералы магматических пород разделяются на главные - присутствуют в породе в количестве более 5 %, и второстепенные - менее 5 %. Главные минералы делятся на светлые (салические) и темноцветные (фемические).

Светлые минералы:

кварц
полевые шпаты (плагиоклазы,
каликатровые полевые шпаты)

Темноцветные минералы:

биотит
пироксены
амфиболы
оливин

Второстепенными могут быть как перечисленные, так и более редкие специфические (акцессорные) минералы, например, хромит, магнетит, апатит, сфен, циркон (из этих минералов циркон содержит наибольшее количество радиоактивных элементов-примесей).

Кварц SiO_2 распознается по отсутствию спайности, стеклянному блеску, раковистому излому, высокой твердости (его зерна легко царапают стекло), изометричной форме зерен; в породах встречается как бесцветный, так серый и черный кварц.

Полевые шпаты (плагиоклазы и каликатровые полевые шпаты) обладают твердостью 6 (свежие) и спайностью по двум направлениям под углом около 90° . Цвет белый, серый, розовый, редко светло-зеленый. В неизмененных вулканических породах они прозрачны и напоминают кварц, отличаясь от него удлиненной формой зерен и наличием спайности.

Плагиоклазы - минералы переменного состава, представляют собой изоморфные смеси альбита $\text{Na}[\text{AlSi}_3\text{O}_8]$ и анортита $\text{Ca}[\text{Al}_2\text{Si}_2\text{O}_8]$; процентное содержание анортита в плагиоклазе называется номером плагиоклаза.

Номер плагиоклаза

0 - 10	альбит	кислый плагиоклаз
10 - 30	олигоклаз	"
30 - 50	андезин	средний плагиоклаз
50 - 70	лабрадор	основной плагиоклаз
70 - 90	битовнит	"
90 - 100	анортит	"

Отличить плагиоклаз от каликатрового полевого шпата $K[AlSi_3O_8]$ макроскопически часто затруднительно, в этом случае следует пользоваться общим названием "полевой шпат".

Биотит $K(Mg, Fe)_3(OH, F)_2[AlSi_3O_{10}]$. Из всех породообразующих минералов биотит может концентрировать в себе наибольшее количество изоморфных примесей редких элементов – Ba, Sr, Rb, Cs, Rb, Ge, U, Th и др.

Характерны черный цвет, пластинчатая форма зерен, весьма совершенная спайность (чешуйки расщепляются по плоскостям спайности), низкая твердость.

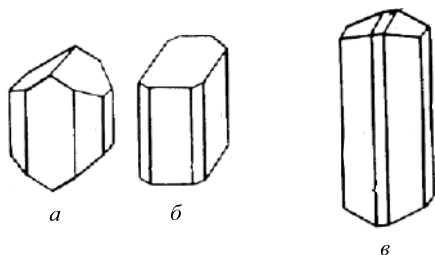


Рис. 6. Форма кристаллов пироксенов (а – авгит; б – диопсид) и амфиболов (в – роговая обманка)

Пироксены и амфиболы внешне сходны друг с другом и нередко трудно различимы, особенно при мелких размерах зерен. Для отличия пироксенов и амфиболов (роговой обманки) могут быть использованы следующие признаки:

1) те и другие минералы имеют спайность по двум направлениям, но угол спайности у пироксенов - около 90° , а у амфиболов - около 120° ;

2) облик кристаллов пироксенов обычно короткопризматический (кроме эгирина $NaFe[Si_2O_6]$, который образует длиннопризматические кристаллы), а амфиболов - длиннопризматический (рис. 6);

3) окраска роговой обманки черная, пироксенов - как черная, так с серыми и зелеными оттенками.

Оливин $(Mg, Fe)_2[SiO_4]$ встречается в виде изометричных зерен с несовершенной спайностью. В свежем виде имеет зеленый цвет и стеклянный блеск. Легко подвергается серпентинизации, приобретая матовый блеск и черную окраску. При выветривании буреет (на поверхности образца возникает характерная бурая корка выветривания) .

Структуры

Понятие "структура" охватывает особенности строения горной породы, которые обуславливаются размерами, формой и взаимоотношениями минералов и вулканического стекла.

Равнозернистые структуры:

гигантозернистая - более 20 мм

крупнозернистая - 5-20 мм

среднезернистая - 1-5 мм

мелкозернистая - менее 1 мм, но зерна видны невооруженным глазом

афанитовая - зернистость обнаруживается лишь под микроскопом

Неравнозернистые структуры:

порфировая - заметные невооруженным глазом зерна (вкрапленники) располагаются среди стекловатой, афанитовой или очень мелкозернистой основной массы; порфировая структура характерна для эффузивных пород (рис. 7).

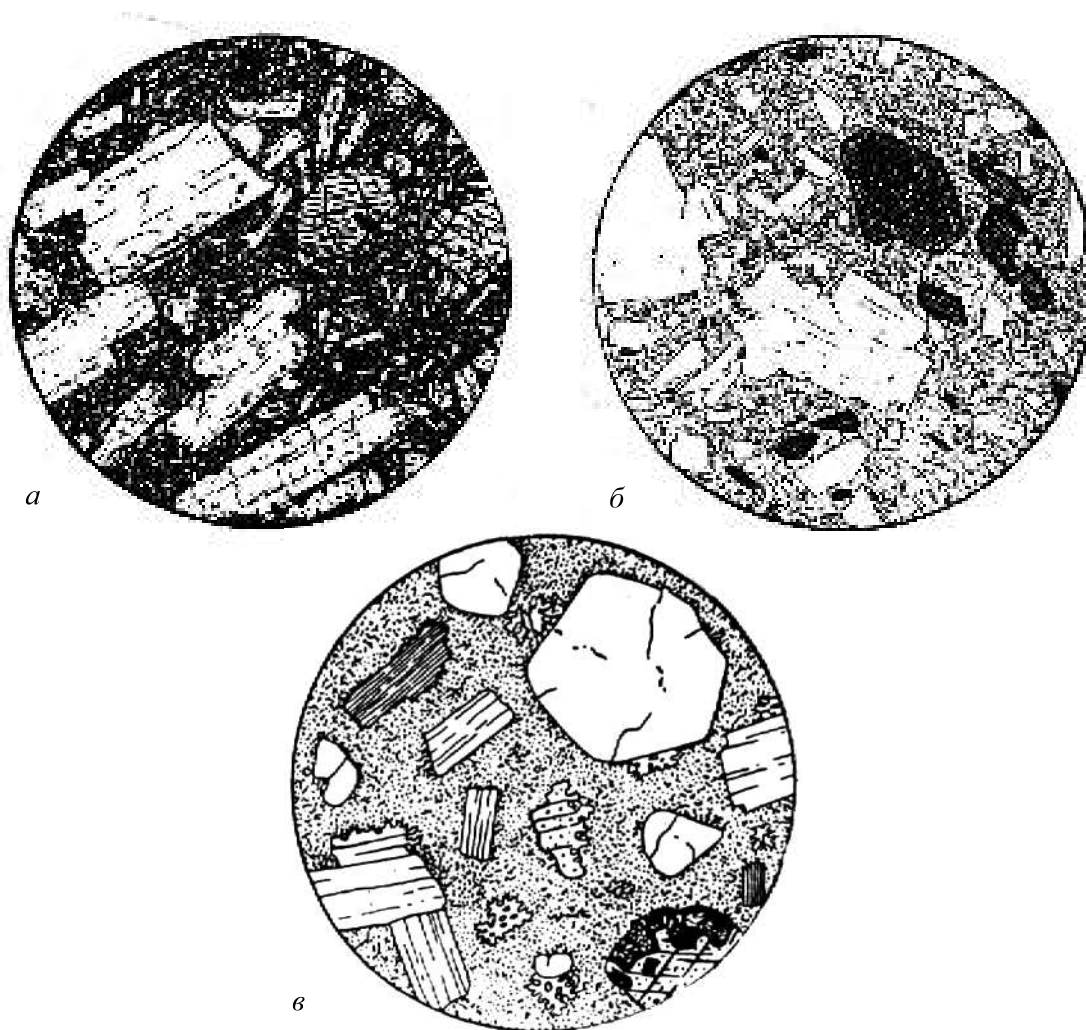


Рис. 7. Эффузивные породы порфировой структуры (по А. Н. Заварицкому и Х. Вильямсу):

а - плагиоклазовый **базальт** (вкрапленники - плагиоклаз, пироксен, оливин);

б - роговообманковый **андезит** (вкрапленники - роговая обманка, плагиоклаз; в основной массе преобладает вулканическое стекло);

в - **риолит** (вкрапленники - кварц, калиналовый полевой шпат, олигоклаз, биотит; основная масса афанитовой структуры).

Диаметр поля зрения: *а* - 5,3 мм, *б* - 3,4 мм, *в* - 4 мм

Текстуры

Текстуры определяются ориентировкой, относительным расположением составных частей породы и характером заполнения ими пространства:

однородная (массивная) – состав и структура породы в любом направлении одинаковы, ориентировка минералов изотропна; возникают при спокойной кристаллизации магмы;

- пятнистая (пятна образованы группами зерен);

- шаровая, подушечная – в эффузивах основного состава образуются при подводном излиянии лав;

- полосчатая (рис. 7);

- директивная – плоскостная или линейная ориентировка каких-либо зерен (преимущественная ориентировка оливина в мантийных перидотитах – причина сейсмической анизотропии мантии);

- пористая – в эффузивных породах (поры – газовые пузырьки, образующиеся при кипении лавы);

- миндалекаменная – поры в эффузивных породах заполнены более поздними минералами.



Рис. 8. Габбро полосчатой текстуры с Денежкина Камня на Урале (по Ф.Ю.Левинсон-Лессингу)



Рис. 9. Гранит. Плагиоклаз, калиевый полевой шпат, кварц и биотит; акцессорный магнетит; диаметр поля зрения 4,3 мм (по А. Н. Заварицкому)

Плутонические (интрузивные) породы

Плутонические породы образовались при длительной кристаллизации магматических расплавов в земной коре.

Они имеют яснозернистую, большей частью средне- или крупнозернистую, реже гиганто- или мелкозернистую структуру; обычно не бывает порфировой структуры.

Минеральный состав плутонических пород:

Дунит - оливин (> 90 %)

Перидотит - оливин (>40 %), пироксен

Габбро - основной плагиоклаз (35-65 %), темноцветный минерал (пироксен, реже роговая обманка, оливин)

Диорит - средний плагиоклаз (>60 %), темноцветный минерал (пироксен, реже роговая обманка, оливин)

Сиенит - калинатровый полевой шпат, плагиоклаз (не всегда), темноцветный минерал (часто биотит) - 20-30 %

Гранит - кварц (25-40 %), полевые шпаты (50-65 %), темноцветные минералы (биотит, мусковит, роговая обманка) - 3-10 %

Вулканические (эффузивные) породы

Вулканические (эффузивные) породы – продукты кристаллизации магмы, вышедшей на земную поверхность по вулканическим каналам и быстро застывшей на суше или в подводных условиях.

Структуры: порфировая, мелкозернистая, афанитовая, стекловатая; текстуры: массивная, пористая, миндалекаменная.

Минеральный состав вулканических пород отвечает минеральному составу соответствующих plutonic аналогов (табл. 3; породы, находящиеся в таблице в одной строке, имеют одинаковый минеральный состав: риолит имеет состав гранита, трахит - сиенита и т. д.). Макроскопическая диагностика вулканических пород ведется по составу порфировых вкрапленников; минеральный состав основной массы на глаз не определяется.

Таблица 3

Вулканические аналоги plutonic пород

Плутонические породы	Вулканические породы
габбро (диорит) сиенит гранит	базальт андезит трахит риолит

Окраска базальтов и андезитов темно-серая до черной (между собой базальты и андезиты нередко различимы лишь под микроскопом), а трахиты и риолиты имеют более светлую окраску. Иногда трахиты внешне сходны с андезитами - те и другие породы могут иметь одинаковую серую окраску. Измененным (палеотипным) эффузивным породам свойственны буроватая, красноватая, зеленоватая окраска (последняя особенно характерна для основных и средних эффузивных пород).

Измененные (палеотипные) разности вулканических пород обозначают приставкой "мета-": например, метабазальты (ранее называемые базальтовыми

порфиритами), метаандезиты (андезитовые порфириты), метатрахиты (бескварцевые порфиры), метариолиты (кварцевые порфиры).

Наиболее распространенные эффузивные породы – базальты. В пределах континентов их количество (объем) в 5 раз превышает все остальные вместе взятые эффузивные породы. Вторыми по распространенности эффузивами являются андезиты. В отличие от базальтов, которые широко развиты на океаническом дне, андезиты распространены на островных дугах и в окраинно-континентальных вулканических поясах (например, в обрамлении Тихого океана).

Одной из разновидностей **вулканогенно-обломочных** пород являются *вулканические туфы* – породы, состоящие из обломков вулканического материала и цементирующей обломки массы. По размерам обломки разделяются на вулканические бомбы (более 50 мм), лапилли (2-50 мм) и вулканический пепел (менее 2 мм).

Если обломки образованы породами (андезитом, риолитом и т.д.), туфы называются литокластическими; если обломки образованы отдельными минералами – кристаллокластическими, а если обломки сложены вулканическим стеклом – витрокластическими.

При наличии обломков различного типа даются смешанные названия - например, при совместном присутствии обломков кристаллов и большего количества обломков пород - кристаллолитокластический туф (первым упоминается тот компонент, которого в породе меньше).

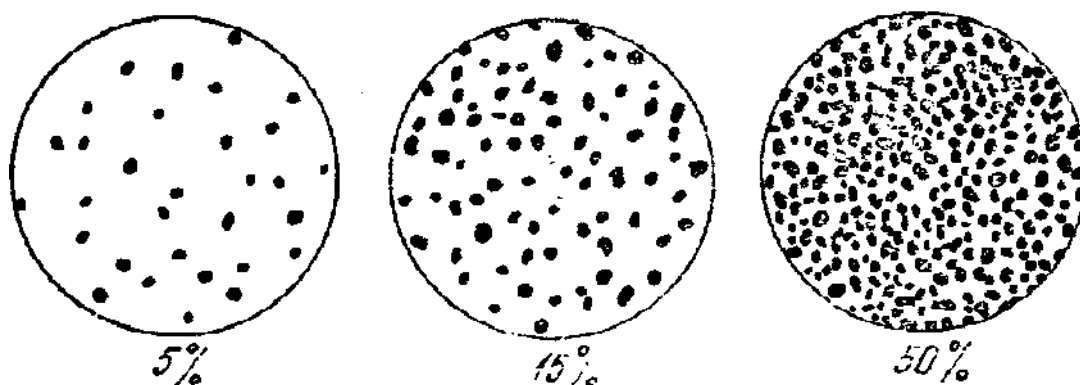
Геолог в поле изучает и картирует геологические тела, обычно образованные той или иной совокупностью (ассоциацией) горных пород. Устойчивые ассоциации магматических пород, которые, закономерно повторяясь в разных регионах, всюду формируются в сходных геологических условиях, называются магматическими формациями. Например, дунит-перидотитовая формация, габбро-пироксенит-дунитовая формация (к последней относится, например, Уктусский массив), базальт-риолитовая формация (в том числе в районе Сухоложской геологической практики), трапповая формация (наземные излияния базальтов на громадных площадях, в том числе на Сибирской платформе) и др.

Описание образцов

План описания образца магматической породы:

- название, текстура, структура, окраска породы;
- минеральный состав, в процентах (точность 5-10 %; для пород порфировой структуры указывается процентное содержание порфировых вкрапленников и основной массы);
- характеристика каждого минерала породы - размеры зерен, диагностические признаки (цвет, спайность, форма зерен и др.).

Трафареты для визуального определения процентного содержания минералов



Примеры описания образцов плутонической (А) и вулканической (Б) пород (по Л. И. Кравцовой, М. Н. Чукашевой, с изменениями).

А) Роговообманковый кварцевый диорит. Массивная среднезернистая порода серой окраски, состоящая из плагиоклаза (60-65 %), темноцветного минерала (20-25 %) и кварца (около 15 %).

Плагиоклаз зеленоватой окраски, со спайностью, образует прямоугольные в изломе зерна размером до 5-6 мм.

Кварц серого цвета, с раковистым изломом, в виде изометричных зерен размерами 2-3 мм, выполняющих промежутки между зернами плагиоклаза.

Темноцветный минерал представлен роговой обманкой – черная, с блестящими плоскостями спайности (по двум направлениям под косым углом), образует вытянутые призматические зерна шириной до 1-2 мм, длиной до 5-6 мм.

Б) Биотитовый риолит. Массивная порода порфировой структуры с вкрапленниками кварца, полевого шпата, биотита и буровато-серой афанитовой основной массой. Вкрапленники составляют третью часть породы и сложены на 70 % полевым шпатом, 20 % - кварцем, 10 % - биотитом.

Вкрапленники полевого шпата имеют размер от 3 до 6 мм, правильную форму и хорошо выраженную спайность. По окраске выделяются два вида полевых шпатов - белый, местами слегка зеленоватый, по-видимому, плагиоклаз, и розоватый, очевидно, каликатровый полевой шпат.

Вкрапленники кварца имеют округлую форму, их размеры колеблются от 3 до 5 мм, обладают дымчато-серым цветом, стеклянным блеском и раковистым изломом.

Биотит образует шестиугольные блестящие чешуйки черного цвета размерами 1-2 мм.

Плотность магматических пород

Плотность светлых (салических) минералов (калиевый полевой шпат 2,55, кварц 2,65, альбит 2,61, анортит 2,76 г/см³) ниже плотности темноцветных (мафических) минералов (3,2-3,3 г/см³).

Плотность plutonic пород находится в строгом соответствии с их минеральным и химическим составом и повышается по мере перехода от кислых к средним и далее к основным и ультраосновным породам (средние значения плотности гранитов 2,58, гранодиоритов - 2,69, габбро - 2,95, дунитов – более 3,2 г/см³). Уменьшение содержания кремнезема на 20 % соответствует увеличению плотности на 0,37 г/см³.

Плотность вулканических пород в целом ниже, чем соответствующих plutonic пород (из-за пористости, наличия стекла и других особенностей вулканических пород), но также возрастает по мере перехода от кислых к средним, основным и ультраосновным вулканическим породам. Из-за большего разнообразия структур и текстур диапазон изменения плотности вулканических пород шире, чем у plutonic пород. За счет отсутствия значительной пористости измененные (палеотипные) вулканические породы обычно имеют более высокую плотность, чем свежие (кайнотипные) вулканические породы того же состава.

Плотность plutonic пород при вторичных изменениях обычно уменьшается. Например, плотность ультраосновных пород при их серпентинизации (при замещении оливина и пироксена серпентином – рис. 10) уменьшается (плотность серпентина ниже, чем плотность замещаемых им оливина и пироксена). В массиве Рай-Из (Полярный Урал) слабо- (5 %) серпентинизированные перидотиты имеют плотность (объемный вес)

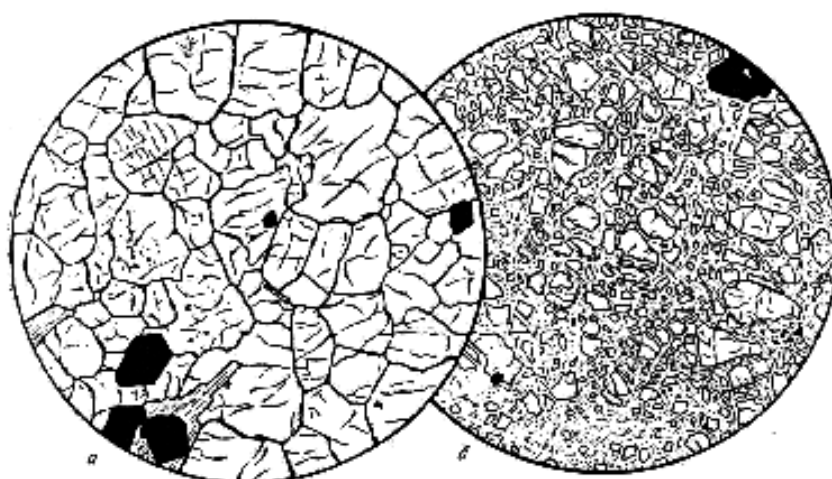


Рис. 10. Дунит: *а* – свежий (оливин, отдельные зерна хромита);
б - серпентинизированный (остатки оливина в в массе серпентина);
диаметр поля зрения: *а* – 4,7 мм, *б* – 4,0 мм (по А. Н. Заварицкому).

3,06 г/см³, средне- (40 %) серпентинизированные – 2,91 г/см³, сильно- (70 %) серпентинизированные – 2,70 г/см³.

При выветривании плотность пород также уменьшается (до 20-25 %) – за счет минеральных превращений (например, образования глинистых минералов) и особенно за счет увеличения пористости (которая в результате выветривания может достигать 25 %).

ЛИТЕРАТУРА

Основная:

Белоусова О. Н., Михина В. В. Общий курс петрографии. М., Недра, 1972.

Миловский А. В. Минералогия и петрография. М., Недра, 1979.

Дополнительная:

Петрография и петрология магматических, метаморфических и метасоматических пород. М., Логос, 2001.

Петрографический кодекс. Л., Недра, 1995.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

В процессе изучения дисциплины необходимо подготовить ответы на эти вопросы в письменном виде.

1. Химический состав магматических пород
2. Ультраосновные магматические породы
3. Минеральный состав базальтов, андезитов, риолитов
4. Назвать разновидности структур plutonic и вулканических пород
5. Магматические породы основного состава
6. Светлые минералы магматических пород
7. Плотность plutonic и вулканических пород
8. Кислые магматические породы
9. Структуры и текстуры магматических пород
10. Plutonic породы основного и среднего состава
11. Структуры и текстуры эффузивных пород
12. Темноцветные минералы магматических пород

2. ОСАДОЧНЫЕ ПОРОДЫ

Наука об осадочных породах - литология. Это одна из наиболее молодых наук геологического цикла - как геохимия и геофизика, она обязана своим развитием XX веку. Задачей литологии является всестороннее изучение осадочных пород и условий их образования.

Особое значение осадочных пород состоит в том, что они занимают 75 % поверхности суши (мощность осадочной оболочки 0-24 км) и вмещают около 70 % всех извлекаемых человеком полезных ископаемых – уголь, нефть, газ, руды Al, Fe, Mn, U, соли, фосфориты, полезные ископаемые россыпей и др., а также вмещают основную массу подземных вод.

Осадочная порода – геологическое тело, образованное из продуктов физического и химического выветривания литосферы в результате их механического, химического или биологического переноса и осаждения.

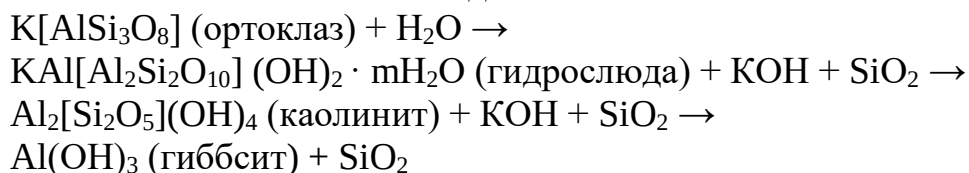
Стадии образования осадочных пород

Гипергенез

Гипергенез - это образование исходного материала для осадочных пород – физическое и химическое выветривание более древних горных пород.

Физическое выветривание приводит к преобразованию массивной породы в совокупность обломков (глыбы, щебень, песок). В аридных областях (например, пустынях и полупустынях), в полярных и холодных горных странах развито преимущественно только физическое выветривание.

Химическое выветривание сопровождается разложением исходных минералов выветривающейся породы и образованием новых минералов. При этом происходят различные химические реакции, главной из которых является гидролиз – реакция взаимодействия между минералом и водой. В результате гидролиза наиболее распространенные минералы – полевые шпаты - преобразуются в такие глинистые минералы, как *гидрослюда* и *каолинит*; при этом кремнезем из полевых шпатов частично переходит в воду, а Na, K, Ca полевых шпатов полностью выносятся водой:



Для обеспечения процесса гидролиза нужна интенсивная циркуляция воды, которая уносит с собой растворимые продукты выветривания (в данном случае KOH и SiO₂).

Рассмотренное выше образование каолинита и гиббсита на месте полевых шпатов происходит *во влажном тропическом климате*. В этом климате в каолинит, гидроксиды Fe, Al и растворенные ионы K¹⁺, Na¹⁺, Ca²⁺, Mg²⁺ преобразуются все минералы, кроме кварца. В умеренном климате химическое

выветривание проявлено слабее и сопровождается образованием на месте минералов магматических пород таких глинистых минералов, как гидрослюда и монтмориillonит.

Седиментогенез

Седиментогенез - это перенос осадков с места их образования при физическом и химическом выветривании главным образом в морские бассейны; он осуществляется преимущественно реками. Обломки минералов и горных пород переносятся реками преимущественно волочением по дну, глинистые минералы – в виде тонкой взвеси; K^{1+} , Na^{1+} , Ca^{2+} , Mg^{2+} и другие ионы – в виде растворов.

Осаждение в морских бассейнах

При впадении рек в морские бассейны материал, принесенный речной водой, осаждается на дне моря.

Механическое осаждение. Скорость осаждения частиц в воде пропорциональна квадрату размера частиц, поэтому крупные частицы осаждаются быстро, а мелкие – значительно медленнее, т. е. могут переноситься водами на большее расстояние от берега. В связи с этим достаточно крупнообломочный материал (галька, песок) захороняется в прибрежной зоне. По мере увеличения глубин и расстояния от суши на дне моря происходит отложение все более мелких частиц. Например, песок на дне Черного моря отлагается на глубинах до 20-30 м. Еще более мелкие алевритовые и пелитовые (глинистые) частицы, переносимые в виде взвеси, осаждаются на более значительных глубинах.

Глубоководный шельф и материковый склон в морских бассейнах покрыты главным образом алевропелитовыми осадками, а главная часть ложа океана является областью развития глубоководной глины и биогенных илов. Хотя иногда мутьевыми (суспензионными) потоками по подводным каньонам, которые прорезают шельф и материковый склон, мелководный грубый материал достигает и ложа океана.

В осадках водных бассейнов почти всегда присутствует органическое вещество. В глинистых отложениях его значительно больше, чем в алевритовых и песчаных осадках.

Химическое осаждение. Воды морей и океанов, особенно на глубинах до 100 м, периодически насыщены и пересыщены бикарбонатами кальция, что приводит к осаждению из морской воды кальцита:



Повышение температуры увеличивает летучесть CO_2 и смещает реакцию вправо. Поэтому карбонатные осадки образуются преимущественно в теплых морях, причем особенно на малых глубинах в зоне действия волн. Часто образование карбонатных осадков связано с жизнедеятельностью организмов (биохимическое осаждение).

При жарком аридном климате и повышенной солености морской воды в прибрежно-морских условиях (в лагунах и заливах) происходит осаждение солей (рис. 11). Они выпадают из морской воды в следующей последовательности: гипс (ангидрит) – галит – сильвин – карналлит.

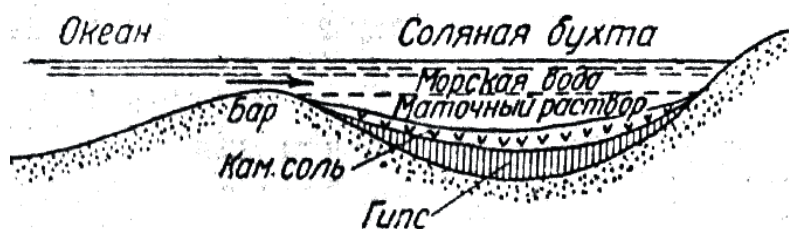
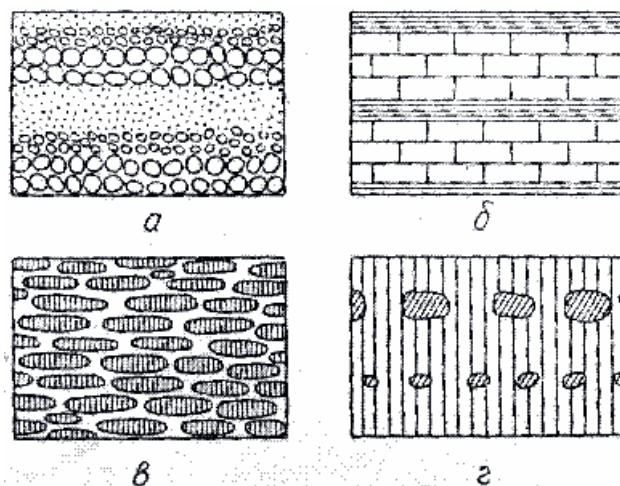


Рис. 11. Схема осаждения солей (по Оксениусу)

Слоистость - характерная особенность строения осадочных пород. Слои обособляются друг от друга или вследствие различия в составе или благодаря наличию поверхностей напластования, являющихся следствием пауз в седиментации (рис. 12). Одна из основных причин слоистого строения осадочных толщ, чередования в разрезе пород различного состава – тектонические колебательные движения при осадкообразовании.

Рис. 12. Слоистость, обусловленная:

а – изменением крупности зерна;
б – чередованием слоев разного состава;
в – горизонтальной ориентировкой частиц;
г – расположением в одной плоскости какого-либо материала (конкреций, валунов и т.п.); по Л. В. Пустовалову



Отдельные слои могут состоять из мелких (мощностью от долей миллиметра до первых сантиметров) *слоёв* (слоистость); слои, в отличие от слоев, не имеют какой-либо внутренней структуры и образуются за значительно меньший период времени, в связи с колебаниями факторов седиментации. Граничные поверхности слоя или слойка могут быть параллельными и непараллельными, волнистыми и изогнутыми.

Слоистая текстура породы часто определяет анизотропию коллекторских свойств породы – перпендикулярно слоистости проницаемость пород значительно меньше, чем вдоль слоистости.

Горизонтальная слоистость может быть свойственна различным - аллювиальным, озерным, пролювиальным, водно-ледниковым, лагунным и морским - отложениям. Например, она наблюдается в алевроитовых и пелитовых

осадках, которые образуются из частиц, переносимых в виде взвеси и медленно осаждающихся в спокойной воде. Горизонтальная слоистость озерных отложений нередко характеризуется чередованием песчаных слоев, возникших в период весеннего снеготаяния и дождевых периодов, когда в озеро поступает большое количество обломочного материала, и глинистых слоев, возникающих в зимнее время.

Косая (по отношению к горизонтальной плоскости) слоистость – элементарные слойки располагаются под углом к плоскостям наложения. В большинстве случаев образуется в перемещающихся осадках (прибрежно-морская, дельтовая, речная косая слоистость); встречается в песчаниках, алевролитах, карбонатных породах.

Градационная слоистость – от подошвы к кровле слоя размерность осадочного материала изменяется (например, снизу вверх галька в слое сменяется песком, а затем глиной – рис. 12, а); обычно образуется в толщах флишевого типа при отложении осадков из мутьевых (суспензионных) потоков.

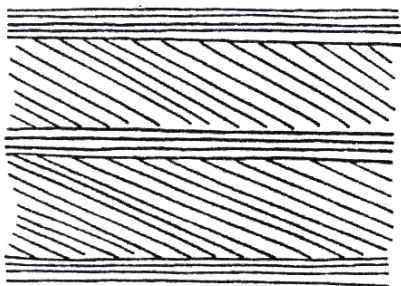


Рис. 13. Потокосная слоистость (по Н.В. Логвиненко)

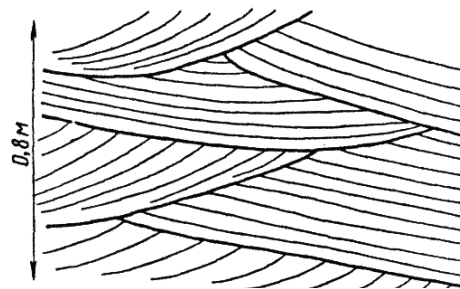


Рис. 14. Диагональная слоистость прибрежно-морского типа

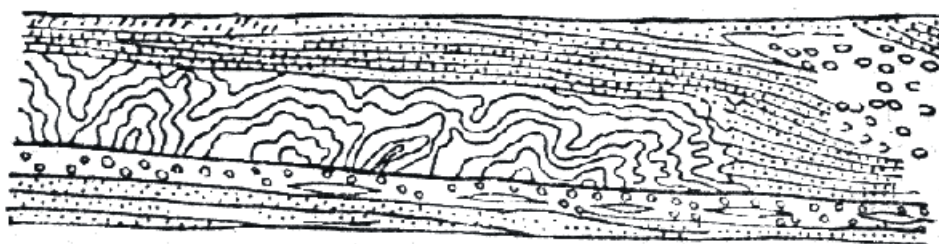
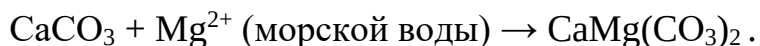


Рис. 15. Подводный оползень в артинских отложениях на западном склоне Урала (по А. А. Иванову)

Диагенез

Свежевыпавший осадок представляет собой рыхлую массу, состоящую из обломков, химически осажденных компонентов и органического вещества, в том числе бактерий. Изменения, происходящие в осадке после его образования, называются диагенезом. В водных бассейнах эти изменения определяются стремлением к достижению химического равновесия между осадком и наддонной водой.

- В морских осадках при высокой солености воды и теплом климате происходит образование доломита на месте первоначально выпавшего кальцита:



- Характерная особенность осадка, образовавшегося в водной среде – обилие микроорганизмов. Они развиваются в осадке за счет органического вещества. Чем выше дисперсность осадка и меньше глубина погружения осадка, тем больше в нем микроорганизмов.

Сульфатвосстанавливающие бактерии, присутствующие на дне водных бассейнов в восстановительной обстановке, окисляют органическое вещество, отнимая кислород из сульфат-иона наддонной воды. Для бактерий эта реакция играет роль дыхательного акта. Окисленный углерод выделяется при этом в виде углекислого газа CO_2 , а восстановленная сера - в форме сероводорода H_2S .

Сероводород может взаимодействовать в осадке с оксидами железа с образованием сульфидов железа, в том числе пирита FeS_2 . Пирита образуется тем больше, чем больше в осадке органического вещества, за счет которого развиваются микроорганизмы. В результате пестроты физико-химических условий в разных участках осадка пирит, как и другие диагенетические минералы, может перераспределяться, уходя из одних мест и создавая в других местах сгущения: пятна, линзы, конкреции.

Катагенез

Катагенез - изменения осадков при их погружении на глубину более нескольких десятков метров. Отложения в зоне катагенеза называют не осадками, а осадочными породами.

Зона катагенеза - область развития подземных вод. Нижняя граница зоны катагенеза находится в области прекращения свободного перемещения растворов при почти полном исчезновении пористости пород. Температура при катагенезе может достигать $200\text{ }^\circ\text{C}$, давление – 200 МПа .

- По мере увеличения глубины залегания пород их пористость и проницаемость понижаются, а плотность и хрупкость возрастают (катагенез глинистых пород – см. ниже).

- При разложении присутствующего в осадочных породах органического вещества на глубинах 2-4 км при температуре $60\text{-}150\text{ }^\circ\text{C}$ в осадочных бассейнах образуются нефть и газ (по некоторым авторам, нефть образуется на глубинах 1,8-3,5 км, газ – 3,5-5 км).

- При взаимодействии карбонатов с водой (при температуре выше $75\text{ }^\circ\text{C}$) может происходить их гидролиз, сопровождающийся выделением CO_2 . Гидролиз карбонатов происходит в том случае, если CO_2 может удаляться с места реакции, т. е. при достаточной проницаемости вышележащих пород. Растворение CO_2 в воде приводит к образованию углекислых водных

растворов, из которых при катагенезе может происходить отложение карбонатов в трещинах пород и в виде цемента песчаников.

- В результате процессов растворения под давлением происходит снижение пористости обломочных пород и образование стилолитовых швов (рис. 16).

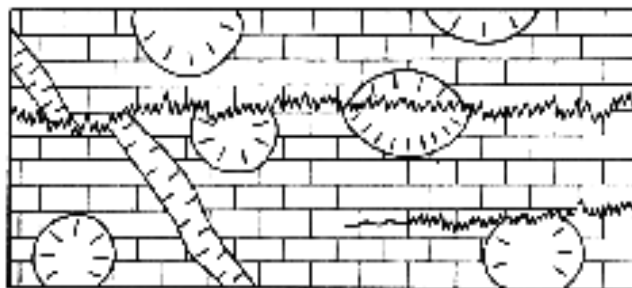


Рис. 16. Стилилитовые швы в известняке, пересекающие стебли кораллов и прожилок кальцита. Верхняя юра, Крым; $\frac{1}{2}$ нат. вел. (по Г. И. Бушинскому)

При более высоких температурах и давлении катагенез сменяется метаморфизмом. В связи с этим ниже осадочных пород часто залегают метаморфические породы, являющиеся в значительной своей части продуктом преобразования осадочных пород. Кроме того, осадочные породы иногда залегают на коре выветривания магматических, метаморфических или более древних осадочных пород.

Обломочные породы

Грубообломочные породы

Псефитовая (грубообломочная) структура - обломки имеют размеры более 2 мм.

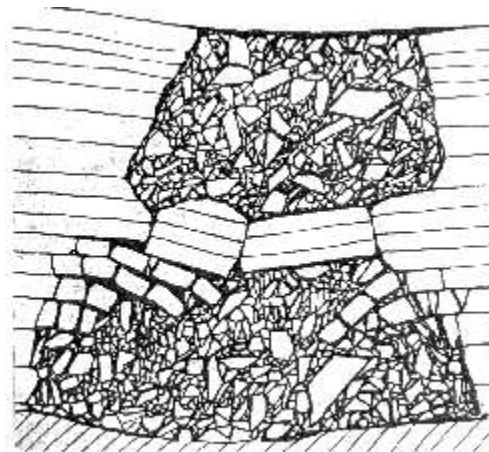


Рис. 17. Доломитовая брекчия, образовавшаяся в результате обрушения слоистых доломитов в полости карстовой пустоты. Среднее Поволжье, $\frac{1}{20}$ нат. вел.

Сцементированные породы:

конгломераты (обломки окатаны), брекчии (обломки не окатаны – рис. 17)

Несцементированные породы:

(окатанные)	(не скатанные)	(размер обломков)
<i>валуны</i>	<i>глыбы</i>	> 200 мм
<i>галька</i>	<i>щебень</i>	20-200 мм
<i>гравий</i>	<i>дресва</i>	2-20 мм

Песчаные породы

Песчаные породы составляют около 15 % общего объема осадочных пород. Псаммитовая (песчаная) структура - обломки имеют размеры 0,05-2,0 мм:

пески (несцементированные) и *песчаники* (сцементированные)

По размеру обломков пески и песчаники разделяются на крупнозернистые (0,5-2,0 мм), среднезернистые (0,25-0,5 мм), мелкозернистые (0,1-0,25 мм) и тонкозернистые (0,05-0,1 мм).

По составу обломков (определяют с помощью лупы) пески и песчаники разделяются на *кварцевые* и *полимиктовые* (среди обломков наряду с кварцем присутствуют и другие минералы). Среди полимиктовых песчаников выделяют *аркозовые* (светло-серые, розовые - состоят из кварца, полевого шпата, мусковита) и *граувакковые* (темные зеленовато-серые /«грау» - серый/, состоят из кварца, полевого шпата, темных обломков пород).

Граувакковые песчаники – наиболее широко распространенные песчаные породы. Они образуют мощные толщи в складчатых областях. Подавляющее большинство современных континентальных и шельфовых песков также представлено граувакками.

Типы цемента в песчаниках:

базальный – зерна не соприкасаются друг с другом (*а* на рис. 18);

поровый – зерна соприкасаются друг с другом (*б* на рис. 18);

пленочный – цемент покрывает поверхность зерен пленкой (*в* на рис. 18);

контактный – локальный, только в местах контактов зерен (*г* на рис. 18).

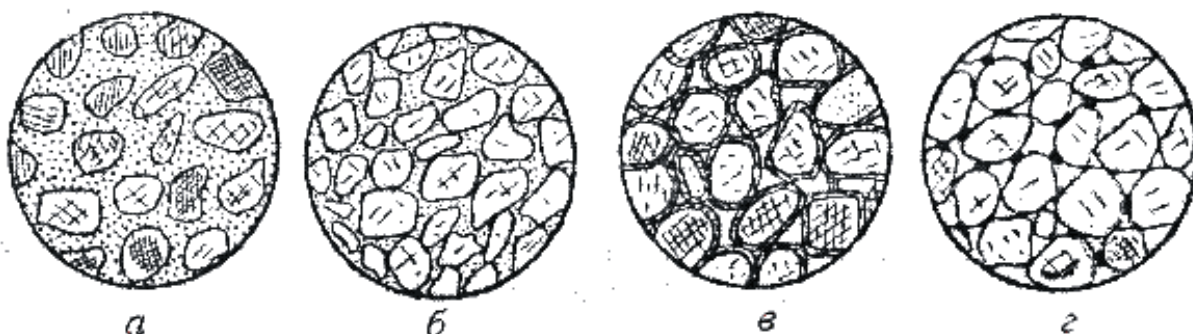


Рис. 18. Типы цемента обломочных пород

По составу цемент в песчаниках может быть глинистым, карбонатным, опаловым, кварцевым и др. Наличие в цементе песчаника карбонатов (кальцита, доломита) устанавливается реакцией с соляной кислотой.

Фациальные разновидности песчаных пород

Прибрежно-морские песчаные породы - преимущественно средне- и мелкозернистые.

Морские песчаные породы - образуют значительные по размерам геологические тела, имеющие форму пластов с постепенно возрастающей в сторону моря мощностью. Встречаются и локальные песчаные тела – бары (протягиваются в море параллельно берегу валами протяженностью до десятков километров при ширине 2-5 км и мощности несколько метров).

Окраска морских песчаников обычно серая, близ поверхности из-за проникновения по порам и трещинам поверхностных вод - серовато-желтая. Цемент морских песчаников часто глинистый или кальцитовый.

Речные песчаные породы - дают геологические тела протяженностью в сотни и тысячи километров при относительно небольшой ширине, мощность – единицы метров.

Дельтовые песчаные породы - образуют тела сложной формы и резко меняющейся мощности. По мере удаления от берега в дельтовых песчаных отложениях возрастает роль алевритового и глинистого материала. При этом из-за повышения содержания органического материала песчаники приобретают все более темную окраску.

Эоловые песчаные породы – в пустынях, полупустынях, на островах и прибрежных частях суши (дюны).

Алевритовые породы

Алевритовая (пылеватая) структура - обломки имеют размеры 0,005-0,05 мм: *лёсс* (несцементированный), *алевролит* (сцементированный).

Пористость обломочных пород

Обломочные породы – одни из самых распространенных коллекторов нефти, газа, подземных вод. Из обломочных пород-коллекторов добывается более половины общего мирового объема добываемых углеводородов, в России и США – это главные породы-коллекторы.

Чаще всего коллекторами являются морские песчаные и алевритовые образования шельфа, прилегающие к континентам морей, дельтовые, речные и эоловые отложения. Типичные представители обломочных пород-коллекторов – мелкозернистые пески и песчаники, крупнозернистые алевриты и алевролиты, песчано-алевритовые породы, реже среднезернистые песчаники. Грубообломочные породы, крупнозернистые пески и песчаники, мелкозернистые алевриты и пелиты редко бывают коллекторами.

Одним из основных факторов, определяющих фильтрационную способность обломочных пород и продуктивность нефтегазоносных пластов, является размер пор в породах. Поровое пространство в обломочных породах представляет собой систему извилистых каналов изменяющегося сечения. Основные пути фильтрации флюидов - самые крупные поры в породе и соединяющие их каналы. Мелкие поры (менее 1-2 мкм) заполнены физически связанной водой и практически непроницаемы.

Размеры межзерновых пор тем больше, чем крупнее и однороднее по размеру обломочные зерна. Поэтому чем больше размер обломочных частиц, тем проницаемость пород выше. Породы, сложенные окатанными частицами, более проницаемы, чем сложенные неокатанными частицами.

Чем однороднее частицы по размерам, тем выше пористость и проницаемость пород (и несколько ниже их плотность). При слабой отсортированности мелкие обломочные частицы заполняют пространство между крупными частицами и снижают пропускную способность поровых каналов.

Песчано-алевритовые породы с большим количеством слюды, чешуйки которой ориентированы параллельно слоистости, отличаются сильной анизотропией проницаемости. В направлении, перпендикулярном ориентировке чешуек слюды, она резко понижена по сравнению с направлением параллельно ориентировке слюды.

Межзерновые поры могут быть первичными – образовавшимися при седиментогенезе, и вторичными – образовавшимися при катагенезе. Кроме межзерновых пор в обломочных породах могут быть и трещинные поры (зияющие трещины).

Пористость во многом определяется характером цемента обломочных пород. При базальном и поровом типах цемента межзерновая пористость очень низка или отсутствует. В песчаниках с карбонатным (кальцитовым) цементом иногда отмечается частичное растворение цемента при катагенезе; это приводит к повышению пористости пород. Например, в мезозойских песчаных и алеритовых породах Прикаспийской впадины при погружении на 2-2,5 км растворяется до 60 % кальцита, в результате чего пористость пород на этих глубинах возрастает до 20-25 % (в целом пористость песчаных пород изменяется от долей процента до 50 %).

Глинистые породы

Глинистые породы - это наиболее распространенные осадочные породы, на них приходится около 70 % от общего объема осадочных пород. Глинистые породы характеризуются высоким содержанием (20-50 %) Al_2O_3 (глинозема).

Глины - тонкодисперсные породы особого минерального состава, размокающие в воде. По мере насыщения водой мельчайшие частицы глинистых минералов покрываются водной оболочкой, в результате чего глины в смеси с водой дают вязкое тесто и становятся пластичными.

Минеральный состав глин (каолинитовые, монтмориллонитовые, гидрослюдистые) может быть макроскопически определен лишь в отдельных случаях для некоторых чистых глин. Многие каолинитовые глины - белые, светло-серые, в воде не разбухают. Монтмориллонитовые глины - светло-серые с желтовато-зеленоватыми оттенками, разбухают или "мылятся" в воде. Гидрослюдистые глины - различной окраски, в воде не разбухают. Точное определение минерального состава глин производится рентгеновским и другими специальными методами.

Каолинитовые глины образуются при химическом выветривании горных пород во влажном тропическом климате. Попадая в море, каолинит преобразуется в гидрослюды.

Гидрослюдистые глины образуются при более слабом химическом выветривании, в том числе в холодном и умеренном климате; это наиболее распространенные глины, к ним относится большинство четвертичных глин России.

Монтмориллонитовые глины – наиболее пластичные и наименее водопроницаемые глинистые породы. Нередко монтмориллонит присутствует в некоторых гидрослюдистых глинах. Иногда среди морских глин встречаются почти мономинеральные протяженные пласты монтмориллонитовых глин (мощностью в единицы или десятки см), которые образуются за счет морского подводного химического разложения вулканического пепла. Это светлые кремовые, светло-зеленые или желтовато-серые породы.

Морские глинистые породы из-за примеси тонкодисперсного органического вещества имеют серую или черную окраску (последнюю придает породе 3-4 % органического вещества). Глинистые породы с тонкодисперсным органическим веществом часто содержат повышенные концентрации U, V, Mo, Ni, Co, Cu.

Глины морского происхождения, состоящие почти исключительно из глинистых частиц, имеют *пелитовую* структуру (размер глинистых частиц менее 0,005 мм), в то время как глины континентального происхождения обычно содержат примесь алевритового или псаммитового материала - имеют алевропелитовую или псаммопелитовую структуру.

Катагенез глинистых пород

В ходе катагенеза пористость глинистых пород уменьшается: на глубине до 1 км пористость морских глин составляет десятки процентов, а на глубине 3-5 км - первые проценты (рис. 19). Седиментогенные воды, заполняющие поры в глинистых породах, при катагенезе отжимаются из этих пор в смежные более жесткие пласты (сложенные, например, песчаниками), где еще сохраняется достаточно высокая пористость.

При температуре 100-140 °С (на глубине 1-3,5 км) монтмориллонит начинает превращаться в глинистых породах в гидрослюду. В ходе этого

процесса из 1 м³ глины в окружающие породы выделяется до 100-110 л воды, которая находилась в монтмориллоните в химически связанном состоянии.

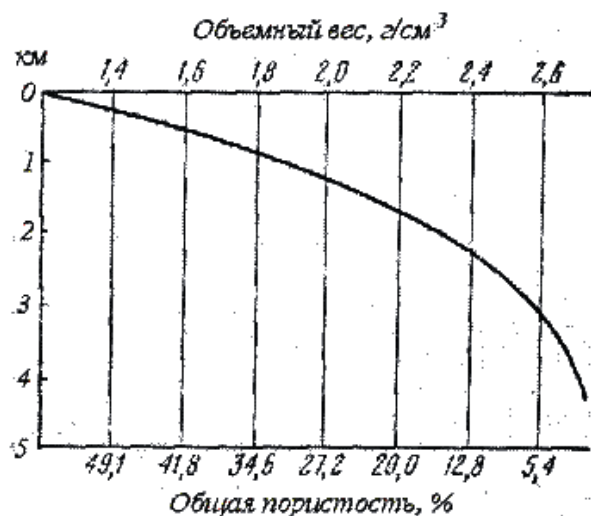


Рис. 19. Зависимость пористости и объемного веса глинистых пород от глубины их погружения (по Белоусовой и Михиной)

Каолинит при повышении температуры в присутствии К также начинает превращаться в гидрослюда, а в присутствии Mg (который может поставляться в раствор при гидрослюдизации монтмориллонита) — в хлорит. В связи с этим глинистые породы преобразуются при катагенезе в хлорит-гидрослюдистые глинистые породы, которые не размокают в воде, не пластичны, имеют пористость 1-2 % — *аргиллиты* (массивной текстуры) или *глинистые сланцы* (раскалываются на тонкие плитки).

Глинистые породы на месторождениях углеводородов

Хотя глинистые породы — флюидоупоры, в некоторых случаях в них может содержаться нефть — в трещинах, образовавшихся после уплотнения глинистых пород. То есть глинистые породы иногда могут быть трещинными и каверново-трещинными коллекторами.

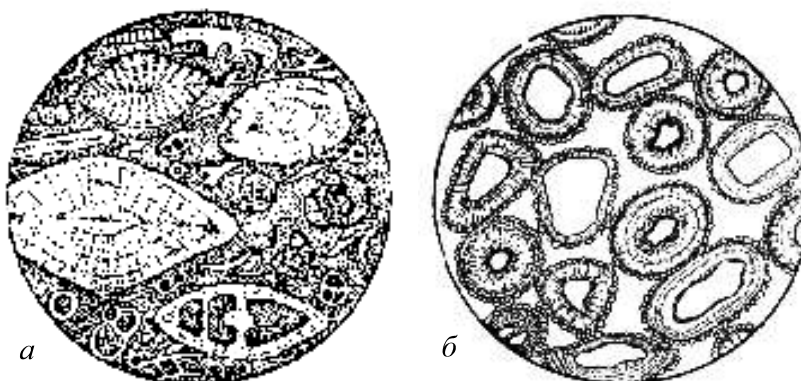
В баженовской свите верхней юры Западной Сибири черные битуминозные гидрослюдистые глины с тонкими прослоями и линзочками алевритистых, кремнистых и карбонатных разностей являются нефтепродуцирующей толщей. В этих глинах наряду с преобладающими гидрослюдами широко развиты смешанослойные минералы (гидрослюда-монтмориллонит), имеются примеси каолинита и хлорита. Темная окраска глин обусловлена примесью органического вещества. Генерируемая нефть накапливается в глинах в микротрещинах длиной 0,01-0,03 мкм и по плоскостям наслоения.

Отложения баженовской свиты образовались в морских и прибрежно-морских условиях. При этом в центральных частях морского бассейна отлагались наиболее битуминозные глины, а в прибрежных частях морских бассейнов в глинах появляются прослой песчаников и алевролитов. В результате периодического поступления в морской бассейн холодных

Хемотропные и биогенные породы

Карбонатные породы

Обычно имеют светлую окраску, но в случае присутствия органического вещества (обычно являющегося спутником глинистой примеси) могут иметь темно-серую окраску, а нефтеносные карбонатные породы могут быть черными или буровато-черными.



Известняк - состоит из кальцита CaCO_3 , вскипает при взаимодействии с разбавленной (2-5 %) соляной кислотой:

- [illegible]

среднезернистый	0,25-0,5 мм
крупнозернистый	0,5-1,0 мм
грубозернистый	>1,0 мм

(те же названия структур используются и для других приводимых ниже осадочных пород).

Цельнораковинные органогенные известняки могут быть рифовыми и ракушняковыми.

Рифы – подводные или надводные известковые постройки, сложенные скелетами организмов в их прижизненном положении. В период своего образования риф возвышался над дном моря и организмы жили вблизи поверхности воды (рифы образуются в зоне прогибания морских бассейнов).

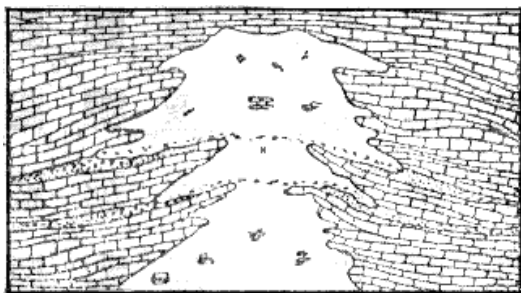


Рис. 21. Коралловый риф
(по У. Твенхофелу)

Рифовые известняки могут состоять из скелетов известковых водорослей, кораллов, мшанок и др. Карбонат выпадает на поверхностях, а иногда и внутри клеток водорослей в результате поглощения ими CO_2 из морской воды и практически сразу становится твердым; последнее объясняет каркасообразующую роль водорослевых известняков в теле рифа. В современных морях главные рифообразующие организмы

– кораллы, коралловые водоросли и фораминиферы.

Ракушняковые известняки образуются на отмелях.

Пелитоморфные известняки могут иметь хемогенное и биогенное происхождение. Писчий мел - одна из разновидностей пелитоморфных известняков – сложен главным образом мельчайшими известковыми фрагментами водорослей.

Мёргель близок к писчему мелу, но содержит до 50% глинистой примеси. С глинистой примесью часто ассоциирует органическое вещество, придающее породам серый и черный цвет. Так как мергель представляет собой смесь кальцита и глинистого вещества, под действием разбавленной соляной кислоты он вскипает и на месте капли кислоты остается грязное глинистое пятно.

Доломит $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$ - под действием разбавленной соляной кислоты не вскипает или вскипает значительно слабее, чем известняк (доломит вскипает в порошке, который можно получить, поцарапав породу куском стекла).

Коллекторские свойства карбонатных пород

Карбонатные породы обладают достаточно высокой пористостью (средняя пористость известняков 5,3 %). Иногда пористость даже на больших глубинах (более 8 км) достигает 20 %. Поры сообщаются между собой и

жидкость через них может фильтроваться. Таким характером пористости во многом объясняется как сильная обводненность карбонатных пород, так и приуроченность к карбонатным породам значительной части мировых промышленных запасов нефти.

Поры в карбонатных породах разделяются на первичные (образуются на стадии седиментогенеза) и вторичные (образуются на стадии катагенеза и при гипергенезе). Поры располагаются между зернами карбонатов, между раковинами, их обломками, между оолитами, внутри раковин (фораминифер, кораллов и др.). Наиболее высокая пористость и наиболее благоприятные коллекторские свойства - у биогенных, органогенно-детритовых и обломочных известняков. Микрозернистые и пелитоморфные известняки и доломиты имеют низкую пористость и проницаемость.

Состоящие из раковин карбонатные породы из-за жесткого каркаса раковин при погружении практически не уплотняются и пористость в них поэтому не сокращается, тогда как пелитоморфные и микрозернистые карбонатные породы при погружении значительно уплотняются и их пористость в связи с этим уменьшается.

В связи с растворимостью карбонатов в воде (растворимость кальцита в воде при наличии CO_2 может достигать 1 г/л) в карбонатных породах могут образовываться вторичные поры. Вода, попадая в первичные поры и трещины карбонатных пород, частично растворяет (выщелачивает) карбонат, что приводит к увеличению размеров пор и возрастанию пористости.

Подобное выщелачивание происходит в первично-пористых и исходно-трещиноватых карбонатных породах, в которые может проникать и через которые может фильтроваться вода. В пелитоморфных и микрозернистых карбонатных породах, которые обладают низкой исходной пористостью, вторичные пустоты выщелачивания возникают преимущественно лишь вдоль трещин в породах.

Соляные породы (эвапориты)

Каменная соль - состоит из галита NaCl (бесцветный, красноватый, синий; соленый на вкус).

Образует мощные (от сотен метров до 1-2 км) толщи однородной породы, на флангах переслаивающиеся с другими соляными породами, доломитами и известняками, а также с глинами. Каменной соли свойственны высокие экранирующие свойства – она обладает высокой пластичностью и поэтому, в отличие от других осадочных пород, обычно не содержит трещин, по которым могла бы происходить фильтрация жидкости или газа.

Сильвинит - смесь галита NaCl и сильвина KCl (сильвин молочно-белый с буро-красными оторочками, горько-соленый на вкус).

Гипс $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ - белый, серый, твердость 2. Гипс растворяется в воде в 10-20 раз сильнее, чем карбонаты: его растворимость в воде достигает 2,6 г/л.

Ангидрит CaSO_4 - серый, реже белый, красноватый, твердость 3,5. Нередко возникает при дегидратации гипса на глубинах 100-200 м и более.

Кремнистые породы



Рис. 22. Схема залегания кремня в известняке (по Теодоровичу)

Кремнистые породы, сложенные **опалом** $\text{SiO}_2 \cdot n\text{H}_2\text{O}$: *диатомит* (сложен скорлупками диатомовых водорослей), *трепел* (состоит из комочков опала, возникает при преобразовании диатомитов) - легкие, светлые, рыхлые;

опока (наиболее глинистая разновидность опаловых кремнистых пород, в которой отдельные комочки опала в той или иной степени сцементированы между собой) - серая, белая, очень легкая, хрупкая, с раковистым изломом, тонкопористая (прилипает к языку).

Кремнистые породы, сложенные **халцедоном и кварцем**:

кремни - серые, черные, нередко встречаются в виде конкреций в карбонатных породах;

яшмы - бурые, красные, серые, зеленые, темносерые, черные; образуются в результате преобразования кремнистых илов, содержащих

органические остатки, при осаждении кремнезема в местах подводной вулканической деятельности и др.

Глиноземистые породы

Бокситы (содержание глинозема Al_2O_3 более 46 %) - внешне разнообразны: от белых глиноподобных пород до очень плотных темно-серых, почти черных зернистых пород; часто красно-коричневый цвет, бобовая и оолитовая структура.

Каустобиолиты

Торф - полуразложившиеся растительные остатки от бурого до почти черного цвета (содержание углерода до 57-59 %). Образуется при избытке влаги и отсутствии или слабом доступе кислорода (в восстановительных условиях).

Сапропель - ил, содержащий большое количество органических веществ (до 60-70 % углерода), - образуется на дне болот и озер, часто вместе с торфом.

Горючие сланцы - глинистые или известковистые породы, содержащие 20-60 % органического вещества, загораются от спички; образуются в озерах, лагунах, морях.

При катагенезе под влиянием давления вышележащих осадков и повышения температуры торф превращается в ископаемый уголь. Сначала образуется *бурый уголь* (рыхлый землистый бурого цвета или плотный черного

цвета), затем *каменный уголь* (содержание углерода до 82 %). Наиболее высокой степенью углефикации отличаются *антрациты*, состоящие из почти чистого углерода.

Осадочные фации и формации

Важная задача литологии – определение условий образования осадочных пород на основе их детального изучения (литолого-фациальный анализ). Фация – комплекс отложений, отличающийся составом и физико-географическими условиями образования от соседних отложений того же стратиграфического интервала. Фация характеризует обстановку образования породы.

Морские фации

Являются наиболее широко распространенными среди осадочных пород. Морским фациям свойственно постоянство состава пород на обширных территориях и обилие органических остатков животного происхождения.

Фации прибрежных частей шельфа (глубина моря до 30 м). Здесь образуются песчаники с незначительной примесью глинистых частиц, окатанными зернами и характерной разнонаправленной косой слоистостью; алевролиты и глины с примесью песка; оолитовые, органогенно-обломочные и обломочные известняки (пористость возникающих здесь карбонатных пород достигает 20-30 %).

Пляжевые отложения образованы береговыми валами, сложенными хорошо отсортированными осадками с различными косослоистыми текстурами (углы наклона косых слоев до 15°). Пляжевые отложения образуются за счет песков, выбрасываемых морем.

В прибрежных частях шельфа встречаются бары – песчаные валы, выходящие гребнем на поверхность моря, которые образуются за счет перемещения обломочного материала волнами со стороны моря к суше. Они располагаются параллельно берегу моря, имеют плоское основание и выпуклую верхнюю поверхность. Длина отдельных баров более 100 км при ширине 10-16 км.

Коллекторами в прибрежно-морских фациях могут быть терригенные (подводные валы и гряды, бары, отложения пляжа, береговых дюн), терригенно-карбонатные и карбонатные породы. Среди этих отложений практически нет флюидоупоров - глинистых пород (они более глубоководные). Поэтому прибрежно-морские фации обычно перспективны на нефть и газ лишь в случае их перекрытия трансгрессивными глинистыми отложениями более глубоководных частей морских бассейнов.

Фации мелководных частей шельфа (глубина моря 30-100 м). Образованы главным образом мелкозернистыми и среднезернистыми песчаниками, алевролитами. Глинистых пород мало (присутствуют в отдельных впадинах), они обычно содержат примесь обломочного материала. Встречаются известняки, в том числе рифовые. Характерна горизонтальная и

пологоволнистая слоистость. Условия для накопления органического вещества лучше, чем в прибрежных фациях, но из-за преобладания окислительной геохимической обстановки все же малоблагоприятны.

К мелководно-морским фациям в нефтегазоносных провинциях часто приурочены основные скопления углеводородов (коллекторы - терригенные и карбонатные породы). Среди карбонатных пород наибольшее промышленное значение имеют рифовые известняки (пористость 25-35 %), меньшее – органогенные, органогенно-обломочные и обломочные карбонатные породы (пористость 17-25 %), образовавшиеся в мелководных морях со значительной гидродинамической активностью.

Из-за примеси песчано-алевритового материала глинистые отложения мелководно-морских фаций дают покрышки невысокого качества.

Фации умеренно-глубоководных частей шельфа (глубина моря 100-200 м, реже до 400 м). Характерны слабые течения и бедный органический мир.

Здесь образуются гидрослюдистые и монтмориллонитовые глины, отмученные, без примеси песчаных частиц. В зонах донных течений присутствуют песчаники. Имеются как планктоногенные органогенные породы – фораминиферовые известняки, диатомиты, опоки, так биохемотрогенные и хемотрогенные породы. Наблюдается тонкая горизонтальная слоистость.

Эти отложения благоприятны для накопления органического вещества (планктона). Горючие сланцы доманиковского горизонта и бажендовской свиты, являющиеся генераторами нефти в Волго-Уральской и Западно-Сибирской нефтегазоносных провинциях, накопились в этих частях морских бассейнов.

В образовавшихся в зонах морских течений песчано-алевритовых и грубообломочных породах, изолированных глинами, могут быть нефть и газ. Мощные чисто глинистые толщи умеренно-глубоководной фации являются региональными глинистыми покрышками высокого качества.

Глубоководные фации (глубина более 400 м). В современных глубоководных отложениях 60% составляют глины, 25 % - пески, 10 % - галька и гравий, 5 % - раковины и оолиты. Осадочный материал привносится морскими течениями и подводными мутьевыми потоками по каньонам, пересекающим материковый склон от шельфа до абиссальных глубин. Отложения мутьевых потоков встречаются на глубинах до 10 км.

Глубоководные фации благоприятны для образования глинистых флюидоупоров высокого качества. В периферических частях глубоководных областей накапливается планктоногенный органический материал, а центральные наиболее глубоководные части этих областей резко обеднены органической жизнью и неблагоприятны для образования потенциально нефтегазоматеринских толщ.

Фации, переходные от морских к континентальным

Для этих фаций характерны пестрота состава, невыдержанность его по площади и разрезу, наличие органических остатков.

Лагунные фации (лагуны - мелководные части морских бассейнов, отделенные от основного моря песчаными косами, пересыпями или барами). Сложены мелкозернистыми песками, алевроитами, глинами.

В условиях влажного климата лагуны опресняются и постепенно превращаются в торфяные болота, происходит образование лагунных угленосных песчано-глинистых толщ. В теплом климате в лагунах может также накапливаться сапропелевое органическое вещество, за счет которого происходит образование природного газа.

В сухом и жарком климате происходит засоление лагун и отложение в них эвапоритов (см. рис. 11), которые являются регионально выдержанными флюидоупорами - некоторые соленосные лагуны занимали в прошлом громадные территории и в них могли накапливаться скопления солей мощностью более 1,5 км.

Дельтовые фации (в устьях рек и в прилегающих прибрежных зонах морских бассейнов или озер). Отложения дельт могут занимать площади во многие тысячи км², мощность дельтовых отложений может достигать нескольких километров.

Эти фации образованы преимущественно тонкозернистыми аллювиальными отложениями русловых потоков, часто меняющих свое положение, а также отложениями озер и болот, периодически возникающих на месте дельт, прибрежно-морскими образованиями. Доля песчаных пород составляет около 25 %. Характерно широкое развитие косослоистых текстур.

Дельтовые отложения являются нефтегазоматеринскими — из-за смешения вод различной солености и температуры в дельтах происходит массовая гибель планктона и в большом количестве накапливаются органические остатки. Из-за резкой фациальной изменчивости в дельтовых отложениях имеются многочисленные литологические ловушки нефти и газа; их покрывками служат глинистые дельтовые отложения.

Континентальные фации

Элювиальные фации (коры выветривания). При длительных перерывах осадконакопления на породах нередко образуются коры выветривания мощностью до нескольких десятков метров. Они представляют собой коллекторы с высокой пористостью (особенно нижние части кор выветривания). Залежи нефти и газа известны, например, в корах выветривания доюрских отложений Западной Сибири и в корах выветривания фундамента Русской платформы.

Аллювиальные фации. Русловые песчаные и алевроитовые отложения узкими извилистыми полосами (с линзовидным поперечным сечением) прослеживаются среди пойменных отложений, преимущественно глинистых. Характерна направленная вниз по течению реки косая слоистость. Потенциальными коллекторами являются наиболее грубозернистые русловые аллювиальные фации (пористость русловых песчаников 3-20 %).

Озерные и болотные фации. Озерные фации гумидного климата благоприятны для накопления органического вещества сапропелевого типа (особенно в неглубоких хорошо проветриваемых озерах с восстановительной обстановкой в придонном слое). В болотных фациях накапливаются громадные массы органического вещества преимущественно гумусового типа, в дальнейшем преобразующегося в каменные угли.

Осадочные формации

Осадочные формации – литологически однородные крупные геологические тела, образующиеся в определенных палеотектонических и палеогеографических условиях и соответствующие по своему стратиграфическому объему ярусу или отделу, реже – нескольким отделам или части яруса. Осадочные формации – это комплексы фаций, сформировавшихся в постоянных или слабо изменяющихся тектонических и климатических условиях. Например, песчано-глинистые угленосные формации состоят из прибрежно-морских, лагунных, дельтовых, аллювиальных, озерных и болотных фаций, возникавших в гумидном климате при существенной дифференциации тектонических движений. Смена формаций обусловлена существенным изменением тектонического режима и (или) климата.

Для формаций платформ характерна относительно небольшая мощность при обширных площадях распространения. Образование этих формаций происходило преимущественно в мелководно-морских, переходных и континентальных условиях при небольшой скорости осадконакопления (метры, первые десятки метров за 1 миллион лет). Формации складчатых областей имеют огромные мощности, измеряемые километрами, полосовидное распространение.

Формации, благоприятные для формирования скоплений нефти и газа:

- песчано-глинистые и карбонатные (для древних платформ);
- песчано-глинистые угленосные, песчано-глинистые глауконитовые, карбонатные и карбонатно-терригенные (для молодых платформ);
- угленосные, карбонатные, терригенно-карбонатные, терригенно-туффито-кремнистые, тонкая моласса, флиш (для геосинклинальных и переходных областей).

Среди терригенно-карбонатных нефтегазоносных формаций выделяются доманиковые формации – с аномально высоким содержанием рассеянного органического вещества преимущественно сапропелевого типа. Характерна тонкодисперсность и повышенная кремнистость терригенных пород, тонкая слоистость. Доманиковая субформация баженовской свиты Западной Сибири на 80 % сложена глинами (см. выше).

В Апшеронской нефтегазоносной области развита тонкая молассовая формация – переслаивание глин, алевролитов, песчаников, гравеллитов и конгломератов общей мощностью более 4 км (речные, дельтовые, озерные фации). На глинистые породы приходится 50-60 % от общего количества пород.

Коллекторами являются песчаники и алевролиты. Образование формации происходило в условиях пресноводного мелководного бассейна озерного типа, куда реками сносился обильный обломочный материал с окружающей суши (большое значение имеют отложения палеodelьты Волги).

Флиш – мощная серия морских осадочных отложений с регулярным чередованием не менее трех разновидностей пород, зернистость которых уменьшается вверх по разрезу (градационная слоистость – рис. 12, а). Характерен полимиктовый состав песчано-алевритового материала и малое количество органических остатков.

Флиш образуется в узких морских бассейнах глубиной до 1 км (например, Кавказский флишевый бассейн – прогиб длиной в несколько сотен километров при ширине 50-150 км). Осадки отлагаются на значительной глубине у подножья крутых склонов из мутьевых потоков, которые возникают в результате подводных оползней при землетрясениях или при сильных паводках рек (некоторые потоки перемещаются на расстояние до 1000 км со скоростью до сотен километров в час).

СЛОВАРЬ

Аридный климат – жаркий засушливый, с малыми годовыми суммами осадков при очень сильном солнечном нагреве.

Глауконит – зеленый минерал из группы гидрослюд, встречающийся в морских осадках.

Гравеллит – сцементированный гравий.

Гумидный климат – влажный, с резким преобладанием количества осадков над испарением.

Коллектор – пористая, проницаемая порода, в которой возможно перемещение воды и углеводородов.

Покрышки – непроницаемые породы, перекрывающие залежи углеводородов.

Пролувий – отложения селевых потоков горных рек или других временных потоков, возникающих в периоды интенсивного выпадения осадков или таяния снега и ледников в горах.

Терригенные осадки – состоящие в основном из твердых продуктов денудации суши (обломков пород, минералов, глинистых частиц).

Трансгрессия – наступание моря на сушу.

Туффит – осадочно-вулканогенная порода, состоящая из осадочного и вулканогенного материала (последнего не менее 50%).

Флюидоупор – порода, непроницаемая или мало проницаемая для углеводородов и воды.

ЛИТЕРАТУРА

Основная:

Прошляков В. К., Кузнецов В. Г. Литология. М., Недра, 1991.

Логвиненко Н. В. Петрография осадочных пород. М., Недра, 1974.

Дополнительная:

Фролов В. Т. Литология. М., Изд. МГУ, 1992 (кн. 1), 1993 (кн. 2), 1995 (кн.

3).

Логвиненко Н. В., Сергеева Э. И. Методы определения осадочных пород. М., Недра, 1986.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Чем отличается физическое и химическое выветривание в условиях разного климата?
2. Механическое и химическое осаждение осадков в морских водоемах.
3. Типы слоистости осадочных пород.
4. Охарактеризуйте процессы диагенеза и катагенеза.
5. Приведите классификацию обломочных пород.
6. Назовите разновидности песчаников по размеру обломков и по минеральному составу.
7. Фациальные разновидности песчаных пород.
8. Условия образования и применение каолинитовых, гидрослюдистых и монтмориллонитовых глин.
9. Катагенез глинистых пород и переход воды из химически связанного в свободное состояние.
10. Разновидности карбонатных пород и условия их образования.
11. Пористость, прочность и растворимость карбонатных пород.
12. Коллекторские свойства песчаных и карбонатных пород.
13. Охарактеризуйте соляные породы и условия их образования.
14. Фации морских отложений.
15. Лагунные и дельтовые фации.
16. Континентальные фации.
17. Приведите примеры осадочных формаций, с которыми могут быть связаны месторождения нефти и газа.

3. МЕТАМОРФИЧЕСКИЕ ПОРОДЫ

Метаморфизм – изменение структуры и состава породы, происходящее при повышении температуры и давления, при участии растворов, без расплавления породы. Например, при метаморфизме на месте глинистой породы может образоваться гранат-мусковит-кварцевый сланец. Метаморфизму подвергаются осадочные, магматические и ранее образованные метаморфические породы. Температура метаморфизма – от 100-200 °С до температуры частичного плавления пород (650-1000 °С).

Изохимический метаморфизм – не сопровождающийся изменением химического состава породы.

Текстуры метаморфических пород

Выделяются следующие разновидности текстур метаморфических пород:

- *сланцеватая* - параллельное расположение чешуек слоистых силикатов, из-за чего порода раскалывается на тонкие плитки; породы сланцеватой текстуры называются сланцами;

- *гнейсовидная* - менее строгая параллельность чешуек слоистых силикатов и их меньшее содержание, чем в сланцах; при раскалывании порода гнейсовидной текстуры дает, в отличие от сланцеватой текстуры, плитки толщиной не менее нескольких сантиметров;

- *линейная* – призматические минералы ориентированы в одном направлении (линейность);

- *полосчатая*;

- *массивная*.

Метаморфические породы разделяются на 5 классов: 1) регионально-метаморфические; 2) контактово-метаморфические; 3) ультраметаморфические; 4) тектоно-метаморфические; 5) метасоматические.

Регионально-метаморфические породы

Регионально-метаморфические породы - это наиболее распространенные метаморфические породы, которые развиты на обширных площадях в областях складчатости и гранитообразования. В не подвергшихся складчатости прогибах, несмотря на значительное (до 25 км) погружение толщ, региональный метаморфизм не проявляется.

Метаморфическая фация – совокупность горных пород, образовавшихся при определенных температурах и давлении.

Зеленосланцевая фация (350-450 °С)

В породах присутствуют хлорит, серицит, тальк, серпентин и др. Зерна минералов нередко очень мелкие.

Филлиты - тонкозернистые сланцеватые породы с шелковистым блеском плоскостей сланцеватости (из-за параллельного расположения обычно не различимых на глаз чешуек серицита и хлорита) и низкой твердостью. В связи с примесью углеродистого вещества часто имеют окраску от темно-серой до черной. Образуются при метаморфизме глинистых пород (метапелиты).

Зеленые сланцы - тонкозернистые породы, содержат хлорит, а также более твердые минералы (актинолит, эпидот, альбит и др.), из-за чего царапают стекло. Образуются при метаморфизме основных магматических пород, главным образом базальтов (метабазиты).

Серпентиниты – состоят из серпентина (иногда содержат хризотил-асбест), образуются по ультраосновным магматическим породам (дунитам, перидотитам).

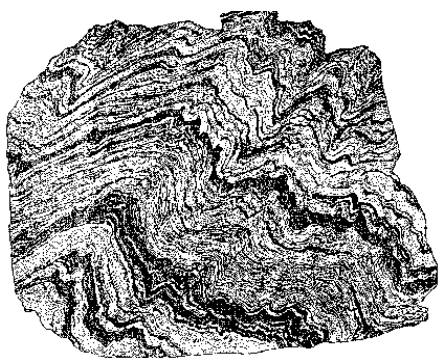


Рис. 23. Зеленый сланец
плещчатой текстуры (по
Ю. И. Половинкиной)

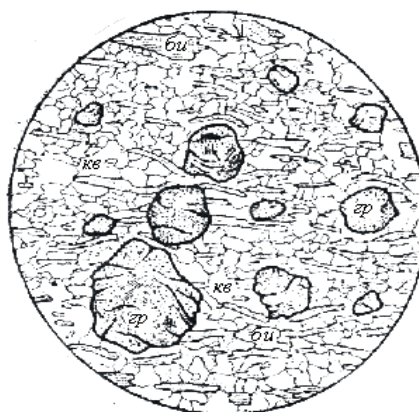


Рис. 24. Гранат (gr)-кварц (kv)-
биотитовый (би) сланец

Амфиболитовая фация (550-750 °С, 400-800 МПа)

Зерна минералов достаточно крупные, различимы макроскопически. Названия породам даются путем перечисления минералов в порядке возрастания их количества: например, гранат-биотитовый сланец, мусковит-кварцевый сланец и т. п.

Кристаллические сланцы (кристаллосланцы) - содержат гранат, биотит, мусковит, кварц и др. минералы; полевых шпатов не более 20 % (рис. 24). Образуются при метаморфизме глинистых пород.

Гнейсы - гнейсовидная текстура, более 20 % полевых шпатов. Образуются при метаморфизме кварц-полевошпатовых магматических (граниты) и осадочных (песчаники) пород.

Амфиболиты - содержат в значительных количествах роговую обманку; в зависимости от сопутствующих минералов выделяются плагиоклазовые, гранатовые, эпидотовые и другие амфиболиты. Образуются при метаморфизме основных магматических пород, преимущественно базальтов.

Гранулитовая фация (700-800 °С, высокое давление)

Гранулиты - пироксеновые гнейсы (кварц, полевые шпаты, пироксен, гранат).

Большинство пород гранулитовой фации образуется в докембрии. Они обычно находятся в пределах щитов, но иногда присутствуют и в фанерозойских орогенических поясах (например, на Урале) в виде поднятых блоков докембрийского фундамента.

Эклогитовая фация (700 °С, 1300 МПа)

Эклогиты - содержат красно-бурый гранат и зеленый пироксен.

Во всех фациях метаморфизма встречаются:

- *кварциты* - состоят из зерен кварца, отличаются от исходных кварцевых песчаников тем, что раскалываются с разрывом кварцевых зерен и образованием ровной поверхности скола;

- *мраморы* - состоят из зерен карбонатов (кальцита, доломита), отличаются от исходных карбонатных осадочных пород (например, известняков) более крупной зернистостью.

Таблица 4

Некоторые метабазиты и метапелиты

Исходные породы	Фация зеленых сланцев	Амфиболитовая фация	Эклогитовая и гранулитовая фации
Магматические породы основного состава	Зеленые сланцы	Амфиболиты	Эклогиты
Глинистые и кварц-полевошпатовые породы	Филлиты	Кристаллические сланцы и гнейсы	Гранулиты

С повышением степени метаморфизма плотность метаморфических пород возрастает: зеленые сланцы – 2,6-2,7 г/см³, амфиболиты – 2,9-3,3 г/см³, эклогиты – 3,3-3,6 г/см³.

Ультраматаморфические породы

Ультраматаморфические породы образуются в условиях начинающегося плавления пород (550-670 °С). *Мигматиты* - кристаллические сланцы и гнейсы с многочисленными возникающими в результате начинающегося плавления гранитными, аплитовыми или пегматитовыми выделениями.

Наиболее широко развиты полосчатые мигматиты. Присутствующий в них жильный материал гранитного состава в виде параллельных полос прослеживается иногда на десятки метров и первые километры.

Контактово-метаморфические породы

Контактово-метаморфические породы образуются на относительно небольших глубинах (до 1-3 км) вокруг массивов интрузивных пород. Температуры контактового метаморфизма 300-800 °С, давление до 100-300 МПа. Магма, нагретая до 800 °С и застывающая на глубине 1-2 км от земной поверхности, может прогреть породы у контакта до 550 °С. Продукты контактового метаморфизма – *контактовые роговики* - нередко имеют очень мелкозернистую структуру.

Динамометаморфические породы (тектониты)

Динамометаморфические породы образуются главным образом в зонах разломов.

Тектонические брекчии – остроугольные обломки исходных пород сцементированы мелкодробленой массой (рис. 13, а).

Катаклазиты – продукты начальной стадии дробления (рис. 13, б).

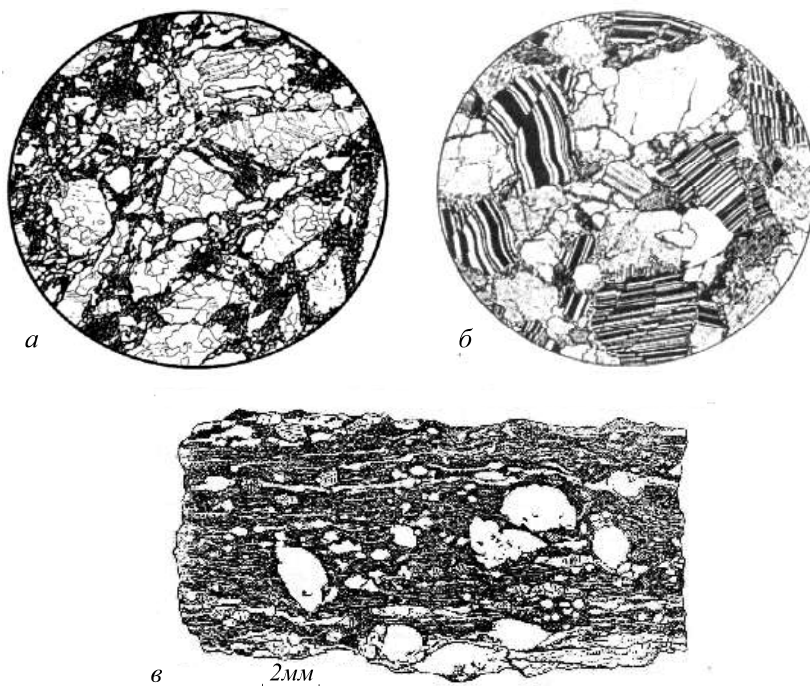


Рис. 25. Динамометаморфические породы: а- *брекчия* гранита; гранит разбит на угловатые обломки, связанные тонкоперетертым материалом того же гранита; б – *катаклазированный* гранит (ув. 30); в – *милонитизированный* гранит; обломки зерен полевых шпатов в тонко «истертой» породе; текстура породы параллельная, сланцеватая и очковая (по Ю. И. Половинкиной)

Милониты – результат самой сильной деформации, сложены более, чем на 50 % новообразованным мелкозернистым агрегатом. В отличие от катаклазитов, им свойственны сланцеватые и полосчатые текстуры. В мелкозернистой массе имеются реликты минералов исходной породы (рис. 13, в).

Метасоматические породы

Метасоматоз – метаморфизм с изменением химического состава породы (сопровождается привнесом и выносом компонентов).

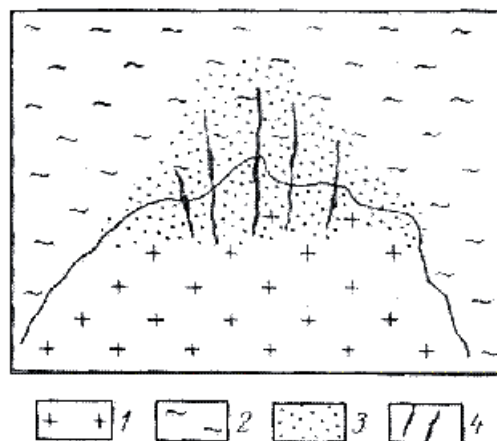
При метасоматических изменениях пористость пород часто увеличивается, объемный вес и предел прочности пород на сжатие нередко уменьшается.

А) Кислотные метасоматиты

Образуются под действием кислых растворов (кислотность обусловлена высокой концентрацией в растворах CO_2 , Cl^{1-} , F^{1-}).

Грейзены - кварц, мусковит (крупные чешуйки), иногда флюорит, турмалин, топаз и др. Образуются по породам кислого состава. Температура образования грейзенов (грейзенизации) 350-450 град. Часто встречаются на месторождениях олова и вольфрама (рис. 26).

Рис. 26. Схема пространственных соотношений гранитов (1) и вмещающих их сланцев и гнейсов (2) с грейзенизированными породами (3) и рудными жилами (4); по Б. И. Омеляненко.



Березиты - кварц, серицит (очень мелкая белая слюда), пирит, карбонат. Образуются по породам кислого и среднего состава (рис. 27). Температура березитизации менее 350°C. Встречаются на месторождениях золота (например, на Березовском месторождении золота, по которому и дано название породы), урана и др.

Лиственины - железисто-магнезиальный карбонат (не вскипает под действием разбавленной соляной кислоты), кварц, зеленая хромовая слюда. Возникают по ультраосновным породам. Встречаются на месторождениях золота (Березовское) и др.

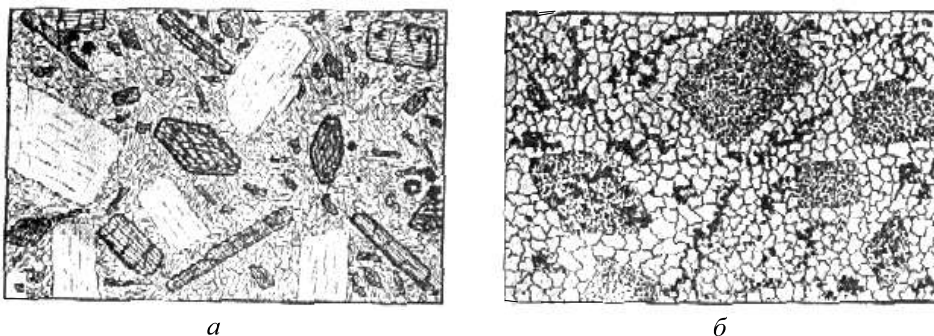


Рис. 27. Березитизация диоритового порфирита (по Б. И. Омеляненко):

а – неизменная порода: порфировые включения плагиоклаза и роговой обманки в мелкозернистой основной массе; *б* – березитизированная порода (внутренняя зона березитизации): включения плагиоклаза и роговой обманки замещены мелкозернистым пирит-кварц-серицитовым, а основная масса – пирит-кварцевым агрегатом (пирит – черное)

Тальк- и хлорит-карбонатные породы - образуются по ультраосновным породам (например, на Шабровском месторождении талька).

Б) Скарны

Известковые скарны - *высокотемпературные* (гранат-андрадит, пироксен, магнетит и др.) и *низкотемпературные* (эпидот, амфиболы, кальцит, халькопирит и др.). Образуются преимущественно на контактах карбонатных пород с гранитами.

В) Щелочные метасоматиты

К щелочным метасоматитам относятся, например, *альбитизированные породы* и *калиевые метасоматиты*

ЛИТЕРАТУРА

Основная:

Белоусова О. Н., Михина В. В. Общий курс петрографии. М., Недра, 1972.

Миловский А. В. Минералогия и петрография. М., Недра, 1979.

Дополнительная:

Петрография и петрология магматических, метаморфических и метасоматических пород. М., Логос, 2001.

Петрографический кодекс. Л., Недра, 1995.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Назовите факторы метаморфизма.
2. Охарактеризуйте текстуры метаморфических пород и условия их образования.
3. Назовите минеральный состав пород зеленосланцевой и амфиболитовой фаций регионального метаморфизма.
4. Продукты метаморфизма глинистых пород.

5. Продукты метаморфизма основных пород.
6. Приведите примеры метасоматических пород, возникших по
а) кислым, б) ультраосновным магматическим породам.
7. Минеральный состав и условия образования скарнов.
8. Охарактеризуйте метасоматические изменения пород под действием кислых растворов.
9. Изменения плотности и пористости горных пород при регионально-метаморфических и метасоматических изменениях.

ПРЕДМЕТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ

(Минералы, породы, термины)

Актинолит	19	Горючие сланцы.....	48
Акцессорные минералы.....	25	Гравеллит.....	53
Алевритовая структура.....	41	Гравий	39
Алевролит	41	Гранаты.....	18
Аллювиальные фации.....	51	Гранит	29
Алмаз	12, 15	Гранулит	56
Альбит	20	Графит.....	15
Алюмосиликаты	13	Грейзен.....	59
Аметист	6	Гумидный климат	53
Амфиболит.....	56	Дельтовые фации	41, 51
Амфиболы.....	19, 26	Диаманитные минералы	9
Ангидрит.....	17, 47	Диатомит.....	48
Андезит	29	Диорит.....	29
Анизотропия	4	Доломит	17, 38, 46
Анортит	20	Доманиковые формации	52
Антимонит	15	Дресва	39
Апатит	17	Друза	5
Аргиллит	44	Дунит.....	28, 32
Аридный климат	53	Зеленый сланец	55
Арсенопирит	15	Золото.....	12, 15
Афанитовая структура.....	26	Известняк	45
Базальт	29, 30	Ильменит	16
Барит.....	17	Калиевый полевой шпат	20
Бар.....	41, 49	Кальцит	17
Берилл	18	Каменная соль	47
Биотит.....	19, 25	Каолинит.....	20, 34,
Биохимическое осаждение	35	Катаклазит	58
Боксит.....	48	Кварц.....	20, 25
Болотные фации	51	Кварцевый диорит	31
Брекчия.....	40	Кварцит	56
Вольфрамит	17	Киноварь.....	15
Вулканический туф.....	30	Кислые породы	24
Вулканогенно-обломочные породы ...	24, 30	Коллектор	53
Габбро	29	Конгломерат	40
Галенит.....	15	Конкреция.....	5, 38
Галит.....	16	Корунд	16
Гематит.....	16	Кремнекислота	24
Гиббсит	34	Кремень.....	48
Гидролюда.....	20, 34	Кристаллические сланцы	56
Гипс	17, 47	Лагунные фации.....	50
Глауконит.....	53	Лапилли	30
Глинистый сланец.....	44	Лесс	41
Глинозем	24	Лимонит	16
Глина	42	Линейная текстура.....	55
Гнейс	56	Лиственит	59
Гнейсовидная текстура.....	55	Магматическая формация	30

Магнезит	17	Риф	46
Магнетит	16	Роговая обманка	19
Малахит	17	Рубин	6
Мёргель	46	Рутил	16
Метаморфическая фация	55	Сапропель	48, 51
Метасоматоз	58	Сера	15
Мигматит	57	Серпентин	19
Микроклин	20	Серпентинизация	33
Милонит	58	Серпентинит	55
Молассовая формация	52	Сидерит	17
Молибденит	15	Сиенит	29
Монтмориллонит	20	Сильвин	16
Морские фации	41, 49	Сильвинит	47
Мрамор	57	Скарн	60
Мусковит	19	Сланцеватая текстура	55
Мутьевые потоки	35, 37, 53	Слоистость	36
Натечные агрегаты	5	Слойчатость	36
Нефелин	20	Слюды	19
Озерные фации	51	Средние породы	24
Оливин	18, 26	Стилолитовый шов	39
Оолит	45	Сфалерит	6, 15
Опал	16	Тальк	19, 59
Опока	48	Тектоническая брекчия	58
Ортоклаз	20	Терригенные осадки	53
Осадочная формация	52	Топаз	18
Основные породы	24	Торф	48
Парамагнитные минералы	9	Трансгрессия	53
Пелитовая	43	Трапповая формация	30
Пелитоморфный известняк	45, 46	Трахит	29
Перидотит	28	Трепел	48
Песчаник	40	Турмалин	18
Пирит	15, 38	Туффит	53
Пироксены	18, 26	Ультраосновные породы	24
Пиролюзит	16	Фация осадочная	49
Пироп	12	Ферромагнитные минералы	9
Пирротин	15	Филлит	55
Плагиоклазы	6, 7, 20, 25	Флиш	53
Платина	15	Флюидоупор	53
Побежалость	11	Флюорит	16
Покрышки	53	Халцедон	20
Полевые шпаты	20, 25	Халькопирит	15
Порфировая структура	27	Хлорит	19
Прибрежно-морские фации	41	Хлорит-карбонатные породы	59
Пролувий	53	Хризотил-асбест	19
Псаммитовая структура	40	Хромит	16
Псефитовая структура	39	Циркон	18
Пьезоэлектрический эффект	9	Эклогит	56
Растворения под давлением	39	Элювиальные фации	51
Речные фации	41	Эоловые фации	41
Риолит	29, 31	Эпидот	18

Олег Анатольевич Суставов

МИНЕРАЛОГИЯ И ПЕТРОГРАФИЯ

Учебно-методическое пособие

по дисциплине для студентов специальностей 080400 - «Геофизические методы поисков и разведки МПИ» (РФ) и 080900 - «Геофизические методы исследования скважин» (ГИС)

.

Корректурa кафедры минералогии, петрографии и геохимии

Подписано в печать

Бумага писчая. Формат 60х84 1/16. Печать на ризографе.

Печ .л. 4,0. Уч.-изд. л. 3,6. Тираж 100 экз. Заказ №

Издательство УГГУ

620144, г. Екатеринбург, Куйбышева, 30

Уральский государственный горный университет

Лаборатория множительной техники

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ФГБОУ ВО «Уральский государственный горный университет»

УТВЕРЖДАЮ
Проректор по учебно-методическому

комитету

С.А. Уиоров



**ЛАБОРАТОРНЫЙ ПРАКТИКУМ
ПО ФИЗИКЕ ЗЕМЛИ**

Специальность:

21.05.03 Технология геологической разведки

форма обучения: очная, заочная

Автор: Болотнова Л. А., Филатов В. В.

Екатеринбург

2020

Рецензенты: *Д. С. Вагшаль*, канд. геол.-минерал. наук, Геофизический отдел Комитета природных ресурсов по Свердловской области;
В. В. Кормильцев, д-р геол.-минерал. наук, профессор, зав. лабораторией электрометрии ИГ УрО РАН

Печатается по решению Редакционно-издательского совета Уральского государственного горного университета

Филатов В. В., Кузин А. В.

Ф 51 ФИЗИКА ЗЕМЛИ: практикум / В. В. Филатов, А. В. Кузин; Урал. гос. горный ун-т. – Изд. 3-е, исправл. и доп. – Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2017. – 26 с.

Практикум содержит темы, методические указания, формулы, варианты заданий для выполнения практических занятий по дисциплине «Физика Земли». В справочном отделе приведены численные значения основных физических параметров Земли и физических констант, указания по переводу единиц физических величин в Международную систему СИ.

Практикум предназначен для студентов вузов, обучающихся по специальности 21.05.03 – «Технология геологической разведки».

© Филатов В. В., Кузин А. В., 1999

© Филатов В. В., Кузин А. В., 2001

© Филатов В. В., Кузин А. В., 2011

© Уральская государственная горно-геологическая академия, 1999, 2001

© Уральский государственный горный университет, 2011

1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ АБСОЛЮТНОГО ВОЗРАСТА ГОРНЫХ ПОРОД

Содержание работы: по результатам определения изотопов свинца Pb^{204} , Pb^{206} , Pb^{207} , Pb^{208} в горных породах различных месторождений вычислить абсолютный возраст этих пород.

Расчетные формулы:

$$\frac{Pb^{206}}{Pb^{204}} = 18,90 - 12,00(e^{0,159t} - 1); \quad (1.1)$$

$$\frac{Pb^{207}}{Pb^{204}} = 15,98 - 0,086(e^{0,072t} - 1); \quad (1.2)$$

$$\frac{Pb^{208}}{Pb^{204}} = 38,82 - 37,00(e^{0,049t} - 1). \quad (1.3)$$

Пример задания исходных данных и оформления результатов расчетов дан в табл. 1.1.

Таблица 1.1

Содержание изотопов свинца, возраст образцов горных пород

Месторождение	Изотопный состав свинца			Возраст по трем изотопным отношениям, млрд лет	Среднее значение возраста, млрд лет
	Pb^{206}	Pb^{207}	Pb^{208}		
Рудник Садбери	16,20	15,36	36,99		
Рудник Садбери	16,15	15,60	35,94		
Юго, Швеция	15,92	15,61	35,89		
Корске, Финляндия	15,95	15,57	36,26		
Перная, Финляндия	15,85	15,51	36,00		
Сандава, Карелия	14,88	14,91	33,31		
Питкранта, Карелия	14,26	14,77	33,23		
Ксми, Карелия	15,43	14,87	34,50		
Сала, Швеция	15,40	14,95	34,00		

Примечание. Содержание Pb^{204} равно 1, варианты исходных заданий приведены в главе 10.

Задание

1. Преобразовать формулы (1.1)–(1.3) к виду, позволяющему определить время t .

2. Провести расчеты абсолютного возраста для каждого образца по трем преобразованным формулам (1.1)–(1.3).

3. Рассчитать среднее значение возраста каждого образца по трем определениям (резко отличающиеся значения возраста при расчете среднего значения следует отбросить, так как отдельные изотопы могли быть привнесены или вынесены из горных пород при метасоматозе и других геологических явлениях).

2. ВЫЧИСЛЕНИЕ НОРМАЛЬНОГО ЗНАЧЕНИЯ УСКОРЕНИЯ СИЛЫ ТЯЖЕСТИ

Содержание работы: по формуле Гельмерта 1884 г. и одной из формул (2)–(15) вычислить нормальное значение ускорения силы тяжести в зависимости от ширины точки на поверхности Земли в интервале широт от 90° (полюс) до 0° (экватор). Шаг измерения широты $\Delta\varphi = 10^\circ$. Величину долготы (при расчетах по некоторым формулам) принять 60° . По результатам расчетов построить графики (рис. 2.1).

Расчетные формулы:

1. Гельмерт, 1884 г.

$$\gamma_0 = 978,00(1 + 0,005310 \sin^2 \varphi);$$

2. Гельмерт, 1901–1909 гг.

$$\gamma_0 = 978,030(1 + 0,005302 \sin^2 \varphi - 0,000007 \sin^2 2\varphi);$$

3. Гельмерт, 1915 г.

$$\gamma_0 = 978,052[1 + 0,005285 \sin^2 \varphi - 0,000007 \sin^2 2\varphi + 0,000018 \cos^2 \varphi \cos 2(\lambda + 17^\circ)];$$

4. Боуи, 1917 г.

$$\gamma_0 = 978,039(1 + 0,005294 \sin^2 \varphi - 0,000007 \sin^2 2\varphi);$$

5. Гейсканен, 1924 г.

$$\gamma_0 = 978,052[1 + 0,005285 \sin^2 \varphi - 0,000007 \sin^2 2\varphi + 0,000027 \cos^2 \varphi \cos 2(\lambda + 18^\circ)];$$

6. Гейсканен, 1928 г.

$$\gamma_0 = 978,049[1 + 0,005293 \sin^2 \varphi - 0,000007 \sin^2 2\varphi + 0,000019 \cos^2 \varphi \cos 2(\lambda + 0^\circ)];$$

7. Гейсканен, 1928 г.

$$\gamma_0 = 978,049(1 + 0,005289 \sin^2 \varphi - 0,000007 \sin^2 2\varphi);$$

8. Кассинис, 1930 г.

$$\gamma_0 = 978,049(1 + 0,0052884 \sin^2 \varphi - 0,0000059 \sin^2 2\varphi);$$

9. Гейсканен, 1938 г.

$$\gamma_0 = 978,0524[1 + 0,0052970 \sin^2 \varphi - 0,0000059 \sin^2 2\varphi + 0,0000276 \cos^2 \varphi \cos 2(\lambda + 25^\circ)];$$

10. Жонглович, 1952 г.

$$\gamma_0 = 978,0573(1 + 0,0052837 \sin^2 \varphi - 0,0000059 \sin^2 2\varphi);$$

11. Жонглович, 1952 г.

$$\gamma_0 = 978,0573[1 + 0,005268 \sin^2 \varphi - 0,0000059 \sin^2 2\varphi + 0,0000155 \cos^2 \varphi \cos 2(\lambda + 6^\circ)];$$

12. Гейсканен, 1957 г.

$$\gamma_0 = 978,0497(1 + 0,0032902 \sin^2 \varphi - 0,0000059 \sin^2 2\varphi);$$

13. Гейсканен, 1957 г.

$$\gamma_0 = 978,0516[1 + 0,0052910 \sin^2 \varphi - 0,0000059 \sin^2 2\varphi + 0,0000106 \cos^2 \varphi \cos 2(\lambda + 6^\circ)];$$

14. Грушинский, 1960 г.

$$\gamma_0 = 978,0531(1 + 0,0052883 \sin^2 \varphi - 0,0000059 \sin^2 2\varphi);$$

15. Международная формула, 1967 г.

$$\gamma_0 = 978,01318(1 + 0,0053024 \sin^2 \varphi - 0,0000059 \sin^2 2\varphi).$$

Пример оформления результатов расчетов.

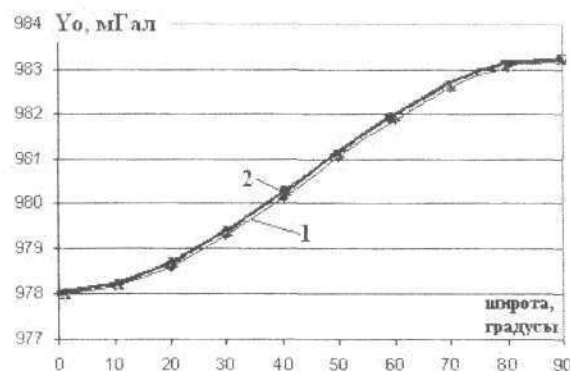


Рис. 2.1. Изменение нормального значения ускорения силы тяжести в зависимости от широты:

1 – формула Гельмерта, 1884 г.; 2 – одна из формул (2)–(15)

3. ИЗМЕРЕНИЕ УСКОРЕНИЯ СИЛЫ ТЯЖЕСТИ

Содержание работы: провести измерение ускорения силы тяжести по вертикальному профилю и вычислить нормальное значение вертикального градиента ускорения силы тяжести.

Оборудование: гравиметр типа ГАК, ГНУ-КС, батарея напряжением 3 В, мерная лента (рулетка).

Порядок выполнения работы

1. Место проведения измерений. Измерения выполняют вдоль вертикального профиля, совмещенного с лестничным пролетом. Пункты наблюдения располагаются на площадках первого и четвертого этажей.

2. Методика измерений.

а) установить гравиметр на площадке, провести его горизонтирование с помощью подъемных винтов;

б) подключить батарею к разъемам гравиметра, при этом загорится лампочка подсветки оптической системы, прибор готов к работе;

в) вращая микрометренный винт измерительного устройства, совместить блик в окуляре гравиметра с нулевой линией внутренней шкалы;

г) взять отчет S_i на отсчетном устройстве гравиметра, записать его в журнал;

д) вращением измерительного винта (влево или вправо, но всегда в одну сторону) отвести блик и снова совместить его с нулевой линией, взять новый отчет. Должно быть взято пять отсчетов на каждой точке измерения. Исключить из отсчетов наибольший и наименьший, по оставшимся трем рассчитать среднее значение.

3. Схема измерений. Измерения относительного изменения ускорения силы тяжести на двух площадках, расположенных на различной высоте, выполняют по цикловой схеме (рис. 3.1). Цикловая схема измерений предусматривает взятие отсчета S_1 на площадке I, переход на площадку II, взятие отсчета S_2 , возвращение на площадку I, взятие отсчета S'_1 .

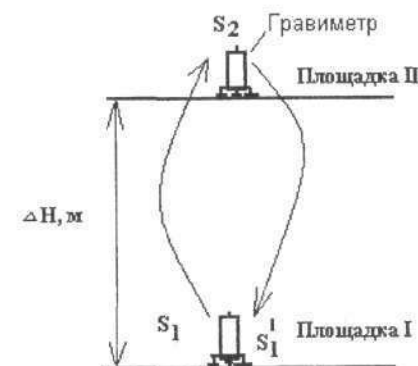


Рис. 3.1. Схема измерений ускорения силы тяжести и ее вертикального градиента

4. Расчет относительного изменения силы тяжести между двумя площадками проводят по формуле

$$\Delta g = C \left[S_2 - \frac{1}{2}(S_1 + S'_1) \right], \quad (3.1)$$

где C – цена деления гравиметра.

5. Мерной лентой измеряют разность высот ΔH между площадками.

6. Вычисляют вертикальный градиент ускорения силы тяжести (мГал/м):

$$g(H) = \frac{\Delta g}{\Delta H} \quad (3.2)$$

и сравнивают его с теоретическим значением 0,3086 мГал/м.

4. ПОСТРОЕНИЕ ГОДОГРАФОВ СЕЙСМИЧЕСКИХ ВОЛН

Содержание работы:

- выполнить корреляцию (с помощью преподавателя) на учебной сейсмограмме фаз прямой и преломленной волн;
- построить на миллиметровой бумаге годографы волн: прямой ($\Gamma_{пр}$), преломленной ($\Gamma_{гол}$) (рис. 4.1);
- рассчитать скорость волн по годографам (см. рис. 4.1).

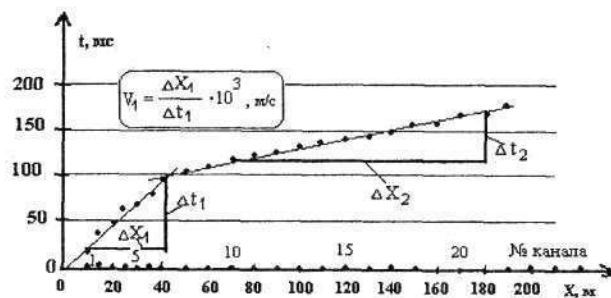


Рис. 4.1. Годографы прямой и преломленной волн

5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КООРДИНАТ ЭПИЦЕНТРА ЗЕМЛЕТРЯСЕНИЯ

Содержание работы: зная координаты планового положения сейсмических станций (рис. 5.1) и время регистрации продольных T_p и поперечных T_s упругих волн от очага землетрясения (табл. 5.1), определить координаты эпицентра землетрясения.

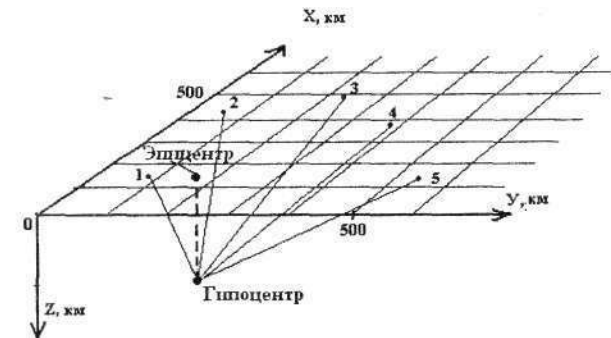


Рис. 5.1. Схема хода лучей упругих волн от гипоцентра землетрясения к сейсмическим станциям

Таблица 5.1
Координаты станций и время регистрации прихода волн

Сейсмологические станции	Координаты станций, км		Отметка прихода времени волн, с		Разность, с $T_s - T_p$	Абсолютное время, с	
	X	Y	T_p	T_s		t_p	t_s
1	800	200	70,28	109,77			
2	1000	900	99,98	160,68			
3	1100	400	85,72	136,23			
4	400	100	99,98	160,68			
5	200	300	106,28	171,48			

$$V_p = 6 \text{ км/с}, V_s = 3,5 \text{ км/с}.$$

Порядок выполнения работы

Построить график Вадати (рис. 5.2) и определить по нему время, когда произошло землетрясение (t_0).

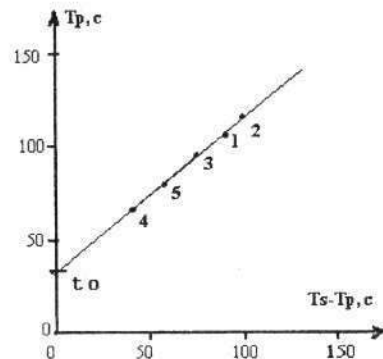


Рис. 5.2. График Вадати

2. Вычислить время распространения продольной и поперечной волн от очага землетрясения до сейсмических станций по формулам:

$$t_p = T_p - t_0; \quad (5.1)$$

$$t_s = T_s - t_0. \quad (5.2)$$

По формулам (5.3) и (5.4) определить координаты эпицентра землетрясения:

$$x_0 = \frac{B_2 D_1 - B_1 D_2}{A_1 B_2 - B_1^2}; \quad (5.3)$$

$$y_0 = \frac{A_1 D_2 - B_1 D_1}{A_1 B_2 - B_1^2}, \quad (5.4)$$

где A_1, B_1, B_2, D_1, D_2 – коэффициенты, определяемые по формулам:

$$A_1 = \sum_{i=2}^5 [2(x_1 - x_i)]^2; \quad B_1 = \sum_{i=2}^5 [2(x_1 - x_i)][2(y_1 - y_i)]; \quad B_2 = \sum_{i=2}^5 [2(y_1 - y_i)]^2;$$

$$D_1 = \sum_{i=2}^5 \{2(x_1 - x_i)[(x_1^2 - x_i^2) + (y_1^2 - y_i^2) + V_p^2(t_{pi}^2 - t_{p1}^2)]\};$$

$$D_2 = \sum_{i=2}^5 \{2(y_1 - y_i)[(x_1^2 - x_i^2) + (y_1^2 - y_i^2) + V_p^2(t_{pi}^2 - t_{p1}^2)]\}.$$

4. Построить на миллиметровой бумаге схему расположения сейсмических станций и показать на ней положение эпицентра землетрясения.

6. ВЫЧИСЛЕНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ И ТЕМПЕРАТУРНОГО ГРАДИЕНТА ДЛЯ МОДЕЛИ ЗЕМНОЙ КОРЫ

Содержание работы:

1. Рассчитать теоретические значения среднего температурного градиента (G) по данным табл. 6.1:

$$G = \left(\frac{A}{\lambda} \right) H. \quad (6.1)$$

Таблица 6.1

Значения удельной объемной теплогенерации и коэффициента теплопроводности для модели земной коры

Теплогенерация $A \cdot 10^{-7}, \text{Вт/м}^3$	Теплопроводность $\lambda, \text{Вт/(м} \cdot ^\circ\text{C)}$
7,5	1,9–3,2
7,6	2,6–3,5
8,9	2,1–2,3

2. Рассчитать кривые теоретических температур T в земной коре по формуле:

$$T = T_0 + \frac{A}{3\lambda} \left[\frac{1}{2} (R_3^2 - R^2) - (R_3 - H)^3 \frac{R_3 - R}{R_3 R} \right], \quad (6.2)$$

где $T_0 = 0^\circ\text{C}$ – температура на поверхности Земли; R_3 – радиус земного шара, 6371 км; R – расстояние от центра Земли до произвольной точки внутри земной коры, R изменяется от 6369 до 6331 км с шагом 2 км; $H = 40$ км – мощность коры.

3. Построить график изменения температуры для модели земной коры (рис. 6.1).

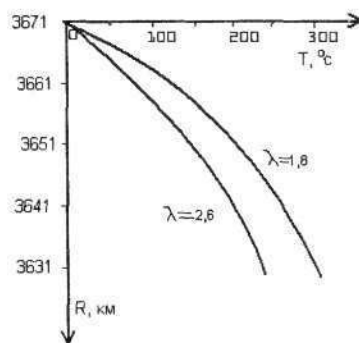


Рис. 6.1. Графики температуры для модели земной коры

7. ИЗМЕРЕНИЕ ВАРИАЦИЙ ГЕОМАГНИТНОГО ПОЛЯ

Содержание работы: провести измерение вариаций вертикальной составляющей магнитной индукции (z -составляющей) геомагнитного поля в течение 5 минут с интервалом времени 5-10 с путем снятия отсчетов по шкале оптико-механического магнитометра типа М-27. Результаты измерений и вычислений записать в специальный журнал.

Обработка результатов:

1. Значения отсчетов магнитометра умножить на цену деления (10 нТл/деление), записать в соответствующую колонку таблицы.
2. Построить вариограмму (рис. 7.1).
3. Определить амплитуду изменения значений магнитной индукции за время наблюдения.
4. Оценить интенсивность вариаций в баллах (табл. 7.1).



Рис. 7.1. Вариограмма значений вертикальной составляющей магнитного поля (время местное)

Таблица 7.1

Шкала балльности вариаций магнитного поля

Амплитуда изменения индукции магнитного поля, нТл	0-5,5	11	22	44	77	132	220	363	550	>550
Баллы	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Оценка	Норма		Возмущение			Буря				

8. ТЕОРЕТИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ГРАВИТАЦИОННЫХ И РОТАЦИОННЫХ СИЛ ЗЕМЛИ

1. Определить величину ускорения силы тяжести на полюсах Земли в единицах СИ, в миллигалах, по формуле

$$g = \frac{kM_3}{R^2}, \quad (8.1)$$

где k – гравитационная постоянная; M_3 – масса Земли; R – полярный радиус Земли (см. эти и прочие параметры в главе 11).

Рассчитать силу гравитационного притяжения единичной массы (1 кг).

2. Рассчитать центробежную силу, действующую на физическое тело, расположенное на: а) экваторе Земли, б) на широте

56°. Определить центробежное ускорение, действующее на единичную массу данного тела, перевести значение ускорения в миллигалы по формулам:

$$F_{\text{цб}} = m\omega^2 R = m \left(\frac{2\pi}{T} \right)^2 R, \quad (8.2)$$

$$C = \frac{F_{\text{цб}}}{m}, \quad (8.3)$$

3. Определить соотношение силы притяжения и центробежной силы, действующих на единичную массу, расположенную: а) на экваторе Земли на широте 30°, по формулам (8.1), (8.3), (8.4)

$$C_{(\varphi)} = \omega^2 R \cos^2 \varphi. \quad (8.4)$$

4. Рассчитать линейную скорость материальной точки, расположенной: а) на экваторе Земли, б) на широте 35° по формулам:

$$V = \frac{2\pi}{T} R; \quad (8.5)$$

$$V = \frac{2\pi}{T} R \cos \varphi. \quad (8.6)$$

5. Определить силу притяжения между Землей и Луной по формуле

$$F = \frac{kM_3M_{\text{Л}}}{R_{3\text{Л}}^2}. \quad (8.7)$$

6. Определить линейную скорость движения Земли по орбите вокруг Солнца по формуле

$$V_3 = \frac{2\pi}{T_3} R_{\text{С-З}}, \quad (8.8)$$

где T_3 – время движения Земли по орбите вокруг Солнца, звездный год (в секундах).

9. ОБРАБОТКА ДАННЫХ МАГНИТОТЕЛЛУРИЧЕСКИХ ЗОНДИРОВАНИЙ

Содержание работы. При магнитотеллурических зондированиях (МТЗ) регистрируют в течение нескольких часов или суток вариации геомагнитного поля и вариации наведенных (индуцированных) электрических токов в Земле. По соотношению напряженности E электрического и индукции B магнитного полей рассчитывают комплексное сопротивление среды – импеданс $Z = E/H$. По импедансу рассчитывают значения удельного электрического сопротивления ρ_T . Индекс T при сопротивлении означает, что его величина определяется для электромагнитного поля с определенным периодом колебаний T , то есть с различной частотой. Известно, что волны с низкой частотой распространяются на больших глубинах, а с высокой – у поверхности проводника (Земли). Это проявление так называемого «поверхностного эффекта» в распространении электромагнитных волн в проводнике. Выделяя на вариограммах волны различной частоты, можно оценить удельное электрическое сопротивление различных слоев Земли, вплоть до ее ядра.

При построении кривых МТЗ на билогарифмических бланках по одной из осей откладывают ρ_T , а по другой – значения корня квадратного из величины периода электромагнитного колебания (рис. 9.1).

На кривых МТЗ к ее восходящим частям можно провести вспомогательные линии продольной проводимости S , а к нисходящим – линии h мощности слоев высокого поперечного сопротивления. Используя значения квадратного корня из периода колебаний волн, отсекаемых этими линиями по формулам (9.1)–(9.6), можно определить значения продольной проводимости низкоомных слоев и мощности слоев высокого сопротивления:

$$S_1 = 356\sqrt{T_S}; \quad (9.1)$$

$$S_{10} = 114\sqrt{T_S}; \quad (9.2)$$

$$S_{100} = 35,6\sqrt{T_S}; \quad (9.3)$$

$$h_1 = 0,396\sqrt{T_h}; \quad (9.4)$$

$$h_{10} = 1,28\sqrt{T_h}; \quad (9.5)$$

$$h_{100} = 3,96\sqrt{T_h}. \quad (9.6)$$

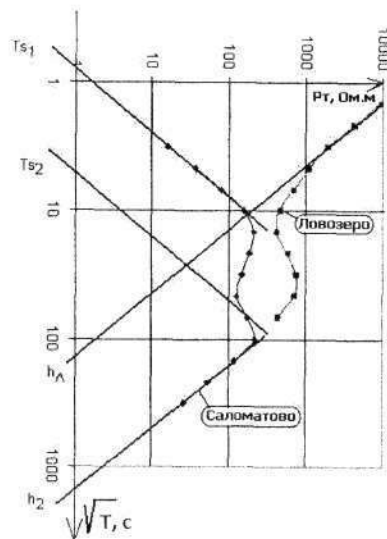


Рис. 9.1. Кривые МТЗ и вспомогательные линии

Индексы 1, 10, 100 означают значение r_T на билогарифмическом бланке, через которое проходит ось $\sqrt{T}$, на которой для конкретной кривой МТЗ сняты значения T_S и T_h .

Порядок выполнения работы

1. Построить на билогарифмическом бланке кривую МТЗ.
2. Провести на кривой асимптотические линии продольной проводимости S и мощности слоев высокого поперечного сопротивления h .

3. Снять значения $\sqrt{T_S}$ и $\sqrt{T_h}$ для выделяемых пластов с повышенной продольной проводимостью и повышенным поперечным сопротивлением и по формулам (9.1)–(9.6) рассчитать значения продольной проводимости и мощности слоев высокого поперечного сопротивления.

4. Рассчитать удельное электрическое сопротивление r_T верхнего слоя мощностью $H = 40$ км (40000 м), воспользовавшись формулой: $H = S r_T$.

5. Дать геологическое истолкование полученным при обработке кривой МТЗ результатам, то есть оценить мощности выделяемых слоев: коры, глубины до астеносферного слоя, мощности высокоомной мантии, глубины до электропроводного ядра и т. п.

6. Составить краткую пояснительную записку к выполненной работе.

10. ВАРИАНТЫ ЗАДАНИЙ

1. Определение абсолютного возраста горных пород свинцовым методом.

Месторождение	Содержание изотопов свинца		
	Pb ²⁰⁶	Pb ²⁰⁷	Pb ²⁰⁸
1	2	3	4
Задание 1			
Питкеранта, Карелия	14,26	14,77	33,23
Кинов-Кознала, Финляндия	14,27	14,64	32,96
Кинов-Кознала, Финляндия	14,85	14,99	34,44
Беломорье, Карелия	14,97	15,13	35,00
Северная Варака, Карелия	14,76	14,96	35,20
Кемь, Карелия	15,43	14,87	34,50
Сала, Швеция	15,40	14,95	34,00
Орнарви, Финляндия	15,74	15,46	34,04
Орнарви, Финляндия	16,50	15,70	36,80
Задание 2			
Лонгбон, Швеция	15,83	15,45	35,60
Тэдино, Карелия	14,76	14,85	35,17
Юто, Швеция	15,92	15,61	35,89

Продолжение задания 1

Месторождение	Содержание изотопов свинца		
	Pb ²⁰⁶	Pb ²⁰⁷	Pb ²⁰⁸
1	2	3	4
Фалун, Швеция	15,34	14,99	33,84
Фалун, Швеция	15,89	15,66	35,86
Корске, Финляндия	15,95	15,57	36,26
Атту, Финляндия	15,82	15,47	35,89
Айла, Финляндия	15,95	15,64	36,24
Пакили, Финляндия	15,73	15,36	35,30
Задание 3			
Парнайа, Финляндия	15,85	15,51	36,00
Пенийавара, Финляндия	15,74	15,45	35,98
Оутокульту, Финляндия	14,90	15,23	35,21
Ялонвара, Приладожье	14,95	15,04	34,35
Клее 6, Питкеранта	14,72	14,96	33,61
Люпико, Питкеранта	14,66	14,88	33,75
Хонунвара, Питкеранта	14,60	14,86	33,54
Фадейн, Келья	14,90	14,92	33,71
Сондала, Карелия	14,88	14,91	33,31
Задание 4			
Рудник Садбери	16,20	15,76	36,99
То же	16,15	15,60	35,94
Юто, Швеция	15,92	15,61	35,89
Корске, Финляндия	15,95	15,57	36,26
Пернайа, Финляндия	15,85	15,51	36,00
Сондала, Карелия	14,88	14,91	33,31
Питкеранта, Карелия	14,26	14,77	33,23
Кемь, Карелия	15,43	14,87	34,50
Сала, Швеция	15,40	14,95	34,00
Задание 5			
Галениты из Тандер	18,19	15,31	37,78
Бай, Онтарио	18,32	15,25	37,14
Рудник Садбери, Онтарио	16,30	15,49	36,97
То же	16,43	15,69	36,93
— " —	15,99	15,48	36,56
— " —	16,20	15,16	36,99
— " —	16,15	15,60	35,94
— " —	15,94	15,34	36,56
«8-е Марга»	18,02	15,42	37,91

5. Определение координат эпицентра землетрясения

Сейсмологические станции	Координаты станций, км		Отметка времени прихода волн, с	
	X	Y	T _p	T _s
1	2	3	4	5
Задание 1				
1	300	500	78,87	127,80
2	500	200	70,10	113,03
3	1200	300	101,28	166,48
4	1000	600	62,78	100,48
5	700	900	78,87	127,80
Задание 2				
1	200	400	104,98	165,68
2	600	500	43,35	60,40
3	1000	700	82,37	126,91
4	800	300	60,82	89,97
5	1100	100	115,73	184,11
Задание 3				
1	800	200	70,28	109,77
2	1000	900	99,98	160,68
3	1100	400	85,72	136,23
4	400	100	99,98	160,68
5	200	300	106,28	171,48
Задание 4				
1	1000	400	65,28	104,77
2	300	900	105,73	174,11
3	400	400	65,28	104,77
4	700	1000	94,98	155,68
5	200	800	108,60	179,03
Задание 5				
1	500	600	55,82	84,97
2	900	1000	106,28	171,48
3	300	800	99,98	160,68
4	100	400	117,74	191,11
5	1100	500	83,87	12,80
Задание 6				
1	600	400	33,87	54,48
2	900	1000	94,75	158,96
3	100	500	105,00	176,43
4	300	1100	125,18	211,03
5	200	800	102,18	171,60

Продолжение задания 5

1	2	3	4	5
Задание 7				
1	100	400	115,73	189,11
2	400	1200	141,02	232,46
3	1000	600	68,28	107,77
4	1200	700	104,28	169,48
5	300	100	108,73	177,11
Задание 8				
1	1200	900	115,02	192,17
2	800	300	47,82	76,97
3	200	1000	126,02	211,03
4	600	200	62,28	101,77
5	100	700	113,72	189,94
Задание 9				
1	900	900	94,75	158,86
2	1000	400	77,65	129,54
3	800	300	67,36	111,90
4	500	200	83,17	139,01
5	600	600	60,28	99,76
Задание 10				
1	1000	500	80,09	123,01
2	400	400	82,36	126,90
3	300	100	120,08	191,43
4	1000	200	98,07	154,01
5	300	700	101,65	159,97

6. Вычисление температуры (T) и геотермического градиента (G) для модели земной коры

Задание	Плотность тепловых источников $A \cdot 10^{-7}, \text{Вт/м}^3$	Температуропроводность горных пород, $\text{Вт/м} \cdot ^\circ\text{C}$
1	7,9	2,1–3,1
2	8,0	2,2–2,8
3	8,4	2,1–3,7
4	8,5	3,6–5,3
5	7,9	2,0–3,0
6	8,9	2,1–2,7
7	8,2	1,5–2,2
8	8,3	2,0–2,3
9	8,6	2,5–3,2
10	8,7	1,3–1,8

Продолжение задания 6

Задание	Плотность тепловых источников, $A \cdot 10^{-7}, \text{Вт/м}^3$	Температуропроводность горных пород, $\text{Вт/м} \cdot ^\circ\text{C}$
11	8,0	1,9–3,2
12	8,1	2,6–3,5
13	8,0	1,8–3,1
14	8,1	2,5–3,4
15	8,6	2,6–3,3
16	8,7	1,4–1,9
17	8,2	1,6–2,3
18	8,3	2,1–2,4
19	8,4	2,0–3,8
20	8,5	3,7–5,2

11. СПРАВОЧНЫЙ ОТДЕЛ

Радиоактивные элементы и константы их распада

Элемент	Кларк изотопа, умноженный на относит. содержа- ние изотопа в природной смеси элементов, %	Конечный продукт распада	Постоянная распада λ , 1/лет	Период полураспада, T, лет
Уран U_{92}^{238}	$2,6 \cdot 10^{-4} \cdot 0,993$	Свинец Pb_{82}^{208}	$1,53 \cdot 10^{-10}$	$4,498 \cdot 10^9$
Актиноуран U_{92}^{235}	$2,6 \cdot 10^{-4} \cdot 0,0073$	Свинец Pb_{82}^{207}	$9,722 \cdot 10^{-10}$	$7,13 \cdot 10^8$
Торий Th_{90}^{232}	$11,3 \cdot 10^{-4} \cdot 1$	Свинец Pb_{82}^{208}	$4,931 \cdot 10^{-11}$	$1,39 \cdot 10^{10}$
Рубидий Rb_{37}^{87}	$0,009 \cdot 0,272$	Стронций Sr_{38}^{87}	$1,39 \cdot 10^{-11}$ $1,47 \cdot 10^{-11}$	$5,0 \cdot 10^{10}$ $4,7 \cdot 10^{10}$
Самарий Sm_{62}^{146}	$7 \cdot 10^{-4} \cdot 0,149$	Неодим Nd_{60}^{143}	$6,6 \cdot 10^{-12}$	$1,05 \cdot 10^{10}$
Неодим Nd_{60}^{150}	$3,2 \cdot 10^{-3} \cdot 0,056$	Прометий Pm_{61}^{150}	$6,9 \cdot 10^{-17}$	$1 \cdot 10^{16}$
Радиоуглерод C_6^{14}		Азот N_7^{14}	$1,245 \cdot 10^{-4}$	5568

Некоторые параметры и законы Солнечной системы

Масса Солнца $M_C = 1,991 \cdot 10^{30}$ кг.

Масса Земли $M_3 = 5,976 \cdot 10^{24}$ кг.

Масса Луны $M_L = 7,17 \cdot 10^{22}$ кг.

Расстояние от Земли до Солнца $150 \cdot 10^6$ км.

Расстояние от Земли до Луны 388400 км.

Экваториальный радиус Земли $R_3 = 6378,16$ км.

Полярный радиус Земли $R_n = 6356,18$ км.

Сжатие Земли $e = (R_3 - R_n)/R_3 = 1/298,25$.

Гравитационная постоянная $K = 6,67 \cdot 10^{-11}$ м³/кг·с².

Сила гравитационного притяжения Землей массы m :

$$F = K \frac{mM_3}{R^2}.$$

Центробежная сила, действующая на массу m :

$$F_u = m\omega^2 r = m \left(\frac{2\pi}{T} \right)^2 r,$$

где T – период вращения; r – радиус вращения.

Звездный год Земли $T_3 = 365$ сут. 6 ч. 9 мин. 10 с = 31558150 с.

Перевод внесистемных единиц в единицы СИ

Параметр	Единица измерения	Перевод единицы в СИ
Длина	ангстрем	$1 \cdot 10^{-10}$ м
Объем	литр	$1 \cdot 10^{-3}$ м
Давление	Атмосфера	101325 Па
	мм рт. ст.	103,322 Па
	бар	$1 \cdot 10^5$ Па
	760 мм рт. ст.	101325 Па
Мощность	Лошадиная сила	735,499 Вт
Удельная теплоемкость	кал/(г·К°)	$4,1868 \cdot 10^3$ Дж/(г·К°)
Количество теплоты	кал	4,1686 Дж
Удельное количество теплоты	кал/г	$4,1868 \cdot 10^3$ Дж/кг
Тепловой поток	кал/с	4,1868 Вт
Теплопроводность	кал/(с·см·К°)	$4,1868 \cdot 10^2$ Вт/(м·К°)
Коэффициент лучеиспускания	кал/(с·см ² ·К°)	$4,1868 \cdot 10^4$ Вт/(м ² ·К°)
Газовая постоянная	кал/(г·К°)	$4,1868 \cdot 10^3$ Дж/(г·К°)

Перевод различных единиц в метрическую систему

Параметр	Единица измерения	Метрическая система
Длина	1 дюйм	2,54 см
	1 фут	30,3 см
	1 миля	1,61 км
	1 морская миля	1,85 км
Объем	1 л	10^3 см ³
Масса	1 кг	10^3 г
Скорость	1 км/ч	27,8 см/с
Ускорение	1 гал	1 см/с ²
Давление	1 бар	10^6 дин/см ²
	1 атм	$1013 \cdot 10^3$ дин/см ²
Энергия	1 Дж	10^7 эрг

Соотношение единиц температуры в различных системах

По Цельсию, °C	По Кельвину, К	По Фаренгейту, F
0	273,2	32
10	283,2	50
20	293,2	68
30	303,2	86
40	313,02	104
100	373,02	212
-40	233,02	-40

ОГЛАВЛЕНИЕ

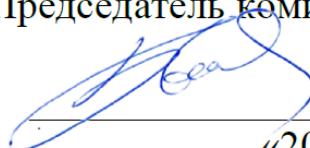
1. Определение абсолютного возраста горных пород	3
2. Вычисление нормального значения ускорения силы тяжести ...	4
3. Измерение ускорения силы тяжести	6
4. Построение годографов сейсмических волн	8
5. Определение координат эпицентра землетрясения	9
6. Вычисление температуры и температурного градиента для модели земной коры	11
7. Измерение вариаций геомагнитного поля	12
8. Теоретический анализ гравитационных и ротационных сил Земли	13
9. Обработка данных магнитотеллурических зондирований	15
10. Варианты заданий	17
11. Справочный отдел	21

МИНОБРНАУКИ РФ

ФГБОУ ВО «Уральский государственный горный университет»

ОДОБРЕНО

методической комиссией
факультета геологии и геофизики
Председатель комиссии



В. И. Бондарев
«20» марта 2020 г.

**МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ
К КОНТРОЛЬНОЙ РАБОТЕ ПО ДИСЦИПЛИНЕ**

«ФИЗИКА ЗЕМЛИ»

Специальность:

21.05.03 – «Технология геологической разведки»

Специализация № 1:

«Геофизические методы поиска и разведки
месторождений полезных ископаемых»

Специализация № 2:

"Геофизические методы исследования скважин"

форма обучения: очная, заочная

Автор: Болотнова Л.А., к.г.-м.н.

Одобрены на заседании кафедры

геофизики

(название кафедры)

Протокол № от

(Дата)

Екатеринбург

2017

СОДЕРЖАНИЕ

Введение

1. Задания контрольной работы
2. Методические рекомендации по выполнению контрольной работы
 - 2.1 Оформление контрольной работы
 - 2.2 Критерии оценки контрольной работы
3. Методические рекомендации по составлению глоссария
4. Рекомендуемая литературы для выполнения контрольной работы

Введение

Данные методические указания разработаны в помощь для выполнения контрольной работы по курсу «Физика Земли».

В методических рекомендациях содержится: перечень вопросов контрольной работы, методические рекомендации по выполнению контрольной работы, перечень рекомендуемых учебных изданий, интернет-ресурсов, дополнительной литературы.

Внимательно прочитайте задание контрольной работы, подготовьте рекомендуемую вам литературу (при необходимости), ознакомьтесь с рекомендациями по выполнению работы, с критериями оценивания работы.

Прежде чем сдать выполненную контрольную работу преподавателю на проверку, выполните самооценку по заданным критериям.

Контрольная работа является обязательной для каждого обучающегося и определяется учебным планом. Наличие положительной оценки по контрольной работе необходимо для получения промежуточной аттестации по дисциплине «Физика Земли».

1. Задания для контрольной работы

Вариант 1

Дайте определения следующим понятиям: сила тяжести, сила тяготения, ускорение силы тяжести, гравитационный потенциал. Укажите на отличительные особенности силы тяжести и силы тяготения.

Вариант 2

Для исследования внутреннего строения Земли используют различные методы. Перечислите эти методы и дайте им сравнительную характеристику.

Вариант 3

Опишите сущность радиоизотопного метода определения абсолютного возраста горных пород?

Вариант 4

Земной магнетизм обусловлен действием постоянных источников, расположенных внутри Земли и испытывающих лишь медленные вековые изменения (вариации) и

внешних (переменных) источников, расположенных в магнитосфере Земли и ионосфере. Что это за источники геомагнитного поля и почему различают основное (главное ~99%) и переменное (~1%) геомагнитные поля?

Вариант 5

Для исследования внутреннего строения Земли используют различные методы. Перечислите эти методы и дайте им сравнительную характеристику.

Вариант 6

Земля несет на себе отрицательный электрический заряд. Откуда и как берется этот на Земле этот заряд? Какие сопутствующие явления имеют место при образовании электрического заряда Земли?

Вариант 7

С какой линейной скоростью (в метрах в секунду) движется Екатеринбург, широта которого $56^{\circ} 51'$.

Вариант 8

Если Землю представить глобусом с диаметром в 3 м, как выразится тогда сжатие Земли?

Вариант 9

О глубинном строении Земли судят по продольным и поперечным сейсмическим волнам, которые, распространяясь внутри Земли, испытывают преломление, отражение и затухание, что свидетельствует о расслоенности Земли. Сформулируйте основные законы, описывающие указанные процессы.

Вариант 10

Тепловой поток в точке поверхности Земли составляет 0.071 Вт/м^2 . Какой тепловой поток поступает с поверхности мантии, если коэффициент теплопроводности пород земной коры здесь составляет в среднем 2.5 Вт/(мК) , а её мощность — 40 км ? Температурный градиент $-2^{\circ}/100 \text{ м}$.

Вариант 11

Для того чтобы стрелка компаса, устанавливаясь в плоскости магнитного меридиана, находилась в то же время в горизонтальном состоянии, на южную или северную часть стрелки прикрепляют уравнивающий груз. С какой стороны необходимо прикрепить груз к стрелке компаса в двух исследуемых точках (долгота 0° , широта 20 и широта -40)? В какую сторону (к центру или от центра стрелки) необходимо переместить груз для пользования в настоящем году, если последний раз компасом пользовались в 1975 году?

Вариант 12

Охарактеризуйте карты элементов геомагнитного поля (Z, H, T, dT, dH, dZ) эпохи 2015 года.

Вариант 13

Считая скорость изменения элементов геомагнитного поля постоянной с 1975 года, определите значения элементов магнитного поля для текущего года. Начертите в плоскости магнитного меридиана полный вектор геомагнитного поля T , его горизонтальную (H) и вертикальную (Z) составляющие. Покажите на построенной векторной диаграмме наклонение I . В чем принципиально отличаются векторные диаграммы геомагнитного поля в северных и южных широтах?

Вариант 14

Рассчитайте энергию, выделяющуюся в Земле за счёт радиоактивного распада в течение года. Русский учёный В.И. Вернадский считал радиогенную энергию основной для эволюции Земли. Прав ли он, если Земля ежегодно излучает в космическое пространство порядка $9,2 \cdot 10^{20}$ Дж, а потери её на тектоно-магматические процессы составляют около $1,26 \cdot 10^{20}$ Дж/год?

Вариант 15

Определите энергию приливного торможения Земли, выделившуюся за период её жизни, если угловая скорость вращения Земли за это время уменьшилась в 2 раза. За счёт чего происходит замедление вращения Земли?

Вариант 16

Оцените среднюю плотность слоев Земли: земной коры, мантии и ядра. Сравните со средней плотностью вещества Земли. Плотности каких минералов они соответствуют? Предложите состав ядра.

2. Методические рекомендации по выполнению контрольной работы

Контрольная работа является индивидуальной самостоятельно выполненной работой студента.

Контрольная работа должна содержать следующие структурные элементы:

1. титульный лист;
2. содержание;
3. ответы на контрольные вопросы;
4. список использованных источников;
5. приложения (при необходимости).

Количество источников в списке определяется студентом самостоятельно, рекомендуемое количество от 5 до 10. При этом в списке обязательно должны присутствовать источники, изданные в последние 5 лет.

2.1 Оформление контрольной работы

При выполнении контрольной работы необходимо соблюдать следующие требования:

- текст располагается на одной стороне листа белой бумаги формата А-4;
- размер шрифта - 14 Times New Roman, цвет – черный;
- междустрочный интервал – полуторный;
- поля на странице – размер левого поля – 2 см, правого – 1 см, верхнего - 2 см, нижнего – 2 см;
- текст должен быть отформатирован по ширине листа;
- на первой странице необходимо изложить план (содержание) реферата;
- в конце работы необходимо указать источники использованной литературы.

Список использованных источников должен формироваться в алфавитном порядке по фамилии авторов.

Включенная в список литература нумеруется сплошным порядком от первого до последнего названия. По каждому литературному источнику указывается: автор (или группа авторов), полное название книги или статьи, место и наименование издательства (для книг и брошюр), год издания; для журнальных статей указывается наименование журнала, год выпуска и номер. По сборникам трудов (статей) указывается автор статьи, ее название и далее название книги (сборника) и ее выходные данные. На использованные источники в тексте работы должны быть ссылки

2.2 Критерии оценки контрольной работы

Срок сдачи готовой контрольной работы определяется утвержденным графиком. В случае отрицательного заключения преподавателя студент обязан доработать или переработать контрольную работу. Срок доработки контрольной работы устанавливается преподавателем с учетом сущности замечаний и объема необходимой доработки.

Контрольная работа оценивается по системе:

Оценка "отлично" выставляется за контрольную работу, которая носит исследовательский характер, содержит грамотно изложенный материал, с соответствующими обоснованными выводами.

Оценка "хорошо" выставляется за грамотно выполненную во всех отношениях контрольную работу при наличии небольших недочетов в его содержании или оформлении.

Оценка "удовлетворительно" выставляется за контрольную работу, которая удовлетворяет всем предъявляемым требованиям, но отличается поверхностностью, в ней просматривается непоследовательность изложения материала, представлены необоснованные выводы.

Оценка "неудовлетворительно" выставляется за контрольную работу, которая не носит исследовательского характера, не содержит анализа источников и подходов по выбранной теме, выводы носят декларативный характер.

Обучающийся, не представивший в установленный срок готовую контрольную работу, которая была оценена на «неудовлетворительно», считается имеющим академическую задолженность и не допускается к сдаче экзамена или зачета.

3. Составление глоссария

Выполнить подбор и систематизации терминов, непонятных слов и выражений, встречающихся при выполнении контрольной работы. Расположить после основной части контрольной работы название и значение терминов, слов и понятий в алфавитном порядке.

Роль студента: прочитать материал источника, выбрать главные термины, непонятные слова; подобрать к ним и записать основные определения или расшифровку понятий; критически осмыслить подобранные определения и попытаться их модифицировать (упростить в плане устранения избыточности и повторений).

4.Рекомендуемая литературы для выполнения контрольной работы

Основная литература

1. Магницкий В.А. Внутреннее строение и физика Земли / В.А.Магницкий. - М. : Недра, 2006 - 390 с Гаврилов В.П. Физика Земли: учебник для вузов.М.: Недра – Бизнесцентр, 2008. – 287 с.
2. Павлов А. Н. Геофизика. Общий курс о природе Земли: Учебник / Павлов А. Н. - Санкт-Петербург: Российский государственный гидро-метеорологический университет,2006, ISBN 5-86813-175-4.-454. <http://www.iprbookshop.ru/12484>
3. Алексеев А. С. Методы решения прямых и обратных задач сейсмологии, электромагнетизма и экспериментальные исследования в проблемах изучения геодинамических процессов в коре и верхней мантии Земли/ Алексеев А. С.- Новосибирск: Сибирское отделение РАН,2010, ISBN 978-5-7692-1135-5.-310 <http://www.iprbookshop.ru/15806>

Дополнительная литература

1. Орленок В. В. Глобальный вулканизм и океанизация Земли и планет: Монография / Орленок В. В.- Калининград:Российский государственный университет им. Иммануила Канта,2010, ISBN 978-5-9971- 0022-3.-196. <http://www.iprbookshop.ru/7358>
2. Павлов А. Н. Геофизика. Тема 3 Физические модели Земли. Тема 4 Геофизические поля: Конспект лекций / Павлов А. Н. - Санкт-Петербург: Российский государственный гидро- метеорологический университет, 2004.-69. <http://www.iprbookshop.ru/17906>
3. Авсюк Ю.Н. Приливные силы и природные процессы. М.: ОИФЗ РАН, 1996, 188 с.
4. Моги К. Предсказание землетрясений / Пер. с англ. М.: Мир, 1988, 382 с.
5. Моисеенко У.И., Смыслов А.А. Температура земных недр. Л.: Недра, 1986, 180 с.
6. Орленок В.В. Физика и динамика внешних геосфер. М.: Недра, 1985, 183 с.
7. Паркинсон У. Введение в геомагнетизм / Пер. с англ. М.: Мир, 1986, 528 с.

Единое окно доступа к образовательным ресурсам - Режим доступа: <http://window.edu.ru>

Составитель: _____ Л.А. Болотнова, доцент, к.г.-м.н.
подпись

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ФГБОУ ВО «Уральский государственный горный университет»

УТВЕРЖДАЮ
Проректор по учебно-методическому комплексу
С. М. Упоров



МЕТОДИЧЕСКИЕ МАТЕРИАЛЫ ПО ДИСЦИПЛИНЕ

«ФИЗИКА ГОРНЫХ ПОРОД»

специальность

21.05.03 Технология геологической разведки

форма обучения: очная, заочная

год набора: 2018, 2019, 2020

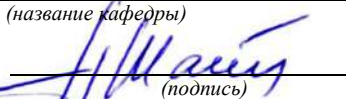
Автор: Земцов Н.С. к.г.-м.н.

Одобен на заседании кафедры

Геофизики

(название кафедры)

Зав.кафедрой



(подпись)

Талалай А. Г.

(Фамилия И.О.)

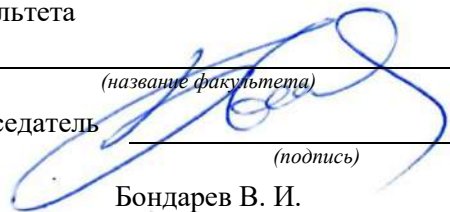
Протокол № 12 от 05.03. 2020

(Дата)

Рассмотрен методической комиссией
факультета

(название факультета)

Председатель



(подпись)

Бондарев В. И.

(Фамилия И.О.)

Протокол № 7 от 20.03. 2020

(Дата)

Екатеринбург
2020

Петрофизика-это одна из наук о Земле, изучающая физические свойства минералов, горных пород и руд. Целью изучения петрофизических характеристик является установление состава, структуры и состояния пород, особенностей дифференциации физических свойств горных пород, околорудных зон и полезных ископаемых при решении задач поисков и разведки МШИ, геологического картирования, геотектоники, геодинамики, инженерной геологии геологии.

Петрофизические исследования позволяют обосновать возможность применения отдельных геофизических методов и комплекса геофизических исследований. Наряду с этим петрофизика позволяет решать широкий класс задач прикладного и теоретического характера, от изучения состава и генезиса рудных и акцессорных минералов (магнитная минералогия, петрофизика полупроводниковых минералов) до опробования полезных ископаемых (скважинная и шахтная геофизика), от стратиграфии осадочных комплексов (палеомагнитология) до прогнозирования состояния вещества в глубинных частях Земли (экспериментальная и теоретическая петрофизика).

Современная петрофизика изучает широкий спектр Физических свойств минералов, горных пород и полезных ископаемых: коллекторские (пористость, проницаемость, влажность, влагоемкость, нефте- и газонасыщенность), плотностные, магнитные (магнитная восприимчивость, остаточная намагниченность, температура Кюри), электрические (Удельное сопротивление, диэлектрическая проницаемость, вызванная поляризация, диффузионно-адсорбционная активность, терма—ЭДС), тепловые (теплоемкость, теплопровод—ность), ядернофизические (естественная радиоактивность, сечения взаимодействия и параметры переноса излучений), упругие (упругие модули, скорости распространения упругих волн).

Курс петрофизики в УГГГА читается на 5 семестре, опережая или параллельно с основными методами разведочной геофизики. Малый объем часов (около 40 лекционных) не позволяет подробно изложить все традиционные разделы петрофизики, обычно рассматриваемые в учебниках. Поэтому автор рассматривает физические свойства, лежащие в основе гравirazведки, магниторазведки, электроразведки,

сейсморазведки. Главное внимание уделяется факторам, определяющим петрофизические характеристики горных пород, связям физических свойств с петрографическими характеристиками. Петрофизические модели месторождений полезных ископаемых рассмотрены на отдельных примерах, методики и аппаратура петрофизических исследований вынесены на лабораторный практикум и учебно-методическую практику,

1. СТАТИСТИЧЕСКАЯ ПРИРОДА ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ

Когда ставится задача изучения каких—либо физических свойств

(например, плотности или магнитной восприимчивости) массива магматических или определенного горизонта осадочных горных пород, то из этих объектов (обнажении, горных выработок, керна буровых скважин) отбирается некоторое количество образцов, у которых измеряются соответствующие Физические характеристики. При этом оказывается, что измеренные значения у разных образцов различны.

Эти различия не связаны с погрешностями измерений, а есть результат вариаций физических свойств изученных образцов, т.е. следствие неоднородности объекта исследования. Дело в том, что формирование горных пород (и соответственно их физических свойств)

происходит под воздействием большого числа факторов внутренних и внешних. Например, при образовании массивов магматических пород состав и структура будут определяться такими главными факторами:

- 1.Изменением глубины кристаллизации расплава.
- 2.Неоднородностью распределения давления и температуры в пределах магматического тела.
- 3.Фракционной и гравитационной дифференциацией.
- 4.Перемешиванием расплава.
- 5.Взаимодействием магмы с вмещающими породами различного состава.

Каждый из перечисленных факторов в свою очередь является сложной функцией от координат и времени. Результатом будет неоднородность состава, размера зерен, структуры и текстуры в пределах массива и как следствие, неоднородность физических свойств. Многообразие действующих факторов, их неопределенность во времени и пространстве позволяют рассматривать их как случайные события, а физические свойства — как случайные величины, к которым может быть применен аппарат математической статистики.

При образовании осадочных (например, обломочных) пород главными факторами являются:

1. Вещественный состав пород источника сноса, характер и степень их выветривания

2. Удаленность бассейна осадконакопления, глубина его, гидродинамические характеристики.

3. Химический состав и степень минерализации вод, окислительно-восстановительный потенциал, РН и т.д.

В процессе Формирования породы эти факторы изменяются в связи с изменениями источников сноса, глубин, гидродинамических и гидрохимических условий, что приводит к изменениям состава обломков, размеров и степени отсортированности зерен, количества и типа цемента и т.д. Возникает первичная неоднородность физических свойств.

На первичную неоднородность может накладываться вторичная, связанная с процессами преобразования: выветриванием, трещиноватостью, метаморфизмом, привносом и выносом вещества и т.д.

Учитывая, что студентам будет читаться специальный курс "Теоретические основы обработки результатов геофизических измерений", ниже приводятся только самые элементарные сведения по статистической обработке результатов изучения физических свойств горных пород, необходимые для понимания последующих разделов.

Предположим, что мы имеем М измерений некоторого физического параметра X, среди которых присутствуют максимальное X_{max} и минимальное X_{min} значения. Разобьем весь диапазон измеренных значений на n интервалов с шириной каждого ΔX :

$$\Delta X = (X_{max} - X_{min})/n, \quad (1.1)$$

Количество интервалов n связано с объемом выборки N и обычно определяется формулой Старджеса:

$$n = 3.3 * \lg N + 1$$

где n округляется до целого числа.

Подсчитаем N_i - число измерений, параметр X которых попадает в i-й интервал ($i=1, 2, \dots, n$). Строится график зависимости N_i или $(N_i/N) * 100\%$ от X. В каждом интервале рассчитанное значение изображается в виде отрезка горизонтальной линии (гистограмма). На рисунке 1.1 приведен пример гистограммы для $N=40$, $n=5$.

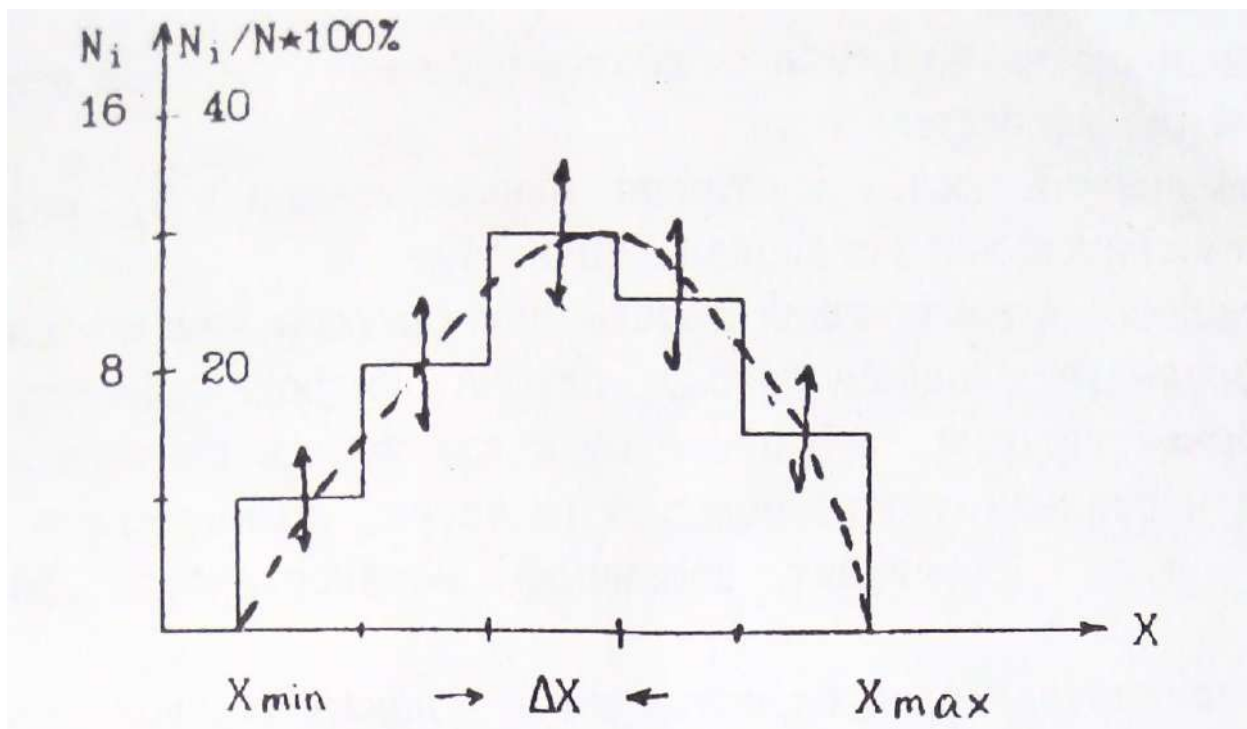


Рис.1.1. Гистограмма распределения параметра X

Гистограмма содержит в себе все статистические характеристики объекта исследования. В частности, величина $(N_i/N) \cdot 100\%$ представляет вероятность (в %) для данного объекта существования значения параметра X в пределах 1-го интервала. При построении реальных гистограмм не следует абсолютизировать полученный результат. Дело в том, что мы всегда имеем дело с ограниченными выборками и каждое значение N_i получено с погрешностью, вероятное значение которой приближенно оценивается как $\pm\sqrt{N_i}$ (на рис. показано стрелками).

При неограниченном возрастании объема выборки ($N \rightarrow \infty$), число интервалов (n) также стремится к бесконечности, а ширина интервала (ΔX) к нулю и мы получаем непрерывную кривую распределения, КОТОРУЮ часто называют вариационной кривой. Приближенно вариационную кривую можно получить путем визуального сглаживания гистограммы таким образом, чтобы площади между осью абсцисс и гистограммой и осью абсцисс и вариационной кривой были равны (изображено пунктирной линией).

Опыт Изучения физических свойств показывает, что часто распределения их подчиняется двум законам: нормальному и логнормальному — ПРИ нормальном законе кривая распределения $P(X)$ описывается выражением:

$$F(X) = \frac{\exp\left[-\frac{(X_K - MX)^2}{2\sigma^2}\right]}{\sigma\sqrt{2\pi}}, \quad (1.2)$$

где MX —мода параметра или значение его в максимуме распределения (для нормального закона совпадает со средним значением параметра:

$$MX = \bar{X} = \frac{\sum X_k}{N} \quad k=(1,2...N).$$

σ —среднеквадратичное отклонение (σ^2 —называют стандартом).

Нормальному закону подчиняется обычно распределение плотности, пористости, скорости продольных волн. На рис.1.2 приведен пример нормального распределения с двумя различными значениями стандарта.

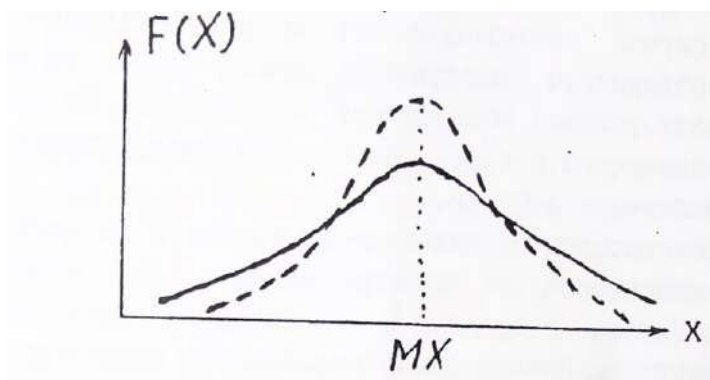


Рис.1.2. Нормальное распределение параметра X

Кривая характеризуется симметрией относительно моды и полностью определяется двумя величинами MX и σ . Логнормальный закон соответствует случаю, когда нормальному закону подчиняется логарифм параметра ($\log X$). Этому закону обычно подчиняется распределение магнитной восприимчивости, удельного электрического сопротивления, нефтенасыщенности. Для практического построения гистограмм или вариационных кривых в предположении существования лог-нормального закона измеренным значениям X_k вычисляются значения $\log X_k$, которые обрабатываются способом, описанным выше.

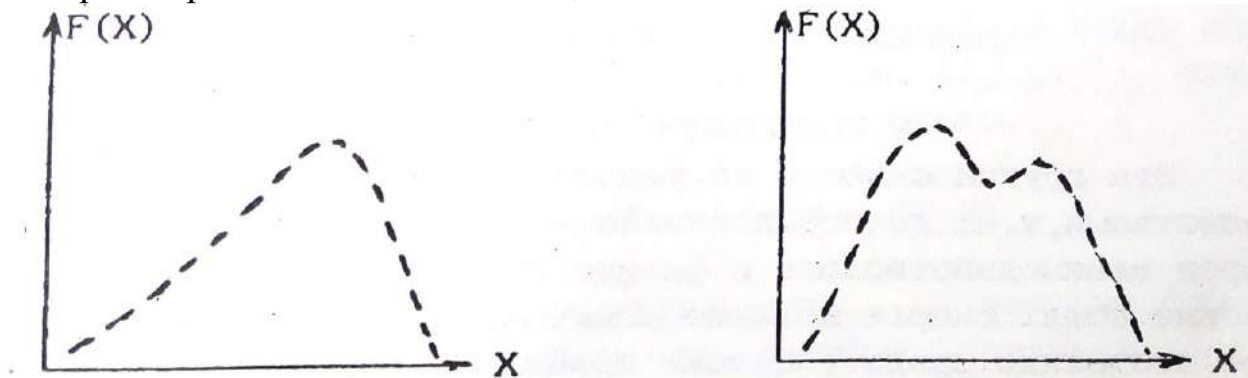


Рис.1.3.Примеры реальных кривых распределения

Реальные кривые распределения часто отличаются от теоретических. Они могут быть асимметричными и даже иметь два и более максимумов (рис. 1.3).

В первом случае появляются новые характеристики распределения (одна или более), например параметр асимметрии. В любом случае выборки считаются статистически одинаковыми если все (!) статистические параметры их одинаковы. Асимметрия обычно связана со вторичными процессами изменения физических свойств в результате выветривания, регионального или локального метаморфизма и т.д.

Второй случай свидетельствует о неоднородности выборки; в одну группу объединены различные по каким—либо характеристикам породы (возраст, условия образования, минеральный состав, структура, степень изменения и т.д.). Необходимы дополнительные исследования для разделения выборки.

Важным следствием из изложенного является то, что все петрофизические зависимости не функциональные, а статистические, то есть выполняются в среднем с определенной вероятностью отклонения от среднего. Пример такой зависимости приведен на рис.1.4.

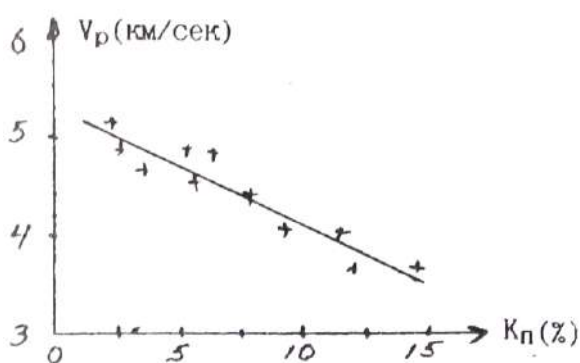


Рис.1.4. Зависимость скорости продольных волн (V_p) от коэффициента пористости (K_n)(+ - экспериментальные значения)
2.КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА

Эта группа свойств не является в строгом смысле физическими свойствами, т.к. непосредственно не определяет способности горных

пород взаимодействовать с физическими полями или создавать физические поля. Скорее коллекторские свойства характеризуют физическое состояние среды. В тоже время коллекторские свойства влияют на другие Физические свойства (плотностные, электрические. Упругие) и определяют корреляционные связи между ними. С другой стороны,

коллекторские свойства, такие как пористость, проницаемость. водо-, нефте- и газонасщенность. это важнейшие характеристики решенных месторождений углеводородов и подземных вод, определяющие запасы и условия эксплуатации этих месторождений сведения о коллекторских свойствах могут быть получены через плотностные, электрические и упругие свойства. Поэтому коллекторские свойства рассматриваются во всех учебниках и курсах петрофизики.

2. 1. ПОРИСТОСТЬ

Пористостью называется совокупность пространства в горной породе, не занятого твердой фазой. Оно заполнено газами, жидкостями (вода, нефть) или их смесями. Количественно пористость выражают через коэффициенты пористости K : отношение объема пор ($V_{\text{пор}}$) к объему горной породы ($V_{\text{г.п.}}$) в процентах. Общий объем горной породы равен сумме объемов пор и твердой фазы ($V_{\text{г.п.}} = V_{\text{пор}} + V_{\text{т.ф.}}$). При всем этом выделяют:

а) Коэффициент общей пористости ($K_{\text{п}}$) — отношение объема всех пор ($V_{\text{пор}}$) к объему породы:

$$K_{\text{п}} = (V_{\text{пор}}/V_{\text{г.п.}}) * 100\%, (2.1)$$

б) Коэффициент открытой пористости ($K_{\text{п.о}}$) .- отношение объема открытых пор ($V_{\text{о.пор}}$) к объему породы:

$$K_{\text{п.о.}} = (V_{\text{о.пор}}/V_{\text{г.п.}}) * 100\%. (2.2)$$

Открытыми порами называются поры, сообщающиеся между собой.

в) Коэффициент динамической пористости ($K_{\text{п.д}}$) - отношение

объема динамических пор ($V_{\text{д.пор}}$) к объему породы.

$$K_{\text{п.д}} = (V_{\text{д.пор}}/V_{\text{г.п.}}) * 100\%. (2. 3)$$

динамическими порами называются поры, по которым происходит движение жидкостей или газов при наличии градиента-давления. Часть открытых пор может быть представлена тупиковыми порами или водой, прочно связанной с поверхностью твердой фазы, и не участвует в переносе жидкостей или газов. Очевидно, что $K_p > K_{п.о}$ $K_{п.д}$.

2.1.1. Классификация пор.

1) По происхождению поры подразделяются на первичные и вторичные. Первичные возникают при образовании породы и представлены структурными порами — промежутками между частицами обломочных „о-род (грубообломочных, песчанистых, алевроитовых, глинистых), межкристаллическими промежутками магматических и метаморфических пород и т. д. При уплотнении цементации, перекристаллизации, метаморфизме форма и размеры первичных пор могут меняться. Вторичные поры образуются при последующих воздействиях на породы процессов выветривания, выщелачивания, кристаллизации, тектонических нагрузок и т.д.

2) По форме поры могут быть близкими к **ромбоздальным** (рыхлые отсортированные обломочные осадочные породы), близкими к **тетраэдрическим** (те же, но уплотненные породы), **щелевидным** (порода состоит из пластинчатых минералов: слюды, глины), в виде **канальцев** переменного сечения (плохо отсортированные обломочные породы), **трещеновидные** (магматические, метаморфические, плотные осадочные породы, испытавшие воздействие сильных тектонических нагрузок), **каверновидные** (карбонатные породы, подвергшиеся процессам растворения и выщелачивания), **пузырчатые** (магматические породы), **ячеистые** (известковые и кремнистые туфы), **каналовидные** (лёссы).

3) По размерам выделяют а) **сверхкапиллярные** - эффективный (средний) диаметр сечения пор $d_{э.ф.}$ более 0,1 мм. (грубообломочные породы типа галечников и гравия, крупно— и среднезернистые пески, оолитовые известняки, выщелоченные карбонаты). В сверхкапиллярных порах доля воды, связанной с поверхностью твердой фазы, не велика, вода в основном свободная и перемещается по законам гидродинамики. б) Капиллярные - эффективный диаметр пор $d_{э.ф.}$ $1 \cdot 10^{-4}$ - $1 \cdot 10^{-1}$ мм. (мелкозернистые, менее отсортированные, сцементированные пороли: мелкозернистые пески и песчаники, некоторые карбонатные породы)-

В **Капиллярных** порах более высокое содержание связанной воды И возможен ее подъем в силу поверхностного натяжения. в) **Субкапиллярные** - $d_{з.ф.} < 1 \cdot 10^{-4}$ мм. (глины, микрокристаллические известняки, туфы). Практически вся вода перового пространства связана на поверхности твердой фазы, перемещения воды почти нет.

2.1.2. ПОРИСТОСТЬ ОБЛОМОЧНЫХ ОСАДОЧНЫХ ГОРНЫХ ПОРОД

Основными факторами определяющими пористость обломочных пород являются: 1) форма и размер обломков, 2) степень отсортированности 3) степень уплотнения и цементации.

1) Влияние Формы и размера частиц иллюстрируется таблицей, в которой приведены значения K_p (%) для искусственных пород:

Таблица 1

Размер частиц (мм.)	Кварц окатанный	Кварц остроуг.	Ортоклаз остроуг.	Слюда
2-1	33	38	45	80
0.5-0.25	33	41	49	72
0.1-0.06	39	45	52	68

Отмечается малое влияние размера частиц и существенно большее формы (пористость возрастает в 2-2.5 раза при переходе от изометричных зерен к пластинчатым).

2) Степень отсортированности характеризует распределение обломков по размерам и количественно выражается через коэффициент отсортированности G_f :

$$G_f = \frac{d_{cp} - \sum V_i \delta d_i}{d_{cp}}, \quad (2.4)$$

где V_i — объемное содержание частиц диаметра d_i в породе,

δd_i — отклонение от среднего диаметра 1-й группы, '

d_{cp} - средний диаметр частиц.

Коэффициент отсортированности меняется от 1 (хорошо отсортированная порода, все частицы одного размера) до 0 (плохо отсортированная порода, размеры частиц равномерно распределены от 0 до d_{max}).

присутствие в породе частиц разного размера приводит к тому, что мелкие частицы заполняют промежутки между крупными и уменьшение коэффициента G_f (ухудшение отсортированности) ведет к уменьшению коэффициента пористости.

На рис.2.1 приведен пример такой зависимости.

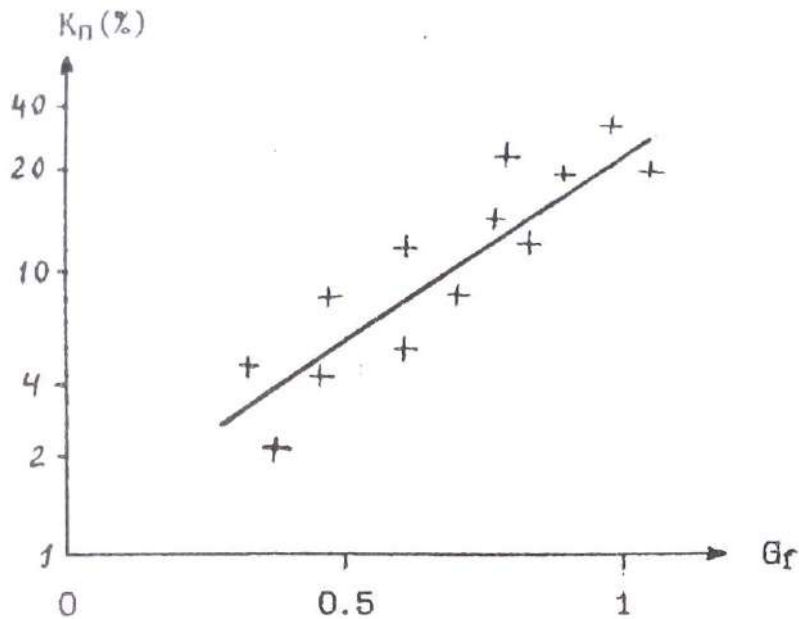


Рис.2.1. Зависимость коэффициента пористости от коэффициента отсортированности песчаников и алевролитов Туймазинской площади

Изменение отсортированности может приводить к изменению пористости на порядок. В связи с этим интересно рассмотреть изменение пористости песчано—глинистых образований в зависимости от состава (рис.2,2). . '

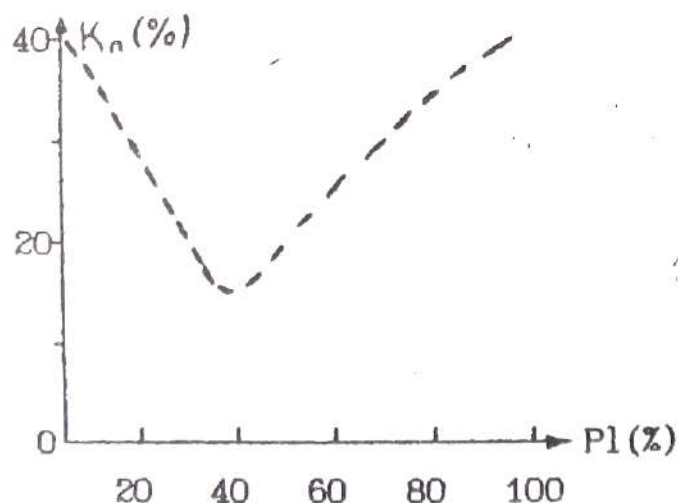


Рис.2.2. Зависимость коэффициента пористости от глинистости (P_1) песчано—глинистых отложений (теоретическая зависимость)

Положим, что песчаная и глинистая фракции представлены однородными по размерам частицами каждая (песчаная крупными, глинистая мелкими). Коэффициенты пористости каждой фракции около 40%. При увеличении глинистости (P_1) в породе будет происходить уменьшение пористости в результате частичного заполнения глинистыми частицами промежутков между крупным песчинками. При достижении 40% глинистости все эти промежутки (поры) будут заполнены глинистым материалом (минимальная отсортированность), а K_p равен $0.4 \cdot 0.4 = 0.16$ (16%). При дальнейшем увеличении глинистости отсортированность и коэффициент пористости будут возрастать.

3) Под действием нагрузки вышележащих пород первичные рыхлые осадки уплотняются, что приводит к уменьшению их пористости. В начале уплотнение связано с перемещением отдельных частиц и более компактным их взаимным расположением. Затем происходит частичное разрушение и сшивание обломков (ухудшение отсортированности). Этот процесс идет при нагрузках, превышающих несколько тысяч кг/см². Наиболее сильно уплотняются глины, коэффициент пористости которых под нагрузкой может меняться от 50% до 5%. В результате для многих районов, сложенных обломочными породами, наблюдается корреляционная связь K_p и глубины залегания породы:

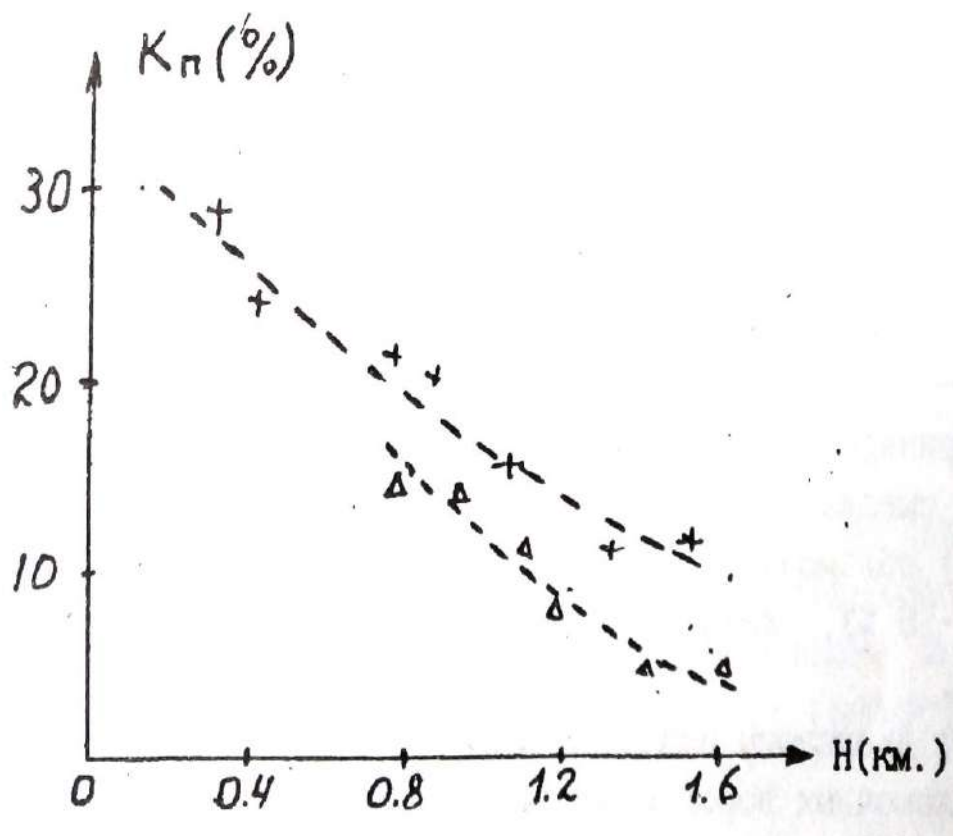


Рис.2,3. Зависимость K_p от глубины залегания H ;
 + - глины, Δ - алевролиты

$$K_p(H) = K_p(0) * \exp(-\beta H), (2.5)$$

где $K_p(0)$ — коэффициент пористости вблизи поверхности,
 β - константа, зависящая от типа отложений ($\beta=0.05$).

Уравнения типа (2.5) позволяют прогнозировать изменения пористости с глубиной, что очень важно при интерпретации результатов геофизических съемок, т.к. величина пористости определяет ряд других физических свойств: плотность, удельное электрическое сопротивление, скорость упругих волн.

Процесс цементации заключается в выпадении вторичных минералов (карбонаты, опал, глинистые минералы и т.д.) в поровом пространстве из поровых вод. В результате пористость уменьшается вплоть до нескольких процентов.

В заключение приведем данные по пористости некоторых типов обломочных пород.

Таблица 2

Порода	$K_p(\%)$	
	Пределы	Наиболее вероятные

Пески	5-55	20-35
Песчаники	0.5-40	5-30
Лессы	40-55	40-55
Алевриты	1-40	3-25
Глины	1-75	20-50
Аргиллиты	1-30	1.5-15

Приведенные в таблице данные позволяют сделать следующие основные выводы:

1) обломочные породы обычно характеризуются средней ($K_p=10-15\%$), повышенной ($K_p=15-20\%$) и высокой ($K_p>20\%$) пористостью.

2) диапазоны значений коэффициентов пористости различных типов обломочных пород в значительной степени перекрываются. Следует подчеркнуть, что данные таб.2 обобщают сведения о пористости пород всей страны в целом. В конкретных районах, у конкретных пластов диапазон колебания K_p может быть существенно уже. Например,

пласты – коллекторы AB_{2-5} одного из нефтяных районов Тюменской области имеют $K_p=20-30\%$

2.1.3. ПОРИСТОСТЬ КАРБОНАТНЫХ ОСАДОЧНЫХ ГОРНЫХ ПОРОД

первичные карбонатные осадки (известковые и доломитовые илы) имеют высокую пористость ($K_p=60-80\%$). По мере их уплотнения пористость резко уменьшается ($K_p=0.5—15\%$). В дальнейшем появляется вторичная пористость, обусловленная перекристаллизацией, трещиноватостью и выщелачиванием карбонатных пород. Характерная особенность карбонатных пород - неравномерность распределения пористости в пространстве. Поэтому, при изучение карбонатных коллекторов необходимо отбирать - большое количество образцов с различных интервалов по глубине и площади. Значения пористости основных типов карбонатных пород приведены в таблице 3.

Таблица 3

Порода	$K_p(\%)$	
	пределы	Наиболее вероятные
Известковый ил	65-85	-

Известняки	0.5-48	1.5-15
Известковый туф	20-30	-
Мел	10-55	40-50
Доломиты	0.1-37	3-20

2. 1.4 ПОРИСТОСТЬ ГИДРОХИМИЧЕСКИХ ОСАДОЧНЫХ ГОРНЫХ ПОРОД.

В отличие от двух предыдущих групп пород, гидрохимические

осадки характеризуются пониженными и низкими значениями коэффициентов пористости. Так у ангидритов $K_p=0.2—15\%$ у гипсов $1-25\%$,

У каменной соли $0-5\%$.

2.1.5 ПОРИСТОСТЬ МАГМАТИЧЕСКИХ И МЕТАМОРФИЧЕСКИХ ГОРНЫХ ПОРОД

Для этой категории пород характерна низкая пористость. Исключение составляют кайнотипные эффузивы, которые в силу особенности образования (быстрое остывание, не полный отход летучих компонент), могут иметь повышенную и высокую пористость. Таблица 4 иллюстрирует значения коэффициента общей пористости магматических и метаморфических пород.

Таблица 4

Порода	Кп(%)
	Пределы
Граниты	0.3-4
Габбро	0.3-3
Пироксенит	0.2-2
Базальт	0.5-40
Диабаз	0.2-3
Порфирит	0.4-6
Гнейс	0.2-6

Сланец хлорит.	0.2-1
Амфиболит	0.1-6

данные относятся к невыветрелым породам. В процессе выветривания пористость возрастает (образование вторичной пористости) и может достигать 20 - 40 %.

Другая особенность данной группы пород состоит в существенном преобладании закрытой пористости над открытой.

2.1.6 ПОРИСТОСТЬ ГИДРОТЕРМАЛЬНО ИЗМЕНЕННЫХ ПОРОД

К гидротермально измененным породам приурочены месторождения рудных полезных ископаемых. Многочисленные исследования показали, что зоны развития этих пород характеризуются повышенными значениями пористости по сравнению с неизмененными породами. Вероятно это связано с тем, что гидротермальные растворы могут перемещаться в средах с повышенной пористостью и проницаемостью. Таким образом, зоны повышенной пористости являются своеобразным индикатором

гидротермальных процессов и, косвенно, признаком оруденения.

На рисунке 2.4 приведен пример распределения пористости в районе медноколчеданного оруденения.

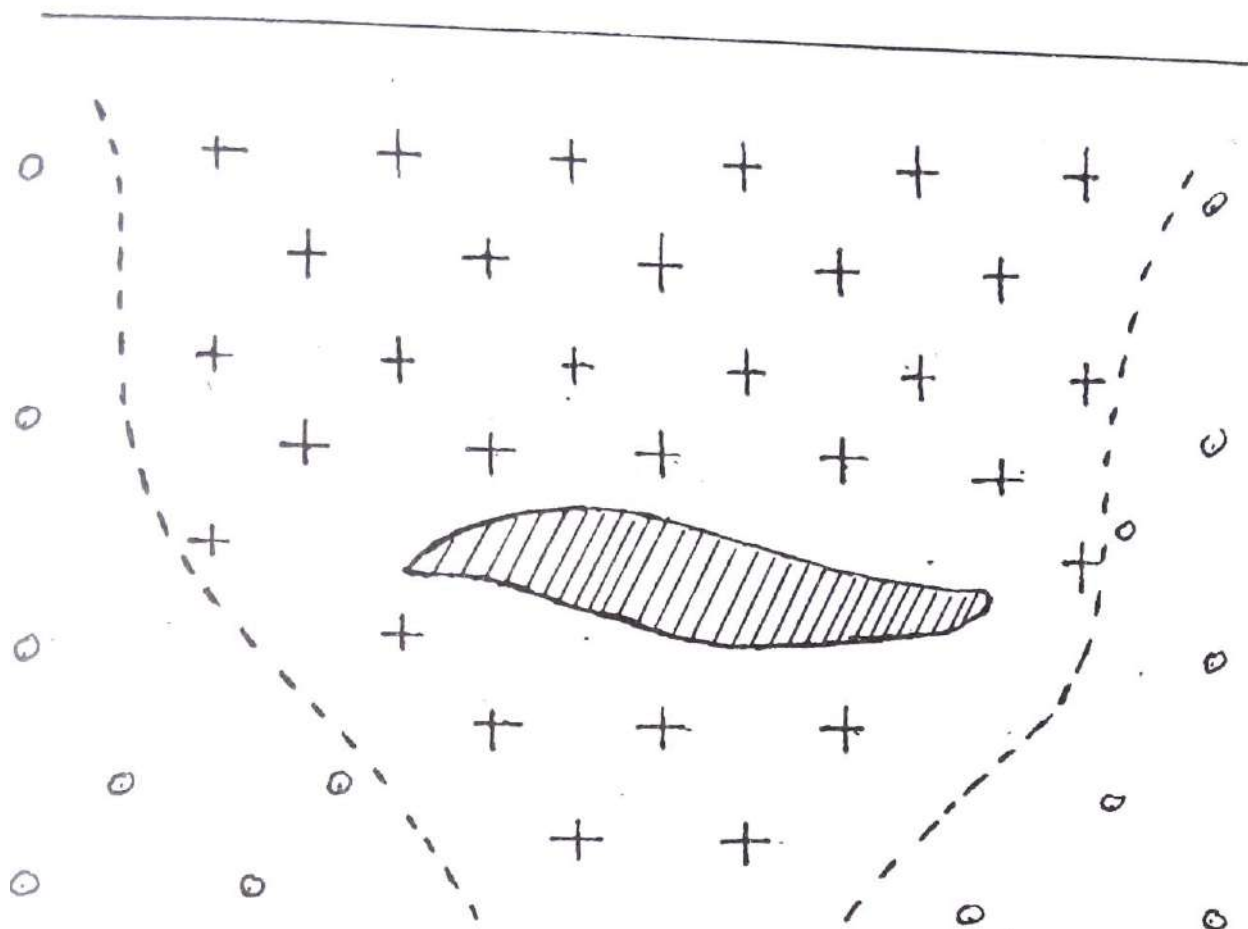


Рис.2.4. Распределение коэффициента открытой пористости на месторождении Аabei-Саз (Башкирия)

-  -рудное тело
-  -Кп.о=0.5-3 %
-  -Кп.о<0.2%

2.2. ВЛАЖНОСТЬ. ВЛАГОЕМКОСТЬ

Влажность определяется, как количество воды в горной породе, а **влагоемкость**, как способность горной породы удерживать воду. Вода в горных породах может присутствовать в различных видах:

а) **Прочно связанная вода** - слои воды толщиной в несколько молекул. непосредственно примыкающий к стенке порового канала. Эта вода силами Ван-дер—Ваальса прочно связана с твердой фазой породы, Не может перемешаться, обладает аномальными физическими свойствами

(плотность до 2 г/см³, температура замерзания до -78 С°, повышенная вязкость, плохая растворимость солей).

б) **Рыхло связанная вода** - непосредственно примыкает к слою прочно связанной воды, менее прочно связана с твердой фазой. В частности, образуется в углах пор в силу поверхностного натяжения (стыковая вода). Толщина слоя рыхло связанной воды составляет десятки и более молекул, она имеет повышенную плотность и пониженную температуру замерзания.

в) **Свободная вода** - обычная вода, которая свободно перемещается в поровом пространстве по законам гидродинамики.

Выделяют несколько типов влагоемкости:

а) **Машинальная гигроскопическая влагоемкость** ($W_{\text{мг}}$) - максимальное количество парообразной влаги (в процентах к весу абсолютно сухой породы), которое способна поглотить порода из воздуха влажностью 94%. Эта влагоемкость включает в себя прочно связанную и часть рыхло связанной воды.

б) **Капиллярная влагоемкость** — полное количество воды, которое присутствует в породе в силу явления капиллярного подъема.

в) **Полная влагоемкость** - максимальное количество связанной и свободной воды, которое может присутствовать в горной породе.

Соотношение между связанной и свободной водой при полном заполнении порового пространства определяется сечением поровых каналов и составом твердой фазы породы. Относительное количество свободной воды уменьшается с уменьшением сечения пор и увеличением содержания глинистых минералов. В случае чистых глин в порах присутствует только связанная вода, а в грубообломочных породах (галечники, крупнозернистые пески) почти вся вода представлена свободной.

Двойной электрический слой.

Поверхность твердой фазы порового пространства адсорбирует ионы одного знака из поровых растворов. Эти ионы удерживаются на ней силами Ван—дер—Ваальса, создавая слой не компенсированных зарядов (слой потенциал-определяющих ионов). В результате электростатического взаимодействия из порового раствора к нему будут притягиваться ионы противоположного знака (слой противоионов), что в совокупности создает двойной электрический слой. Противоионы образуют сложную пространственную структуру. На расстоянии порядка размера молекулы противоионы прочно удерживаются силами электростатического взаимодействия и не могут перемещаться, образуя плотную часть двойного слоя. Дальше от поверхности твердой

фазы их концентрация убывает и они не столь сильно связаны с потенциал-определяющим слоем. Эта область называется диффузионной частью двойного слоя и может перемещаться при движении жидкости в поровом пространстве примерная структура двойного слоя приведена на рис. 2.5.

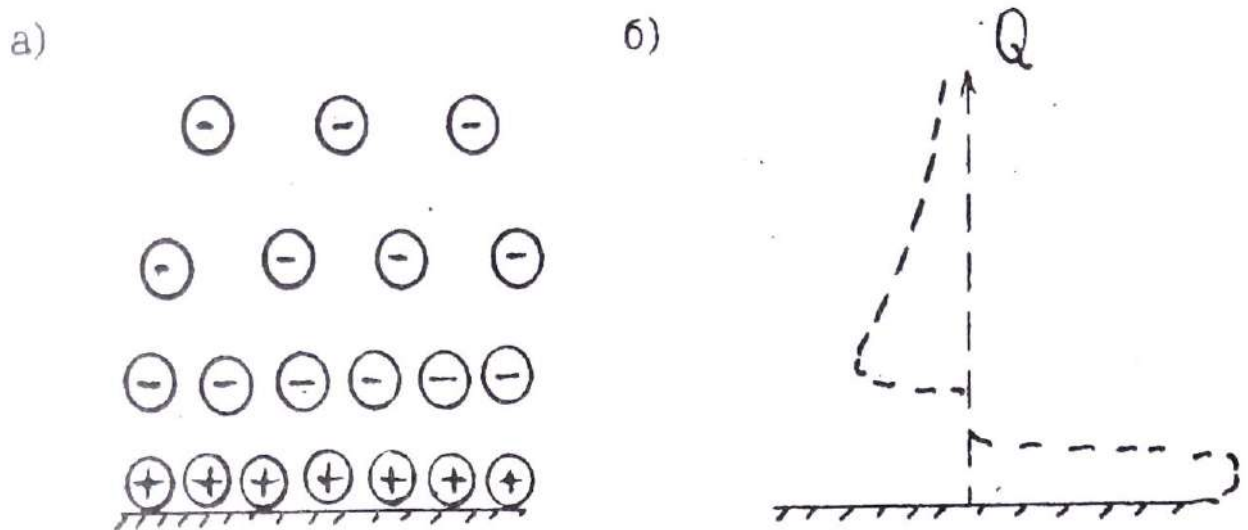


Рис.2.5. Строение двойного электрического слоя (а) и распределение заряда Q в пределах двойного слоя (б)

Область, занятая двойным слоем, примерно соответствует или несколько больше слоя прочно и рыхло связанной воды.

2. 3. ПРОНИЦАЕМОСТЬ

Проницаемостью называется способность горной породы пропускать жидкости, газы или их смеси при наличии градиента давления. Выделяют физическую или абсолютную и фазовую проницаемости.

2.3. 1. ФИЗИЧЕСКАЯ ПРОНИЦАЕМОСТЬ

Это способность горных пород пропускать **однородные** жидкости или газы. Представим себе трубку, в которую помещен образец цилиндрической формы (Рис.2.б). На верхней грани образца давление P_1 на нижней P_2 . Градиент давления равен $\frac{\Delta P}{L}$, где $\Delta = P_1 - P_2$, L -длина образца. Через нижнюю границу будет вытекать жидкость. раскол которой

равен Q (см³/сек). Обозначим площадь поперечного сечения образца через S и введем удельный расход $V=Q/S$ (расход через единицу площади поперечного сечения). Соотношение между этими величинами описывается законом Дарси: V прямо пропорционален градиенту давления и обратно пропорционален вязкости (μ).

$$V = K_{\text{пр}} \frac{P_1 - P_2}{L \mu} (2,6)$$

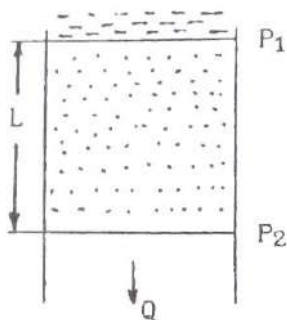


Рис.2.6. К определению коэффициента проницаемости

Коэффициент пропорциональности в этом уравнении (кпд) называется коэффициентом проницаемости, он является количественно характеристикой физической проницаемости. Единицей $K_{\text{пр}}$ в системе СИ служит мД. Существует вне системная единица - Дарси, которая соответствует проницаемости породы, у которой удельный расход воды равен 1 см³/сек при градиенте давления 1 атм/см. $1 \text{ м}^2 \approx 1 * 10^{12} \text{ Д}$ или $1 \text{ Д} \approx 1 * 10^{-12} \text{ м}^2 = 1 \text{ мкм}^2$.

Дарси крупная единица, обычно для характеристики проницаемости горных пород используют тысячную долю Дарси – 1мД, 1 мД=1 фм²

2.3.2. СВЯЗЬ КОЭФФИЦИЕНТА ФИЗИЧЕСКОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ С КОЭФФИЦИЕНТОМ ПОРИСТОСТИ И СТРУКТУРОЙ ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА

Для простейшей модели строения порового пространства в виде трубчатых капилляров (рис.2.7) выведено простое соотношение -

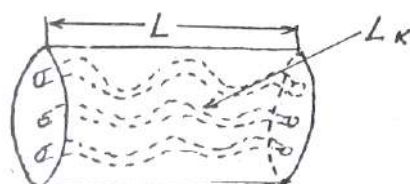


Рис.2.7. К пояснению формулы Козени—Кармана

формула Козени-Кармана

$$K_{\text{пр}} = \frac{K_{\text{пд}}^3}{S_{\text{ф}}^2 \cdot T^2 \cdot f}, \quad (2.7)$$

Где $K_{\text{пд}}$ – коэффициент динамической пористости.

$S_{\text{ф}}$ – удельная поверхность порового пространства (площадь поверхности пор в единице объема горной породы).

$T = L_{\text{к}}/L$ – удельная извилистость поровых каналов (отношение средней длины порового канала $L_{\text{к}}$ в пределах образца, к длине образца L).

f – некоторый параметр, зависящий от формы сечения порового канала (лежит в пределах от 2 до 3).

(Предупреждение. В литературе в формулах типа 2.7 часто используют обозначение $K_{\text{п}}$ или термин пористость вместо динамической пористости необходимо представлять, что движение флюидов возможно только по динамическим порам.)

Из формулы 2.7 следует сильная зависимость коэффициента проницаемости от коэффициента пористости (третья степень) и структуры порового пространства, которая для данной модели определяется величинами T и $S_{\text{ф}}$. На рис. 2.8 приведены примеры зависимости $K_{\text{пр}}$ от $K_{\text{пд}}$ (экспериментальные данные)

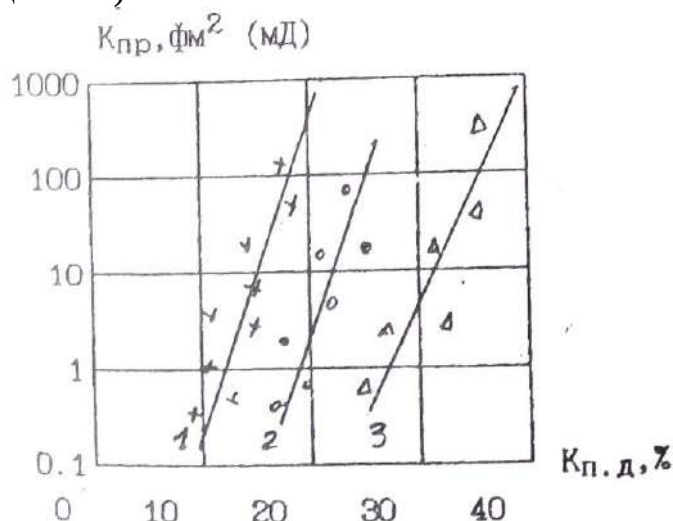


Рис.2.8. Зависимость коэффициента проницаемости от коэффициента динамической пористости 1 - песчаник, нижний вилькок, 2 – песчаник слабо сцементированный, 3 - песчаник тонкозернистый

Линейный вид зависимостей в полулогарифмическом масштабе и угол наклона подтверждают зависимость $K_{\text{пр}}$ от третьей степени $K_{\text{пд}}$. Смещение линий в горизонтальном направлении обусловлено влиянием структуры порового пространства. Величина удельной по-

нием поровых каналов, и возрастает с уменьшением сечения. У обломочных пород сечение каналов связано с размером зерен. Например в случае отсортированной породы с изометричными обломками со средним диаметром d :

$$S_{\phi} \approx 3.6/d \quad (2.8)$$

Таким образом, уменьшение размера зерен приводит к уменьшению проницаемости. Это объясняет непроницаемость глин (тонкодисперсные породы), хотя коэффициент пористости у них составляет десятки процентов. Рис. 2.9 иллюстрирует подобную зависимость.

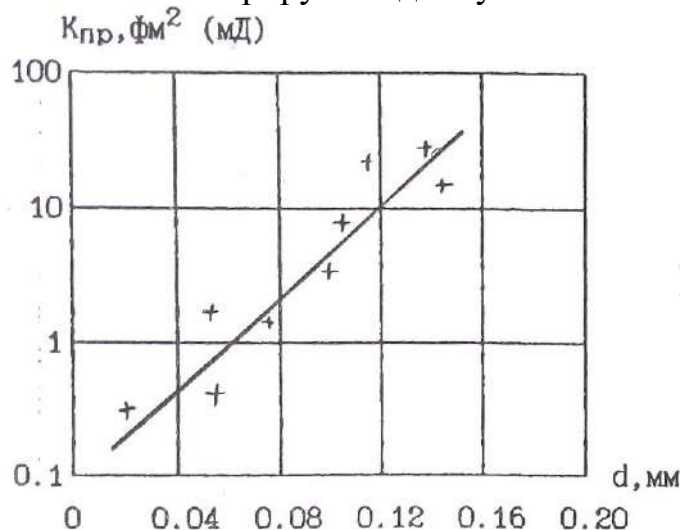


Рис. 2.9, Зависимость коэффициента проницаемости от среднего диаметра и зерен песчано—алевритово—глинистых пород

В случае трещинной пористости проницаемость определяется приближенным выражением:

$$K_{пр} \approx 8.45 b^2 \quad (2.9)$$

где b — средний размер поперечного сечения трещин (раскрытость трещин) в мкм,

$K_{пт}$ - коэффициент трещиной пористости в %.

По величине коэффициента проницаемости все породы подразделяются на три группы:

1. Проницаемые — грубообломочные породы (галечники, гравии), хорошо отсортированные, слабо сцементированные песчано—алевритовые породы, кавернозные и трещиноватые карбонатные породы, трещиноватые магматические породы, Это породы с высоким коэффициентом пористости (20-40%). сверхкапиллярными и капиллярными порами, существенным преобладанием свободной воды в поровом пространстве, Коэффициент проницаемости их лежит в пределах $10 - 10^6$ фм² (мД).

2. Полупроницаемые — менее отсортированные песчано-алевритово-глинистые породы, мелкотрещинные меловидные карбонатные породы. поровое пространство представлено субкапиллярными порами, преобладает связанная вода. $K_{пр}$ в пределах 0,1-10 фм² (мД).

3. Практически непроницаемые - глины, аргиллиты, сильно сцементированные песчаники и алевролиты, неветрелые кристаллические карбонатные и магматические породы. $K_{пр} < 0,1$ фм² (мД).

2. 3. 3. ФАЗОВАЯ ПРОНИЦАЕМОСТЬ

Это способность горной породы, насыщенной неоднородной жидкостью или смесью жидкостей и газов, пропускать ту или иную фазу при наличии градиента давления. Для обычных в горных породах фаз (вода, нефть, газ) количественно фазовая проницаемость характеризуется коэффициентами Фазовой проницаемости для воды ($K_{пр.в}$), нефти ($K_{пр.н}$) и газа ($K_{пр.г}$), которые являются коэффициентами пропорциональности в аналогах уравнения Дарси:

$$V_B = K_{пр.в} \frac{\Delta P}{L} \frac{1}{\mu_H} \quad V_H = K_{пр.н} \frac{\Delta P}{L} \frac{1}{\mu_H} \quad V_G = K_{пр.г} \frac{\Delta P}{L} \frac{1}{\mu_H}, \quad (2.10)$$

где V_B , V_H , V_G - удельные расходы воды, нефти и газа соответственно.

Часто используют коэффициенты **относительной** фазовой проницаемости, которые определяют как отношение коэффициента фазовой проницаемости к коэффициенту абсолютной проницаемости в процентах. Например, коэффициент относительной Фазовой проницаемости воды ($\bar{K}_{пр.в}$) запишется:
 $\bar{K}_{пр.в} = \left(\frac{K_{пр.в}}{K_{пр}} \right) 100 \%$.

Фазовая проницаемость отличается рядом особенностей, которые мы проиллюстрируем примером двухфазной смеси вода-нефть (Рис.2.10). На рис. Представлены зависимости коэффициентов относительной фазовой проницаемости ($\bar{K}_{пр.в}$, $\bar{K}_{пр.н}$) от соотношения фаз.

Последнее выражено через коэффициент вод насыщенности порового пространства (K_B) — отношение объема воды в поровом пространстве к объему пор. Полагаем, что все поровое пространство заполнено смесью вода—нефть, следовательно коэффициент нефтенасыщенности $K_H = 1 - K_B$. Отметим:

1) Графики зависимостей имеют в целом вогнутость вниз, т.е.

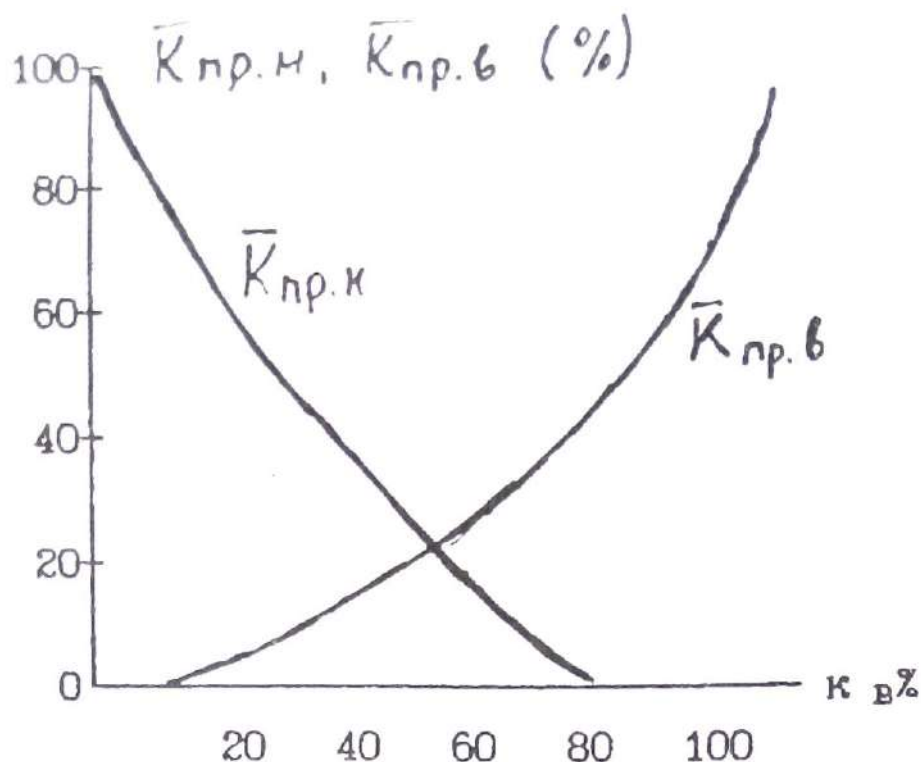


Рис.2.10. Зависимость коэффициентов относительной проницаемости по воде ($K_{пр.в}$) и нефти ($K_{пр.н}$) от соотношения фаз в смеси вода-нефть

сумма $K_{пр.в} + K_{пр.н} < 100$. Смеси фильтруются хуже, чем однородные жидкости.

2) При определенном соотношении фаз возможен расход какой-либо одной фазы (при $K_{в} < 20\%$ вода не фильтруется через породу, а при $K_{в} > 80\%$; не фильтруется нефть).

3. ПЛОТНОСТНЫЕ СВОЙСТВА

Эта группа свойств определяет возможность применения ряда геофизических методов. Например, гравиразведки для изучения геологических структур, поисков и разведки полезных ископаемых, ядерно-геофизических методов (гамма—гамма-каротаж) для расчленения разрезов скважин.

3.1. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Плотность - это масса единицы объема вещества. **Удельный вес** - вес единицы объема вещества. По определению плотность (δ):

$$\delta = \frac{m}{V}, (3.1)$$

Удельный вес (Δ):

$$\Delta = \frac{P}{V}, \quad (3.2)$$

где m , P , V - соответственно масса, вес и объем вещества. Так как $P=mg$ (g - ускорение силы тяжести), то плотность это константа а удельный вес зависит от силы тяжести. В системе СИ единицей плотности является кг/м^3 удельного веса - Н/м^3 . В системе СГС единица массы — грамм ($г$), внесистемная единица веса граммсила ($Г$) единицы объема - см^3 . Плотности в системе СГС (г/см^3) и удельный вес во внесистемных единицах (Г/см^3) численно совпадают на поверхности Земли с точностью до 0.2-0.4% (изменения удельного веса связаны с изменениями ускорения силы тяжести по поверхности Земли).

Понятия плотность и удельный вес, строго говоря, применимы для однородных сред. Для неоднородных сред вводятся усредненные характеристики — объемная плотность (δ) и объемный вес (d), которые определяются также по Формулам (3.1 и 3.2). Следует иметь в виду, что при определении объемных параметров размер изучаемого объекта должен быть много больше размеров неоднородностей. Соотношение между единицами в различных системах:

$$1\text{Г/см}^3 = 1000\text{ кг/м}^3, \quad 1\text{Г/см} = 9810\text{ Н/м}^3.$$

Используют так же понятие **минеральная плотность** (δ_m) — масса единицы объема твердой фазы минерала или горной породы. Следует отметить, что наряду с системой СИ в литературе при описании плотностных свойств широко используется и система СГС, которую мы будем использовать при дальнейшем изложении материала. Кроме того общепринятым является использование терминов плотность и удельный вес вместо объемная плотность и объемный вес.

3. 2 ПЛОТНОСТЬ МИНЕРАЛОВ

Плотность минералов определяется химическим составом, строением электронных оболочек атомов, составляющих различные минералы. а также условиями их образования. Эти факторы определяют соотношение в минералах атомов с различными атомными массами, характер кристаллической связи, конституцию кристаллов. Большая часть породообразующих минералов имеет ионную или ковалентную

форму кристаллической связи, состоят из атомов с низкими средними атомными массами и имеют плотность порядка $2.2 - 3.5 \text{ г/см}^3$, Среди рудных минералов преобладает ионно-металлическая и ковалентно-металлическая форма связи, часто присутствуют элементы с высокими атомными массами, ЧТО обуславливает повышение плотности до $3.5 - 7.5 \text{ г/см}^3$.

Средняя атомная масса основных породообразующим минералов (кварц, полевые шпаты, плагиоклазы, карбонаты) почти постоянна и несколько повышается в пироксенах и железистых оливинах. В связи с этим главным фактором определяющим плотность этих минералов является плотность упаковки атомов в кристаллической решетке. Например каркасные структуры силикатов (кварц, полевые шпаты, плагиоклазы) обуславливают низкую плотность. У цепочечных силикатов (пироксены) плотность выше. Еще выше плотность минералов с островной структурой (оливины). Для породообразующих минералов характерны явления **изоморфизма** и **полиморфизма**. Изоморфизм это изменение состава без изменения структуры кристаллической решетки. Целые группы минералов магматических и метаморфических пород (плагиоклазы, амфиболы, пироксены, оливины, гранаты) образуют непрерывные изоморфные ряды. Например плагиоклазовый ряд начинается с альбита ($\text{NaAl}_2\text{Si}_3\text{O}_8$) с плотностью 2.61 г/см^3 и заканчивается анортитом ($\text{CaAl}_2\text{Si}_2\text{O}_8$) с плотностью 2.76 г/см^3 . Соотношение между Na и Ca в ряду может быть любым, при этом образуется непрерывный ряд минералов (олигоклаз, андезин, лабрадор, битовнит) с промежуточными значениями плотности. Увеличение плотности от альбита к анортиту связано с более высокой атомной массой Ca (40) по сравнению с Na (23). В тоже время при замещении Na в альбите на K имеем минерал ортоклаз (KAlSi_3O_8) с меньшей плотностью (2.57), хотя атомная масса K (39) выше, чем Na. Это связано с большим ионным радиусом K, что обуславливает менее плотную пространственную упаковку атомов. Полиморфизм - это изменение структуры кристаллической решетки без изменения состава. Классическим примером полиморфизма являются минералы графит (плотность 2.2) и алмаз (плотность 3.52). Оба минерала имеют одинаковый состав (C), но графит имеет рыхлую слоистую структуру кристаллической решетки, а алмаз кубическую центрогранную. Полиморфизм особенно характерен для минералов метаморфических горных пород.

Плотность некоторых минералов приведена в таблице 5.

Таблица 5

Минерал	Состав	$\delta \left(\frac{\text{г}}{\text{см}^3} \right)$
Кварц	SiO_2	2.65
Альбит	$\text{Na}[\text{AlSi}_3\text{O}_8]$	2.61
Анортит	$\text{Ca}[\text{Al}_2\text{Si}_2\text{O}_8]$	2.76
Ортоклаз	$\text{K}[\text{AlSi}_3\text{O}_8]$	2.57
Нефелин	$\text{Na}[\text{AlSiO}_4]$	2.62
Роговая обманка	$\text{NaCa}_2(\text{Mg,Fe})_4(\text{Fe,Al})^* (\text{OH,F})_2\text{Al}_2\text{Si}_6\text{O}_{22}$	3.25
Пироксены:		
Авгит	$\text{Ca}(\text{Mg,Fe,Al})[(\text{Si,Al})_2\text{O}_6]$	3.4
Геденбергит	$\text{CaFe}[\text{Si}_2\text{O}_6]$	3.55
Эгирин	$\text{NaFe}[\text{Si}_2\text{O}_6]$	3.53
Оливин	$(\text{Mg,Fe})_2\text{SiO}_4$	3.35
Мусковит	$\text{KAl}_2[\text{AlSi}_3\text{O}_{10}][\text{OH}]_2$	2.85
Биотит	$\text{K}(\text{Mg,Fe})_3[\text{Si}_3\text{AlO}_{10}][\text{OH,F}]_2$	3.05
Сerpентенит	$\text{Mg}_6[\text{Si}_4\text{O}_{10}][\text{OH}]_8$	2.55
Кальцит	CaCO_3	2.715
Магнезит	MgCO_3	2.96
Доломит	$\text{CaMg}[\text{CO}_3]_2$	2.87
Барит	BaSO_4	4.5
Гипс	$\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$	2.3
Ангидрит	CaSO_4	2.96
Магнетит	Fe_3O_4	5.11
Ильменит	FeTiO_3	4.79
Хромит	FeCr_2O_4	4.2
Пирит	FeS_2	5.1
Халькопирит	CuFeS_2	4.2
Сфалерит	ZnS	3.95
Галенит	PbS	7.57
Циркон	ZrSiO_4	4.68

Приведены средние значения плотности наиболее чистых разновидностей минералов. Можно сделать следующие выводы:

1) Плотности основных породообразующих минералов ниже плотности рудных.

2) Темноцветные породообразующие минералы (пироксены, оливины, роговые обманки) имеют более высокую плотность по сравнению со светлыми минералами (кварц, полевые шпаты, плагиоклазы)

3.3 ПЛОТНОСТЬ ГОРНЫХ ПОРОД

Общее выражение для плотности горной породы можно записать в виде:

$$\delta = \frac{m_T + m_{ж} + m_{г}}{V_T + V_{ж} + V_{г}}, (3.3)$$

где m_T — масса твердой фазы, $m_{ж}$ — масса жидкой фазы. $m_{г}$ - масса газовой фазы породы, $V_T, V_{ж}, V_{г}$ — объемы твердой, жидкой и газовой фаз. Сумма объемов жидкой и газовой фаз равна объему порового пространства. Масса твердой фазы равна сумме масс слагающих породу минералов, а массы жидкой и газовой фаз сосредоточены в поровом пространстве. Тогда выражение (3.3) можно преобразовать к ВИДУ:

$$\delta = (1 - K_{п}) \sum \delta_i V_i + \sum K_{п} K_{жк} \delta_{жк} + \delta_{г} \delta_{г} \quad (3.4)$$

где $K_{п}$ коэффициент пористости, δ_i и V_i - минеральная плотность и объемное содержание в твердой фазе i —го минерала, $\delta_{жк}$ плотность k —й жидкости. $K_{жк}$ —объемное содержание k —й жидкости в поровом пространстве, $\delta_{г}$ - плотность газа, $K_{г}$ - объемное содержание газа в поровом пространстве. Из 3.4 следует, что плотность горной породы зависит от минерального состава. заполнения порового пространства. Факторов может быть различной.

3.3.1 МАГМАТИЧЕСКИЕ ПОРОДЫ

Общим для магматических пород является их образование путем остывания магматического расплава. Классификация этих пород основана на двух основных признаках: а) условия образования, б) состав. По условиям образования выделяют; 1) **интрузивные** -породы, образовавшиеся при медленном остывании расплава на значительной глубине при низком теплообмене с вмещающими породами. При этом

первичный расплав теряет большую часть летучих компонентов (жидкая и газовая фазы). Формируются низкопористые полнокристаллические породы (см. Таб №4). 2) **Эффузивные** – породы, образовавшиеся при быстром остывании расплава в приповерхностных условиях (на поверхности, под водой, на малых глубинах). Расплав не успевает терять значительную часть летучих. Формируются пористые породы со стекловатой или частично кристаллической структурой. Среди эффузивов выделяют **кайнотипные** – сравнительно молодые породы в значительной степени сохранившие свой первичный облик и **палеотипные** – древние породы, подвергшиеся значительным изменениям (широко известно зеленокаменное изменение эффузивов) минерального состава и структуры. В частности типичными является уменьшение пористости с образованием миндалекаменных структур.

Состав определяется содержанием SiO_2 и номером плагиоклазов (соотношение Ca и Na). Нормальный (щелочноземельный) ряд магматических пород представлен всеми разновидностями от кислых (содержание SiO_2 около 70%), до ультраосновных (содержание SiO_2 около 40%). Щелочной ряд представлен ограниченным набором пород типа сионитов с составом, соответствующим средним -основным породам.

Таблица 6

Порода	$\delta \left(\frac{\text{г}}{\text{см}^3} \right)$	Порода	$\delta \left(\frac{\text{г}}{\text{см}^3} \right)$
Гранит	2.57	Сиенит	2.62
фанерозоевский		Сиенит	2.66
Гранит	2.59	нефелиновый	
докембрийский		Липарит	2.35
Гранодиорит	2.69	Кварцевый	2.60
Диорит кварцевый	2.75	порфир	
Диорит	2.81	Андезит	2.49
Габбро	2.95	Андезит-й	2.73
Пироксенит	3.2	порфирит	
Перидотит	3.2	Базальт	2.54
		Диабаз	2.79

В таб. 6 приведены средние значения плотности основных типов магматических пород. По этим данным составлена диаграмма (рис. 3.1) зависимости средней плотности от состава магматических пород. Состав выражен через содержание SiO_2 . В нижней части диаграммы приведены названия интрузивных, кайнотипных эффузивных и палеотипных эффузивных пород соответствующего состава.

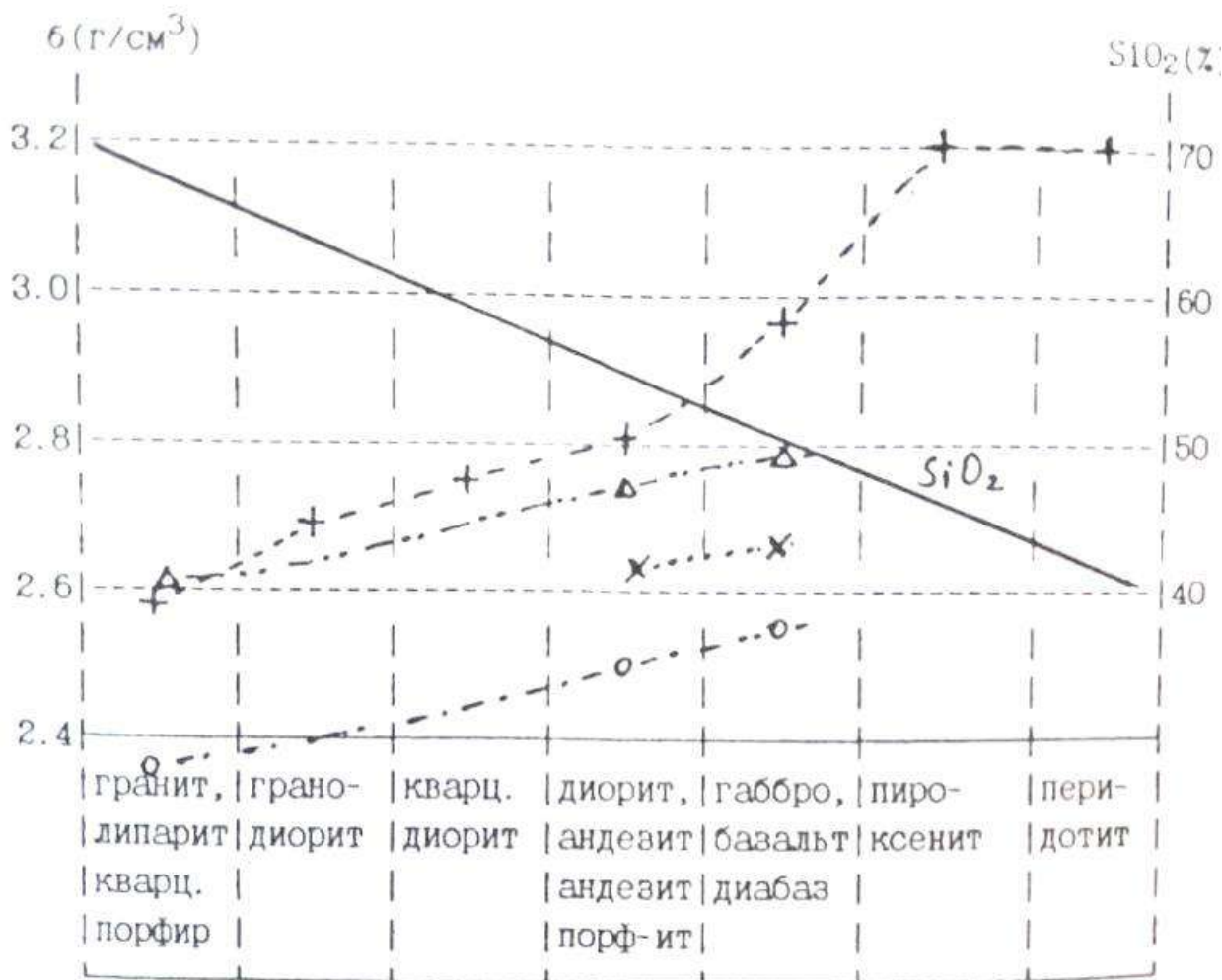


Рис.3.1. Зависимость средней плотности магматических пород от состава. (+ интрузивные породы щелочноземельного ряда, x интрузивные породы щелочного ряда, o кайнотипные эффузивы, Δ палеотипные эффузивы).

Сделаем основные вывод:

1. Из таблицы и диаграммы следует закономерное возрастание плотности по мере увеличения основности (уменьшения содержания SiO_2), что обусловлено возрастанием количества плотных темноцветных минералов.
2. Разница в средних плотностях между соседними группами по основности составляет около $\pm 0.1 \text{ г/см}^3$. т.е. является **значимой** (например, позволяет разделять эти породы по уровню гравитационного поля над ними).
3. Графики зависимости плотности от состава интрузивных и палеотипных эффузивных пород практически совпадают. Причина этого – близость составов и пористости. Исключение составляют породы основного

ионного состава. причины этого будут рассмотрены ниже.

4. Бросается в глаза существенно меньшие плотности кайнотипных зффузивов. Причина — высокая пористость.

Вероятные отклонения от средних значений в каждой группе интрузивных и палеотипных зффузивных пород составляют 0.1 г/см^3 , у кайнотипных зффузивов 0.15 г/см^3 . Эти отклонения связаны с влиянием двух основных факторов;

1. В каждой петрографической группе объединены по сути различные породы. Например. среди гранитов выделяют аляскитовые, мусковитовые, двуслюдяные, роговообманковые и т.д. Таким образом, в пределах группы возможны вариации состава породообразующих, минералов и, следовательно, плотности. Так, среди пород типа габбро есть и анортозиты (состоят на 90-95%. из плагиоклаза — лабрадора) с плотностью 2.69 г/см^3 , и оливинное габбро (плагиоклаз и до 20 % оливина) с плотностью 3.07 г/см^3 .

2. Любая порода, кроме породообразующих, содержит и акцессорные (второстепенные) минералы. В кислых породах это апатит ($\delta = 3.19$), циркон ($\delta = 4.7$), магнетит ($\delta = 5.1$), ильменит ($\delta = 4.79$). В породах основного состава это магнетит, титаномagnetит ($\delta = 4.72$), сульфиды ($\delta = 4.7 - 4.9$). В ультраосновных - магнетит, титаномagnetит. Количество акцессорных минералов может меняться от тысячных долей процента до нескольких процентов, что и приводит к вариациям плотности для ряда районов установлено увеличение содержания акцессорных минералов в рудоносных магматических комплексах, что может служить поисковым признаком.

Процессы автометаморфизма (серпентинизация, амфиболизация) оказывают существенное влияние на плотность магматических пород. При серпентинизации массивов ультраосновных пород пироксены и оливин преобразуются в серпентин — минерал, содержащий гидроксильную группу. с плотностью 2.55 г/см^3 . На рис. 3.2 представлен график зависимости плотности от степени серпентинизации. Нацело серпентинизированные породы имеют плотность, соответствуют кислым магматическим породам, это обстоятельство приходится учитывать при интерпретации данных гравиразведки. дальнейший процесс метаморфизма связан с карбонатизацией, при которой плотность возрастает.

Амфиболизация характерна для пород основного состава и проявляется в преобразовании пироксена в амфиболы и плагиоклазы с выделением хлорита, эпидота, серицита — минералов с меньшей плотностью.

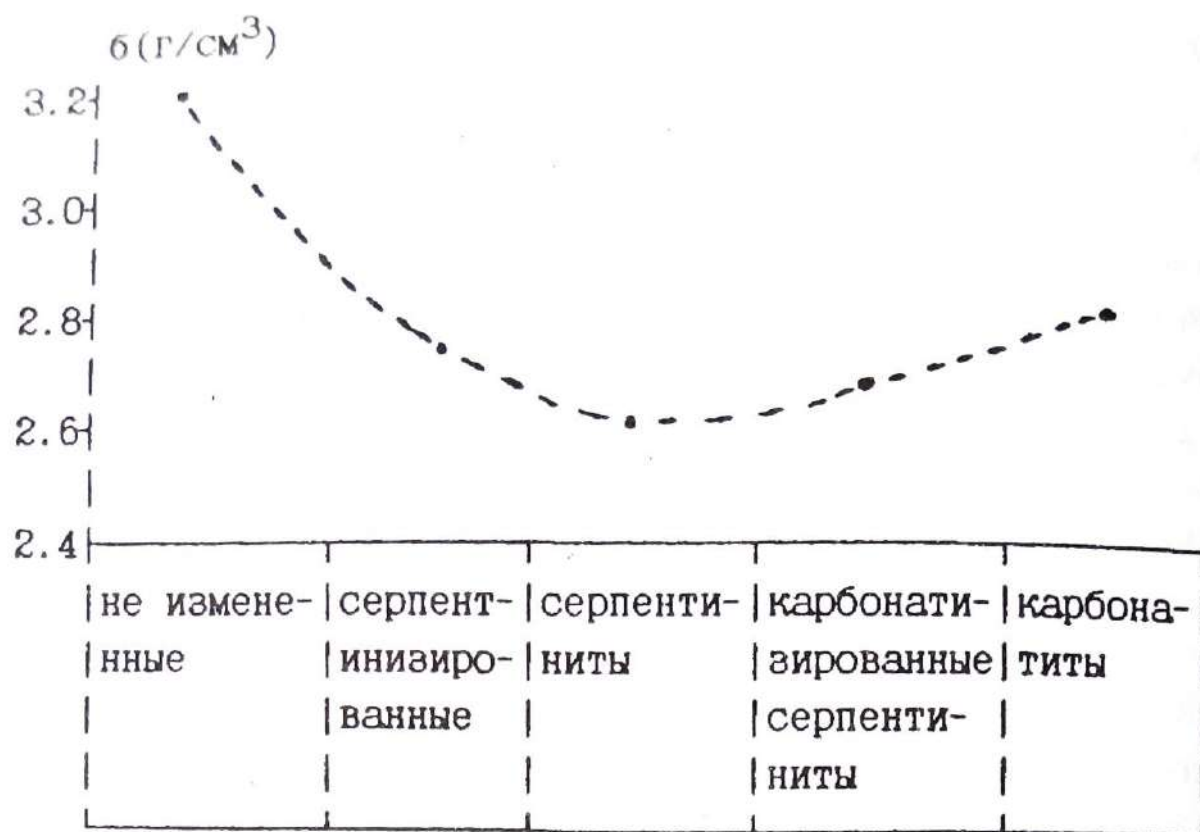


Рис 3.2. Изменение плотности ультраосновных пород в процессе серпентинизации и карбонатизации

Таким образом, амфиболизация сопровождается уменьшением плотности. Обратите внимание, что на рис. 3.1 плотность диабазов меньше плотности их интрузивного аналога — габбро. Диабаз это порода, претерпевшая метаморфические изменения, и её плотность соответствует амфиболизированному габбро. Процессы локального метаморфизма (метасоматоза) могут сопровождаться как уменьшением, так и увеличением плотности. В таблице 7 приведены данные по изменению плотности для типичных процессов.

Таблица 7

Порода	$\delta \left(\frac{\text{г}}{\text{см}^3} \right)$ измененных	Процесс	$\delta \left(\frac{\text{г}}{\text{см}^3} \right)$ не измененных
Гранодиорит	2.65	Серицитизация	2.55
Гранодиорит	2.67	Хлоритизация	2.61
Порфирит	2.76	Окварцевание	2.65
Диорит	2.8	Альбитизация	2.63
Гранит	2.6	Грейзенизация	2.77
Порфирит	2.7	Эпидотизация	2.85

Локальные изменения плотности используются как поисковый признак, так как процессы рудообразования сопровождаются локальным метасоматозом.

3.3.2. ОСАДОЧНЫЕ ГОРНЫЕ ПОРОДЫ

ОБЛОМОЧНЫЕ ОСАДОЧНЫЕ ГОРНЫЕ ПОРОДЫ

В таблице 8 приведены значения минеральной плотности (плотность твердой Фазы) основных типов обломочных пород.

Порода	$\delta_{\text{ср}} \left(\frac{\text{г}}{\text{см}^3} \right)$	$\delta_{\text{min}} \left(\frac{\text{г}}{\text{см}^3} \right)$	$\delta_{\text{max}} \left(\frac{\text{г}}{\text{см}^3} \right)$
Песчаник	2.67	2.58	2.76
Алеврит	2.69	2.62	2.76
Аргилит	2.68	2.69	2.78
Глина	2.68	2.58	2.78

Отметим близкие значения $\delta_{\text{в}}$, из чего следует зависимость плотности в основном от пористости и характера заполнения порового пространства. Для водонасыщенных и газонасыщенных пород плотность ($\delta_{\text{в}}$, $\delta_{\text{г}}$) соответственно равна:

$$\delta_{\text{в}} = (1 - K_{\text{п}})\delta_{\text{т}} + K_{\text{п}} \delta_{\text{т}} \quad (3.5)$$

$$\delta_{\text{г}} = (1 - K_{\text{п}})\delta_{\text{т}} \quad (3.6)$$

где $K_{\text{п}}$ - коэффициент пористости, $\delta_{\text{т}}$ - плотность твердой фазы, плотность воды. Учитывая постоянство минеральной плотности, в Обоих случаях имеем линейную зависимость плотности от пористости. На рис. 3.3 приведены зависимости, рассчитанные для $\delta_{\text{т}}=2.68\text{г/см}^3$ и результаты изучения плотности реальных пород. Расчетные и экспериментальные данные достаточно близки. Изменение пористости на 1% приводит к изменению плотности на на 0.03 и 0.02 г/см³, соответственно для газонасыщенных и водонасыщенных пород. Эти цифры полезно запомнить поскольку они определяют требования к точности измерения плотности геофизическими методами (гамма—гамма каротаж, акустический каротаж) с целью оценки пористости коллекторов.

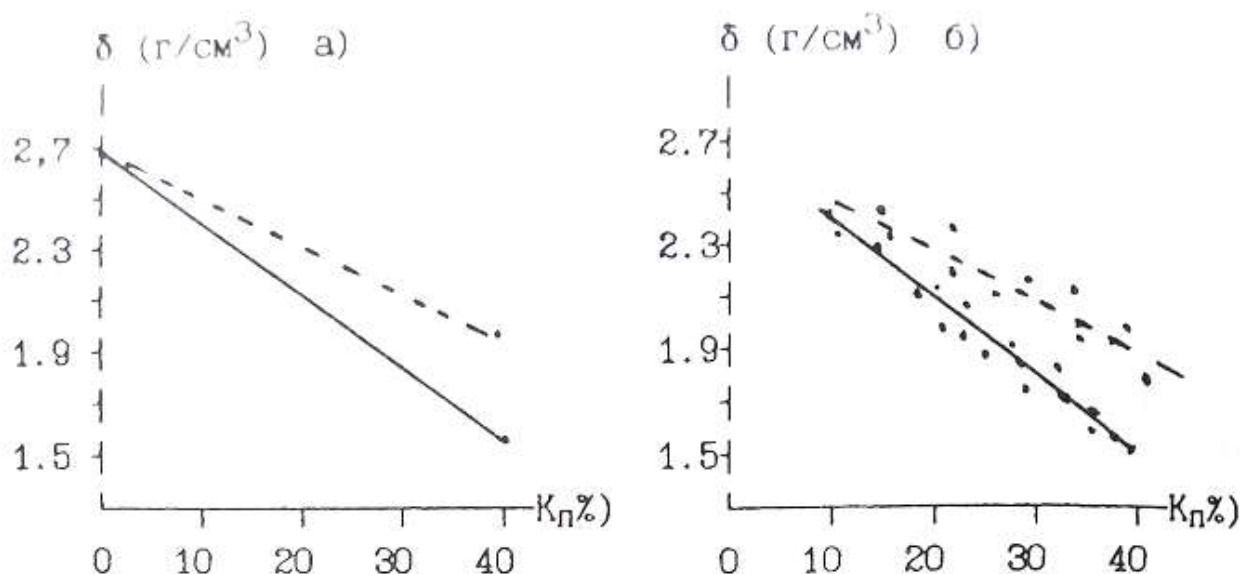


Рис. 3.3. Зависимость плотности обломочных осадочных пород от пористости, а) расчет, б) экспериментальные данные для песчано-глинистых отложений. - водонасыщенные - газонасыщенные

Как отмечалось ранее, в результате уплотнения под нагрузкой вышележащих слоев происходит закономерное уменьшение пористости обломочных пород. Если в выражении 3.5 и 3.6 подставить значения пористости из 2.5, то получим зависимость плотности от глубины залегания:

$$\delta_r(H) = \delta_T(1 - K_p(0) * \exp(-0.45 H)) \quad (3.7)$$

$$\delta_B(H) = \delta_T + K_p(0) * (1 - \delta_T) * \exp(-0.45 H) \quad (3.8)$$

где $K_p(0)$ - пористость на поверхности, H — глубина в км.

Таблица 9

Порода	$\delta \left(\frac{г}{см^3} \right)$ пределы	$\delta \left(\frac{г}{см^3} \right)$ наиб. вероят.
Глины	1.20-2.40	-
Аргилиты	1.70-2.90	2.30-2.40
Пески	1.30-2.00	1.50-1.70
Песчаники	2.00-2.90	2.50-2.65
Алевриты	1.80-2.80	2.30-2.50
Конгломераты	2.10-3.00	-

В таблице 9 приведены значения плотности обломочных осадочных пород.
Основные выводы:

- 1) Плотность обломочных осадочных горных пород (вероятные значения) ниже плотности магматических пород.
- 2) Плотность меняется в широких пределах. что связано с широким диапазоном возможных значений пористости.
- 3) Интервалы плотности основных типов обломочных пород в значительной степени перекрываются.

КАРБОНАТНЫЕ ОСАДОЧНЫЕ ПОРОДЫ

В таб.10 приведены значения минеральной плотности карбонатных пород.

Таблица 10

Порода	$\delta_{\text{ср}} \left(\frac{\text{г}}{\text{см}^3} \right)$	$\delta_{\text{min}} \left(\frac{\text{г}}{\text{см}^3} \right)$	$\delta_{\text{max}} \left(\frac{\text{г}}{\text{см}^3} \right)$
Мел	2.69	2.56	2.80
Известняк	2.72	2.62	2.80
Доломит	2.80	2.76	2.88
Мергель	2.70	2.58	2.80

Отмечаются значимые различия средних плотностей. Поэтому плотность карбонатных пород будет определяться минеральным составом, пористостью и характером заполнения порового пространства. Представления о плотности этих пород иллюстрируются таб. 11.

Таблица. 11

Порода	$\delta \left(\frac{\text{г}}{\text{см}^3} \right)$ пределы	$\delta \left(\frac{\text{г}}{\text{см}^3} \right)$ наиб. вероят.
Известняки	1.80-2.90	2.60-2.70
Доломиты	1.90-3.00	2.60-2.80
Мергели	1.50-2.80	2.20-2.40

Для этой группы пород остаются справедливыми пункты 2 и 3 выводов, которые получены для обломочных пород. Дополнительно отметим более высокую плотность известняков и доломитов, которая близка к плотности кислых и средних магматических пород.

ГИДРОХИМИЧЕСКИЕ ОСАДОЧНЫЕ ПОРОДЫ ,

Для этих пород характерна низкая пористость, и их плотность в основном определяется минеральным составом. Плотность гипсов лежит в пределах $2.10 — 2.50 \text{ г/см}^3$, ангидритов $2.50—2.90 \text{ г/см}^3$, каменной соли $2.15 — 2.30 \text{ г/см}^3$. Приведем пример соотношения плотностей осадочных комплексов с вытекающими из этого особенностями геофизических полей. Среди структур, вмещающих углеводородное сырье, существуют так называемые диапировые структуры или структуры протыкания. Они образуются в результате выжимания ("Всплывания") соляных куполов сквозь толщ обломочных осадочных пород. Соотношение плотностей приведено на рис. 3.4 а).

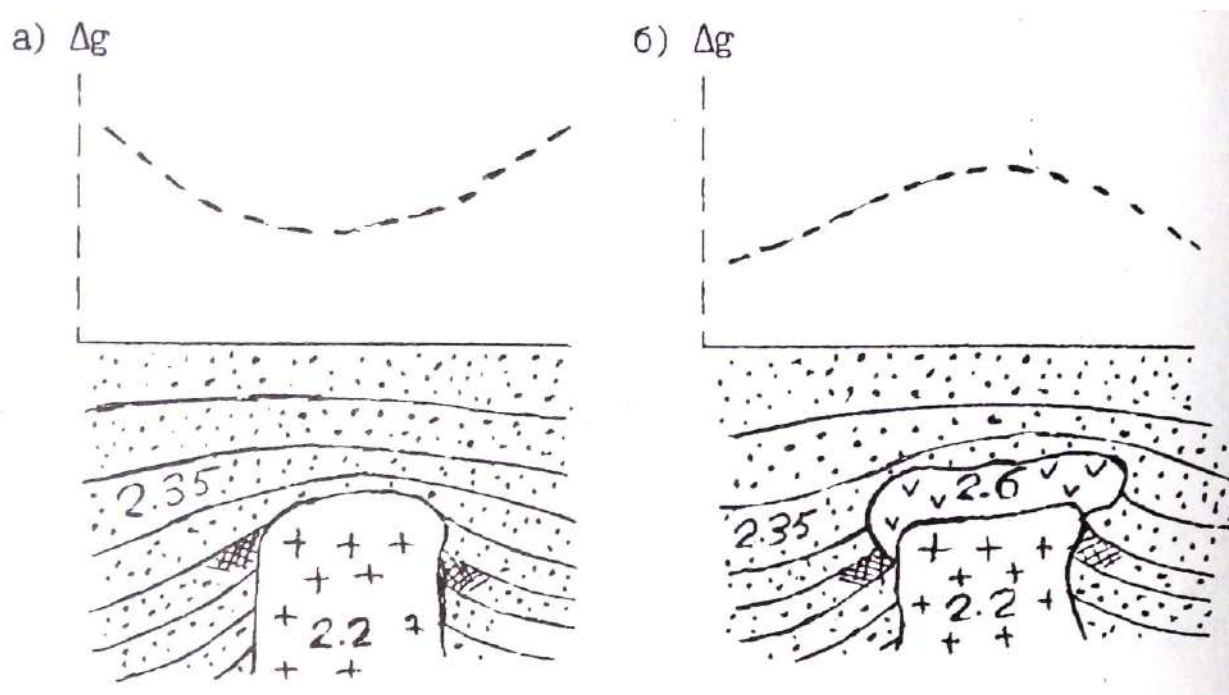


Рис. 3.4. Характер распределения плотности и ускорение силы тяжести над соляно-купольными структурами (• песчано-глинистые отложения, + - каменная соль, √ — ангидрит, - - - приращение ускорения силы тяжести, ▨ - нефтеносность)

Плотность каменной соли (2.20 г/см^3) меньше плотности песчано-глинистых отложений (2.35 г/см^3). Это обуславливает недостаток масс соляного купола над структурой наблюдается Уменьшение силы тяжести (Кривая Δg , рис.3.4. а)). Однако, возможно и более сложное строение соляных куполов (рис.3.4. б)). В верхней части купола образуется покрывка сложенная ангидритами ("каменная шляпа") с плотностью 2.60 г/см^3 .

Избыток масс покрывки может превосходить действие недостатка масс соляного купола, и над структурой наблюдается увеличение силы тяжести. Возможно ситуация баланса этих двух факторов, и над структурой существенного изменения гравитационного поля не будет.

3.3.3. МЕТАМОРФИЧЕСКИЕ ПОРОДЫ

Метаморфические породы образуются в результате регионального (охватывающего значительные площади и объемы пород) преобразования магматических и осадочных пород под действием высокой температуры и давления. В основу классификации метаморфических пород положены условия (фация) метаморфизма, структурно-текстурные особенности и состав породы. В порядке возрастания термодинамических условий выделяют следующие фации: зеленых сланцев, эпидот-амфиболитовую, амфиболитовую, гранулитовую, эклогитовую. В начальный этап регионального метаморфизма происходит уплотнение первичных осадочных пород в результате уменьшения пористости под действием давления (катагенеза). В фацию зеленых сланцев наблюдается некоторое разуплотнение исходных магматических и подвергнутых катагенезу осадочных пород в результате образования минералов, содержащих кристаллизационную и конституционную воду. Дальнейший метаморфизм сопровождается увеличением плотности за счет полиморфных преобразований минералов. Образуются новые минералы с уплотненными кристаллическими решетками. данные о плотности метаморфических пород Приведены в таблице 12. При общем закономерном возрастании плотности с увеличением степени метаморфизма, в пределах каждой отмечаются существенные колебания плотности, что отражает влияние минерального состава пород. Интересно отметить, что при так называемом ультраметаморфизме (протекает в условиях относительно пониженного давления и высоких температур, сопровождается полной перекристаллизацией и частичным расплавлением пород) отмечаются существенное уменьшение плотности. Так амфиболиты (3.0 г/см^3) преобразуются в метасоматические граниты (2.6 г/см^3). Процесс гранитизации сопровождается кремний-калиевым метасоматозом с преобразованием плотных минералов (амфиболы, гранаты, биотит) в менее плотные (кварц, микроклин).

Таблица 12

Фация	Порода	$\delta_{\text{ср}} \left(\frac{\text{г}}{\text{см}^3} \right)$	$\delta_{\text{min}} \left(\frac{\text{г}}{\text{см}^3} \right)$	$\delta_{\text{max}} \left(\frac{\text{г}}{\text{см}^3} \right)$
Зеленых сланцев	Филит	2.45	2.40	2.70
	Сланец:			
	Кварцево- серицитовый	2.57	2.50	2.64
	Кремнистый	2.60	2.58	2.62
	Хлоритовый	2.76	2.72	2.80
	Слюдистый	2.65	2.60	2.75
Эпидот- амфиболитовая	Сланец кристаллический:			
	Биотитовый	2.63	2.62	2.63
	Роговообманковый	2.77	2.75	2.80
	Кварцит	2.64	2.62	2.65
	Мрамор	2.70	2.68	2.72
Амфиболитовая	Гнейс:			
	Биотитовый	2.63	2.60	2.68
	Амфиболовый	2.78	2.75	2.82
	Амфиболит:			
	Полевошпатовый	2.87	2.80	2.95
	Гранатовый	3.10	3.00	3.20
Гранулитовая	Гранулит	2.72	2.60	2.85
	гиперстеновый Сланец	3.05	2.90	3.25
Эклогитовая	Эклогит	-	3.20	3.40

3.3.4. ВЛИЯНИЕ ВЫВЕТРИВАНИЯ НА ПЛОТНОСТЬ ГОРНЫХ ПОРОД.

Процессы гипергенеза в результате химического и механического выветривания приводят к существенному изменению состава и состояния пород. Образуется вторичная пористость в результате растрескивания и выщелачивания, которая достигает 20-30%.

Образующиеся коры выветривания глинисто-сланцевого и хлоритогидросланцевого состава с гидроокислами железа, обломками кварца, микроклина, биотита имеют пониженную плотность порядка 2.1-2.5 г/см³.

Вопросы для самопроверки:

1. *Какие причины создают неоднородность физических свойств горных пород?*
2. *Как строятся гистограммы распределения физических свойств горных пород?*
3. *Типы пористости.*
4. *Какие факторы определяют пористость обломочных пород?*
5. *Назовите группы пород с низкой и повышенной пористостью.*
6. *Как изменяется пористость с глубиной?*
7. *Что такое влажность и влагоемкость?*
8. *В каком виде присутствует вода в горных породах?*
9. *Какими особенностями обладает связанная вода?*
10. *Что такое проницаемость?*
11. *Отличие физической проницаемости от фазовой?*
12. *Как классифицируются породы по проницаемости?*
13. *Как образуется двойной электрический слой?*
14. *Каким параметром характеризуется нефтенасыщенность?*
15. *Что такое плотность и минеральная плотность?*
16. *От чего зависит плотность минералов?*
17. *Назовите основные факторы, определяющие плотность магматических (интрузивных и эффузивных) и осадочных (обломочных, карбонатных и гидрохимических) пород.*
18. *Рассчитайте плотность водонасыщенного и газонасыщенного песчаника с коэффициентом пористости 25%.*

Литература:

1. В.М. Добрынин, В.Ю. Вендельштейн, Д.А. Кожевников. Петрофизика: Учебник для вузов. -М: Недра, 1991.
2. В.Н. Кобранова. Петрофизика: Учебник для вузов -М: Недра, 1986.

Оглавление

Введение.....	3
1. Статистическая природа физических свойств.....	4
2. Коллекторские свойства.....	8
2. 1. Пористость.....	9
2.1.1. Классификация пор.....	10
2.1.2. Пористость обломочных осадочных пород.....	11
2.1.3. Пористость карбонатных осадочных пород.....	14
2.1.4. Пористость гидрохимических осадочных пород.....	15
2.1.5. Пористость магматических и метаморфических пород.....	15
2.1.6. Пористость гидротермально измененных пород.....	16
2.2. Влажность, влагоемкость.....	17
2. 3. Проницаемость	19
2.3.1. Физическая проницаемость	19
2.3.2. Связь коэффициента проницаемости с коэффициентом пористости и структурой порового пространства.....	20
2.3.3. Фазовая проницаемость	23
3. Плотностные свойства	24
3.1. Основные понятия и определения	24
3.2. Плотность минералов	25
3.3. Плотность горных пород	28
3.3.1. Магматические породы	28
3.3.2. Осадочные породы	33
3.3.3. Метаморфические породы	37
3.3.4. Влияние выветривания на плотность пород	38
Вопросы для самопроверки	39
Литература	39

Игорь Иванович Бреднев

ПЕТРОФИЗИКА

Часть 1. Коллекторские и плотностные свойства горных пород

Учебно-методическое пособие по дисциплине «Петрофизика»
для студентов профилизации «Геофизические методы поисков и разведки
МПИ» (РФ) направления 650200 «Технологии геологической разведки»

Конспект лекций

Корректурa кафедры геофизики

Подписано в печать 09.09.2004г.
Бумага писчая. Формат бумаги 60х84 1/16. Печать на ризографе.
Печ.л. 2,8. Уч-изд. л. 2,39. Тираж 100 экз. Заказ №130.

Издательство УГГГА
620144. г. Екатеринбург. УЛ- Куйбышева 30
Уральская государственная горно-геологическая академия
Лаборатория множительной техники

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ФГБОУ ВО «Уральский государственный горный университет»

УТВЕРЖДАЮ
Проректор по учебно-методическому

комитету

С.А. Угоров



**МЕТОДИЧЕСКОЕ ПОСОБИЕ ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ
РАБОТЫ СТУДЕНТА**

по дисциплине

ЭЛЕКТРОННЫЕ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА

Специальность:

21.05.03 Технология геологической разведки

форма обучения: очная, заочная

Автор: Сковородников И. Г.

Екатеринбург

2020

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие.....	5
1. Назначение первичных преобразователей, их характеристики и классификация.....	5
Контрольные вопросы.....	11
2. Преобразователи параметрического типа.....	12
2.1. Резистивные преобразователи.....	12
2.1.1. Контактные преобразователи.....	12
2.1.2. Реостатные преобразователи.....	13
2.1.3. Тензометрические преобразователи.....	16
2.1.4. Электролитические преобразователи.....	19
2.1.5. Терморезистивные преобразователи.....	21
2.1.6. Магниторезистивные преобразователи.....	23
2.1.7. Фотоэлектрические преобразователи.....	25
2.2. Индуктивные преобразователи.....	26
2.2.1. Индуктивные преобразователи с изменяемым воздушным зазором.....	27
2.2.2. Магнитоупругие преобразователи.....	29
2.2.3. Магнитомодуляционные преобразователи.....	30
2.3. Емкостные преобразователи.....	34
Контрольные вопросы.....	35
3. Преобразователи генераторного типа	36

3.1. Преобразователи индукционной э.д.с.....	36
3.1.1. Преобразователи индукционной э.д.с. со взаимным перемещением магнита и катушки индуктивности.....	36
3.1.2. Преобразователи индукционной э.д.с. со стационарным размещением магнита и катушки индуктивности.....	38
3.2. Преобразователи гальваномагнитной э.д.с.....	41
3.2.1. Преобразователи Холла.....	41
3.2.2. Преобразователи Виганда.....	42
3.3. Преобразователи пьезоэ.д.с.....	44
3.4. Преобразователи термоэ.д.с.....	45
3.5. Преобразователи фотоэ.д.с.....	46
Контрольные вопросы.....	49
4. Радиационные преобразователи.....	49
4.1. Газоразрядные детекторы.....	50
4.2. Сцинтилляционные детекторы.....	53
4.3. Полупроводниковые детекторы.....	56
Контрольные вопросы.....	56
Литература.....	57

ПРЕДИСЛОВИЕ

Цель данного пособия – познакомить студентов с применением различных электрических датчиков в геофизической аппаратуре, облегчить им усвоение соответствующих разделов курса «Геофизическая аппаратура» и выполнение курсового проектирования по нему.

Необходимость издания пособия обусловлена тем, что в опубликованных работах по первичным преобразователям рассматриваются датчики общетехнического применения, в то время, как датчики разнообразной геофизической аппаратуры имеют ряд особенностей, связанных со спецификой условий их эксплуатации.

В пособии рассмотрены физические основы и устройство датчиков всех типов, входные и выходные параметры, указаны их достоинства и недостатки и приведены примеры применения в конкретной геофизической аппаратуре.

В качестве примеров в ряде случаев использованы оригинальные разработки автора.

В конце каждой главы приведен перечень контрольных вопросов для самостоятельной проверки усвоения материала студентами.

1. НАЗНАЧЕНИЕ ПЕРВИЧНЫХ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕЙ, ИХ ХАРАКТЕРИСТИКИ И КЛАССИФИКАЦИЯ

Первичные преобразователи в геофизической аппаратуре (ГА) являются теми элементами, которые вырабатывают сигнал информации об измеряемой величине. По этой причине первичные преобразователи ГА называются также измерительными преобразователями. Другими синонимами термина «первичный преобразователь» являются «датчик», «детектор», «чувствительный

элемент», «сенсор», «трансмиситтер» [4,15,23]. Правда, в специальной литературе существуют различные толкования термина «датчик», наиболее распространенного из перечисленных терминов. Так, например, в монографии К. Бриндли [4], датчик рассматривается как пассивный преобразователь, т.е. преобразователь получающий энергию для своей работы от измеряемой величины. В других источниках [1,16] под датчиком понимается конструктивно законченное устройство, которое, кроме первичного преобразователя, может содержать и другие элементы (усилитель сигнала, источник питания и т.п.) и которое устанавливается на удалении от наблюдателя. В данном пособии, как и в большей части специальной литературы, термин «датчик» будет использоваться как синоним первичного или измерительного преобразователя.

Важнейшими характеристиками датчиков служат: чувствительность, точность (достоверность) информации об измеряемой величине, надежность и долговечность, стабильность работы при изменении внешних условий, быстродействие, вид зависимости выходного сигнала от измеряемой величины (линейная, нелинейная, реверсивная, нереверсивная и т.п.).

Поясним некоторые из перечисленных характеристик.

Чувствительность преобразователя, которую также называют **коэффициентом передачи**, представляет собой отношение изменения выходного сигнала y , к изменению входного сигнала x . Различают три вида коэффициентов передачи: статический, относительный и дифференциальный.

Статический коэффициент передачи используется для определения свойств преобразователей с линейной характеристикой: $K_{ст}=y/x$.

Дифференциальный коэффициент передачи применяется для датчиков с нелинейной характеристикой: $K_{диф}=\lim \Delta y/\Delta x \approx dy/dx$. Значение этого коэффициента непостоянно и зависит от величины входного сигнала x .

Относительный коэффициент передачи равен отношению относительного изменения сигнала на выходе датчика к относительному изменению сигнала на его вход $K_{отн}=(\Delta y/y)/(\Delta x/\Delta x)$. Этот коэффициент является величиной

безразмерной и удобен для сравнения свойств преобразователей, различных по принципу действия и конструкции.

У некоторых измерительных преобразователей вследствие трения покоя, шумов измерительной схемы, гистерезиса и др. причин изменение выходного сигнала появляется только тогда, когда измеряемая величина достигает определенного уровня. Этот уровень называется порогом **чувствительности** x_n .

Во время работы первичного преобразователя на него, кроме измеряемой величины, воздействуют и другие сигналы – помехи, например, изменения температуры, внешнего давления, вибрации, изменения напряжения питания и пр. Результаты воздействия помех проявляются в виде погрешностей измерений: абсолютных, относительных, приведенных.

Абсолютная погрешность – это разность между измеренным y и действительным (расчетным) значениями выходной величины y_0 : $\Delta y = y_{\text{изм}} - y_0$.

Относительная погрешность – это отношение абсолютной погрешности к действительному значению выходной величины в процентах: $\delta = (\Delta y / y_0) \cdot 100$.

Приведённая погрешность – это отношение абсолютной погрешности к наибольшему действительному значению выходной величины: $\varepsilon = \Delta y / y_{\text{max}}$. Для измерительных приборов приведенная погрешность определяет их класс точности.

В зависимости от режима, для которого определяется абсолютная или относительная погрешность, различаются **статические** и **динамические** погрешности (ошибки). Приведенная погрешность определяется только для установившегося (статического) режима [10].

Характер зависимости выходного сигнала от измеряемой величины $y = f(x)$ в установившемся режиме называется **статической** характеристикой преобразователя.

Наиболее удобными в работе и потому наиболее распространенными являются датчики, имеющие линейную характеристику. Если характеристика

датчика нелинейна, то для формирования выходного сигнала могут применяться системы линеаризации. В некоторых случаях, например, если измеряемая величина изменяется нелинейным образом, удобнее использовать преобразователи с нелинейной статической характеристикой.

В зависимости от того, как на выходную величину влияет изменение знака измеряемой величины, статические характеристики бывают: **нереверсивными** (когда знак выходного сигнала остается постоянным во всем диапазоне измерений) и **реверсивными** (когда выходной сигнал изменяет свой знак вслед за измеряемой величиной).

Следует упомянуть еще одну из характеристик измерительных преобразователей – **гистерезис**, который проявляется в несовпадении значений выходного сигнала при одном и том же значении измеряемой величины в зависимости от уменьшения или увеличения последней в момент измерения.

Надежность преобразователя – это способность работать в течение определенного периода времени при заданных условиях эксплуатации.

Надежность преобразователей, так же, как надежность, сложных электронных или механических устройств вообще, характеризуется вероятностью безотказной работы, средним временем безотказной работы и интенсивностью отказов – отношением числа отказавших устройств в определяемый промежуток времени к числу работоспособных в начале этого промежутка.

График зависимости интенсивности отказов от времени эксплуатации имеет характерную корытообразную форму. Первый участок графика ($0 - t_1$) называется "временем приработки", в этот период интенсивность отказов велика из-за того, что здесь проявляются дефекты сборки, выходят из строя некондиционные детали и т. п. Второй участок $t_1 - t_2$ называется "периодом условной долговечности», здесь отказы могут быть связаны, в основном, со случайными причинами. Третий участок $t_2 - \infty$ называется "периодом старе-

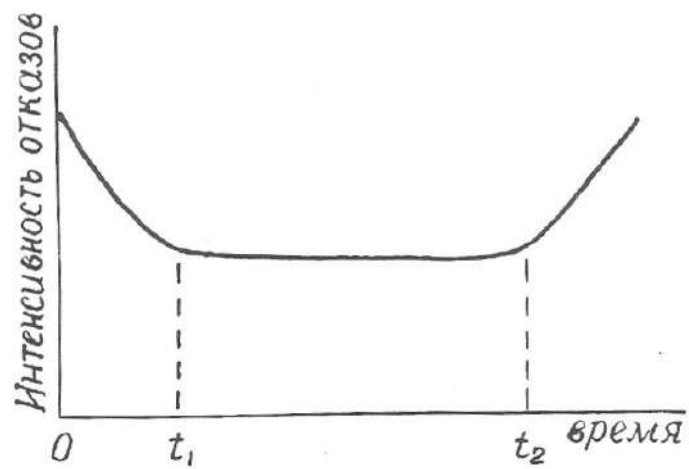


Рис. 1.1. Зависимость и интенсивности отказов от времени эксплуатации преобразователя

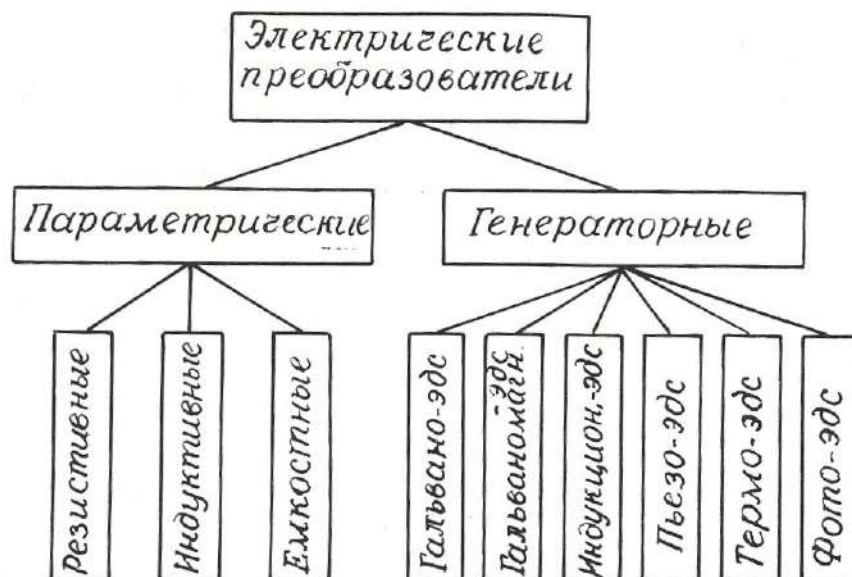


Рис. 1.2. Классификация электрических преобразователей

ния», здесь интенсивность отказов растет из-за того, что детали преобразователя вырабатывают свой ресурс (рис. 1.1).

Пути повышения надежности преобразователей – это упрощение их устройства, использование элементов с большой вероятностью безотказной работы, «разгруженный» режим эксплуатации.

подавляющее большинство датчиков геофизической аппаратуры преобразуют измеряемую величину в электрический сигнал, хотя имеются датчики, например, в гравиразведочных приборах, выходная величина которых не является электрической.

Электрические преобразователи, применяемые в геофизической аппаратуре, крайне разнообразны по принципу действия и конструкции.

Основными признаками, позволяющими классифицировать датчики, являются: назначение, принцип действия, вид входного и выходного сигналов, наличие или отсутствие источников питания.

По назначению электрические датчики делятся на преобразователи неэлектрических величин в электрические и преобразователи одних электрических величин в другие. Соответственно входные величины измерительных преобразователей могут иметь как электрическую, так и неэлектрическую природу. Это могут быть характеристики различных физических полей (например, магнитная индукция, температура, сила тяжести, э.д.с. естественных электрических полей), разнообразные свойства горных пород, руд и растворов (плотность, электрическое сопротивление, магнитная восприимчивость, радиоактивность), геометрические и технические параметры буровых скважин (их диаметр, углы искривления), скорость перемещения, механические усилия и т. д.

Выходными величинами электрических датчиков могут, быть: э.д.с., сила тока, частота тока, импульсы тока или комбинации импульсов различной длительности и амплитуды, а также сопротивление, емкость или индуктивность электрической цепи.

По принципу действия электрические преобразователи делятся на **параметрические**, изменяющие пассивные элементы электрической цепи (сопротивление, емкость, индуктивность), и **генераторные**, вырабатывающие э.д.с. различной физической природы. В свою очередь, среди параметрических датчиков выделяются: резистивные, емкостные и индуктивные, а среди генераторных: датчики гальванической, гальваномагнитной, индукционной, фото-, пьезо- и термоэ.д.с. (рис. 1.2).

Особняком стоят радиационные преобразователи (детекторы радио-активных излучений), которые имеют сложную структуру.

Каждый из видов датчиков, изображенных на рис. 1.1, имеет свои разновидности, отличающиеся по конструктивному исполнению.

По наличию или отсутствию специальных источников питания датчики подразделяются на **пассивные**, получающие энергию от измеряемой величины, и **активные**, питающиеся от внешнего источника.

В следующих разделах пособия будут рассмотрены физические свойства, особенности конструкции, достоинства и недостатки, а также примеры применения в конкретных образцах геофизической аппаратуры всех видов датчиков, представленных на рис. 1.2.

Контрольные вопросы

1. Дайте определение измерительного преобразователя.
2. Какие синонимы существуют у термина «измерительный преобразователь»?
3. Что такое чувствительность преобразователя?
4. Назовите виды коэффициентов передачи датчика.
5. Назовите виды погрешностей преобразователей, укажите, какие причины их вызывают.
6. Что такое статическая характеристика преобразователя?
7. Что такое надежность преобразователя?
8. Поясните график зависимости интенсивности отказов от времени (рис. 1.1).

9. По каким признакам производят классификацию электрических преобразователей?
10. Назовите входные и выходные величины электрических преобразователей в геофизической аппаратуре.
11. На какие две большие группы делятся электрические преобразователи по принципу действия?
12. Поясните классификацию преобразователей, приведенную на рис. 1.2.

2. ПРЕОБРАЗОВАТЕЛИ ПАРАМЕТРИЧЕСКОГО ТИПА

2.1. Резистивные преобразователи

В преобразователях этого вида изменения измеряемого параметра преобразуются в изменения **активного сопротивления** электрической цепи.

В соответствии с выражением $R = \rho \cdot l / S$ (2.1) изменения сопротивления R могут происходить за счет изменения геометрических размеров проводника (длины l и поперечного сечения S) или его удельного сопротивления ρ . К преобразователям с изменяемыми размерами относятся контактные, реостатные, потенциометрические, тензометрические, угольные и электролитические датчики. К преобразователям с изменяемым удельным сопротивлением – электролитические, терморезистивные и некоторые фотоэлектрические датчики.

2.1.1. Контактные преобразователи

Контактные преобразователи представляют собой простейшую разновидность преобразователей резистивного типа. В одном крайнем положении их сопротивление равно бесконечности, в другом близко к нулю.

Работой контактных преобразователей могут управлять механические (линейное или угловое перемещение) или различные физические параметры (температура, магнитное поле, электрический ток).

Контактные преобразователи составляют основу большинства реле, широко применяемых в системах автоматического управления [8,11]. В последнее время широкое распространение получили **герконы** – миниатюрные герметизированные контактные преобразователи, управляемые магнитным полем.

Достоинства контактных преобразователей составляют их простота и малая стоимость, универсальность (они могут работать в цепях как постоянного, так и переменного тока); недостатки – искрение и «дребезг» контактов, возможность ложных срабатываний контактов от тряски.

В геофизической аппаратуре контактные преобразователи используются в различных измерителях постоянных напряжений для преобразования этих напряжений в переменные, которые потом подвергаются усилению на электронных усилителях. Примером могут служить электроразведочные измерители ЭСК-1, АТ-72, самопишущие каротажные потенциометры ПАСК-8 и ПАСК-9. Контактные преобразователи используются также в схемах управления многочисленных скважинных приборов (в пластовом наклонном НП-3, расходомерах с раскрывающимся пакером и др.).

Герконы используются в скважинных расходомерах РСМ, РГД, ДГД и др. [21].

2.1.2. Реостатные преобразователи

Простейший реостатный преобразователь – это переменный резистор, подвижный контакт которого перемещается вследствие изменения измеряемой величины – линейного перемещения, давления, угла наклона, направления магнитного поля и т.п.

Реостатный преобразователь (рис. 2.1, а) может быть включен по потенцио-метрической схеме (рис. 2.1, б), в этом случае он должен быть отнесен к преобразователям генераторного типа.

Как правило, реостатные преобразователи выполняют в виде намотки из изолированной проволоки высокого сопротивления (из манганина, константана, вольфрама) на каркасе из изоляционного материала. Форма каркаса может быть различной: прямоугольной, кольцевой или более сложной конфигурации в зависимости от входного параметра и необходимой зависимости $R = f(x)$.

Проволочные реостатные преобразователи являются дискретными, т.к. непрерывному изменению входной величины x соответствует скачкообразное изменение сопротивления R определяемое переходом подвижного контакта с одного витка провода на другой. Это обуславливает и погрешность измерений, которая уменьшается с уменьшением диаметра проволоки и увеличением числа витков W . Статический коэффициент передачи реостатного датчика $K_{ст} = z \cdot W / l$, где z – сопротивление одного витка, l – длина намотки.

Обычная относительная погрешность датчиков $\delta = 0,2 - 0,5 \%$.

Преимущества реостатных датчиков: простота конструкции, малый вес и габариты, возможность включения в цепь как постоянного, так и переменного тока, возможность получения необходимой статической характеристики $R = f(x)$, недостатки: наличие подвижного механического контакта, что уменьшает надежность датчика, необходимость какого-то усилия для перемещения этого контакта, влияние температуры.

Благодаря своей простоте и универсальности реостатные преобразователи широко используются в геофизической аппаратуре для исследования скважин: в каверномерах (КФ, КМ, СКП-1 и др.), в инклинометрах (ИК-1, ИК-2, МИР-36, ИГ-36 и др.) [2,9,12], в датчиках натяжения кабеля, в некоторых уровнемерах. Так, например, в скважинном уровнемере конструкции УГИ [18,26], изменение уровня жидкости над прибором, точнее, гидростатическое давление столба жидкости над ним преобразуется в изменение уровня токопроводящей жидкост-

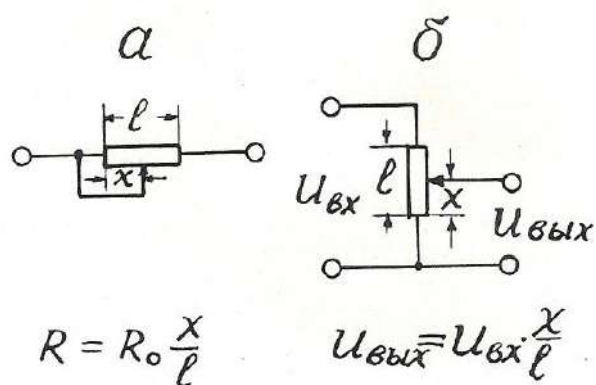


Рис. 2.1. Реостатный преобразователь (а) и его включение по потенциметрической схеме (б).

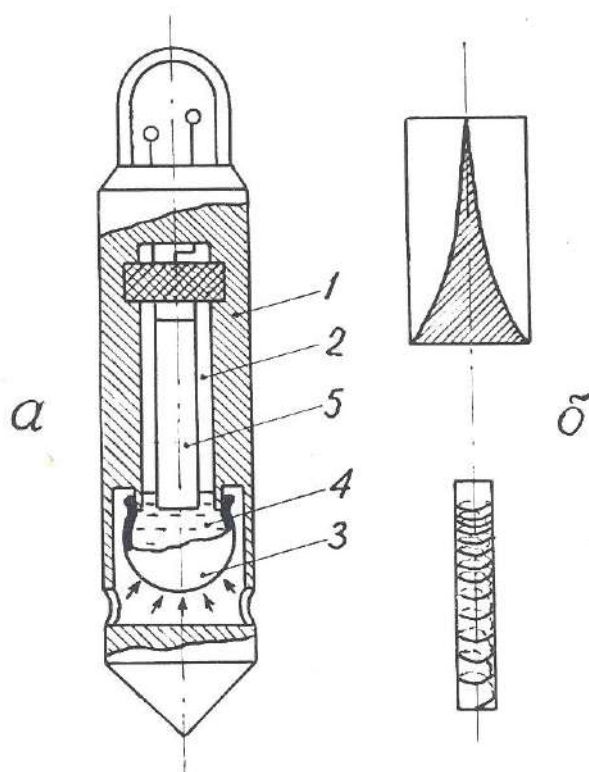


Рис. 1.2. Пример применения реостатного преобразователя в скважинном уровнемере с линейной входной характеристикой: а – конструкция уровнемера; б – варианты выполнения реостата; 1 – корпус уровнемера; 2 – измерительная камера; 3 – гибкий резервуар; 4 – токопроводящая жидкость; 5 – реостат.

ти в измерительной камере, отделенной от внешней среды гибкой оболочкой (рис. 2.2). Вдоль продольной оси камеры располагается реостатный преобразователь, подвижным контактом которого служит токопроводящая жидкость. Поскольку давление P в измерительной камере и ее объем V при постоянной температуре связаны соотношением $PV = \text{const}$ [7], то одинаковые приращения давления P (уровня жидкости) вызывают неодинаковые перемещения уровня токопроводящей жидкости в измерительной камере. Для получения линейной статической характеристики реостатный преобразователь в данном уровнемере выполнен в виде неравномерной намотки или высокоомной пленки переменной ширины таким образом, чтобы приращение сопротивления реостата было обратно пропорционально квадрату перемещения подвижного контакта, т.е. уровня токопроводящей жидкости.

2.1.3. Тензометрические преобразователи

Действие тензопреобразователей основано на изменении сопротивления проводников и полупроводников при их растяжении или сжатии [15].

Тензоэлементы (или тензорезисторы) состоят из тонкой проволоки или фольги, сложенной несколько раз в форме меандра и вклеенной между эластичными бумажными, пленочными или фетровыми подкладками. Толщина проволоки (или фольги) от 0,02 до 0,05 мм. Основные конструктивные формы тензоэлементов представлены на рис. 2.3.

Изменение электрического сопротивления тензоэлемента пропорционально относительной деформации детали в месте наклейки последнего. Относительный коэффициент передачи тензодатчика $K_{\text{отн}} = (\Delta R/R)/(\Delta l/l)$. Материал для тензоэлементов должен характеризоваться возможно большей тензочувствительностью и возможно меньшим температурным коэффициентом. Обычно используются сплавы: константан, манганин, нихром, а также чистые металлы: никель, висмут. Очень высокую тензочувствительность, в 60-80 раз

выше, чем у металлов, имеют полупроводники: германий, кремний и др. Полупроводниковые тензоэлементы получают выращиванием кристаллов полупроводника на мембране из диэлектрического металла (например, датчики «кремний на сапфире»).

Достоинства тензорезисторных преобразователей: простота конструкций, малые габариты, высокая точность, безинерционность; недостатки: невысокая чувствительность, зависимость сопротивления от температуры.

Низкая чувствительность тензорезисторных преобразователей требует применения усилителей выходного сигнала, а термозависимость – применения специальных мер для устранения влияния температуры.

Тензопреобразователи находят применение в датчиках силы натяжения каротажного кабеля с подвесным роликом ДНТ-033 ($\delta \leq 1,5\%$ при усилии до 500 Н) [2,17], в некоторых опробователях пластов в качестве измерителей пластового давления (например, в ОПД-7-10), в некоторых скважинных уровнемерах типа погружных манометров [2].

Автором тензорезисторный преобразователь применен в расходомере РГЖ-1, не содержащем вращающихся деталей [19]. Чувствительным элементом этого прибора служат две гибкие пластины, установленные вдоль измеряемого потока. Поскольку давление в движущемся флюиде понижается, пластины прогибаются навстречу друг другу тем больше, чем выше скорость потока (рис. 2.4). Прогиб пластин преобразуется в электрический сигнал с помощью наклеенных на них тензоэлементов. Для устранения влияния температуры на пластине наклеены 4 тензоэлемента (2 вдоль нее и 2 поперек), соединенные по мостовой схеме. В одну диагональ моста подается переменный ток питания (частота 1 кГц), к другой диагонали подключен усилитель. Чувствительность описанного расходомера составляет 0,05 л/с.

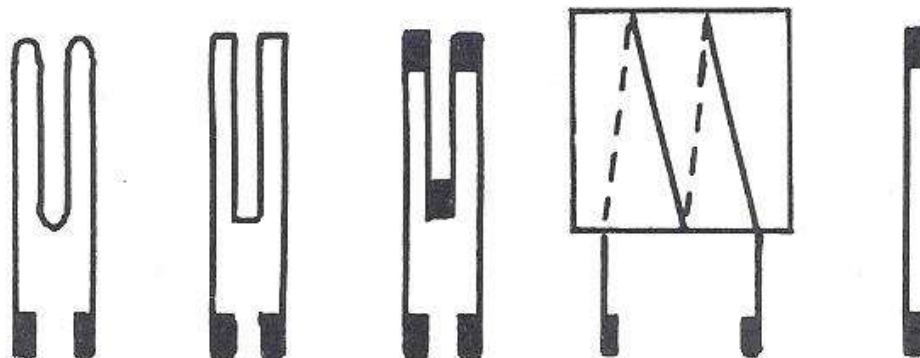


Рис. 2.3. Разновидности тензорезисторов

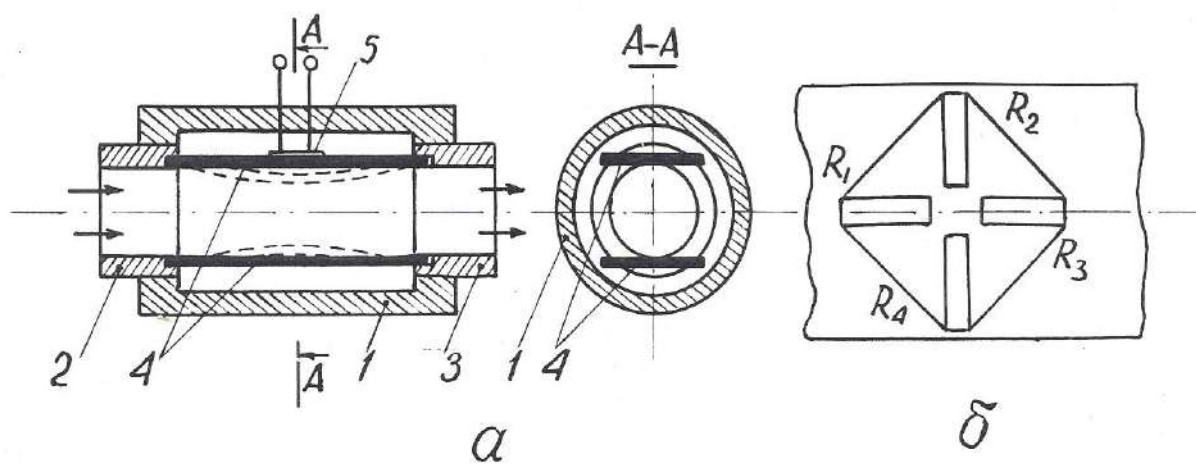


Рис. 2.4. Принцип действия расходомера РГЖ-1 (а) и размещение тензорезисторов на упругой пластине (б): 1 – корпус расходомера; 2 – входной канал; 3 – выходной канал; 4 – упругие пластины; 5 – тензометрический преобразователь прогиба пластины в электрический сигнал

2.1.4. Электролитические преобразователи

Преобразователи этого типа основаны на изменении электрического сопротивления между помещенными в электролит электродами в зависимости от расстояния между ними, площади соприкосновения с электролитом или проводимости последнего (2.1). Электролитические датчики используются для измерения угловых и линейных перемещений, а также для определения сопротивления электролита. Во избежание погрешностей, связанных с электролизом и электродной поляризацией, их включают, как правило, в цепь переменного тока.

Достоинства датчиков этого типа заключаются в простоте конструкции и способности пропускать большие токи; недостатки – в зависимости сопротивления электролита от температуры (при изменении последней на 1° электропроводность растворов изменяется на 1,5-2,5%).

В геофизической аппаратуре электролитические датчики используются в резистивиметрах всех видов: скважинных и переносных (например, в приборе ПР-1).

Еще один пример применения датчик этого типа устройство для определения направления и скорости потока подземных вод [20]. Это устройство содержит цилиндрическую измерительную камеру с перфорированными стенками, по окружности которой размещены радиальные электроды а в середине – центральный (рис. 2.5). Каждый из электродов подсоединен к своей жиле многожильного каротажного кабеля (например, кабеля КГ17-60-180ШМ. Внутри камеры располагается также магнитная стрелка с экраном из изоляционного материала на северном конце. Измерительная камера закрывается крышкой и заполняется электролитом через специальные отверстия в ней. Затем устройство опускают в скважину и устанавливают напротив исследуемого водоносного горизонта. По кабелю

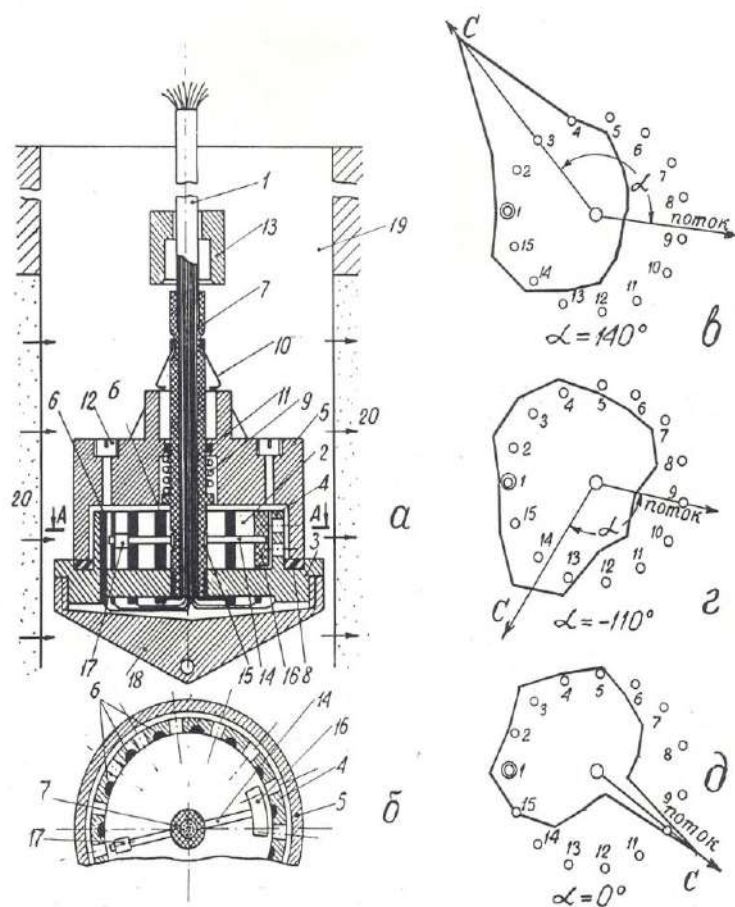


Рис. 2.5. Устройство для определения направления и скорости потока (а, б) и результаты измерений магнитного азимута потока (в-д): 1 – многожильный каротажный кабель; 2 – измерительная камера; 3 – изоляционный диск; 4 – перфорированные стенки камеры; 5 – крышка; 6 – радиальные электроды; 7 – центральный электрод; 8 – резиновая прокладка; 9 – сжатая спиральная пружина; 10 – пружинные защелки; 11 – резиновое кольцо; 12 – заливная пробка; 13 – сбивающий грузик; 14 – магнитная стрелка; 15 – скользящий подшипник; 16 – изоляционный экран; 17 – противовес; 18 – нижний наконечник.

опускают сбивающий грузик, который приводит в действие пружину, отбрасывающую крышку вверх по кабелю. Движением подземных вод электролит из измерительной камеры вымывается по направлению потока через перфорацию в стенках. Магнитная стрелка ориентируется по направлению магнитного меридиана, а экран на ее северном конце перекрывает один из радиальных электродов. На поверхности производят измерения электрического сопротивления между центральным и каждым из радиальных электродов. Минимальное сопротивление указывает направление потока подземных вод, а максимальное – направление на север. Скорость потока определяют по скорости вымывания электролита из измерительной камеры, повторяя измерения через определенные интервалы времени. При использовании 17-жильного кабеля устройство обеспечивает абсолютную погрешность в измерении направления потока, не превышающую $\pm 12^\circ$.

2.1.5. Терморезистивные преобразователи

Терморезистивные преобразователи основаны на свойстве металлов и полупроводников изменять свое сопротивление под действием температуры T .

Зависимость сопротивления металлов от температуры в общем случае нелинейна, однако, для ограниченных интервалов температур ее можно представить в виде линейной двучленной функции $R_T = R_0[1 + \alpha(T - T_0)]$, где R_0 – сопротивление при начальной температуре T_0 , а α – температурный коэффициент сопротивления для интервала $T - T_0$.

Основным материалом для терморезисторов являются чистые металлы: платина, медь, никель, которые обладают в интервале от 0 до 100°C положительным $\alpha = 0,0030 - 0,0068$ (град. $^\circ\text{C}$) $^{-1}$.

Известны также объемные полупроводниковые терморезисторы (термисторы). Их сопротивление уменьшается с повышением температуры по экспоненте, в среднем для них $\alpha = 0,03 - 0,04$ (град. $^\circ\text{C}$) $^{-1}$, но значение α сильно

зависит от температуры. Чувствительность (статический коэффициент передачи) терморезисторов $K_{ст} = \Delta R / \Delta T = \alpha R_0$.

Достоинства терморезистивных преобразователей: простота конструкции, малые габариты, возможность установки в труднодоступных местах. Однако им присущи и важные недостатки. Во-первых, это постоянство α лишь в ограниченном диапазоне температур и, во-вторых, инерционность, приводящая к большим динамическим погрешностям. Как известно, термопреобразователь приобретает температуру среды по закону $\Delta T = \Delta T_0 \cdot e^{-t/\tau}$ где ΔT_0 - начальная разность температур, t – время, τ – постоянная времени преобразователя, зависящая от его конструкции и теплопроводности, а также тепловых свойств среды.

В геофизическом приборостроении преобразователи этого типа находят применение в скважинных термометрах электрических (СТС-2, ЭТМИ-55 и др.) и электронных (ТЭГ-36, ТЭГ-60 и др.).

Чувствительный элемент всех скважинных термометров представляет собой тонкую (0,02-0,03 мм) медную проволочку, сложенную в несколько раз и помещенную в тонкостенную медную трубку длиной около 30 см, омываемую скважинным флюидом [9].

Точно так же устроен чувствительный элемент скважинных расходомеров типа термоанемометров СТД-2, СТД-4 [2]. Этот термоэлемент включается в мостовую измерительную схему и нагревается до температуры, превышающей температуру исследуемого потока. Мостовая схема балансируется при размещении чувствительного элемента в неподвижной жидкости. Когда жидкость приходит в движение, она охлаждает нагретый термоэлемент, тем сильнее, чем выше скорость ее движения.

В газокаротажных станциях (АГКС-64, АГКС-4 и др. для определения суммарного газосодержания в газовоздушной смеси эта смесь подается на термочувствительный элемент в виде тонкой платиновой проволочки, нагретой до 850° С и включенной в сбалансированную мостовую схему. Если в

анализируемой смеси имеются углеводородные газы, то при 850°C они сгорают, выделяющееся тепло повышает температуру проволоочки, увеличивая ее сопротивление и нарушая баланс мостовой схемы [17].

Аналогичным образом действуют приборы для определения содержания СО в выхлопных газах автомобиля [6].

Известны также устройства для определения направления потока подземных вод [24], содержащие нагреватель и расположенные вокруг него термисторы. По измерениям температуры последних определяют, в каком направлении идет перенос тепла, т.е. происходит движение подземных вод.

2.1.6. Магниторезистивные преобразователи

Эти преобразователи основаны на свойстве некоторых материалов изменять свое электрическое сопротивление под действием магнитного поля (эффект Гаусса). Таким свойством обладает, например, сплав пермаллой (80% никеля, 20% железа). Степень изменения сопротивления магниторезистора зависит от магнитной индукции поля B и угла θ между ее направлением и направлением тока [6,16,22].

Магниторезисторы изготавливаются по тонкопленочной технологии в форме меандров (рис. 2.6).

Еще большим магнитоэлектрическим эффектом, чем сплавы металлов, обладают полупроводники (антимонид индия InSb и арсенид индия InAs).

Увеличение сопротивления магниторезисторов объясняется увеличением пути движения электронов и дырок под действием силы Лоренца.

Чувствительность магниторезистивных датчиков $K_{\text{диф}} = \Delta R / \Delta B$ зависит от величины магнитной индукции: $\Delta R = R_0 \cdot A (vB)^n$, где A – так называемый «коэффициент формы», v – подвижность электронов: n – постоянный коэффициент ($n=1-2$), зависящий от B .

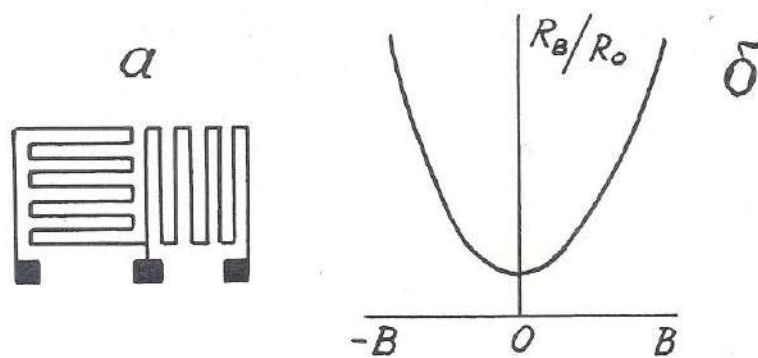


Рис. 2.6. Форма магниторезистора (а) и зависимость приращения его сопротивления от магнитной индукции (б)

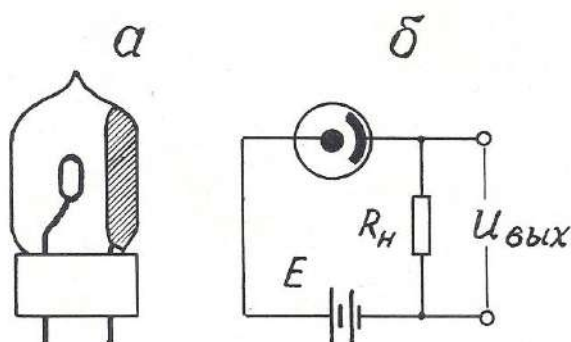


Рис. 2.7. Конструкция фотоэлемента с внешним эффектом (а) и включение его в измерительную схему (б)

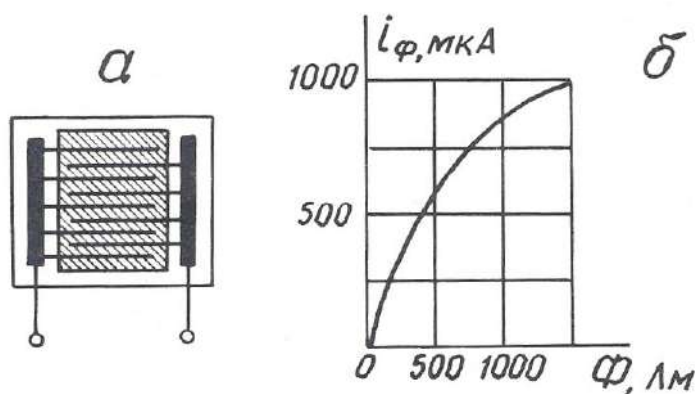


Рис. 2.8. Конструкция фотоэлемента с внутренним фотоэффектом (а) и зависимость фототока от светового потока (б)

При больших B значение $n=1$, поэтому при использовании магниторезисторов применяют магнитное смещение, помещая их в поле электромагнита с $B=0,3 - 0,5$ Тл.

Недостатки магниторезисторов: наличие температурного влияния и потребность в сильных магнитных полях.

Магниторезисторы в геофизике могут быть использованы в скважинных расходомерах и магнитных меткоуловителях каротажных станций.

2.1.7. Фотоэлектрические преобразователи

Фотоэлектрические преобразователи (фотоэлементы) основаны на явлении внешнего (электровакуумные и газонаполненные) или внутреннего (полупроводниковые) фотоэффекта.

Фотоэлемент с внешним фотоэффектом представляет собой электронную лампу с двумя электродами, один из которых (фотокатод) покрыт светочувствительным слоем (рис. 2.7). Возрастание фототока при увеличении приложенного напряжения происходит до величины тока насыщения, при котором все электроны, испускаемые фотокатодом под действием светового потока, достигают анода.

Фотоэлемент с внутренним фотоэффектом (фоторезистор) состоит из стеклянной пластины, на которой вытравлены входящие друг в друга гребневидные системы штрихов, заполненные электропроводным веществом (платина, золото). Пластина покрывается тонким слоем полупроводникового светочувствительного материала (рис. 2.8).

Чувствительность фотоэлементов $K_{\text{диф}} = \Delta R / \Delta \Phi$ непостоянна и нелинейно зависит от светового потока Φ . Кроме того, фотоэлементы обладают еще и спектральной избирательностью т.е. чувствительностью к световому излучению определенной длины волны.

Фотоэлементы могут быть использованы и в режиме источников тока, т.е. как генераторные преобразователи фотоэ.д.с.

Фотопреобразователи находят применение в приборах фотокаротажа, предназначенных для дифференциации разрезов скважин по цвету пород, в скважинных расходомерах (например, в ТСП-70Ф) в некоторых инклинометрах. Так, автором совместно с профессором. А.В.Давыдовым предложен датчик угла наклона буровой скважины для непрерывных измерений [27]. Этот датчик содержит измерительную камеру 1, частично заполненную жидкостью 2 с высоким коэффициентом поверхностного отражения, например, ртутью или сплавом Вуда, а над жидкостью соосно размещены источник света 3 и кольцевой фотопреобразователь 4 (рис. 2.9). При вертикальном положении датчика весь свет источника, отраженный от поверхности жидкости, попадает на фотопреобразователь, и сигнал на его выходе максимален. При отклонении датчика от вертикали поверхность жидкости наклоняется относительно оси камеры, и часть отраженного света уходит за пределы фотопреобразователя. Выходной сигнал уменьшается тем сильнее, чем больше зенитный угол скважины.

2.2. Индуктивные преобразователи

Принцип действия индуктивных преобразователей основан на изменении электрического сопротивления Z катушки индуктивности при изменении магнитного сопротивления ее сердечника. В свою очередь, магнитное сопротивление сердечника может быть изменено либо за счет изменения величины воздушного зазора в нем, либо за счёт изменения магнитных свойств материала, из которого он состоит.

2.2.1. Индуктивные преобразователи с изменяемым воздушным зазором

Входной величиной преобразователей этого типа обычно служат линейные или угловые перемещения. Чувствительность датчика $K_{\text{диф}} = \Delta z / \Delta x$.

Конструкции датчиков весьма разнообразны, некоторые из них, наиболее распространенные, представлены на рис. 2.10.

Независимо от конструкции датчика, его индуктивное сопротивление $z = j \omega L$, где ω – круговая частота тока в катушке; L – ее индуктивность. $L = W^2 / R_\mu$, где W – число витков в катушке; R_μ – магнитное сопротивление сердечника. $R_\mu = R_{\text{ж}} + R_{\text{в}}$, где $R_{\text{ж}}$ – магнитное сопротивление железа сердечника; $R_{\text{в}}$ – магнитное сопротивление воздушного зазора. $R_{\text{в}} \gg R_{\text{ж}}$. $R_{\text{в}} = \delta / (\mu_0 \cdot S)$, где δ – длина воздушного зазора; S – его площадь; μ_0 – абсолютная магнитная проницаемость воздуха. Таким образом, $z = -j \omega W^2 \mu_0 S / \delta$, т.е. z обратно пропорционально δ и зависимость $z = f(\delta)$ нелинейна.

Линеаризовать эту зависимость удастся в конструкции так называемых «дифференциальных» индуктивных преобразователей (рис. 2.11). В этих преобразователях, используются, две катушки индуктивности, включенные в мостовую схему и расположенные таким образом, что, когда индуктивное сопротивление одной увеличивается, сопротивление другой падает.

Достоинства индуктивных: преобразователей: отсутствие открытых электрических контактов, большая мощность вырабатываемого сигнала; недостаток – наличие электромагнитного взаимодействия между катушкой и сердечником (или его подвижной частью), отсюда – так называемая «реакция преобразователя».

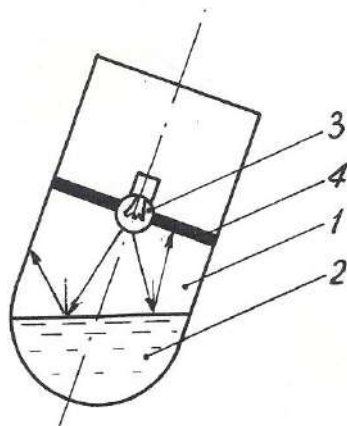


Рис. 2.9. Датчик угла наклона буровой скважины: 1 – измерительная камера; 2 – жидкость с высоким коэффициентом поверхностного отражения; 3 – источник света; 4 – кольцевой фотоприемник

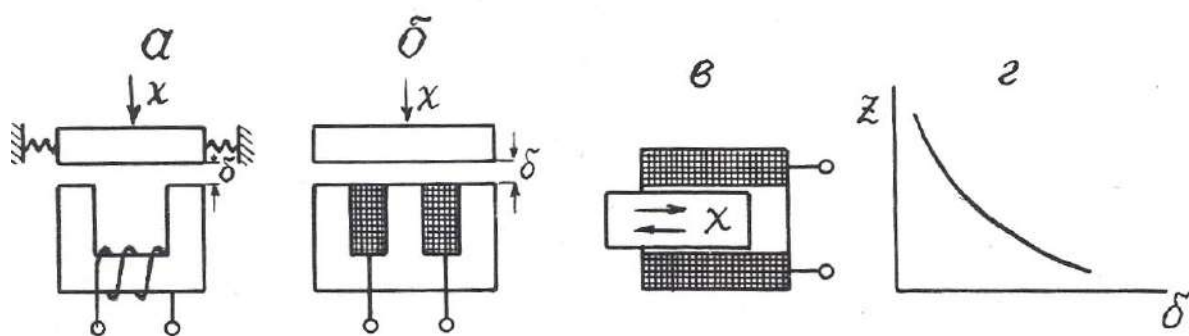


Рис. 2.10. Варианты выполнения индуктивных преобразователей с изменяемым воздушным зазором (а-в) и их статическая характеристика (г).

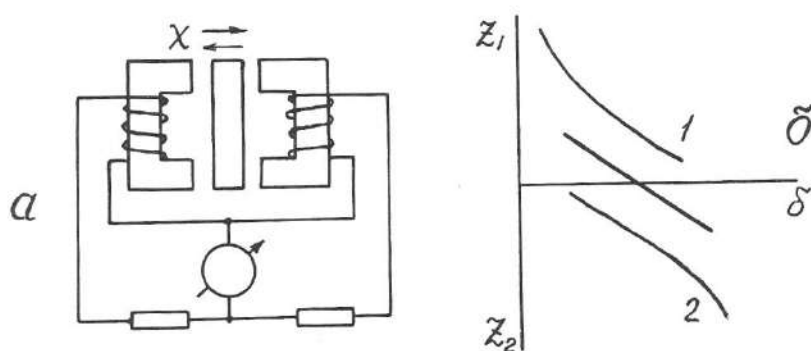


Рис. 2.11. Дифференциальный индуктивный преобразователь (а) и его статическая характеристика (б)

В геофизической аппаратуре индуктивные преобразователи находят применение в некоторых каверномерах и профилемерах (например, в профилере ПМ-50) [2], в скважинных расходомерах ДАУ-3, РСИ-3 и ГЕО-В-600 (последний венгерского производства) [21], в индуктивных дефектомерах обсадных колонн.

2.2.2. Магнитоупругие преобразователи

Эти преобразователи основаны на взаимосвязи между магнитным и механическим состоянием ферромагнитных материалов.

Различают собственно **магнитоупругий эффект**, т.е. изменение магнитных свойств, в частности, магнитной проницаемости под воздействием механических деформаций, и обратное явление – **магнитострикционный эффект**, т.е. изменение формы и размеров ферромагнитных тел под воздействием внешнего магнитного поля.

В качестве материала для изготовления магнитоупругих датчиков используют сплавы: пермаллой, пермендюр, альсифер, ферриты, а также чистые металлы, например, никель. Конструкции преобразователей изображены на рис. 2.12.

Относительный коэффициент передачи магнитоупругого датчика $K_{отн}=(\Delta\mu/\mu)/(\Delta l/l)$ составляет около 200 и не остается постоянным при изменении размеров датчика (см. рис. 2.12, д).

Достоинства магнитоупругих датчиков: простота конструкции, прочность, удобство герметизации; недостатки: нелинейная статическая характеристика, наличие резонансной частоты.

Для стержневых датчиков (см. рис. 2.12, а, б) резонансная частота $f_0=V/2l$, где V – скорость упругих волн в материале сердечника, l – его длина; для кольцевого (см. рис. 2.12, в) – $f_0=V/2d$, где d – диаметр датчика.

Магнитоупругие преобразователи находят применение в аппаратуре акустического каротажа в качестве источников (магнито-стрикционные излучатели) упругих волн [12,17], в некоторых прихватоопределителях, а также в буровой технике – в измерителях нагрузки МКМ-2 буровых станков и в измерителях давления промывочной жидкости МИД-1, МИД-1А [5].

2.2.3. Магнитомодуляционные преобразователи

Эти преобразователи основаны на изменении магнитных свойств ферромагнитных материалов под действием магнитного поля.

Сердечники магнитомодуляционных преобразователей изготавливают в форме стержня с большим отношением длины l к диаметру d : $l/d > 100$. При этом условии коэффициент размагничивания сердечника $N=0$ и даже в слабом магнитном поле, направленном вдоль его оси, сердечник намагничивается до насыщения. При этом его относительная магнитная проницаемость падает до 1, хотя при ненасыщенном состоянии она очень велика – до 10000. Для того, чтобы намагнитить сердечник до насыщения, на него наносят обмотку возбуждения, по которой пропускают переменный ток.

В моменты как падения магнитной проницаемости (при возрастании намагничивающего поля до H_s), так и восстановления ее (при уменьшении намагничивающего поля ниже H_s) в обмотке индуцируются пики э.д.с. самоиндукции противоположных знаков. Частота этих пиков вдвое превышает частоту возбуждающего тока, как это можно видеть по рис.2.13.

При воздействии на датчик внешнего постоянного магнитного поля, направленного вдоль его оси, в один из полупериодов это поле складывается с магнитным полем катушки возбуждения, и сердечник доходит до насыщения быстрее, чем вне внешнего магнитного поля, в другой полупериод внешнее поле вычитается из поля катушки возбуждения, и сердечник не доходит до

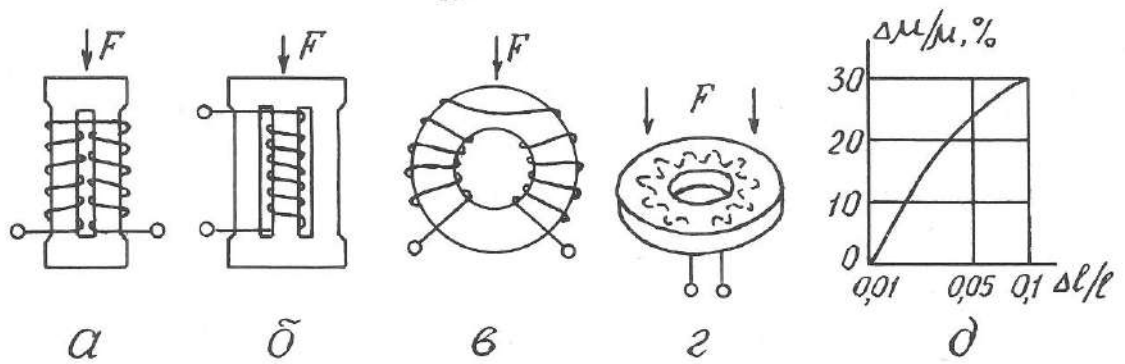


Рис. 2.12. Разновидности магнитоупругих преобразователей (а-г) и зависимость изменения магнитной проницаемости от изменения размеров преобразователя (д)

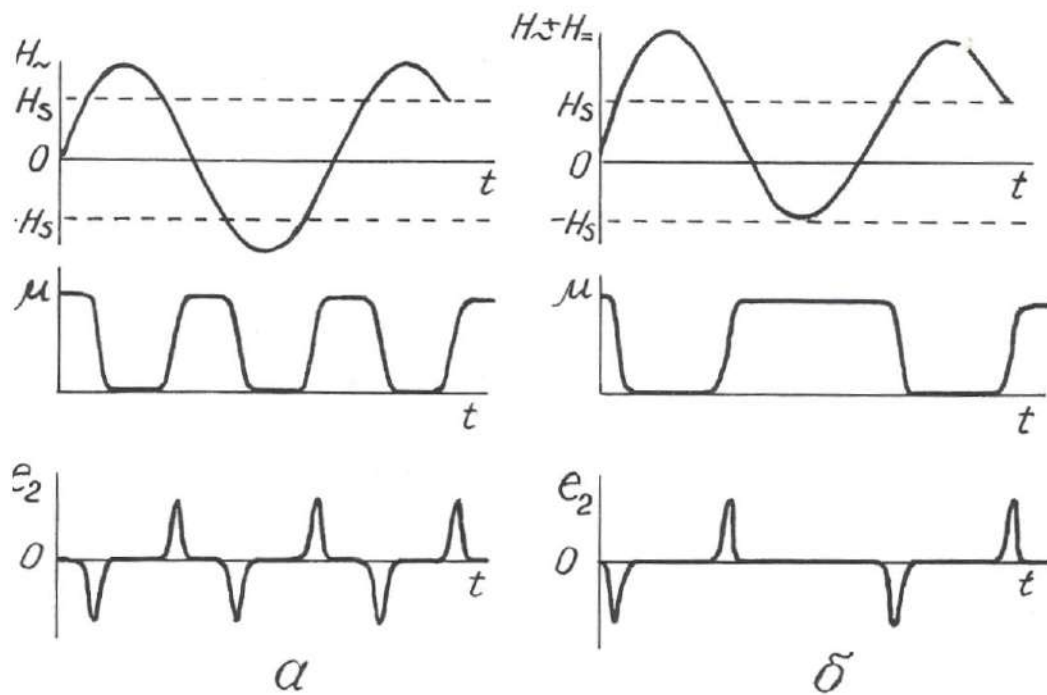


Рис. 2.13. Возникновение э.д.с. второй гармоники в магнитомодуляционном преобразователе в отсутствие (а) и при наличии (б) внешнего магнитного поля

магнитного насыщения, и нарушается симметрия перемангничивания сердечника.

Существуют 2-элементная и 1-элементная конструкции магнитомодуляционных датчиков (рис. 2.14). В 2-элементной имеются 2 параллельных сердечника, обмотки возбуждения на которых намотаны в противоположных направлениях и потому их магнитное поле имеет противоположное направление, а пики э.д.с. второй гармоники противоположны по знаку. По этой причине в сигнальной обмотке, охватывающей оба стержня, при отсутствии внешнего магнитного поля выходной сигнал равен 0. При наличии внешнего магнитного поля в один полупериод исчезает пара импульсов э.д.с. второй гармоники в одной обмотке, когда ее стержень не доходит до насыщения, в другой полупериод – не возникает такая же пара импульсов в другой обмотке возбуждения и потому на выходе сигнальной обмотки будет существовать э.д.с. второй гармоники, имеющая частоту, удвоенную по сравнению с током возбуждения. Амплитуда этой э.д.с. пропорциональна напряженности внешнего магнитного поля, а фаза определяется направлением последнего.

В одноэлементных датчиках э.д.с. второй гармоники выделяется не с помощью дополнительной сигнальной обмотки, а с помощью фильтров, настроенных на ее частоту.

Достоинства магнитомодуляционных датчиков: простота, надежность, отсутствие открытых электрических контактов, высокая чувствительность; недостаток – необходимость в сложной измерительной схеме, обеспечивающей питание датчика переменным током, а также выделение и усиление сигнала второй гармоники. Дополнительный недостаток 2-элементных датчиков – большое количество выводов.

Магнитомодуляционные преобразователи находят широкое применение в магнитометрической аппаратуре – 2-элементные в полевых (М-17) и аэромагнитометрах (АММ-13, АСГМ-46) [3], 1-элементные – в скважинных

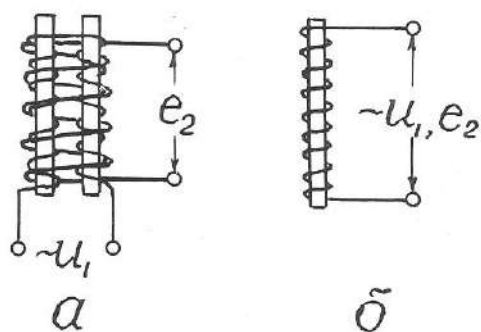


Рис. 2.14. Конструкция 2-элементного (а) и 1-элементного (б) магнитомодуляционного преобразователя

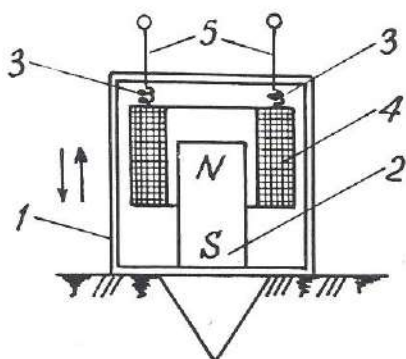


Рис. 3.1. Сейсмоприемник магнитоэлектрического типа: 1 – корпус; 2 – постоянный магнит; 3 – пружинки; 4 – катушка индуктивности; 5 – электрические выводы

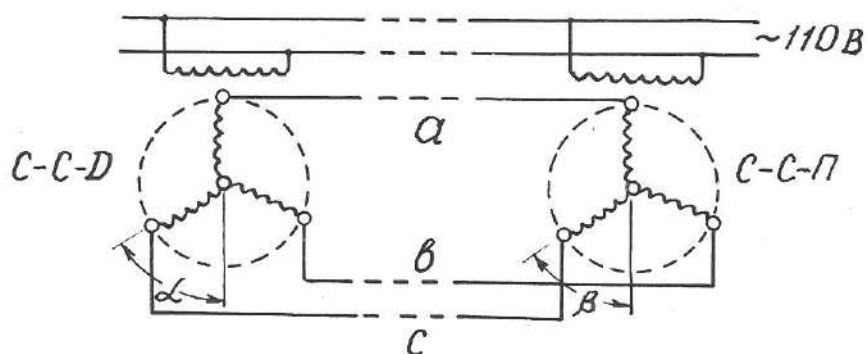


Рис. 3.2. Электрическая схема сельсинной передачи

магнитометрах ТСМ-3, ТСМК-40, ТСМК-30, КСМ-38 и др. [12,17]. Они используются также в скважинных расходомерах РЭТС-2 и магнитных меткоуловителях каротажных станций.

2.3. Емкостные преобразователи

Преобразователи этого вида основаны на изменении емкости C конденсатора под действием измеряемой величины.

Как известно, $C = \epsilon S / \delta$ (2.2), где S – площадь обкладок конденсатора; δ – расстояние между ними; ϵ – диэлектрическая проницаемость среды между обкладками. Следовательно, изменять емкость можно путем воздействия измеряемой величины либо на геометрические размеры датчика, либо на его диэлектрическую проницаемость. При этом очевидно, что датчики с изменяемыми параметрами S и ϵ имеют линейную статическую характеристику, а датчики с изменяемой величиной δ – нелинейную. В последнем случае для линеаризации характеристики возможно применение дифференциальных емкостных преобразователей, аналогичных по конструкции дифференциальным индуктивным датчикам.

Входными величинами емкостных датчиков могут быть линейные и угловые перемещения, механические усилия, деформации, изменение состава вещества.

Достоинства емкостных датчиков: высокая чувствительность, безинерционность, стабильность; недостаток – малая выходная мощность.

Датчики этого вида используются в аппаратуре диэлектрического каротажа ДК-1. Чувствительный элемент этой аппаратуры представляет собой цилиндрический конденсатор больших размеров, емкость которого зависит от диэлектрической проницаемости окружающих горных пород [2].

В так называемых «аквамерах» – приборах для определения количества воды в смесях «вода-нефть», откачиваемых из буровых скважин, также

применяется емкостной датчик. Действие этого прибора основано на том, что у воды $\epsilon=81$, а у нефти $\epsilon=2,5$ отн.ед. (при температуре 18^0C)

В некоторых скважинных термометрах используются в качестве частото задающего элемента в схеме RC -генератора конденсаторы, емкость которых зависит от температуры.

Кроме того, известны скважинные емкостные измерители зенитного угла [25]. Их чувствительный элемент – конденсатор, одна обкладка которого представляет собой металлическую изолированную полусферу, установленную перпендикулярно оси прибора, а другая обкладка – залитую в эту сферу ртуть. При вертикальном расположении датчика емкость его максимальна, при наклоне – уменьшается.

Контрольные вопросы

1. Назовите основные характеристики контактных преобразователей и приведите примеры их применения в геофизической аппаратуре (ГА).
2. Назовите основные характеристики реостатных преобразователей, приведите примеры их применения в ГА.
3. Назовите основные характеристики тензометрических преобразователей и приведите примеры их применения.
4. Назовите основные характеристики электролитических преобразователей и приведите примеры их применения в ГА.
5. Назовите основные характеристики терморезистивных преобразователей и приведите примеры их применения в ГА.
6. Назовите разновидности и основные характеристики фоторезистивных преобразователей, приведите примеры применения их в ГА.
7. Назовите разновидности индуктивных преобразователей.
8. Поясните принцип действия индуктивных преобразователей с изменяемым воздушным зазором, приведите примеры их применения в ГА.
9. Поясните принцип действия магнитоупругих преобразователей, приведите примеры их применения в ГА.

10. Поясните принцип действия магнитомодуляционных преобразователей, приведите примеры их применения.

11. Назовите основные характеристики емкостных преобразователей и приведите примеры их применения.

3. ПРЕОБРАЗОВАТЕЛИ ГЕНЕРАТОРНОГО ТИПА

Во всех генераторных преобразователях выходной величиной является э.д.с., появляющаяся в результате воздействия измеряемой величины.

3.1. Преобразователи индукционной э.д.с.

Эти преобразователи основаны на явлении электромагнитной индукции, возникающей при воздействии на проводник переменного магнитного поля.

Изменение магнитного поля, воздействующего на проводник или, точнее, на катушку индуктивности, достигается либо за счет перемещения катушки относительно постоянного магнита, либо за счет изменения магнитного поля при неизменном расположении магнита и катушки индуктивности.

3.1.1 Преобразователи индукционной э.д.с. со взаимным перемещением магнита и катушки индуктивности

Э.д.с., возникающая в катушке индуктивности, зависит от следующих факторов: $e = BVlW \sin \alpha$, где B – магнитная индукция; V – относительная скорость перемещения; α – угол между векторами V и B , l – длина витка и W – число витков в катушке.

Преобразователи этого вида широко используются в геофизической аппаратуре. Примером могут служить сейсмоприемники магнито-электрического типа (С210, СВ1-30 и др.), принцип действия которых

иллюстрируется рис. 3.1 [3]. С корпусом приемника 1 жестко скреплен постоянный магнит 2. Над магнитом на пружинках 3 подвешена катушка индуктивности 4 с электрическими выводами 5. При колебаниях поверхности, на которой установлен сейсмоприемник, происходят взаимные перемещения магнита 2 и катушки индуктивности 4, и в последней наводится э.д.с.

Другой пример использования датчиков этого вида – автосинная (или сельсинная) передача, которая применяется в каротажных станциях для синхронизации движения носителя записи (диаграммной или магнитной ленты) с перемещением зонда по скважине [12]. Принципиальная схема сельсинной передачи представлена на рис. 3.2. Передача содержит, по меньшей мере, две идентичных электрических машины, у которых статор имеет однофазную обмотку с явно выраженными полюсами, а ротор – трехфазную обмотку с неявно выраженными полюсами. Одна машина, называемая сельсином-датчиком (ССД), устанавливается на блок-балансе, через который в скважину опускается кабель со скважинным снарядами. При движении кабеля по скважине блок-баланс через зубчатую передачу приводит во вращение ротор сельсина-датчика. Другая машина, называемая сельсином-приемником (ССП), устанавливается в регистрирующем приборе каротажной станции и играет роль привода его лентопротяжного механизма. Обмотки роторов ССД и ССП включены навстречу друг другу, а обмотки статоров питаются переменным током промышленной частоты от одного и того же источника. Переменный ток создает в обмотках статоров пульсирующие магнитные потоки, которые индуцируют в роторных обмотках э.д.с., зависящие от угла поворота ротора относительно статора. Если эти углы у роторов ССД и ССП одинаковы ($\alpha=\beta$), то э.д.с., в их обмотках равны и взаимно компенсируют друг друга. Токи в каждой роторной цепи равны нулю. Если эти углы не равны ($\alpha\neq\beta$), баланс э.д.с. нарушается, и в роторных обмотках возникают токи, которые создают в них магнитные поля, стремящиеся повернуть роторы до положения $\alpha=\beta$. Поскольку ротор ССД механически связан с роликом блок-баланса, находящегося под

большой нагрузкой, то поворачивается все время ротор ССП, нагрузка на который меньше и который перемещает носитель записи синхронно с движением скважинного прибора. С одним и тем же ССД могут быть соединены несколько ССП, например, один в регистрирующем приборе, другой на панели лебедчика в блоке счетчика глубин.

Еще один пример применения датчиков этого вида – тахогенераторы – приборы для измерения скорости вращения [5]. В этих приборах ротор генератора вращается в поле постоянного магнита или электромагнита, а индуцируемая в нем э.д.с. выпрямляется и измеряется стрелочным или цифровым прибором. Такие тахогенераторы также используются в каротажных станциях для измерения скорости движения скважинного снаряда. Приводом ротора тахогенератора служит один из сельсинов-приемников автосинной передачи.

3.1.2. Преобразователи индукционной э.д.с. со стационарным размещением магнита и катушки индуктивности

В преобразователях этого вида изменение магнитного поля достигается за счет перемещения ферромагнитных масс в воздушном зазоре между магнитом и катушкой индуктивности. В общем случае э.д.с. индукции пропорциональна скорости изменения магнитного потока Φ и числу витков в катушке:

$$e = -w d\Phi / dt.$$

На рис. 3.3 представлено несколько примеров применения преобразователей этого вида в геофизической аппаратуре.

В скважинном каппаметре Н. А. Иванова (рис. 3.3, а) датчик представляет собой катушку индуктивности с большим количеством витков, намотанную на постоянном стержневом магните. Когда такой датчик перемещается по стволу скважины мимо горных пород с повышенными магнитными свойствами, это вызывает изменение магнитного потока через катушку индуктивности, и в ней

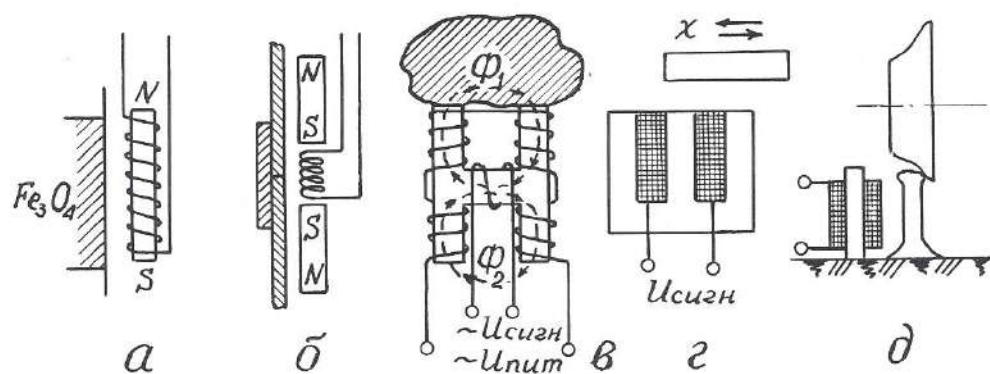


Рис. 3.3. Примеры применения преобразователей индукционной э.д.с.: а – скважинный каппаметр Н. А. Иванова; б – локатор муфт; в – лабораторный измеритель магнитной восприимчивости; г – счетчик количества; д – счетчик вагонеток

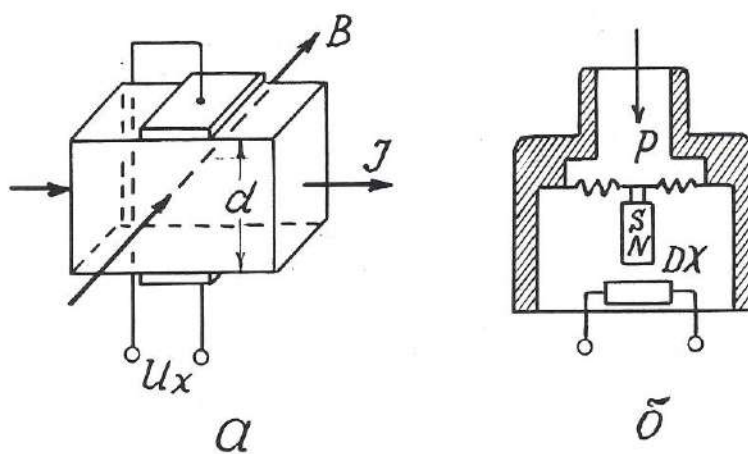


Рис. 3.4. Принцип действия преобразователя Холла (а) и его применение в манометре мембранного типа (б)

возникает э.д.с., пропорциональная магнитной восприимчивости горных пород. В наземном измерительном пульте эта э.д.с., усиливается, выпрямляется и выводится на регистрирующий прибор.

В 50-60 годах каппаметры Н. А. Иванова успешно применялись для исследования скважин на железорудных месторождениях Урала, но потом были заменены более совершенными приборами, поскольку описанный датчик имеет один явный недостаток – сигнал на его выходе зависит не только от магнитных свойств среды, но и от скорости перемещения датчика.

До настоящего времени при исследованиях обсаженных скважин применяются так называемые «локаторы муфт» – приборы, предназначенные для определения положения соединительных муфт обсадных колонн в скважинах [17].

Локатор муфт (рис. 3.3, б) содержит катушку индуктивности и два идентичных постоянных магнита, размещенных выше и ниже нее навстречу друг другу одноименными полюсами. Когда такой прибор перемещается по стальной трубе, имеющей постоянную толщину стенок, магнитные потоки верхнего и нижнего магнитов равны и в области расположения катушки индуктивности компенсируют друг друга. Когда же прибор проходит через соединительную муфту, то из-за увеличения толщины стали сначала усиливается магнитный поток одного (верхнего), а затем другого (нижнего) магнита. В результате в катушке возникает пара разнополярных импульсов э.д.с., которые и регистрируются на диаграммной ленте.

Еще один пример применения преобразователей данного вида – измерители магнитной восприимчивости образцов горных пород (прибор ИМВ-2) [3]. Датчик измерителя (рис. 3.3, в) представляет собой «Н» – образный сердечник с четырьмя обмотками возбуждения на концах сердечника и одной измерительной обмоткой на его «перекладине». Обмотки возбуждения подключены к источнику переменного тока и соединены таким обрезом, чтобы магнитные потоки, создаваемые ими в «перекладине» сердечника, были

направлены навстречу друг другу. Когда датчик находится в воздухе, эти потоки взаимно компенсируются, и сигнал в измерительной обмотке равен нулю. Когда к рабочей поверхности датчика прикладывается образец с повышенной магнитной восприимчивостью, магнитный поток, проходящий через него, увеличивается, и в измерительной обмотке наводится э.д.с., которая затем усиливается и измеряется.

Датчики данного вида находят также применение в технике как счетчики металлических предметов (рис. 3.3, г), счетчики вагонеток (рис. 3.3, д) и т.п. [5].

Общими достоинствами преобразователей индукционной э.д.с. является большая мощность выходного сигнала и отсутствие открытых электрических контактов, недостатком – наличие электромагнитного взаимодействия между магнитом и катушкой индуктивности.

3.2. Преобразователя гальваномагнитной э.д.с.

3.2.1. Преобразователи Холла

Преобразователи этого вида основаны на эффекте Холла, наблюдаемом в полупроводниках. Этот эффект проявляется в возникновении разности потенциалов U_x на обкладках датчика, по которому протекает ток I , при помещении его в магнитное поле, направленное перпендикулярно току. Принцип действия преобразователя Холла поясняется рис. 3.4.

$U_x = K_x \cdot IB/d$, где B – магнитная индукция; d – толщина датчика; K_x – коэффициент Холла, зависящий от характеристики материала и размеров датчика. Эффект Холла наблюдается в таких полупроводниковых материалах, как антимонид индия (InSb), арсенид индия (InAs), арсенид галлия (GaAs), арсенид-фосфат индия ($\text{InAs}_{0,8}\text{P}_{0,2}$) и др. Чистые полупроводники германий и кремний имеют очень высокое значение коэффициента Холла, но весьма чувствительны к режиму работы.

Датчики Холла используются для измерения перемещений, давления, числа оборотов и скорости вращения.

Достоинство датчиков: высокая чувствительность; недостатки: потребность во внешнем источнике питания, высокое выходное сопротивление и необходимость в высоком внутреннем сопротивлении источника питания, наличие четырех выводов.

В геофизической аппаратуре датчики Холла могут быть использованы для улавливания магнитных меток на каротажном кабеле (патент США № 4709208) или для измерения давления (рис. 3.4, б).

Отечественная приборостроительная промышленность выпускает микросхемы серии К1116 с датчиками Холла для магнитного управления электрическими цепями [16].

3.2.2. Преобразователи Виганда

Магнитобистабильный преобразователь Виганда состоит из специально обработанной проволоки из сплава викаллой (ванадий-10%, кобальт-52%, железо-38%) небольшого диаметра (около 0,3 мм), на которую нанесена обмотка индуктивности (рис. 3.5). При помещении датчика в магнитное поле в момент превышения напряженностью поля определенного порога направление намагниченности сердечника катушки спонтанно меняется, и в катушке возникает импульс напряжения длительностью около 20 мкс. При длине датчика 15 мм и числе витков $w=1300$ выходное напряжение достигает 2,5 В [6].

Достоинства датчиков Виганда: большой выходной сигнал, отсутствие внешнего питания, широкий температурный диапазон (от - 196 до + 175° С), искробезопасность.

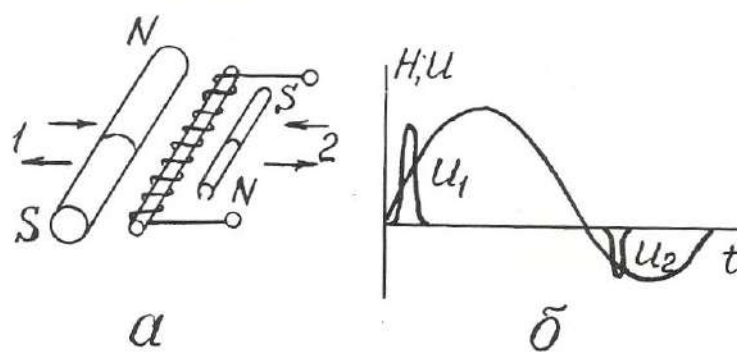


Рис. 3.5. Устройство преобразователя Виганда (а) и осциллограмма его выходного сигнала (б)

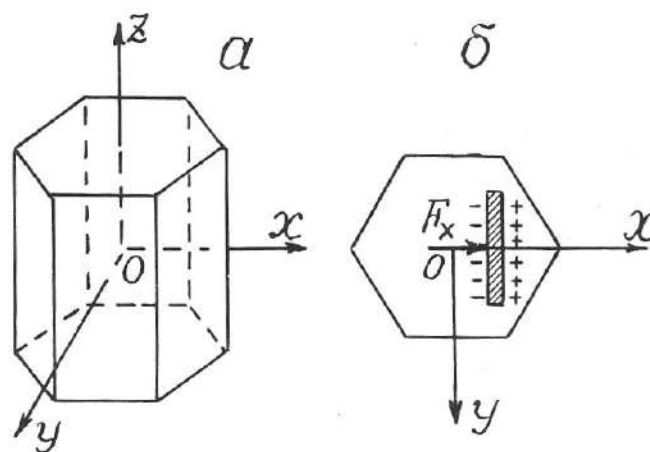


Рис. 3.6. Основные оси кристалла кварца (а) и возникновение пьезоэ.д.с. на кварцевой пластине (б)

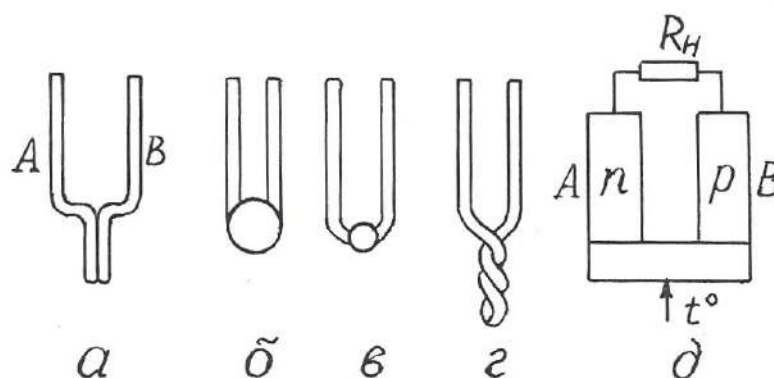


Рис. 3.7. Преобразователи термоэ.д.с. металлические (а-г) и полупроводниковые (д)

Ввиду того, что датчики Виганда были разработаны сравнительно недавно, в конце 80-х годов, они пока еще не используются в геофизической аппаратуре, хотя и могли бы найти применение, например, в магнитных меткоуловителях, устройствах блокировки, каротажных станций и других приборах.

3.3. Преобразователи пьезоэ.д.с.

Действие пьезопреобразователей основано на пьезоэлектрическом эффекте, который возникает в результате взаимосвязи между механическим и электрическим состоянием некоторых диэлектрических материалов, называемых **пьезоэлектриками**.

Различают **прямой пьезоэффект**, заключающийся в возникновении электрических зарядов на гранях кристаллов пьезоэлектриков под действием механических напряжений и исчезновении их после снятия нагрузки, и **обратный пьезоэффект**, проявляющийся в изменении формы и размеров пьезоэлектриков под действием электрического поля.

Способность к пьезоэффекту характеризуется пьезоэлектрической постоянной (пьезомодулем), величина которой определяется электрическим зарядом в Кл, возникающим под действием внешней силы в 1 Н: $K_{пз} = Q/F$.

Наиболее сильно пьезоэффект выражен у сегнетоэлектриков – веществ с аномально высокой диэлектрической проницаемостью. К ним относятся сегнетовая соль, кварц, турмалин, титанат бария и некоторые другие вещества.

Самая высокая пьезоэлектрическая постоянная у сегнетовой соли ($C_4H_4O_6KNa$): $K_{пз} = 300 \cdot 10^{-12}$ Кл/Н; у титана бария ($BaTiO_3$) $K_{пз} = 100 \cdot 10^{-12}$ Кл/Н; у кварца $K_{пз} = 2,1 \cdot 10^{-12}$ Кл/Н.

Основные свойства пьезоэлектрических датчиков рассмотрим на примере кварца. Кристалл кварц имеет главную оптическую ось z , нейтральную или механическую ось y , и электрическую ось x (рис.3.6). Максимальный пьезоэффект наблюдается при воздействии механических нагрузок вдоль

электрической оси x , поэтому пластины для пьезопреобразователей вырезают из кристаллов кварца перпендикулярно оси x .

Возникновение пьезоэффекта объясняется тем, что под действием механических сил происходит смещение электрических зарядов – одна область кристалла заряжается положительно, другая – отрицательно.

Достоинства преобразователей этого вида: безынерционность, линейная статическая характеристика, высокая собственная частота, малые габариты; недостатки: утечка зарядов с течением времени, необходимость гидроизоляции.

Применяются пьезопреобразователи для измерения динамических нагрузок, деформаций, перемещений.

В геофизической аппаратуре пьезопреобразователи используются в качестве приемников упругих колебаний в скважинных приборах акустического каротажа (СПАК-2, СПАК-4, СПАК-6 и др.). Такой пьезоэлектрический сейсмоприемник изготавливается в виде полой сферы из пьезокерамики, внутренняя и внешняя поверхности которой имеют серебряное покрытие для облегчения снятия с них электрических зарядов. От промывочной жидкости в скважине сейсмоприемник отделен слоем резины [2,17].

В полевой геофизике существует сейсмoeлектрический метод разведки, который заключается в возбуждении с помощью взрыва пьезоэффекта на кристаллах естественных пьезоэлектриков в условиях их коренного залегания и в измерении этого эффекта с помощью системы электродов [3].

В быту пьезопреобразователи используются в качестве звукозаписывающих устройств, в электропроигрывателях, в зажигалках для газовых плит (прямой пьезоэффект), в звукоизлучателях электронных часов и ПЭВМ (обратный пьезоэффект) [22].

3.4. Преобразователи термоэ.д.с.

Преобразователи этого вида основаны на термоэлектрическом эффекте, заключающемся в том, что в цепи из двух разнородных проводников при

поддержании разных температур в точках их соединения возникает э.д.с., пропорциональная разнице этих температур (эффект Зеебека) [22].

Термоэлектрические преобразователи называют термопарами а проводники А и В, из которых они состоят – термоэлементами (рис. 3.7).

Один **чувствительный спай** термоэлементов подвергают воздействию измеряемой температуры, температуру другого, **опорного**, поддерживают постоянной.

Чувствительность термопреобразователей составляет от 5 до 60 мкВ/К.

Наибольшую чувствительность имеют термопары, составленные из двух полупроводников с различной (электронной и дырочной) природой проводимости.

Достоинства термопреобразователей: отсутствие источников питания, линейная статическая характеристика, большой диапазон измеряемых температур; недостаток: малая мощность сигнала отдельной термопары.

В геофизике используются металлические термопреобразователи в качестве термометров для исследования скважин на месторождениях парогидротерм, полупроводниковые – в качестве датчиков в полевой термо-разведке.

В технике термопары используются в системах автоматического регулирования температуры в различных металлургических процессах. В годы Великой Отечественной войны выпускались батареи полупроводниковых термопреобразователей, которые надевались на стекло керосиновой лампы и вырабатывали электроэнергию, достаточную для питания лампового приемника или рации.

3.5. Преобразователи фотоэ.д.с.

В этих преобразователях используются два полупроводника с разным характером проводимости (рис. 3.8, а). На их контакте происходит взаимная

диффузия электронов в *p*-полупроводник, дырок – в *n*-полупроводник. Дырки рекомбинируют с электронами, в результате на контакте полупроводников образуется тонкий запирающий слой – «*p-n*-переход». Такие преобразователи могут работать в режиме источника тока и фотодиода.

При отсутствии светового облучения через такой преобразователь проходит очень небольшой, так называемый «темновой ток», соответствующий обратному току диода. При световом облучении *p-n* -перехода кванты света образуют добавочные носители тока.

Под действием разности потенциалов потенциального барьера *p-n*-перехода электроны перемещаются в зону *n*-полупроводника, а дырки – в зону *p*-полупроводника, создавая фотоэ.д.с., на выводах прибора. На рис. 3.8, а электроны и дырки, прошедшие через *p-n*-переход в результате диффузии и создавшие потенциальный барьер *p-n*-перехода, условно обозначены как «+» и «-» без кружочков. Добавочные дырки и электроны, возникшие под действием облучения, показаны как «+» и «-» в кружочках. Стрелками показано направление действующих на них сил поля *p-n*-перехода.

На рис. 3.8, б показан разрез германиевого фотодиода, состоящего из пластины германия 1 с проводимостью *n*-типа, которая сплавлена с индием 2 (проводимость *p*-типа). Толщина слоя германия над индием настолько мала, что кванты света свободно проникают через него в зону *p-n*-перехода. Корпус 3 выполнен из оргстекла и залит компаундом 4.

Спектральные характеристики фотопреобразователей зависят от используемых в них материалов.

Интегральная чувствительность германиевых фотопреобразователей имеет наибольшее значение $K_{\text{диф}} = \Delta I / \Delta \Phi = 20 \text{ мА/лм. Э.д.с.}$ фотогенераторов не превышает 0,12-0,5 В.

Преобразователи фотоэ.д.с. изготавливаются из кремния, селена, сернистого таллия и сернистого серебра. Достоинством селеновых фотопреобра-

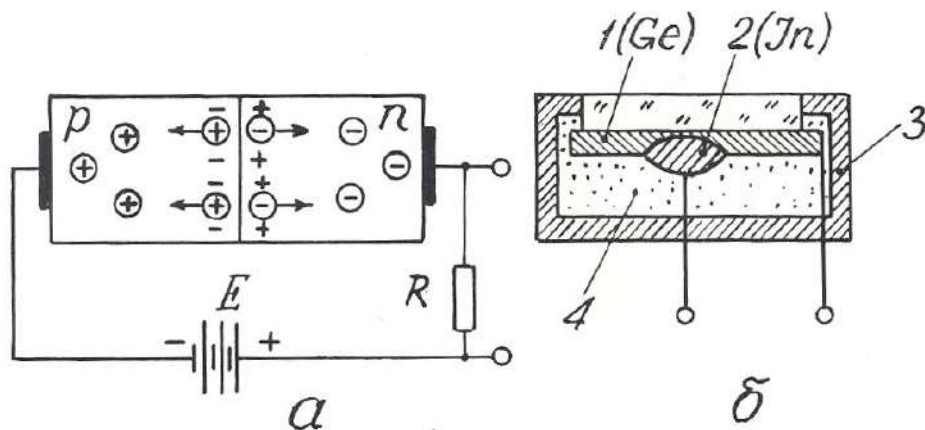


Рис. 3.8. Преобразователь фотоэ.д.с.: принцип действия (а) и конструкция (б)

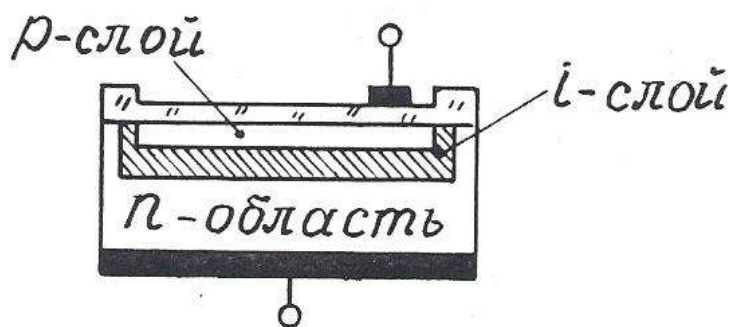


Рис. 3.9. Структура pin-диода

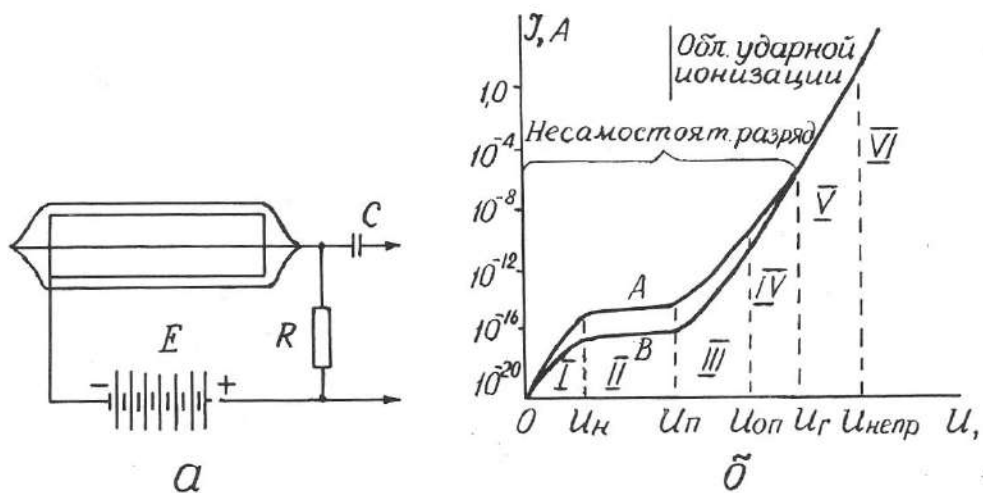


Рис. 4.1. Устройство газоразрядного счетчика (а) и его вольт-амперная характеристика (б):

A – β -частица; B – γ -квант

зователей является их спектральная чувствительность, близкая к чувствительности человеческого глаза.

Для увеличения количества дополнительных носителей, образующихся в p - n -переходе под действием светового облучения, между p и n -полупроводниками располагают дополнительный слой нелегированного высокоомного кремния (i -слой) – рис. 3.9. Такие фотоэлектрические приборы носят название pin -диодов. Область применения их в геофизической аппаратуре та же, что и фоторезистивных датчиков (см. раздел 2.1.7).

Контрольные вопросы

1. Назовите основные характеристики преобразователей индукционной э.д.с., их разновидности и приведите примеры их применения в технике и геофизической аппаратуре (ГА).
2. Поясните принцип действия датчика Холла и объясните его устройство (рис. 3.4, а).
3. Поясните принцип действия и устройство датчика Виганда (рис. 3.5).
4. Поясните принцип действия преобразователей пьезоэ.д.с. и приведите примеры их применения в ГА.
5. Поясните принцип действия преобразователей термоэ.д.с. и приведите примеры их применения в технике и ГА.
6. Поясните принцип действия преобразователей фотоэ.д.с. и приведите примеры их применения.

4. РАДИАЦИОННЫЕ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛИ

В настоящем пособии будут рассмотрены только те радиационные преобразователи, которые преобразуют энергию ядерного излучения в электрический сигнал. Эти преобразователи называются также детекторами радиоактивных излучений. Они бывают трех видов: газоразрядные, сцинтилляционные и полупроводниковые.

4.1. Газоразрядные детекторы

В газоразрядном детекторе происходит непосредственное преобразование энергии радиоактивного излучения в электрические импульсы.

Газоразрядный детектор представляет собой металлический цилиндр, по оси которого натянута тонкая металлическая нить. Цилиндр играет роль катода и подключается к «минусу» источника постоянного напряжения, нить (анод) – к «плюсу». И нить, и цилиндр могут быть помещены в стеклянный баллон (рис. 4.1, а). Полость детектора заполнена газом под низким давлением (примерно – $1,5 \cdot 10^4$ Па). При прохождении через детектор нейтроны и гамма-кванты взаимодействуют с атомами вещества его катода и газового наполнителя, вызывая ионизацию газа и, как следствие, прохождение кратковременного импульса тока, сила I которого зависит от напряжения U между электродами. При схеме включения детектора, изображенной на рис. 4.1, а, на нагрузочном сопротивлении R импульс тока создает отрицательный импульс напряжения, который через разделительный конденсатор C подается на усилительно-регистрирующую схему [13].

Зависимость $I=f(U)$ или вольт-амперная характеристика счетчика приведена на рис. 4.1, б. В ней выделяются шесть областей, отличающихся по механизму переноса ионов в электрическом поле счетчика. В области I при малых напряжениях на электродах ток возрастает пропорционально напряжению, т.к. с ростом напряжения уменьшается количество рекомбинирующих ионов и все большее их количество достигает электродов счетчика. Эта область (от 0 до U_n) называется **омической**. Начиная с некоторого значения U_n , ток достигает насыщения (все ионы долетают до анода и катода) и перестает возрастать. Величина ионизационного тока во II области (от U_n до U_n) определяется только количеством ионов, образующихся в единицу времени. Преобразователи, работающие в этой области, носят название **ионизационных камер**. При дальнейшем, свыше U_n росте напряжения, несмотря на постоянство

начальной ионизации, происходит рост тока в импульсе. Это связано с возникновением ударной ионизации, при которой электроны, образующиеся при первоначальном воздействии радиации, ускоряются электрическим полем счетчика настолько, что начинают ионизировать молекулы газового наполнителя. Отношение числа ионов, достигших анода счетчика, к числу первичных ионов, созданных регистрируемой частицей (или гамма-квантом), называется **коэффициентом газового усиления**. Величина его зависит от приложенного напряжения.

С возникновением ударной ионизации вначале ток возрастает пропорционально напряжению на электродах (область пропорциональности III от $U_{\text{п}}$ до $U_{\text{оп}}$), здесь отмечается относительно невысокий коэффициент газового усиления (до 10^4), а при дальнейшем увеличении U пропорциональность нарушается и от $U_{\text{оп}}$ до $U_{\text{г}}$ следует IV область – **ограниченной пропорциональности**. За ней идет область Гейгера (V), в которой амплитуда импульса не зависит от начальной ионизации. Коэффициент газового усиления достигает 10^8 - 10^9 и продолжает увеличиваться с ростом напряжения. За областью Гейгера следует область **непрерывного разряда** (VI), для возникновения которого не нужна первичная ионизация, достаточно к электродам счетчика приложить напряжение, превышающее $U_{\text{непр}}$.

Области V и VI – это области самостоятельного разряда, который не требует для своего поддержания внешних источников ионизации.

Газоразрядные детекторы, применяемые в геофизической аппаратуре, работают либо в пропорциональной области (пропорциональные счетчики), либо в области Гейгера (счетчики Гейгера-Мюллера).

Пропорциональные счетчики используются для измерения плотности потока тепловых нейтронов. Баллон счетчика заполняется трехфтористым бором (BF_3), обогащенным до 96 % изотопом В-10, имеющим большое сечение захвата тепловых нейтронов. При захвате нейтрона происходит реакция $\text{B}(n,\alpha)\text{Li}$, α – частица производит первичную ионизацию в объеме счетчика. Для

измерений нейтронов надтепловых энергий счетчик окружают сначала слоем водородсодержащего вещества, например, парафина, а затем тонким (около 0,5 мм) слоем кадмия. Кадмий поглощает тепловые нейтроны, а надтепловые в парафине замедляются до тепловых энергий и затем фиксируются счетчиком.

Счетчик Гейгера-Мюллера применяется для регистрации гамма-квантов. Он заполняется инертным газом (аргоном или гелием) с добавкой паров высокомолекулярных органических соединений (этилового спирта или этилового эфира) или галогенов (хлора, брома). Такая добавка способствует гашению непрерывного разряда, т.к. положительные ионы, образовавшиеся из молекул инертного газа, нейтрализуются при столкновениях с молекулами высокомолекулярного соединения или галогена и не вызывают вторичной электронной эмиссии с катода.

После регистрации каждой ионизирующей частицы газоразрядный счетчик не способен в течение некоторого «мертвого времени» τ_m (порядка 10^{-4} с) отмечать попадание следующей частицы или реагирует на нее образованием импульса пониженной амплитуды («время восстановления» – τ_v). Величина «мертвого времени» и «времени восстановления» определяет разрешающую способность и эффективность преобразователя.

Разрешающей способностью преобразователя называют максимальное количество ионизирующих частиц N_{max} , которые могут быть уверенно зафиксированы преобразователем $N_{max} = I/(\tau_m + \tau_v)$.

Под **эффективностью счетчика** понимают отношение числа частиц, зарегистрированных счетчиком, к общему числу частиц, прошедших через объем счетчика. Эффективность газоразрядных счетчиков зависит от их конструкции, размеров и материала катода и обычно не превышает нескольких процентов.

Основной рабочей характеристикой газоразрядного преобразователя является его **счетная характеристика** – зависимость числа импульсов на его выходе от напряжения на электродах при постоянной интенсивности

ионизирующего облучения (рис. 4.2). Участок *ав* в пределах которого выбирается рабочее напряжение счетчика $U_{\text{раб}}$, называется **плато**. Протяженность плато составляет от 200 до 300 В, а наклон – от 3 до 15 % на 100 В.

Достоинства газоразрядных детекторов: большая амплитуда сигнала, малая потребляемая мощность, широкий температурный диапазон; недостатки: потребность в источнике питания с высоким напряжением, ограниченный ресурс, для счетчиков Гейгера-Мюллера – независимость амплитуды выходного сигнала от энергии ионизирующего излучения.

Газоразрядные счетчики очень широко применялись во всех разновидностях геофизических радиометров: полевых, каротажных, автомобильных и самолетных [3,12]. В последнее время они в значительной мере вытеснены более эффективными сцинтилляционными детекторами.

4.2 Сцинтилляционные детекторы

Сцинтилляционный радиационный преобразователь (рис. 4.3) состоит из люминофора 1 (оптически прозрачного вещества, люминесцирующего под действием ядерного излучения), и фотоэлектронного умножителя 2 (ФЭУ).

В результате действия попавшей в сцинтиллятор элементарной частицы (или гамма-кванта) часть атомов сцинтиллятора переходит в возбужденное состояние. Обратный переход их в нормальное состояние сопровождается кратковременной (порядка 10^{-7} - 10^{-9} с) световой вспышкой. Фотоны света преобразуются в электрический сигнал с помощью ФЭУ, который представляет собой комбинацию фотоэлемента с электронным усилителем. Фотоны из сцинтиллятора 1 выбивают из фотокатода ФЭУ 3 электроны, которые под действием электрического поля устремляются к ближнему диноду 4, имеющему положительный потенциал. Вследствие вторичной электронной

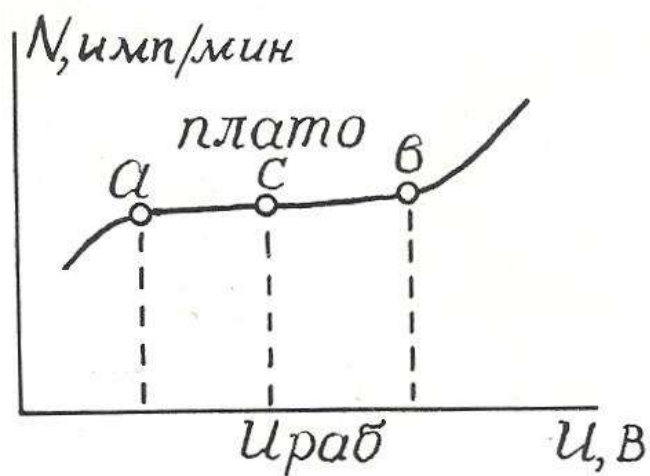


Рис. 4.2. Счетная характеристика газоразрядного счетчика Гейгера – Мюллера

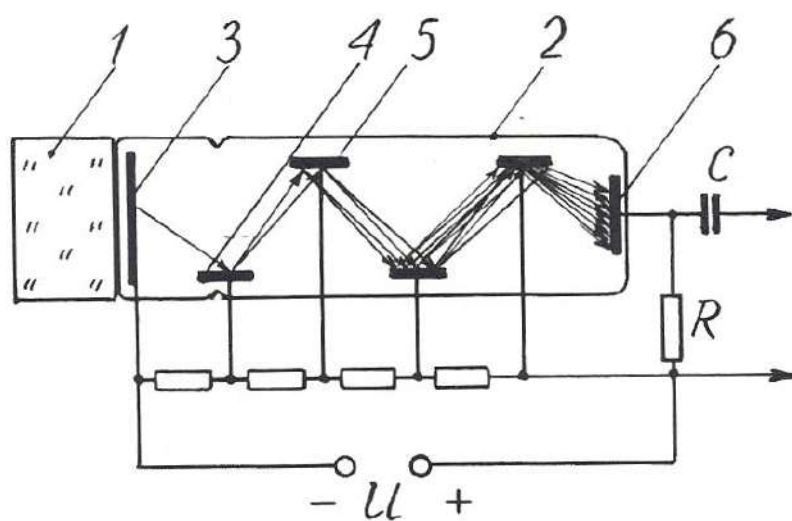


Рис. 4.3. Устройство сцинтилляционного преобразователя: 1 – кристалл-сцинтиллятор; 2 – фотоэлектронный умножитель (ФЭУ); 3 – фотокатод; 4 – первый динод; 5 – второй динод; 6 – анод (ФЭУ)

эмиссии каждый электрон "выбивает из динода вторичные электроны, которые притягиваются следующим динодом 5, имеющим более высокий потенциал, и также вызывают вторичную электронную эмиссию. Процесс развивается лавинообразно, в результате попадания каждой ионизирующей частицы в кристалл-сцинтиллятор соответствует прохождению импульса тока между анодом 6 и катодом 1 ФЭУ, причем амплитуда этого импульса пропорциональна энергии ионизирующей частицы.

Эффективность сцинтилляционных детекторов намного выше, чем у газоразрядных, и достигает 20 %.

В качестве сцинтилляторов для регистрации гамма-квантов в геофизической аппаратуре используют монокристаллы соединений NaI, CsI, KI, активированных таллием (Tl), а для регистрации нейтронов – кристаллы сернистого цинка ZnS с добавками серебра или меди. Примесь активатора (Tl, Ag, Cu) в люминофоре способствует созданию в решетках кристаллов-сцинтилляторов дополнительных центров люминесценции [13].

Счетная характеристика сцинтилляционных преобразователей имеет плато очень небольшой протяженности, вследствие чего эти преобразователи требуют питания высокостабилизированным напряжением.

Преимущества сцинтилляционных преобразователей перед газоразрядными: высокая эффективность, большая разрешающая способность, зависимость амплитуды выходного сигнала от энергии ионизирующего излучения, что позволяет изучать энергетический спектр последнего.

Эти преимущества обеспечивают широкое распространение детекторов этого вида в разнообразных радиометрах: полевых (СРП-68-02), скважинных (ДРСТ-3, Кура-2м и др.), самолетных (АСГМ-46 и др.).

К недостаткам сцинтилляционных детекторов можно отнести низкую термостойкость и термостабильность, что требует их термостатирования в скважинных радиометрах [9].

4.3. Полупроводниковые детекторы

Полупроводниковые детекторы (ППД) устроены и действуют совершенно аналогично преобразователям фотоэ.д.с., рассмотренным в разделе 3.5. Отличие заключается только в том, что в ППД образование свободных носителей в зоне p - n -перехода происходит за счет действия не фотонов света, а ионизирующего ядерного излучения.

Амплитуда импульса на выходе ППД пропорциональна числу носителей зарядов, образованных ионизирующей частицей, а следовательно, ее энергии, что дает возможность изучать энергетический спектр излучения.

Для создания i -слоя в ППД используют литий, обладающий высоким коэффициентом диффузии, который добавляют в торец полупроводника с p -проводимостью.

Преимущества полупроводниковых детекторов: экономичность питания, весьма малые размеры и хорошее амплитудное разрешение (в 20-30 раз лучше, чем у сцинтилляционных преобразователей).

Однако их распространение ограничено. Это связано, во-первых, со сравнительно небольшими размерами чувствительной части детектора, и во-вторых, с необходимостью охлаждения детектора до низких температур (от -100 до -196°), которое повышает их эффективность.

Контрольные вопросы

1. Какие существуют преобразователи ядерных излучений в электрический сигнал?
2. Объясните устройство газоразрядного преобразователя.
3. Объясните вольт-амперную характеристику (рис. 4.1, б) газоразрядного детектора.
4. Чем отличаются счетчики Гейгера-Мюллера от пропорциональных счетчиков?
5. Объясните устройство и работу сцинтилляционного детектора.

6. Назовите преимущества сцинтилляционных детекторов перед газоразрядными.

7. Объясните устройство и работу полупроводникового детектора, укажите его достоинства и недостатки.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Алиев Т. М., Тер-Хачатуров А. А.* Измерительная техника: Учебн. пособие для техн. вузов. – М.: Высшая школа, 1991. – 384 с.

2. *Аппаратура и оборудование для геофизических исследований нефтяных и газовых скважин:* Справочник /А. А.Молчанов, В. В. Лаптев, В. М. Моисеев, Р. С.Челохьян. – М.: Недра, 1987. – 263 с.

3. *Бондаренко В. М., Демура Г. В., Ларионов А. М.* Общий курс геофизических методов разведки: Учебн. пособие для техникумов. – П.: Недра, 1986. – 453 с.

4. *Бриндли К.* Измерительные преобразователи: Справочное пособие / Пер.с англ. – М.:Энергоатомиздат, 1991. – 144 с.

5. *Бухгольц В. П.* Датчики и реле автоматического контроля в горной промышленности. – М.: Недра, 1971. – 224 с.

6. *Виглеб Г.* Датчики / Пер. с нем. – М.: Мир, 1989. – 196 с.

7. *Енохович А. С.* Краткий справочник по физике. – М.: Высшая школа, 1976. – 288 с.

8. *Зачиевский Т., Мальзахер С., Квецинский А.* Промышленная электроника / Пер.с польского. – М.; Энергия, 1976. – 640 с.

9. *Зельцман П. А.* Конструирование аппаратуры для геофизических исследований скважин. – М.: Недра, 1968. – 180 с.

10. *Зимодро А. Ф., Скибинский Г. Л.* Основы автоматики. – Л.: Энергоатомиздат, 1984. – 160 с.

11. *Квартин М. И.* Электромеханические и магнитные устройства автоматики и их расчет. – М.: Высшая школа, 1973. – 344 с.
12. *Кривко Н. Н., Шароварин В. Д., Широков В. Н.* Промышленно-геофизическая аппаратура и оборудование: Учебн. пособие для вузов. – М.: Недра, 1981. – 280 с.
13. *Ларионов В. В.* Радиометрия скважин. – М.: Недра, 1969. – 327 с.
14. *Левшина Е. С., Новицкий П. В.* Электрические измерения физических величин. Измерительные преобразователи. – Л.: Энергоатомиздат, 1983.
15. *Литвак В. И.* Тензореле. Расчет, конструирование, применение. – М.: Машиностроение, 1989. – 160 с.
16. *Логинов В. И.* Электрические измерения механических величин / Изд. 2-е, доп. – М.: Энергия, 1976. – 104 с.
17. *Померанц Л. И., Белоконь Д. В., Козяр В. Ф.* Аппаратура и оборудование геофизических методов исследования скважин: Учебн. пособие для техникумов. – М.: Недра, 1985. – 271 с.
18. *Сковородников И. Г., Калашиников В. Н.* Дистанционный уровнемер для испытательных скважин // Геофизическая аппаратура. Вып.89. – Недра, 1988. – С. 98-103.
19. *Сковородников И. Г., Макаров Л. В., Калашиников В. Н.* Газожидкостный расходомер РГЖ-Г: Техническое описание. – Свердловск: СГИ, 1988. – 15 с.
20. *Сковородников И. Г., Макаров Л. В., Калашиников В. Н.* Изучение скорости и направления движения подземных вод // Гидрогеология и инж. геология: Обзор / ВНИИ экон. минер. сырья и геологоразв. работ. – М., 1987. – 33 с.
21. *Сковородников И. Г., Макаров Л. В., Калашиников В. Н.* Скважинные тахометрические расходомеры / СГИ. – Свердловск, 1989. – 65 с. – Деп. в ВИНТИ, №7609-В89, 1989.
22. *Справочник по средствам автоматики* / Под ред. В. Э. Низэ, И.В.Антика. – М.: Энергоиздат, 1983. – 504 с.

23. *Электрические измерения неэлектрических величин* / А. М. Туричин, П. В. Новицкий, Е. С. Левшина и др.; Изд. 5-е, перераб. и доп. – Л.: Энергия, 1975. – 676 с.
24. А. с. 491895. Зонд для измерения направления и скорости движения грунтовых вод /Б. Н. Халтурин, В. С. Лившиц // Бюл. изобр. – 1975, №42.
25. А. с. 1063990. Емкостной датчик зенитного угла / О. В.Фомин // Бюл. изобр. – 1983, № 48.
26. А. с. 1158750. Скважинный уровнемер (его варианты) / В. Н. Калашников, И. Г.Сковородников // Бюл. изобр. – 1985, № .20.
27. А. с. 1509518. Датчик угла наклона буровой скважины / А. В. Давыдов, И. Г. Сковородников // Бюл. изобр. – 1989, № 35.

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ФГБОУ ВО «Уральский государственный горный университет»

УТВЕРЖДАЮ
Проректор по учебно-методическому

комитету

С.А. Угоров



МЕТОДИЧЕСКОЕ ПОСОБИЕ ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ СТУДЕНТА

по дисциплине

ЭЛЕКТРОННЫЕ БЛОКИ ГЕОФИЗИЧЕСКОЙ АППАРАТУРЫ

Специальность:

21.05.03 Технология геологической разведки

форма обучения: очная, заочная

Автор: Сковородников И. Г.

Екатеринбург

2020

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие.....	5
1. Назначение первичных преобразователей, их характеристики и классификация.....	5
Контрольные вопросы.....	11
2. Преобразователи параметрического типа.....	12
2.1. Резистивные преобразователи.....	12
2.1.1. Контактные преобразователи.....	12
2.1.2. Реостатные преобразователи.....	13
2.1.3. Тензометрические преобразователи.....	16
2.1.4. Электролитические преобразователи.....	19
2.1.5. Терморезистивные преобразователи.....	21
2.1.6. Магниторезистивные преобразователи.....	23
2.1.7. Фотоэлектрические преобразователи.....	25
2.2. Индуктивные преобразователи.....	26
2.2.1. Индуктивные преобразователи с изменяемым воздушным зазором.....	27
2.2.2. Магнитоупругие преобразователи.....	29
2.2.3. Магнитомодуляционные преобразователи.....	30
2.3. Емкостные преобразователи.....	34
Контрольные вопросы.....	35
3. Преобразователи генераторного типа	36

3.1. Преобразователи индукционной э.д.с.....	36
3.1.1. Преобразователи индукционной э.д.с. со взаимным перемещением магнита и катушки индуктивности.....	36
3.1.2. Преобразователи индукционной э.д.с. со стационарным размещением магнита и катушки индуктивности.....	38
3.2. Преобразователи гальваномагнитной э.д.с.....	41
3.2.1. Преобразователи Холла.....	41
3.2.2. Преобразователи Виганда.....	42
3.3. Преобразователи пьезоэ.д.с.....	44
3.4. Преобразователи термоэ.д.с.....	45
3.5. Преобразователи фотоэ.д.с.....	46
Контрольные вопросы.....	49
4. Радиационные преобразователи.....	49
4.1. Газоразрядные детекторы.....	50
4.2. Сцинтилляционные детекторы.....	53
4.3. Полупроводниковые детекторы.....	56
Контрольные вопросы.....	56
Литература.....	57

ПРЕДИСЛОВИЕ

Цель данного пособия – познакомить студентов с применением различных электрических датчиков в геофизической аппаратуре, облегчить им усвоение соответствующих разделов курса «Геофизическая аппаратура» и выполнение курсового проектирования по нему.

Необходимость издания пособия обусловлена тем, что в опубликованных работах по первичным преобразователям рассматриваются датчики общетехнического применения, в то время, как датчики разнообразной геофизической аппаратуры имеют ряд особенностей, связанных со спецификой условий их эксплуатации.

В пособии рассмотрены физические основы и устройство датчиков всех типов, входные и выходные параметры, указаны их достоинства и недостатки и приведены примеры применения в конкретной геофизической аппаратуре.

В качестве примеров в ряде случаев использованы оригинальные разработки автора.

В конце каждой главы приведен перечень контрольных вопросов для самостоятельной проверки усвоения материала студентами.

1. НАЗНАЧЕНИЕ ПЕРВИЧНЫХ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕЙ, ИХ ХАРАКТЕРИСТИКИ И КЛАССИФИКАЦИЯ

Первичные преобразователи в геофизической аппаратуре (ГА) являются теми элементами, которые вырабатывают сигнал информации об измеряемой величине. По этой причине первичные преобразователи ГА называются также измерительными преобразователями. Другими синонимами термина «первичный преобразователь» являются «датчик», «детектор», «чувствительный

элемент», «сенсор», «трансмиситтер» [4,15,23]. Правда, в специальной литературе существуют различные толкования термина «датчик», наиболее распространенного из перечисленных терминов. Так, например, в монографии К. Бриндли [4], датчик рассматривается как пассивный преобразователь, т.е. преобразователь получающий энергию для своей работы от измеряемой величины. В других источниках [1,16] под датчиком понимается конструктивно законченное устройство, которое, кроме первичного преобразователя, может содержать и другие элементы (усилитель сигнала, источник питания и т.п.) и которое устанавливается на удалении от наблюдателя. В данном пособии, как и в большей части специальной литературы, термин «датчик» будет использоваться как синоним первичного или измерительного преобразователя.

Важнейшими характеристиками датчиков служат: чувствительность, точность (достоверность) информации об измеряемой величине, надежность и долговечность, стабильность работы при изменении внешних условий, быстродействие, вид зависимости выходного сигнала от измеряемой величины (линейная, нелинейная, реверсивная, нереверсивная и т.п.).

Поясним некоторые из перечисленных характеристик.

Чувствительность преобразователя, которую также называют **коэффициентом передачи**, представляет собой отношение изменения выходного сигнала y , к изменению входного сигнала x . Различают три вида коэффициентов передачи: статический, относительный и дифференциальный.

Статический коэффициент передачи используется для определения свойств преобразователей с линейной характеристикой: $K_{ст} = y/x$.

Дифференциальный коэффициент передачи применяется для датчиков с нелинейной характеристикой: $K_{диф} = \lim \Delta y / \Delta x \approx dy/dx$. Значение этого коэффициента непостоянно и зависит от величины входного сигнала x .

Относительный коэффициент передачи равен отношению относительного изменения сигнала на выходе датчика к относительному изменению сигнала на его вход $K_{отн} = (\Delta y/y) / (\Delta x/x)$. Этот коэффициент является величиной

безразмерной и удобен для сравнения свойств преобразователей, различных по принципу действия и конструкции.

У некоторых измерительных преобразователей вследствие трения покоя, шумов измерительной схемы, гистерезиса и др. причин изменение выходного сигнала появляется только тогда, когда измеряемая величина достигает определенного уровня. Этот уровень называется порогом **чувствительности** x_n .

Во время работы первичного преобразователя на него, кроме измеряемой величины, воздействуют и другие сигналы – помехи, например, изменения температуры, внешнего давления, вибрации, изменения напряжения питания и пр. Результаты воздействия помех проявляются в виде погрешностей измерений: абсолютных, относительных, приведенных.

Абсолютная погрешность – это разность между измеренным y и действительным (расчетным) значениями выходной величины y_0 : $\Delta y = y_{\text{изм}} - y_0$.

Относительная погрешность – это отношение абсолютной погрешности к действительному значению выходной величины в процентах: $\delta = (\Delta y / y_0) \cdot 100$.

Приведённая погрешность – это отношение абсолютной погрешности к наибольшему действительному значению выходной величины: $\varepsilon = \Delta y / y_{\text{max}}$. Для измерительных приборов приведенная погрешность определяет их класс точности.

В зависимости от режима, для которого определяется абсолютная или относительная погрешность, различаются **статические** и **динамические** погрешности (ошибки). Приведенная погрешность определяется только для установившегося (статического) режима [10].

Характер зависимости выходного сигнала от измеряемой величины $y = f(x)$ в установившемся режиме называется **статической** характеристикой преобразователя.

Наиболее удобными в работе и потому наиболее распространенными являются датчики, имеющие линейную характеристику. Если характеристика

датчика нелинейна, то для формирования выходного сигнала могут применяться системы линеаризации. В некоторых случаях, например, если измеряемая величина изменяется нелинейным образом, удобнее использовать преобразователи с нелинейной статической характеристикой.

В зависимости от того, как на выходную величину влияет изменение знака измеряемой величины, статические характеристики бывают: **нереверсивными** (когда знак выходного сигнала остается постоянным во всем диапазоне измерений) и **реверсивными** (когда выходной сигнал изменяет свой знак вслед за измеряемой величиной).

Следует упомянуть еще одну из характеристик измерительных преобразователей – **гистерезис**, который проявляется в несовпадении значений выходного сигнала при одном и том же значении измеряемой величины в зависимости от уменьшения или увеличения последней в момент измерения.

Надежность преобразователя – это способность работать в течение определенного периода времени при заданных условиях эксплуатации.

Надежность преобразователей, так же, как надежность, сложных электронных или механических устройств вообще, характеризуется вероятностью безотказной работы, средним временем безотказной работы и интенсивностью отказов – отношением числа отказавших устройств в определяемый промежуток времени к числу работоспособных в начале этого промежутка.

График зависимости интенсивности отказов от времени эксплуатации имеет характерную корытообразную форму. Первый участок графика ($0 - t_1$) называется "временем приработки", в этот период интенсивность отказов велика из-за того, что здесь проявляются дефекты сборки, выходят из строя некондиционные детали и т. п. Второй участок $t_1 - t_2$ называется "периодом условной долговечности», здесь отказы могут быть связаны, в основном, со случайными причинами. Третий участок $t_2 - \infty$ называется "периодом старе-

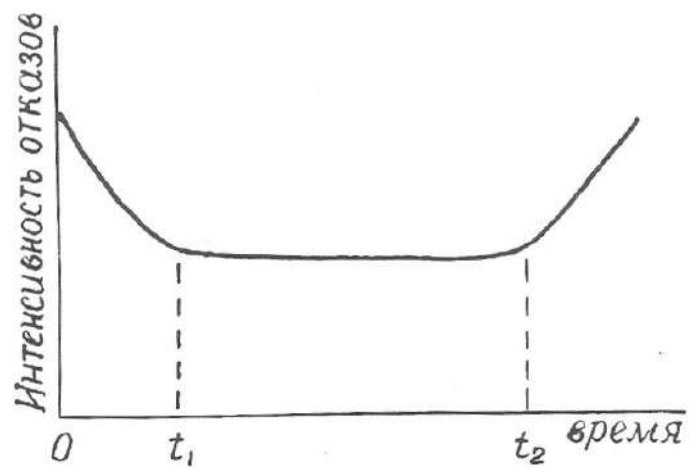


Рис. 1.1. Зависимость и интенсивности отказов от времени эксплуатации преобразователя

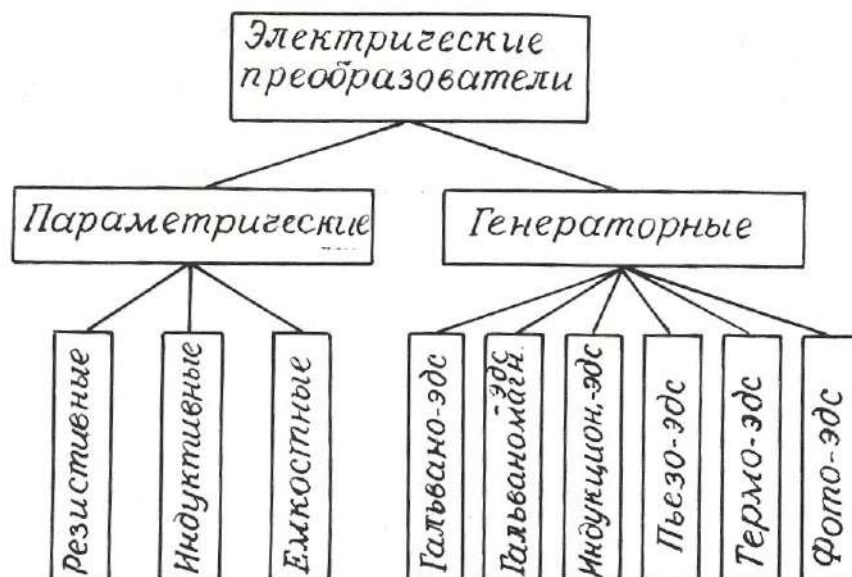


Рис. 1.2. Классификация электрических преобразователей

ния», здесь интенсивность отказов растет из-за того, что детали преобразователя вырабатывают свой ресурс (рис. 1.1).

Пути повышения надежности преобразователей – это упрощение их устройства, использование элементов с большой вероятностью безотказной работы, «разгруженный» режим эксплуатации.

подавляющее большинство датчиков геофизической аппаратуры преобразуют измеряемую величину в электрический сигнал, хотя имеются датчики, например, в гравиразведочных приборах, выходная величина которых не является электрической.

Электрические преобразователи, применяемые в геофизической аппаратуре, крайне разнообразны по принципу действия и конструкции.

Основными признаками, позволяющими классифицировать датчики, являются: назначение, принцип действия, вид входного и выходного сигналов, наличие или отсутствие источников питания.

По назначению электрические датчики делятся на преобразователи неэлектрических величин в электрические и преобразователи одних электрических величин в другие. Соответственно входные величины измерительных преобразователей могут иметь как электрическую, так и неэлектрическую природу. Это могут быть характеристики различных физических полей (например, магнитная индукция, температура, сила тяжести, э.д.с. естественных электрических полей), разнообразные свойства горных пород, руд и растворов (плотность, электрическое сопротивление, магнитная восприимчивость, радиоактивность), геометрические и технические параметры буровых скважин (их диаметр, углы искривления), скорость перемещения, механические усилия и т. д.

Выходными величинами электрических датчиков могут, быть: э.д.с., сила тока, частота тока, импульсы тока или комбинации импульсов различной длительности и амплитуды, а также сопротивление, емкость или индуктивность электрической цепи.

По принципу действия электрические преобразователи делятся на **параметрические**, изменяющие пассивные элементы электрической цепи (сопротивление, емкость, индуктивность), и **генераторные**, вырабатывающие э.д.с. различной физической природы. В свою очередь, среди параметрических датчиков выделяются: резистивные, емкостные и индуктивные, а среди генераторных: датчики гальванической, гальваномагнитной, индукционной, фото-, пьезо- и термоэ.д.с. (рис. 1.2).

Особняком стоят радиационные преобразователи (детекторы радио-активных излучений), которые имеют сложную структуру.

Каждый из видов датчиков, изображенных на рис. 1.1, имеет свои разновидности, отличающиеся по конструктивному исполнению.

По наличию или отсутствию специальных источников питания датчики подразделяются на **пассивные**, получающие энергию от измеряемой величины, и **активные**, питающиеся от внешнего источника.

В следующих разделах пособия будут рассмотрены физические свойства, особенности конструкции, достоинства и недостатки, а также примеры применения в конкретных образцах геофизической аппаратуры всех видов датчиков, представленных на рис. 1.2.

Контрольные вопросы

1. Дайте определение измерительного преобразователя.
2. Какие синонимы существуют у термина «измерительный преобразователь»?
3. Что такое чувствительность преобразователя?
4. Назовите виды коэффициентов передачи датчика.
5. Назовите виды погрешностей преобразователей, укажите, какие причины их вызывают.
6. Что такое статическая характеристика преобразователя?
7. Что такое надежность преобразователя?
8. Поясните график зависимости интенсивности отказов от времени (рис. 1.1).

9. По каким признакам производят классификацию электрических преобразователей?
10. Назовите входные и выходные величины электрических преобразователей в геофизической аппаратуре.
11. На какие две большие группы делятся электрические преобразователи по принципу действия?
12. Поясните классификацию преобразователей, приведенную на рис. 1.2.

2. ПРЕОБРАЗОВАТЕЛИ ПАРАМЕТРИЧЕСКОГО ТИПА

2.1. Резистивные преобразователи

В преобразователях этого вида изменения измеряемого параметра преобразуются в изменения **активного сопротивления** электрической цепи.

В соответствии с выражением $R = \rho \cdot l / S$ (2.1) изменения сопротивления R могут происходить за счет изменения геометрических размеров проводника (длины l и поперечного сечения S) или его удельного сопротивления ρ . К преобразователям с изменяемыми размерами относятся контактные, реостатные, потенциометрические, тензометрические, угольные и электролитические датчики. К преобразователям с изменяемым удельным сопротивлением – электролитические, терморезистивные и некоторые фотоэлектрические датчики.

2.1.1. Контактные преобразователи

Контактные преобразователи представляют собой простейшую разновидность преобразователей резистивного типа. В одном крайнем положении их сопротивление равно бесконечности, в другом близко к нулю.

Работой контактных преобразователей могут управлять механические (линейное или угловое перемещение) или различные физические параметры (температура, магнитное поле, электрический ток).

Контактные преобразователи составляют основу большинства реле, широко применяемых в системах автоматического управления [8,11]. В последнее время широкое распространение получили **герконы** – миниатюрные герметизированные контактные преобразователи, управляемые магнитным полем.

Достоинства контактных преобразователей составляют их простота и малая стоимость, универсальность (они могут работать в цепях как постоянного, так и переменного тока); недостатки – искрение и «дребезг» контактов, возможность ложных срабатываний контактов от тряски.

В геофизической аппаратуре контактные преобразователи используются в различных измерителях постоянных напряжений для преобразования этих напряжений в переменные, которые потом подвергаются усилению на электронных усилителях. Примером могут служить электроразведочные измерители ЭСК-1, АТ-72, самопишущие каротажные потенциометры ПАСК-8 и ПАСК-9. Контактные преобразователи используются также в схемах управления многочисленных скважинных приборов (в пластовом наклономере НП-3, расходомерах с раскрывающимся пакером и др.).

Герконы используются в скважинных расходомерах РСМ, РГД, ДГД и др. [21].

2.1.2. Реостатные преобразователи

Простейший реостатный преобразователь – это переменный резистор, подвижный контакт которого перемещается вследствие изменения измеряемой величины – линейного перемещения, давления, угла наклона, направления магнитного поля и т.п.

Реостатный преобразователь (рис. 2.1, а) может быть включен по потенцио-метрической схеме (рис. 2.1, б), в этом случае он должен быть отнесен к преобразователям генераторного типа.

Как правило, реостатные преобразователи выполняют в виде намотки из изолированной проволоки высокого сопротивления (из манганина, константана, вольфрама) на каркасе из изоляционного материала. Форма каркаса может быть различной: прямоугольной, кольцевой или более сложной конфигурации в зависимости от входного параметра и необходимой зависимости $R = f(x)$.

Проволочные реостатные преобразователи являются дискретными, т.к. непрерывному изменению входной величины x соответствует скачкообразное изменение сопротивления R определяемое переходом подвижного контакта с одного витка провода на другой. Это обуславливает и погрешность измерений, которая уменьшается с уменьшением диаметра проволоки и увеличением числа витков W . Статический коэффициент передачи реостатного датчика $K_{ст} = z \cdot W / l$, где z – сопротивление одного витка, l – длина намотки.

Обычная относительная погрешность датчиков $\delta = 0,2 - 0,5 \%$.

Преимущества реостатных датчиков: простота конструкции, малый вес и габариты, возможность включения в цепь как постоянного, так и переменного тока, возможность получения необходимой статической характеристики $R = f(x)$, недостатки: наличие подвижного механического контакта, что уменьшает надежность датчика, необходимость какого-то усилия для перемещения этого контакта, влияние температуры.

Благодаря своей простоте и универсальности реостатные преобразователи широко используются в геофизической аппаратуре для исследования скважин: в каверномерах (КФ, КМ, СКП-1 и др.), в инклинометрах (ИК-1, ИК-2, МИР-36, ИГ-36 и др.) [2,9,12], в датчиках натяжения кабеля, в некоторых уровнемерах. Так, например, в скважинном уровнемере конструкции УГИ [18,26], изменение уровня жидкости над прибором, точнее, гидростатическое давление столба жидкости над ним преобразуется в изменение уровня токопроводящей жидкост-

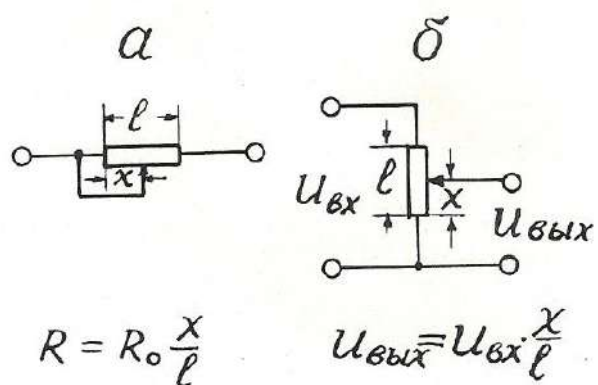


Рис. 2.1. Реостатный преобразователь (а) и его включение по потенциметрической схеме (б).

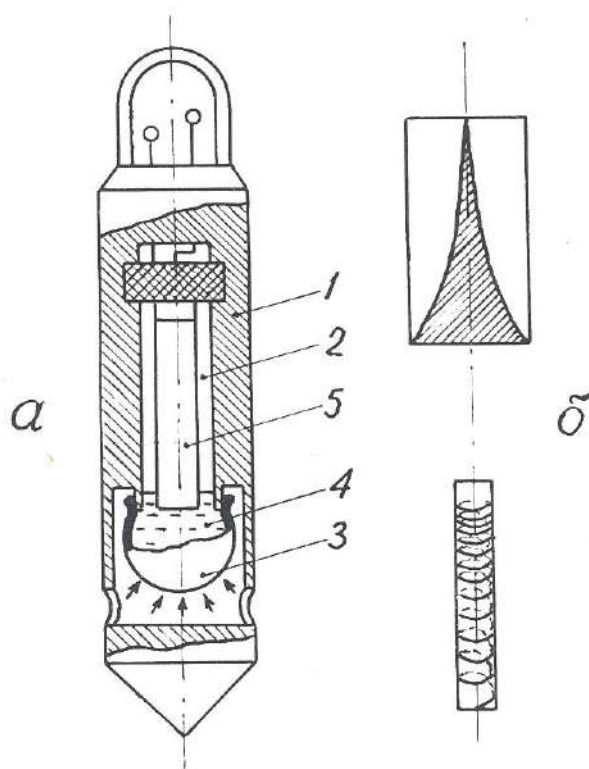


Рис. 1.2. Пример применения реостатного преобразователя в скважинном уровнемере с линейной входной характеристикой: а – конструкция уровнемера; б – варианты выполнения реостата; 1 – корпус уровнемера; 2 – измерительная камера; 3 – гибкий резервуар; 4 – токопроводящая жидкость; 5 – реостат.

ти в измерительной камере, отделенной от внешней среды гибкой оболочкой (рис. 2.2). Вдоль продольной оси камеры располагается реостатный преобразователь, подвижным контактом которого служит токопроводящая жидкость. Поскольку давление P в измерительной камере и ее объем V при постоянной температуре связаны соотношением $PV = \text{const}$ [7], то одинаковые приращения давления P (уровня жидкости) вызывают неодинаковые перемещения уровня токопроводящей жидкости в измерительной камере. Для получения линейной статической характеристики реостатный преобразователь в данном уровнемере выполнен в виде неравномерной намотки или высокоомной пленки переменной ширины таким образом, чтобы приращение сопротивления реостата было обратно пропорционально квадрату перемещения подвижного контакта, т.е. уровня токопроводящей жидкости.

2.1.3. Тензометрические преобразователи

Действие тензопреобразователей основано на изменении сопротивления проводников и полупроводников при их растяжении или сжатии [15].

Тензоэлементы (или тензорезисторы) состоят из тонкой проволоки или фольги, сложенной несколько раз в форме меандра и вклеенной между эластичными бумажными, пленочными или фетровыми подкладками. Толщина проволоки (или фольги) от 0,02 до 0,05 мм. Основные конструктивные формы тензоэлементов представлены на рис. 2.3.

Изменение электрического сопротивления тензоэлемента пропорционально относительной деформации детали в месте наклейки последнего. Относительный коэффициент передачи тензодатчика $K_{\text{отн}} = (\Delta R/R)/(\Delta l/l)$. Материал для тензоэлементов должен характеризоваться возможно большей тензочувствительностью и возможно меньшим температурным коэффициентом. Обычно используются сплавы: константан, манганин, нихром, а также чистые металлы: никель, висмут. Очень высокую тензочувствительность, в 60-80 раз

выше, чем у металлов, имеют полупроводники: германий, кремний и др. Полупроводниковые тензоэлементы получают выращиванием кристаллов полупроводника на мембране из диэлектрического металла (например, датчики «кремний на сапфире»).

Достоинства тензорезисторных преобразователей: простота конструкций, малые габариты, высокая точность, безинерционность; недостатки: невысокая чувствительность, зависимость сопротивления от температуры.

Низкая чувствительность тензорезисторных преобразователей требует применения усилителей выходного сигнала, а термозависимость – применения специальных мер для устранения влияния температуры.

Тензопреобразователи находят применение в датчиках силы натяжения каротажного кабеля с подвесным роликом ДНТ-033 ($\delta \leq 1,5\%$ при усилии до 500 Н) [2,17], в некоторых опробователях пластов в качестве измерителей пластового давления (например, в ОПД-7-10), в некоторых скважинных уровнемерах типа погружных манометров [2].

Автором тензорезисторный преобразователь применен в расходомере РГЖ-1, не содержащем вращающихся деталей [19]. Чувствительным элементом этого прибора служат две гибкие пластины, установленные вдоль измеряемого потока. Поскольку давление в движущемся флюиде понижается, пластины прогибаются навстречу друг другу тем больше, чем выше скорость потока (рис. 2.4). Прогиб пластин преобразуется в электрический сигнал с помощью наклеенных на них тензоэлементов. Для устранения влияния температуры на пластине наклеены 4 тензоэлемента (2 вдоль нее и 2 поперек), соединенные по мостовой схеме. В одну диагональ моста подается переменный ток питания (частота 1 кГц), к другой диагонали подключен усилитель. Чувствительность описанного расходомера составляет 0,05 л/с.

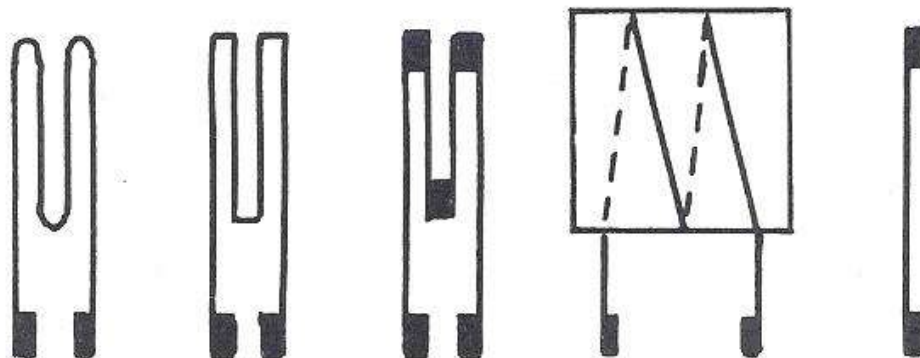


Рис. 2.3. Разновидности тензорезисторов

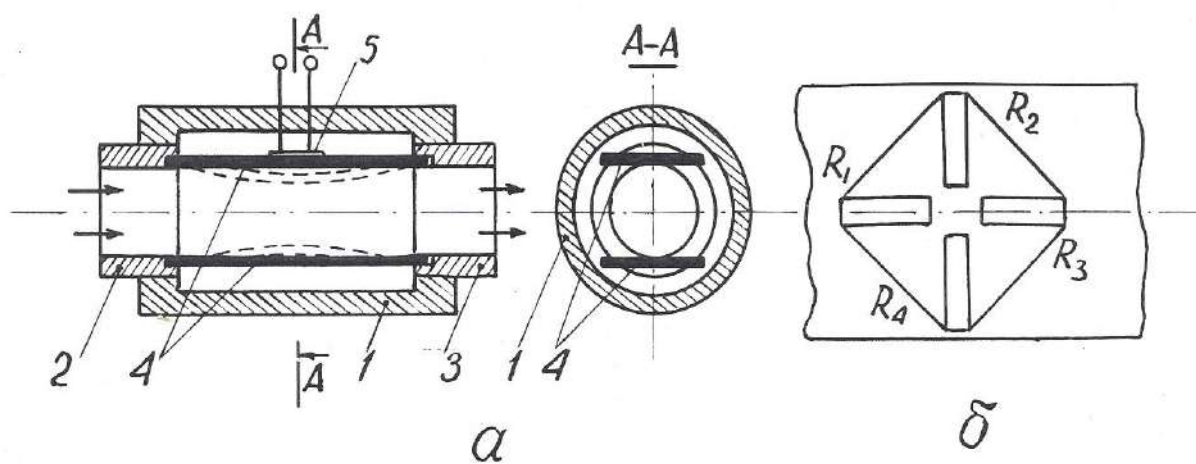


Рис. 2.4. Принцип действия расходомера РГЖ-1 (а) и размещение тензорезисторов на упругой пластине (б): 1 – корпус расходомера; 2 – входной канал; 3 – выходной канал; 4 – упругие пластины; 5 – тензометрический преобразователь прогиба пластины в электрический сигнал

2.1.4. Электролитические преобразователи

Преобразователи этого типа основаны на изменении электрического сопротивления между помещенными в электролит электродами в зависимости от расстояния между ними, площади соприкосновения с электролитом или проводимости последнего (2.1). Электролитические датчики используются для измерения угловых и линейных перемещений, а также для определения сопротивления электролита. Во избежание погрешностей, связанных с электролизом и электродной поляризацией, их включают, как правило, в цепь переменного тока.

Достоинства датчиков этого типа заключаются в простоте конструкции и способности пропускать большие токи; недостатки – в зависимости сопротивления электролита от температуры (при изменении последней на 1° электропроводность растворов изменяется на 1,5-2,5%).

В геофизической аппаратуре электролитические датчики используются в резистивиметрах всех видов: скважинных и переносных (например, в приборе ПР-1).

Еще один пример применения датчик этого типа устройство для определения направления и скорости потока подземных вод [20]. Это устройство содержит цилиндрическую измерительную камеру с перфорированными стенками, по окружности которой размещены радиальные электроды а в середине – центральный (рис. 2.5). Каждый из электродов подсоединен к своей жиле многожильного каротажного кабеля (например, кабеля КГ17-60-180ШМ. Внутри камеры располагается также магнитная стрелка с экраном из изоляционного материала на северном конце. Измерительная камера закрывается крышкой и заполняется электролитом через специальные отверстия в ней. Затем устройство опускают в скважину и устанавливают напротив исследуемого водоносного горизонта. По кабелю

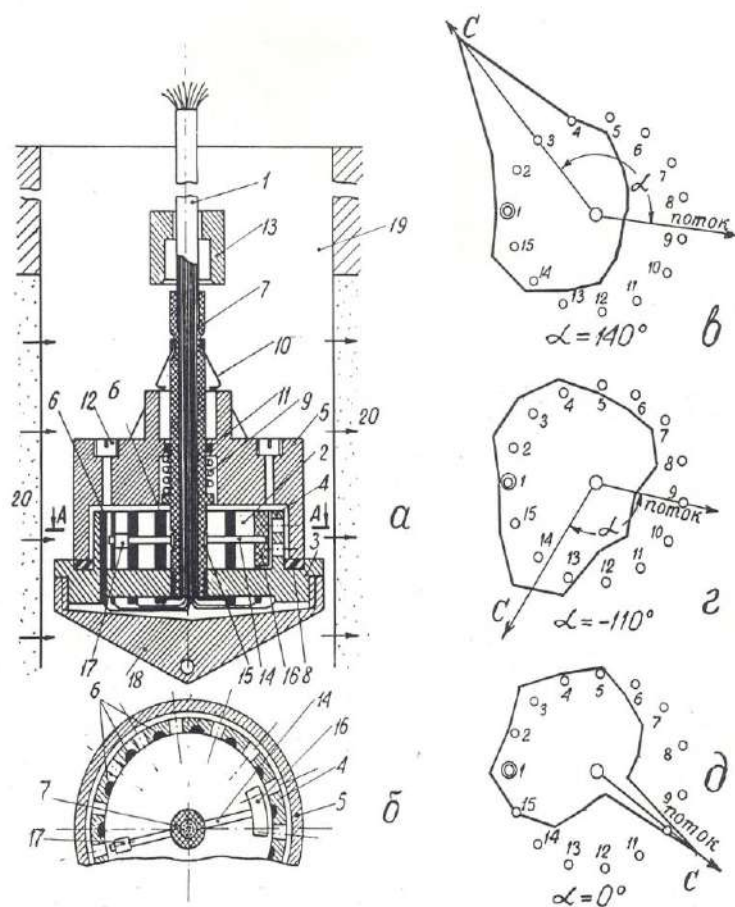


Рис. 2.5. Устройство для определения направления и скорости потока (а, б) и результаты измерений магнитного азимута потока (в-д): 1 – многожильный каротажный кабель; 2 – измерительная камера; 3 – изоляционный диск; 4 – перфорированные стенки камеры; 5 – крышка; 6 – радиальные электроды; 7 – центральный электрод; 8 – резиновая прокладка; 9 – сжатая спиральная пружина; 10 – пружинные защелки; 11 – резиновое кольцо; 12 – заливная пробка; 13 – сбивающий грузик; 14 – магнитная стрелка; 15 – скользящий подшипник; 16 – изоляционный экран; 17 – противовес; 18 – нижний наконечник.

опускают сбивающий грузик, который приводит в действие пружину, отбрасывающую крышку вверх по кабелю. Движением подземных вод электролит из измерительной камеры вымывается по направлению потока через перфорацию в стенках. Магнитная стрелка ориентируется по направлению магнитного меридиана, а экран на ее северном конце перекрывает один из радиальных электродов. На поверхности производят измерения электрического сопротивления между центральным и каждым из радиальных электродов. Минимальное сопротивление указывает направление потока подземных вод, а максимальное – направление на север. Скорость потока определяют по скорости вымывания электролита из измерительной камеры, повторяя измерения через определенные интервалы времени. При использовании 17-жильного кабеля устройство обеспечивает абсолютную погрешность в измерении направления потока, не превышающую $\pm 12^\circ$.

2.1.5. Терморезистивные преобразователи

Терморезистивные преобразователи основаны на свойстве металлов и полупроводников изменять свое сопротивление под действием температуры T .

Зависимость сопротивления металлов от температуры в общем случае нелинейна, однако, для ограниченных интервалов температур ее можно представить в виде линейной двучленной функции $R_T = R_0[1 + \alpha(T - T_0)]$, где R_0 – сопротивление при начальной температуре T_0 , а α – температурный коэффициент сопротивления для интервала $T - T_0$.

Основным материалом для терморезисторов являются чистые металлы: платина, медь, никель, которые обладают в интервале от 0 до 100°C положительным $\alpha = 0,0030 - 0,0068$ (град. $^\circ\text{C}$) $^{-1}$.

Известны также объемные полупроводниковые терморезисторы (термисторы). Их сопротивление уменьшается с повышением температуры по экспоненте, в среднем для них $\alpha = 0,03 - 0,04$ (град. $^\circ\text{C}$) $^{-1}$, но значение α сильно

зависит от температуры. Чувствительность (статический коэффициент передачи) терморезисторов $K_{ст} = \Delta R / \Delta T = \alpha R_0$.

Достоинства терморезистивных преобразователей: простота конструкции, малые габариты, возможность установки в труднодоступных местах. Однако им присущи и важные недостатки. Во-первых, это постоянство α лишь в ограниченном диапазоне температур и, во-вторых, инерционность, приводящая к большим динамическим погрешностям. Как известно, термопреобразователь приобретает температуру среды по закону $\Delta T = \Delta T_0 \cdot e^{-t/\tau}$ где ΔT_0 - начальная разность температур, t – время, τ – постоянная времени преобразователя, зависящая от его конструкции и теплопроводности, а также тепловых свойств среды.

В геофизическом приборостроении преобразователи этого типа находят применение в скважинных термометрах электрических (СТС-2, ЭТМИ-55 и др.) и электронных (ТЭГ-36, ТЭГ-60 и др.).

Чувствительный элемент всех скважинных термометров представляет собой тонкую (0,02-0,03 мм) медную проволочку, сложенную в несколько раз и помещенную в тонкостенную медную трубку длиной около 30 см, омываемую скважинным флюидом [9].

Точно так же устроен чувствительный элемент скважинных расходомеров типа термоанемометров СТД-2, СТД-4 [2]. Этот термоэлемент включается в мостовую измерительную схему и нагревается до температуры, превышающей температуру исследуемого потока. Мостовая схема балансируется при размещении чувствительного элемента в неподвижной жидкости. Когда жидкость приходит в движение, она охлаждает нагретый термоэлемент, тем сильнее, чем выше скорость ее движения.

В газокаротажных станциях (АГКС-64, АГКС-4 и др. для определения суммарного газосодержания в газовоздушной смеси эта смесь подается на термочувствительный элемент в виде тонкой платиновой проволочки, нагретой до 850° С и включенной в сбалансированную мостовую схему. Если в

анализируемой смеси имеются углеводородные газы, то при 850°C они сгорают, выделяющееся тепло повышает температуру проволоочки, увеличивая ее сопротивление и нарушая баланс мостовой схемы [17].

Аналогичным образом действуют приборы для определения содержания СО в выхлопных газах автомобиля [6].

Известны также устройства для определения направления потока подземных вод [24], содержащие нагреватель и расположенные вокруг него термисторы. По измерениям температуры последних определяют, в каком направлении идет перенос тепла, т.е. происходит движение подземных вод.

2.1.6. Магниторезистивные преобразователи

Эти преобразователи основаны на свойстве некоторых материалов изменять свое электрическое сопротивление под действием магнитного поля (эффект Гаусса). Таким свойством обладает, например, сплав пермаллой (80% никеля, 20% железа). Степень изменения сопротивления магниторезистора зависит от магнитной индукции поля B и угла θ между ее направлением и направлением тока [6,16,22].

Магниторезисторы изготавливаются по тонкопленочной технологии в форме меандров (рис. 2.6).

Еще большим магнитоэлектрическим эффектом, чем сплавы металлов, обладают полупроводники (антимонид индия InSb и арсенид индия InAs).

Увеличение сопротивления магниторезисторов объясняется увеличением пути движения электронов и дырок под действием силы Лоренца.

Чувствительность магниторезистивных датчиков $K_{\text{диф}} = \Delta R / \Delta B$ зависит от величины магнитной индукции: $\Delta R = R_0 \cdot A (vB)^n$, где A – так называемый «коэффициент формы», v – подвижность электронов: n – постоянный коэффициент ($n=1-2$), зависящий от B .

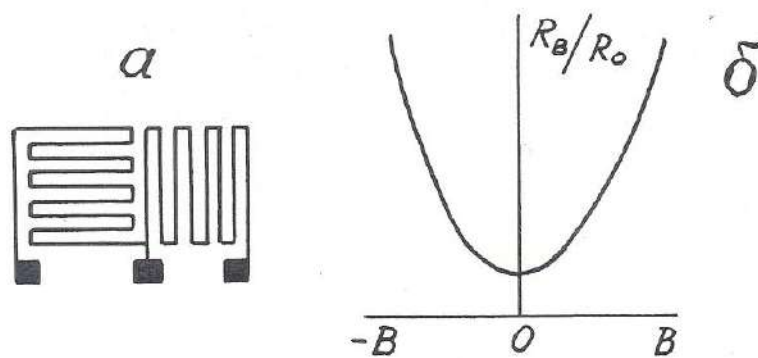


Рис. 2.6. Форма магниторезистора (а) и зависимость приращения его сопротивления от магнитной индукции (б)

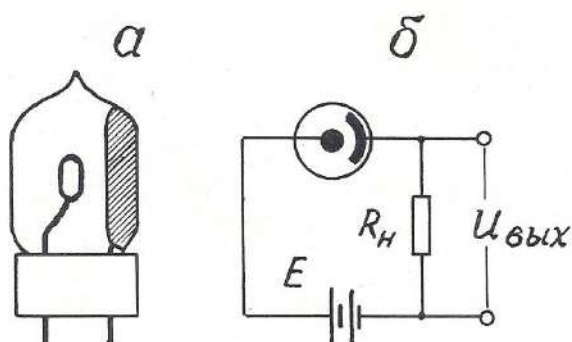


Рис. 2.7. Конструкция фотоэлемента с внешним эффектом (а) и включение его в измерительную схему (б)

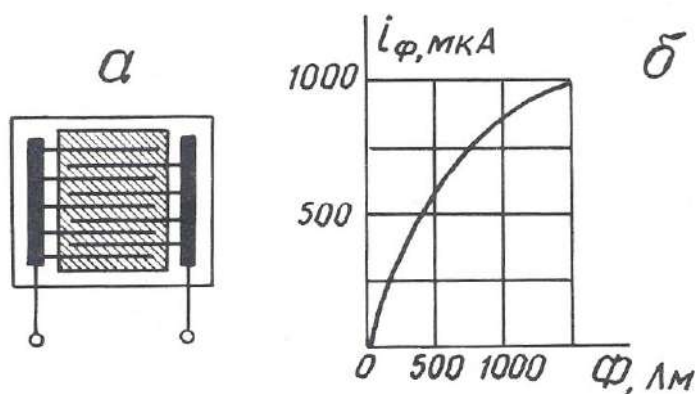


Рис. 2.8. Конструкция фотоэлемента с внутренним фотоэффектом (а) и зависимость фототока от светового потока (б)

При больших B значение $n=1$, поэтому при использовании магниторезисторов применяют магнитное смещение, помещая их в поле электромагнита с $B=0,3 - 0,5$ Тл.

Недостатки магниторезисторов: наличие температурного влияния и потребность в сильных магнитных полях.

Магниторезисторы в геофизике могут быть использованы в скважинных расходомерах и магнитных меткоуловителях каротажных станций.

2.1.7. Фотоэлектрические преобразователи

Фотоэлектрические преобразователи (фотоэлементы) основаны на явлении внешнего (электровакуумные и газонаполненные) или внутреннего (полупроводниковые) фотоэффекта.

Фотоэлемент с внешним фотоэффектом представляет собой электронную лампу с двумя электродами, один из которых (фотокатод) покрыт светочувствительным слоем (рис. 2.7). Возрастание фототока при увеличении приложенного напряжения происходит до величины тока насыщения, при котором все электроны, испускаемые фотокатодом под действием светового потока, достигают анода.

Фотоэлемент с внутренним фотоэффектом (фоторезистор) состоит из стеклянной пластины, на которой вытравлены входящие друг в друга гребневидные системы штрихов, заполненные электропроводным веществом (платина, золото). Пластина покрывается тонким слоем полупроводникового светочувствительного материала (рис. 2.8).

Чувствительность фотоэлементов $K_{\text{диф}} = \Delta R / \Delta \Phi$ непостоянна и нелинейно зависит от светового потока Φ . Кроме того, фотоэлементы обладают еще и спектральной избирательностью т.е. чувствительностью к световому излучению определенной длины волны.

Фотоэлементы могут быть использованы и в режиме источников тока, т.е. как генераторные преобразователи фотоэ.д.с.

Фотопреобразователи находят применение в приборах фотокаротажа, предназначенных для дифференциации разрезов скважин по цвету пород, в скважинных расходомерах (например, в ТСП-70Ф) в некоторых инклинометрах. Так, автором совместно с профессором. А.В.Давыдовым предложен датчик угла наклона буровой скважины для непрерывных измерений [27]. Этот датчик содержит измерительную камеру 1, частично заполненную жидкостью 2 с высоким коэффициентом поверхностного отражения, например, ртутью или сплавом Вуда, а над жидкостью соосно размещены источник света 3 и кольцевой фотопреобразователь 4 (рис. 2.9). При вертикальном положении датчика весь свет источника, отраженный от поверхности жидкости, попадает на фотопреобразователь, и сигнал на его выходе максимален. При отклонении датчика от вертикали поверхность жидкости наклоняется относительно оси камеры, и часть отраженного света уходит за пределы фотопреобразователя. Выходной сигнал уменьшается тем сильнее, чем больше зенитный угол скважины.

2.2. Индуктивные преобразователи

Принцип действия индуктивных преобразователей основан на изменении электрического сопротивления Z катушки индуктивности при изменении магнитного сопротивления ее сердечника. В свою очередь, магнитное сопротивление сердечника может быть изменено либо за счет изменения величины воздушного зазора в нем, либо за счёт изменения магнитных свойств материала, из которого он состоит.

2.2.1. Индуктивные преобразователи с изменяемым воздушным зазором

Входной величиной преобразователей этого типа обычно служат линейные или угловые перемещения. Чувствительность датчика $K_{\text{диф}} = \Delta z / \Delta x$.

Конструкции датчиков весьма разнообразны, некоторые из них, наиболее распространенные, представлены на рис. 2.10.

Независимо от конструкции датчика, его индуктивное сопротивление $z = j \omega L$, где ω – круговая частота тока в катушке; L – ее индуктивность. $L = W^2 / R_\mu$, где W – число витков в катушке; R_μ – магнитное сопротивление сердечника. $R_\mu = R_{\text{ж}} + R_{\text{в}}$, где $R_{\text{ж}}$ – магнитное сопротивление железа сердечника; $R_{\text{в}}$ – магнитное сопротивление воздушного зазора. $R_{\text{в}} \gg R_{\text{ж}}$. $R_{\text{в}} = \delta / (\mu_0 \cdot S)$, где δ – длина воздушного зазора; S – его площадь; μ_0 – абсолютная магнитная проницаемость воздуха. Таким образом, $z = -j \omega W^2 \mu_0 S / \delta$, т.е. z обратно пропорционально δ и зависимость $z = f(\delta)$ нелинейна.

Линеаризовать эту зависимость удастся в конструкции так называемых «дифференциальных» индуктивных преобразователей (рис. 2.11). В этих преобразователях, используются, две катушки индуктивности, включенные в мостовую схему и расположенные таким образом, что, когда индуктивное сопротивление одной увеличивается, сопротивление другой падает.

Достоинства индуктивных: преобразователей: отсутствие открытых электрических контактов, большая мощность вырабатываемого сигнала; недостаток – наличие электромагнитного взаимодействия между катушкой и сердечником (или его подвижной частью), отсюда – так называемая «реакция преобразователя».

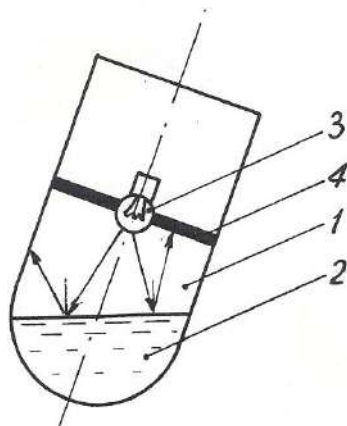


Рис. 2.9. Датчик угла наклона буровой скважины: 1 – измерительная камера; 2 – жидкость с высоким коэффициентом поверхностного отражения; 3 – источник света; 4 – кольцевой фотоприемник

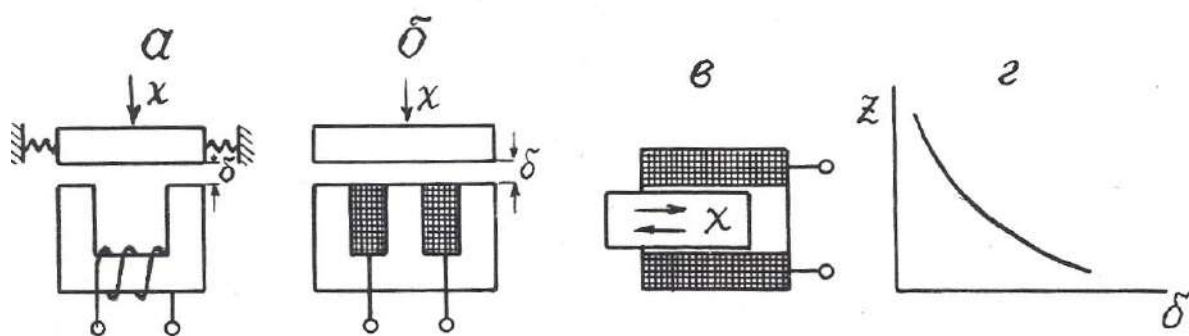


Рис. 2.10. Варианты выполнения индуктивных преобразователей с изменяемым воздушным зазором (а-е) и их статическая характеристика (z).

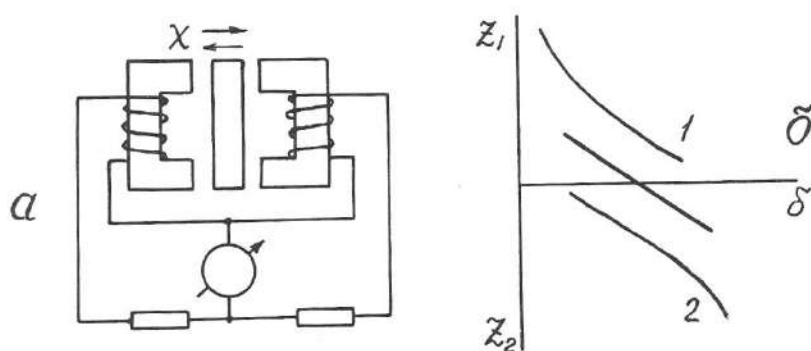


Рис. 2.11. Дифференциальный индуктивный преобразователь (а) и его статическая характеристика (б)

В геофизической аппаратуре индуктивные преобразователи находят применение в некоторых каверномерах и профилемерах (например, в профилере ПМ-50) [2], в скважинных расходомерах ДАУ-3, РСИ-3 и ГЕО-В-600 (последний венгерского производства) [21], в индуктивных дефектомерах обсадных колонн.

2.2.2. Магнитоупругие преобразователи

Эти преобразователи основаны на взаимосвязи между магнитным и механическим состоянием ферромагнитных материалов.

Различают собственно **магнитоупругий эффект**, т.е. изменение магнитных свойств, в частности, магнитной проницаемости под воздействием механических деформаций, и обратное явление – **магнитострикционный эффект**, т.е. изменение формы и размеров ферромагнитных тел под воздействием внешнего магнитного поля.

В качестве материала для изготовления магнитоупругих датчиков используют сплавы: пермаллой, пермендюр, альсифер, ферриты, а также чистые металлы, например, никель. Конструкции преобразователей изображены на рис. 2.12.

Относительный коэффициент передачи магнитоупругого датчика $K_{отн}=(\Delta\mu/\mu)/(\Delta l/l)$ составляет около 200 и не остается постоянным при изменении размеров датчика (см. рис. 2.12, д).

Достоинства магнитоупругих датчиков: простота конструкции, прочность, удобство герметизации; недостатки: нелинейная статическая характеристика, наличие резонансной частоты.

Для стержневых датчиков (см. рис. 2.12, а, б) резонансная частота $f_0=V/2l$, где V – скорость упругих волн в материале сердечника, l – его длина; для кольцевого (см. рис. 2.12, в) – $f_0=V/2d$, где d – диаметр датчика.

Магнитоупругие преобразователи находят применение в аппаратуре акустического каротажа в качестве источников (магнито-стрикционные излучатели) упругих волн [12,17], в некоторых прихватоопределителях, а также в буровой технике – в измерителях нагрузки МКМ-2 буровых станков и в измерителях давления промывочной жидкости МИД-1, МИД-1А [5].

2.2.3. Магнитомодуляционные преобразователи

Эти преобразователи основаны на изменении магнитных свойств ферромагнитных материалов под действием магнитного поля.

Сердечники магнитомодуляционных преобразователей изготавливают в форме стержня с большим отношением длины l к диаметру d : $l/d > 100$. При этом условии коэффициент размагничивания сердечника $N=0$ и даже в слабом магнитном поле, направленном вдоль его оси, сердечник намагничивается до насыщения. При этом его относительная магнитная проницаемость падает до 1, хотя при ненасыщенном состоянии она очень велика – до 10000. Для того, чтобы намагнитить сердечник до насыщения, на него наносят обмотку возбуждения, по которой пропускают переменный ток.

В моменты как падения магнитной проницаемости (при возрастании намагничивающего поля до H_s), так и восстановления ее (при уменьшении намагничивающего поля ниже H_s) в обмотке индуцируются пики э.д.с. самоиндукции противоположных знаков. Частота этих пиков вдвое превышает частоту возбуждающего тока, как это можно видеть по рис.2.13.

При воздействии на датчик внешнего постоянного магнитного поля, направленного вдоль его оси, в один из полупериодов это поле складывается с магнитным полем катушки возбуждения, и сердечник доходит до насыщения быстрее, чем вне внешнего магнитного поля, в другой полупериод внешнее поле вычитается из поля катушки возбуждения, и сердечник не доходит до

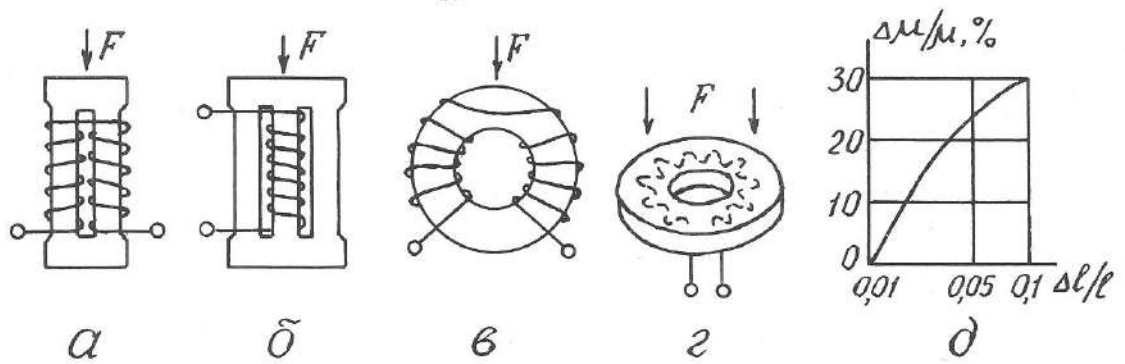


Рис. 2.12. Разновидности магнитоупругих преобразователей (а-г) и зависимость изменения магнитной проницаемости от изменения размеров преобразователя (д)

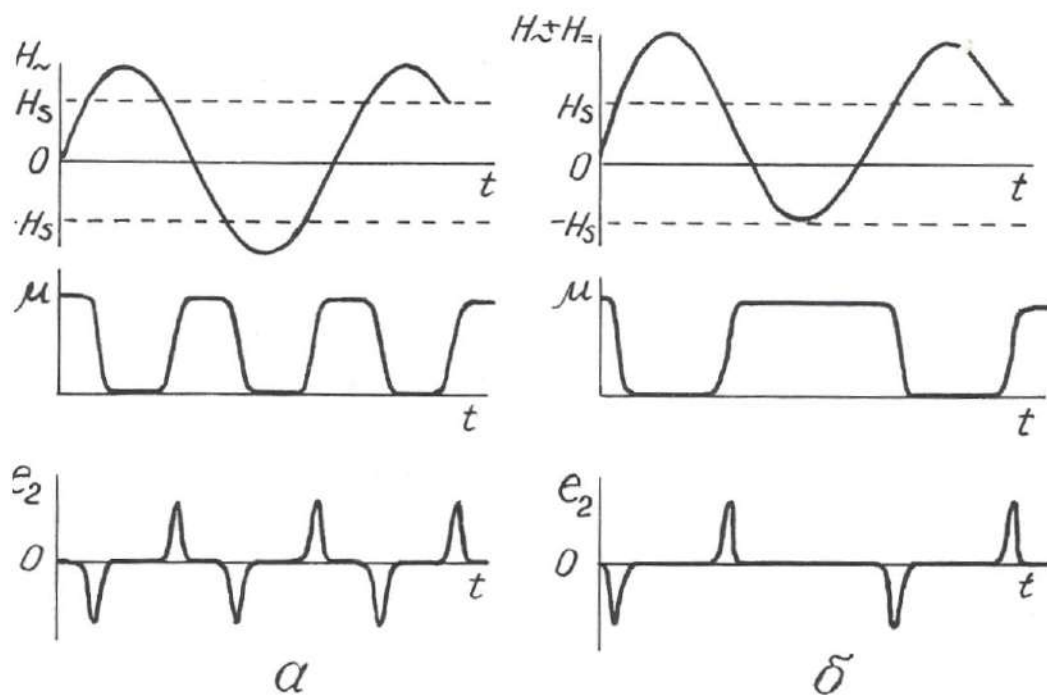


Рис. 2.13. Возникновение э.д.с. второй гармоники в магнитомодуляционном преобразователе в отсутствие (а) и при наличии (б) внешнего магнитного поля

магнитного насыщения, и нарушается симметрия перемангничивания сердечника.

Существуют 2-элементная и 1-элементная конструкции магнитомодуляционных датчиков (рис. 2.14). В 2-элементной имеются 2 параллельных сердечника, обмотки возбуждения на которых намотаны в противоположных направлениях и потому их магнитное поле имеет противоположное направление, а пики э.д.с. второй гармоники противоположны по знаку. По этой причине в сигнальной обмотке, охватывающей оба стержня, при отсутствии внешнего магнитного поля выходной сигнал равен 0. При наличии внешнего магнитного поля в один полупериод исчезает пара импульсов э.д.с. второй гармоники в одной обмотке, когда ее стержень не доходит до насыщения, в другой полупериод – не возникает такая же пара импульсов в другой обмотке возбуждения и потому на выходе сигнальной обмотки будет существовать э.д.с. второй гармоники, имеющая частоту, удвоенную по сравнению с током возбуждения. Амплитуда этой э.д.с. пропорциональна напряженности внешнего магнитного поля, а фаза определяется направлением последнего.

В одноэлементных датчиках э.д.с. второй гармоники выделяется не с помощью дополнительной сигнальной обмотки, а с помощью фильтров, настроенных на ее частоту.

Достоинства магнитомодуляционных датчиков: простота, надежность, отсутствие открытых электрических контактов, высокая чувствительность; недостаток – необходимость в сложной измерительной схеме, обеспечивающей питание датчика переменным током, а также выделение и усиление сигнала второй гармоники. Дополнительный недостаток 2-элементных датчиков – большое количество выводов.

Магнитомодуляционные преобразователи находят широкое применение в магнитометрической аппаратуре – 2-элементные в полевых (М-17) и аэромагнитометрах (АММ-13, АСГМ-46) [3], 1-элементные – в скважинных

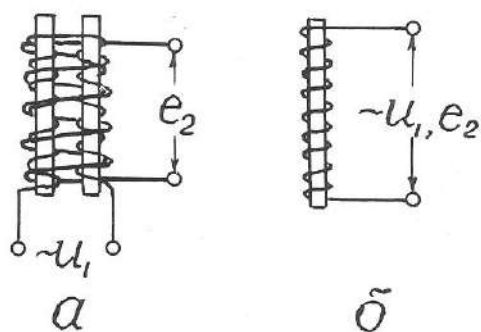


Рис. 2.14. Конструкция 2-элементного (а) и 1-элементного (б) магнитомодуляционного преобразователя

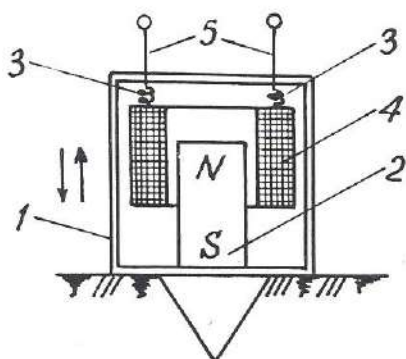


Рис. 3.1. Сейсмоприемник магнитоэлектрического типа: 1 – корпус; 2 – постоянный магнит; 3 – пружинки; 4 – катушка индуктивности; 5 – электрические выводы

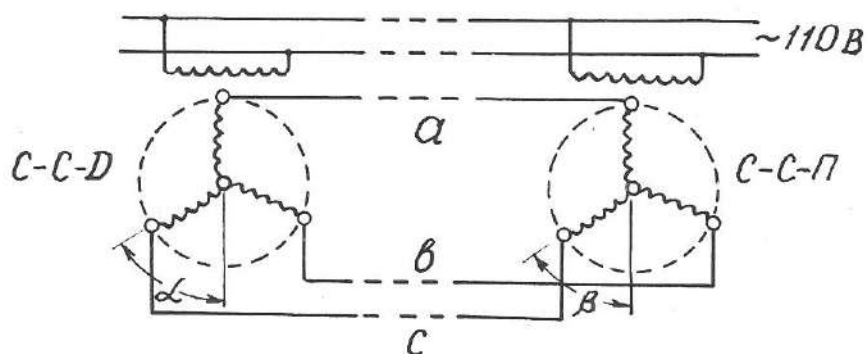


Рис. 3.2. Электрическая схема сельсинной передачи

магнитометрах ТСМ-3, ТСМК-40, ТСМК-30, КСМ-38 и др. [12,17]. Они используются также в скважинных расходомерах РЭТС-2 и магнитных меткоуловителях каротажных станций.

2.3. Емкостные преобразователи

Преобразователи этого вида основаны на изменении емкости C конденсатора под действием измеряемой величины.

Как известно, $C = \epsilon S / \delta$ (2.2), где S – площадь обкладок конденсатора; δ – расстояние между ними; ϵ – диэлектрическая проницаемость среды между обкладками. Следовательно, изменять емкость можно путем воздействия измеряемой величины либо на геометрические размеры датчика, либо на его диэлектрическую проницаемость. При этом очевидно, что датчики с изменяемыми параметрами S и ϵ имеют линейную статическую характеристику, а датчики с изменяемой величиной δ – нелинейную. В последнем случае для линеаризации характеристики возможно применение дифференциальных емкостных преобразователей, аналогичных по конструкции дифференциальным индуктивным датчикам.

Входными величинами емкостных датчиков могут быть линейные и угловые перемещения, механические усилия, деформации, изменение состава вещества.

Достоинства емкостных датчиков: высокая чувствительность, безинерционность, стабильность; недостаток – малая выходная мощность.

Датчики этого вида используются в аппаратуре диэлектрического каротажа ДК-1. Чувствительный элемент этой аппаратуры представляет собой цилиндрический конденсатор больших размеров, емкость которого зависит от диэлектрической проницаемости окружающих горных пород [2].

В так называемых «аквамерах» – приборах для определения количества воды в смесях «вода-нефть», откачиваемых из буровых скважин, также

применяется емкостной датчик. Действие этого прибора основано на том, что у воды $\epsilon=81$, а у нефти $\epsilon=2,5$ отн.ед. (при температуре 18^0C)

В некоторых скважинных термометрах используются в качестве частото задающего элемента в схеме RC -генератора конденсаторы, емкость которых зависит от температуры.

Кроме того, известны скважинные емкостные измерители зенитного угла [25]. Их чувствительный элемент – конденсатор, одна обкладка которого представляет собой металлическую изолированную полусферу, установленную перпендикулярно оси прибора, а другая обкладка – залитую в эту сферу ртуть. При вертикальном расположении датчика емкость его максимальна, при наклоне – уменьшается.

Контрольные вопросы

1. Назовите основные характеристики контактных преобразователей и приведите примеры их применения в геофизической аппаратуре (ГА).
2. Назовите основные характеристики реостатных преобразователей, приведите примеры их применения в ГА.
3. Назовите основные характеристики тензометрических преобразователей и приведите примеры их применения.
4. Назовите основные характеристики электролитических преобразователей и приведите примеры их применения в ГА.
5. Назовите основные характеристики терморезистивных преобразователей и приведите примеры их применения в ГА.
6. Назовите разновидности и основные характеристики фоторезистивных преобразователей, приведите примеры применения их в ГА.
7. Назовите разновидности индуктивных преобразователей.
8. Поясните принцип действия индуктивных преобразователей с изменяемым воздушным зазором, приведите примеры их применения в ГА.
9. Поясните принцип действия магнитоупругих преобразователей, приведите примеры их применения в ГА.

10. Поясните принцип действия магнитомодуляционных преобразователей, приведите примеры их применения.

11. Назовите основные характеристики емкостных преобразователей и приведите примеры их применения.

3. ПРЕОБРАЗОВАТЕЛИ ГЕНЕРАТОРНОГО ТИПА

Во всех генераторных преобразователях выходной величиной является э.д.с., появляющаяся в результате воздействия измеряемой величины.

3.1. Преобразователи индукционной э.д.с.

Эти преобразователи основаны на явлении электромагнитной индукции, возникающей при воздействии на проводник переменного магнитного поля.

Изменение магнитного поля, воздействующего на проводник или, точнее, на катушку индуктивности, достигается либо за счет перемещения катушки относительно постоянного магнита, либо за счет изменения магнитного поля при неизменном расположении магнита и катушки индуктивности.

3.1.1 Преобразователи индукционной э.д.с. со взаимным перемещением магнита и катушки индуктивности

Э.д.с., возникающая в катушке индуктивности, зависит от следующих факторов: $e = BVlW \sin \alpha$, где B – магнитная индукция; V – относительная скорость перемещения; α – угол между векторами V и B , l – длина витка и W – число витков в катушке.

Преобразователи этого вида широко используются в геофизической аппаратуре. Примером могут служить сейсмоприемники магнито-электрического типа (С210, СВ1-30 и др.), принцип действия которых

иллюстрируется рис. 3.1 [3]. С корпусом приемника 1 жестко скреплен постоянный магнит 2. Над магнитом на пружинках 3 подвешена катушка индуктивности 4 с электрическими выводами 5. При колебаниях поверхности, на которой установлен сейсмоприемник, происходят взаимные перемещения магнита 2 и катушки индуктивности 4, и в последней наводится э.д.с.

Другой пример использования датчиков этого вида – автосинная (или сельсинная) передача, которая применяется в каротажных станциях для синхронизации движения носителя записи (диаграммной или магнитной ленты) с перемещением зонда по скважине [12]. Принципиальная схема сельсинной передачи представлена на рис. 3.2. Передача содержит, по меньшей мере, две идентичных электрических машины, у которых статор имеет однофазную обмотку с явно выраженными полюсами, а ротор – трехфазную обмотку с неявно выраженными полюсами. Одна машина, называемая сельсином-датчиком (ССД), устанавливается на блок-балансе, через который в скважину опускается кабель со скважинным снарядами. При движении кабеля по скважине блок-баланс через зубчатую передачу приводит во вращение ротор сельсина-датчика. Другая машина, называемая сельсином-приемником (ССП), устанавливается в регистрирующем приборе каротажной станции и играет роль привода его лентопротяжного механизма. Обмотки роторов ССД и ССП включены навстречу друг другу, а обмотки статоров питаются переменным током промышленной частоты от одного и того же источника. Переменный ток создает в обмотках статоров пульсирующие магнитные потоки, которые индуцируют в роторных обмотках э.д.с., зависящие от угла поворота ротора относительно статора. Если эти углы у роторов ССД и ССП одинаковы ($\alpha=\beta$), то э.д.с., в их обмотках равны и взаимно компенсируют друг друга. Токи в каждой роторной цепи равны нулю. Если эти углы не равны ($\alpha\neq\beta$), баланс э.д.с. нарушается, и в роторных обмотках возникают токи, которые создают в них магнитные поля, стремящиеся повернуть роторы до положения $\alpha=\beta$. Поскольку ротор ССД механически связан с роликом блок-баланса, находящегося под

большой нагрузкой, то поворачивается все время ротор ССП, нагрузка на который меньше и который перемещает носитель записи синхронно с движением скважинного прибора. С одним и тем же ССД могут быть соединены несколько ССП, например, один в регистрирующем приборе, другой на панели лебедчика в блоке счетчика глубин.

Еще один пример применения датчиков этого вида – тахогенераторы – приборы для измерения скорости вращения [5]. В этих приборах ротор генератора вращается в поле постоянного магнита или электромагнита, а индуцируемая в нем э.д.с. выпрямляется и измеряется стрелочным или цифровым прибором. Такие тахогенераторы также используются в каротажных станциях для измерения скорости движения скважинного снаряда. Приводом ротора тахогенератора служит один из сельсинов-приемников автосинной передачи.

3.1.2. Преобразователи индукционной э.д.с. со стационарным размещением магнита и катушки индуктивности

В преобразователях этого вида изменение магнитного поля достигается за счет перемещения ферромагнитных масс в воздушном зазоре между магнитом и катушкой индуктивности. В общем случае э.д.с. индукции пропорциональна скорости изменения магнитного потока Φ и числу витков в катушке:

$$e = -w d\Phi / dt.$$

На рис. 3.3 представлено несколько примеров применения преобразователей этого вида в геофизической аппаратуре.

В скважинном каппаметре Н. А. Иванова (рис. 3.3, а) датчик представляет собой катушку индуктивности с большим количеством витков, намотанную на постоянном стержневом магните. Когда такой датчик перемещается по стволу скважины мимо горных пород с повышенными магнитными свойствами, это вызывает изменение магнитного потока через катушку индуктивности, и в ней

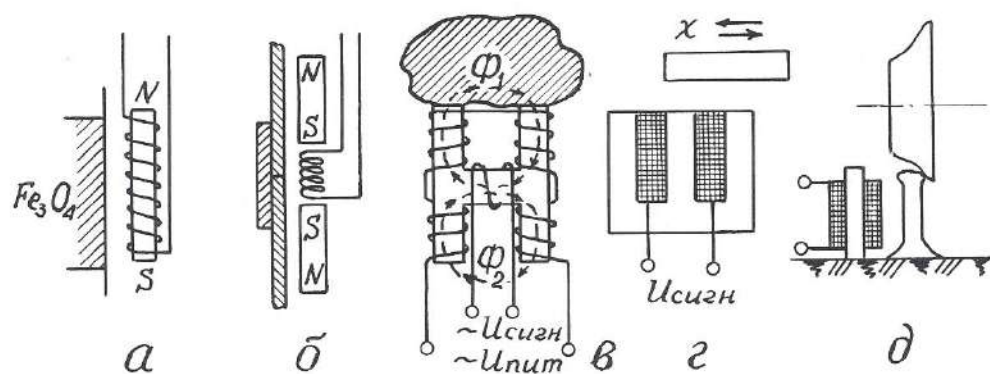


Рис. 3.3. Примеры применения преобразователей индукционной э.д.с.: а – скважинный каппаметр Н. А. Иванова; б – локатор муфт; в – лабораторный измеритель магнитной восприимчивости; г – счетчик количества; д – счетчик вагонеток

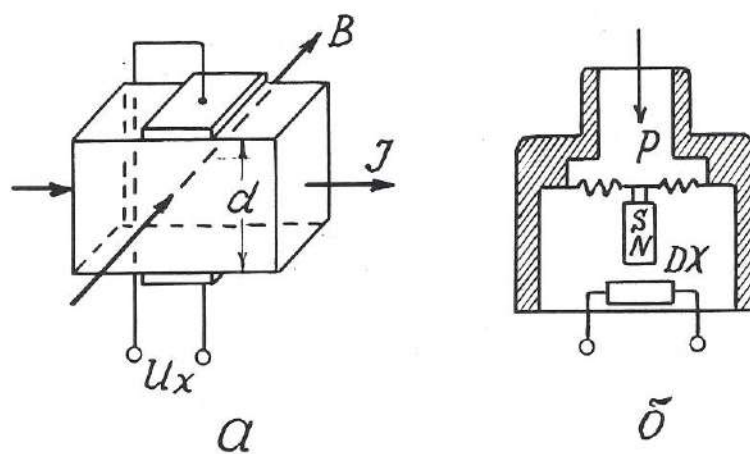


Рис. 3.4. Принцип действия преобразователя Холла (а) и его применение в манометре мембранного типа (б)

возникает э.д.с., пропорциональная магнитной восприимчивости горных пород. В наземном измерительном пульте эта э.д.с., усиливается, выпрямляется и выводится на регистрирующий прибор.

В 50-60 годах каппаметры Н. А. Иванова успешно применялись для исследования скважин на железорудных месторождениях Урала, но потом были заменены более совершенными приборами, поскольку описанный датчик имеет один явный недостаток – сигнал на его выходе зависит не только от магнитных свойств среды, но и от скорости перемещения датчика.

До настоящего времени при исследованиях обсаженных скважин применяются так называемые «локаторы муфт» – приборы, предназначенные для определения положения соединительных муфт обсадных колонн в скважинах [17].

Локатор муфт (рис. 3.3, б) содержит катушку индуктивности и два идентичных постоянных магнита, размещенных выше и ниже нее навстречу друг другу одноименными полюсами. Когда такой прибор перемещается по стальной трубе, имеющей постоянную толщину стенок, магнитные потоки верхнего и нижнего магнитов равны и в области расположения катушки индуктивности компенсируют друг друга. Когда же прибор проходит через соединительную муфту, то из-за увеличения толщины стали сначала усиливается магнитный поток одного (верхнего), а затем другого (нижнего) магнита. В результате в катушке возникает пара разнополярных импульсов э.д.с., которые и регистрируются на диаграммной ленте.

Еще один пример применения преобразователей данного вида – измерители магнитной восприимчивости образцов горных пород (прибор ИМВ-2) [3]. Датчик измерителя (рис. 3.3, в) представляет собой «Н» – образный сердечник с четырьмя обмотками возбуждения на концах сердечника и одной измерительной обмоткой на его «перекладине». Обмотки возбуждения подключены к источнику переменного тока и соединены таким обрезом, чтобы магнитные потоки, создаваемые ими в «перекладине» сердечника, были

направлены навстречу друг другу. Когда датчик находится в воздухе, эти потоки взаимно компенсируются, и сигнал в измерительной обмотке равен нулю. Когда к рабочей поверхности датчика прикладывается образец с повышенной магнитной восприимчивостью, магнитный поток, проходящий через него, увеличивается, и в измерительной обмотке наводится э.д.с., которая затем усиливается и измеряется.

Датчики данного вида находят также применение в технике как счетчики металлических предметов (рис. 3.3, г), счетчики вагонеток (рис. 3.3, д) и т.п. [5].

Общими достоинствами преобразователей индукционной э.д.с. является большая мощность выходного сигнала и отсутствие открытых электрических контактов, недостатком – наличие электромагнитного взаимодействия между магнитом и катушкой индуктивности.

3.2. Преобразователя гальваномагнитной э.д.с.

3.2.1. Преобразователи Холла

Преобразователи этого вида основаны на эффекте Холла, наблюдаемом в полупроводниках. Этот эффект проявляется в возникновении разности потенциалов U_x на обкладках датчика, по которому протекает ток I , при помещении его в магнитное поле, направленное перпендикулярно току. Принцип действия преобразователя Холла поясняется рис. 3.4.

$U_x = K_x \cdot IB/d$, где B – магнитная индукция; d – толщина датчика; K_x – коэффициент Холла, зависящий от характеристики материала и размеров датчика. Эффект Холла наблюдается в таких полупроводниковых материалах, как антимонид индия (InSb), арсенид индия (InAs), арсенид галлия (GaAs), арсенид-фосфат индия ($\text{InAs}_{0,8}\text{P}_{0,2}$) и др. Чистые полупроводники германий и кремний имеют очень высокое значение коэффициента Холла, но весьма чувствительны к режиму работы.

Датчики Холла используются для измерения перемещений, давления, числа оборотов и скорости вращения.

Достоинство датчиков: высокая чувствительность; недостатки: потребность во внешнем источнике питания, высокое выходное сопротивление и необходимость в высоком внутреннем сопротивлении источника питания, наличие четырех выводов.

В геофизической аппаратуре датчики Холла могут быть использованы для улавливания магнитных меток на каротажном кабеле (патент США № 4709208) или для измерения давления (рис. 3.4, б).

Отечественная приборостроительная промышленность выпускает микросхемы серии K1116 с датчиками Холла для магнитного управления электрическими цепями [16].

3.2.2. Преобразователи Виганда

Магнитобистабильный преобразователь Виганда состоит из специально обработанной проволоки из сплава викаллой (ванадий-10%, кобальт-52%, железо-38%) небольшого диаметра (около 0,3 мм), на которую нанесена обмотка индуктивности (рис. 3.5). При помещении датчика в магнитное поле в момент превышения напряженностью поля определенного порога направление намагниченности сердечника катушки спонтанно меняется, и в катушке возникает импульс напряжения длительностью около 20 мкс. При длине датчика 15 мм и числе витков $w=1300$ выходное напряжение достигает 2,5 В [6].

Достоинства датчиков Виганда: большой выходной сигнал, отсутствие внешнего питания, широкий температурный диапазон (от - 196 до + 175° С), искробезопасность.

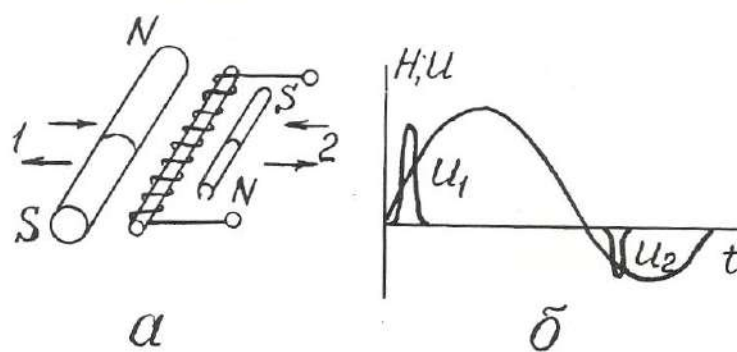


Рис. 3.5. Устройство преобразователя Виганда (а) и осциллограмма его выходного сигнала (б)

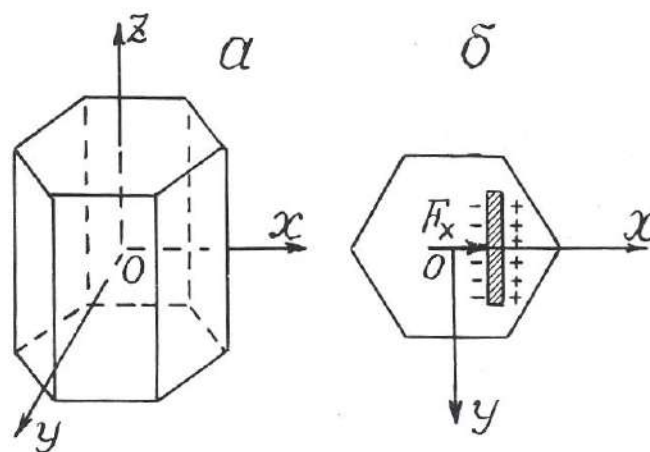


Рис. 3.6. Основные оси кристалла кварца (а) и возникновение пьезоэ.д.с. на кварцевой пластине (б)

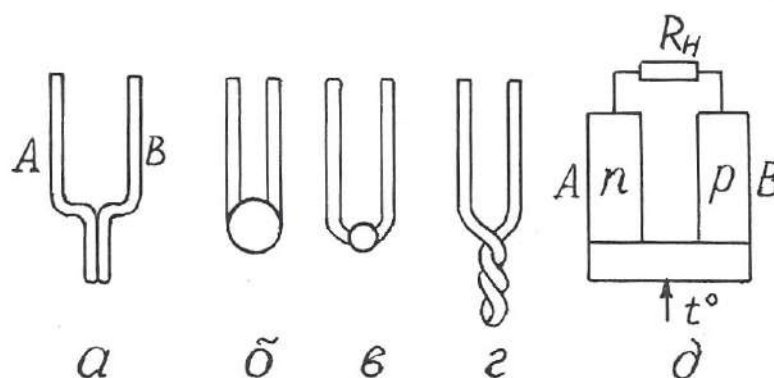


Рис. 3.7. Преобразователи термоэ.д.с. металлические (а-г) и полупроводниковые (д)

Ввиду того, что датчики Виганда были разработаны сравнительно недавно, в конце 80-х годов, они пока еще не используются в геофизической аппаратуре, хотя и могли бы найти применение, например, в магнитных меткоуловителях, устройствах блокировки, каротажных станций и других приборах.

3.3. Преобразователи пьезоэ.д.с.

Действие пьезопреобразователей основано на пьезоэлектрическом эффекте, который возникает в результате взаимосвязи между механическим и электрическим состоянием некоторых диэлектрических материалов, называемых **пьезоэлектриками**.

Различают **прямой пьезоэффект**, заключающийся в возникновении электрических зарядов на гранях кристаллов пьезоэлектриков под действием механических напряжений и исчезновении их после снятия нагрузки, и **обратный пьезоэффект**, проявляющийся в изменении формы и размеров пьезоэлектриков под действием электрического поля.

Способность к пьезоэффекту характеризуется пьезоэлектрической постоянной (пьезомодулем), величина которой определяется электрическим зарядом в Кл, возникающим под действием внешней силы в 1 Н: $K_{пз} = Q/F$.

Наиболее сильно пьезоэффект выражен у сегнетоэлектриков – веществ с аномально высокой диэлектрической проницаемостью. К ним относятся сегнетовая соль, кварц, турмалин, титанат бария и некоторые другие вещества.

Самая высокая пьезоэлектрическая постоянная у сегнетовой соли ($C_4H_4O_6KNa$): $K_{пз} = 300 \cdot 10^{-12}$ Кл/Н; у титана бария ($BaTiO_3$) $K_{пз} = 100 \cdot 10^{-12}$ Кл/Н; у кварца $K_{пз} = 2,1 \cdot 10^{-12}$ Кл/Н.

Основные свойства пьезоэлектрических датчиков рассмотрим на примере кварца. Кристалл кварц имеет главную оптическую ось z , нейтральную или механическую ось y , и электрическую ось x (рис.3.6). Максимальный пьезоэффект наблюдается при воздействии механических нагрузок вдоль

электрической оси x , поэтому пластины для пьезопреобразователей вырезают из кристаллов кварца перпендикулярно оси x .

Возникновение пьезоэффекта объясняется тем, что под действием механических сил происходит смещение электрических зарядов – одна область кристалла заряжается положительно, другая – отрицательно.

Достоинства преобразователей этого вида: безынерционность, линейная статическая характеристика, высокая собственная частота, малые габариты; недостатки: утечка зарядов с течением времени, необходимость гидроизоляции.

Применяются пьезопреобразователи для измерения динамических нагрузок, деформаций, перемещений.

В геофизической аппаратуре пьезопреобразователи используются в качестве приемников упругих колебаний в скважинных приборах акустического каротажа (СПАК-2, СПАК-4, СПАК-6 и др.). Такой пьезоэлектрический сейсмоприемник изготавливается в виде полый сферы из пьезокерамики, внутренняя и внешняя поверхности которой имеют серебряное покрытие для облегчения снятия с них электрических зарядов. От промывочной жидкости в скважине сейсмоприемник отделен слоем резины [2,17].

В полевой геофизике существует сейсмoeлектрический метод разведки, который заключается в возбуждении с помощью взрыва пьезоэффекта на кристаллах естественных пьезоэлектриков в условиях их коренного залегания и в измерении этого эффекта с помощью системы электродов [3].

В быту пьезопреобразователи используются в качестве звукозаписывающих устройств, в электропроигрывателях, в зажигалках для газовых плит (прямой пьезоэффект), в звукоизлучателях электронных часов и ПЭВМ (обратный пьезоэффект) [22].

3.4. Преобразователи термоэ.д.с.

Преобразователи этого вида основаны на термоэлектрическом эффекте, заключающемся в том, что в цепи из двух разнородных проводников при

поддержании разных температур в точках их соединения возникает э.д.с., пропорциональная разнице этих температур (эффект Зеебека) [22].

Термоэлектрические преобразователи называют термопарами а проводники А и В, из которых они состоят – термоэлементами (рис. 3.7).

Один **чувствительный спай** термоэлементов подвергают воздействию измеряемой температуры, температуру другого, **опорного**, поддерживают постоянной.

Чувствительность термопреобразователей составляет от 5 до 60 мкВ/К.

Наибольшую чувствительность имеют термопары, составленные из двух полупроводников с различной (электронной и дырочной) природой проводимости.

Достоинства термопреобразователей: отсутствие источников питания, линейная статическая характеристика, большой диапазон измеряемых температур; недостаток: малая мощность сигнала отдельной термопары.

В геофизике используются металлические термопреобразователи в качестве термометров для исследования скважин на месторождениях парогидротерм, полупроводниковые – в качестве датчиков в полевой термо-разведке.

В технике термопары используются в системах автоматического регулирования температуры в различных металлургических процессах. В годы Великой Отечественной войны выпускались батареи полупроводниковых термопреобразователей, которые надевались на стекло керосиновой лампы и вырабатывали электроэнергию, достаточную для питания лампового приемника или рации.

3.5. Преобразователи фотоэ.д.с.

В этих преобразователях используются два полупроводника с разным характером проводимости (рис. 3.8, а). На их контакте происходит взаимная

диффузия электронов в *p*-полупроводник, дырок – в *n*-полупроводник. Дырки рекомбинируют с электронами, в результате на контакте полупроводников образуется тонкий запирающий слой – «*p-n*-переход». Такие преобразователи могут работать в режиме источника тока и фотодиода.

При отсутствии светового облучения через такой преобразователь проходит очень небольшой, так называемый «темновой ток», соответствующий обратному току диода. При световом облучении *p-n* -перехода кванты света образуют добавочные носители тока.

Под действием разности потенциалов потенциального барьера *p-n*-перехода электроны перемещаются в зону *n*-полупроводника, а дырки – в зону *p*-полупроводника, создавая фотоэ.д.с., на выводах прибора. На рис. 3.8, а электроны и дырки, прошедшие через *p-n*-переход в результате диффузии и создавшие потенциальный барьер *p-n*-перехода, условно обозначены как «+» и «-» без кружочков. Добавочные дырки и электроны, возникшие под действием облучения, показаны как «+» и «-» в кружочках. Стрелками показано направление действующих на них сил поля *p-n*-перехода.

На рис. 3.8, б показан разрез германиевого фотодиода, состоящего из пластины германия 1 с проводимостью *n*-типа, которая сплавлена с индием 2 (проводимость *p*-типа). Толщина слоя германия над индием настолько мала, что кванты света свободно проникают через него в зону *p-n*-перехода. Корпус 3 выполнен из оргстекла и залит компаундом 4.

Спектральные характеристики фотопреобразователей зависят от используемых в них материалов.

Интегральная чувствительность германиевых фотопреобразователей имеет наибольшее значение $K_{\text{диф}} = \Delta I / \Delta \Phi = 20 \text{ мА/лм. Э.д.с.}$ фотогенераторов не превышает 0,12-0,5 В.

Преобразователи фотоэ.д.с. изготавливаются из кремния, селена, сернистого таллия и сернистого серебра. Достоинством селеновых фотопреобра-

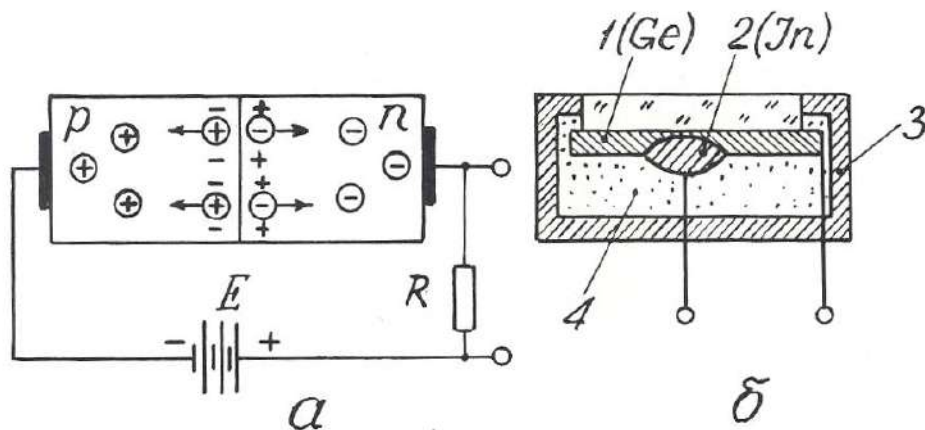


Рис. 3.8. Преобразователь фотоэ.д.с.: принцип действия (а) и конструкция (б)

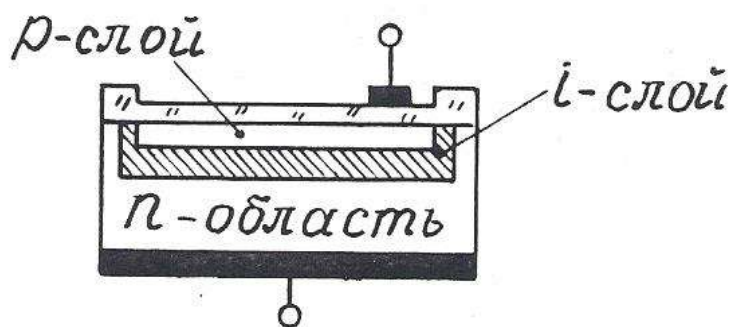


Рис. 3.9. Структура pin-диода

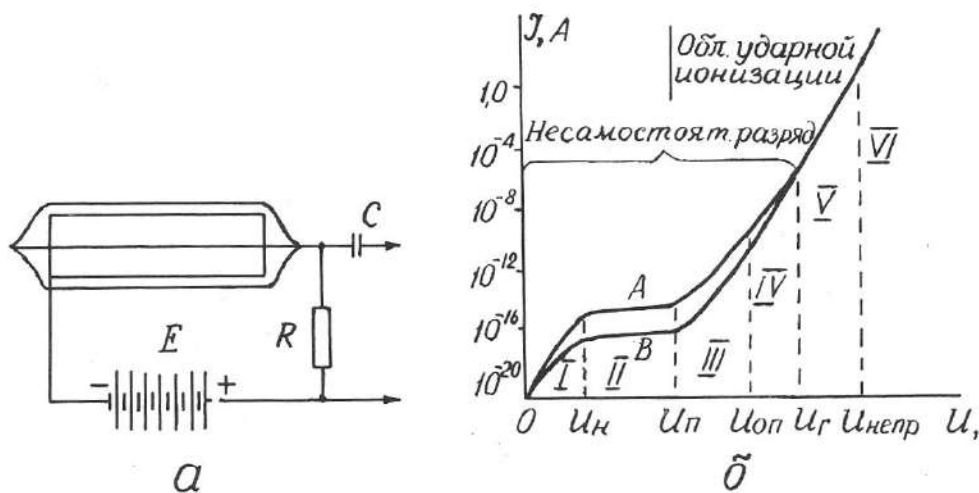


Рис. 4.1. Устройство газоразрядного счетчика (а) и его вольт-амперная характеристика (б):

A – β -частица; B – γ -квант

зователей является их спектральная чувствительность, близкая к чувствительности человеческого глаза.

Для увеличения количества дополнительных носителей, образующихся в p - n -переходе под действием светового облучения, между p и n -полупроводниками располагают дополнительный слой нелегированного высокоомного кремния (i -слой) – рис. 3.9. Такие фотоэлектрические приборы носят название pin -диодов. Область применения их в геофизической аппаратуре та же, что и фоторезистивных датчиков (см. раздел 2.1.7).

Контрольные вопросы

1. Назовите основные характеристики преобразователей индукционной э.д.с., их разновидности и приведите примеры их применения в технике и геофизической аппаратуре (ГА).
2. Поясните принцип действия датчика Холла и объясните его устройство (рис. 3.4, а).
3. Поясните принцип действия и устройство датчика Виганда (рис. 3.5).
4. Поясните принцип действия преобразователей пьезоэ.д.с. и приведите примеры их применения в ГА.
5. Поясните принцип действия преобразователей термоэ.д.с. и приведите примеры их применения в технике и ГА.
6. Поясните принцип действия преобразователей фотоэ.д.с. и приведите примеры их применения.

4. РАДИАЦИОННЫЕ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛИ

В настоящем пособии будут рассмотрены только те радиационные преобразователи, которые преобразуют энергию ядерного излучения в электрический сигнал. Эти преобразователи называются также детекторами радиоактивных излучений. Они бывают трех видов: газоразрядные, сцинтилляционные и полупроводниковые.

4.1. Газоразрядные детекторы

В газоразрядном детекторе происходит непосредственное преобразование энергии радиоактивного излучения в электрические импульсы.

Газоразрядный детектор представляет собой металлический цилиндр, по оси которого натянута тонкая металлическая нить. Цилиндр играет роль катода и подключается к «минусу» источника постоянного напряжения, нить (анод) – к «плюсу». И нить, и цилиндр могут быть помещены в стеклянный баллон (рис. 4.1, а). Полость детектора заполнена газом под низким давлением (примерно – $1,5 \cdot 10^4$ Па). При прохождении через детектор нейтроны и гамма-кванты взаимодействуют с атомами вещества его катода и газового наполнителя, вызывая ионизацию газа и, как следствие, прохождение кратковременного импульса тока, сила I которого зависит от напряжения U между электродами. При схеме включения детектора, изображенной на рис. 4.1, а, на нагрузочном сопротивлении R импульс тока создает отрицательный импульс напряжения, который через разделительный конденсатор C подается на усилительно-регистрирующую схему [13].

Зависимость $I=f(U)$ или вольт-амперная характеристика счетчика приведена на рис. 4.1, б. В ней выделяются шесть областей, отличающихся по механизму переноса ионов в электрическом поле счетчика. В области I при малых напряжениях на электродах ток возрастает пропорционально напряжению, т.к. с ростом напряжения уменьшается количество рекомбинирующих ионов и все большее их количество достигает электродов счетчика. Эта область (от 0 до U_n) называется **омической**. Начиная с некоторого значения U_n , ток достигает насыщения (все ионы долетают до анода и катода) и перестает возрастать. Величина ионизационного тока во II области (от U_n до U_{II}) определяется только количеством ионов, образующихся в единицу времени. Преобразователи, работающие в этой области, носят название **ионизационных камер**. При дальнейшем, свыше U_{II} росте напряжения, несмотря на постоянство

начальной ионизации, происходит рост тока в импульсе. Это связано с возникновением ударной ионизации, при которой электроны, образующиеся при первоначальном воздействии радиации, ускоряются электрическим полем счетчика настолько, что начинают ионизировать молекулы газового наполнителя. Отношение числа ионов, достигших анода счетчика, к числу первичных ионов, созданных регистрируемой частицей (или гамма-квантом), называется **коэффициентом газового усиления**. Величина его зависит от приложенного напряжения.

С возникновением ударной ионизации вначале ток возрастает пропорционально напряжению на электродах (область пропорциональности III от $U_{\text{п}}$ до $U_{\text{оп}}$), здесь отмечается относительно невысокий коэффициент газового усиления (до 10^4), а при дальнейшем увеличении U пропорциональность нарушается и от $U_{\text{оп}}$ до $U_{\text{г}}$ следует IV область – **ограниченной пропорциональности**. За ней идет область Гейгера (V), в которой амплитуда импульса не зависит от начальной ионизации. Коэффициент газового усиления достигает 10^8 - 10^9 и продолжает увеличиваться с ростом напряжения. За областью Гейгера следует область **непрерывного разряда** (VI), для возникновения которого не нужна первичная ионизация, достаточно к электродам счетчика приложить напряжение, превышающее $U_{\text{непр}}$.

Области V и VI – это области самостоятельного разряда, который не требует для своего поддержания внешних источников ионизации.

Газоразрядные детекторы, применяемые в геофизической аппаратуре, работают либо в пропорциональной области (пропорциональные счетчики), либо в области Гейгера (счетчики Гейгера-Мюллера).

Пропорциональные счетчики используются для измерения плотности потока тепловых нейтронов. Баллон счетчика заполняется трехфтористым бором (BF_3), обогащенным до 96 % изотопом В-10, имеющим большое сечение захвата тепловых нейтронов. При захвате нейтрона происходит реакция $\text{B}(n,\alpha)\text{Li}$, α – частица производит первичную ионизацию в объеме счетчика. Для

измерений нейтронов надтепловых энергий счетчик окружают сначала слоем водородсодержащего вещества, например, парафина, а затем тонким (около 0,5 мм) слоем кадмия. Кадмий поглощает тепловые нейтроны, а надтепловые в парафине замедляются до тепловых энергий и затем фиксируются счетчиком.

Счетчик Гейгера-Мюллера применяется для регистрации гамма-квантов. Он заполняется инертным газом (аргоном или гелием) с добавкой паров высокомолекулярных органических соединений (этилового спирта или этилового эфира) или галогенов (хлора, брома). Такая добавка способствует гашению непрерывного разряда, т.к. положительные ионы, образовавшиеся из молекул инертного газа, нейтрализуются при столкновениях с молекулами высокомолекулярного соединения или галогена и не вызывают вторичной электронной эмиссии с катода.

После регистрации каждой ионизирующей частицы газоразрядный счетчик не способен в течение некоторого «мертвого времени» τ_m (порядка 10^{-4} с) отмечать попадание следующей частицы или реагирует на нее образованием импульса пониженной амплитуды («время восстановления» – τ_v). Величина «мертвого времени» и «времени восстановления» определяет разрешающую способность и эффективность преобразователя.

Разрешающей способностью преобразователя называют максимальное количество ионизирующих частиц N_{max} , которые могут быть уверенно зафиксированы преобразователем $N_{max} = I / (\tau_m + \tau_v)$.

Под **эффективностью счетчика** понимают отношение числа частиц, зарегистрированных счетчиком, к общему числу частиц, прошедших через объем счетчика. Эффективность газоразрядных счетчиков зависит от их конструкции, размеров и материала катода и обычно не превышает нескольких процентов.

Основной рабочей характеристикой газоразрядного преобразователя является его **счетная характеристика** – зависимость числа импульсов на его выходе от напряжения на электродах при постоянной интенсивности

ионизирующего облучения (рис. 4.2). Участок *ав* в пределах которого выбирается рабочее напряжение счетчика $U_{\text{раб}}$, называется **плато**. Протяженность плато составляет от 200 до 300 В, а наклон – от 3 до 15 % на 100 В.

Достоинства газоразрядных детекторов: большая амплитуда сигнала, малая потребляемая мощность, широкий температурный диапазон; недостатки: потребность в источнике питания с высоким напряжением, ограниченный ресурс, для счетчиков Гейгера-Мюллера – независимость амплитуды выходного сигнала от энергии ионизирующего излучения.

Газоразрядные счетчики очень широко применялись во всех разновидностях геофизических радиометров: полевых, каротажных, автомобильных и самолетных [3,12]. В последнее время они в значительной мере вытеснены более эффективными сцинтилляционными детекторами.

4.2 Сцинтилляционные детекторы

Сцинтилляционный радиационный преобразователь (рис. 4.3) состоит из люминофора 1 (оптически прозрачного вещества, люминесцирующего под действием ядерного излучения), и фотоэлектронного умножителя 2 (ФЭУ).

В результате действия попавшей в сцинтиллятор элементарной частицы (или гамма-кванта) часть атомов сцинтиллятора переходит в возбужденное состояние. Обратный переход их в нормальное состояние сопровождается кратковременной (порядка 10^{-7} - 10^{-9} с) световой вспышкой. Фотоны света преобразуются в электрический сигнал с помощью ФЭУ, который представляет собой комбинацию фотоэлемента с электронным усилителем. Фотоны из сцинтиллятора 1 выбивают из фотокатода ФЭУ 3 электроны, которые под действием электрического поля устремляются к ближнему диноду 4, имеющему положительный потенциал. Вследствие вторичной электронной

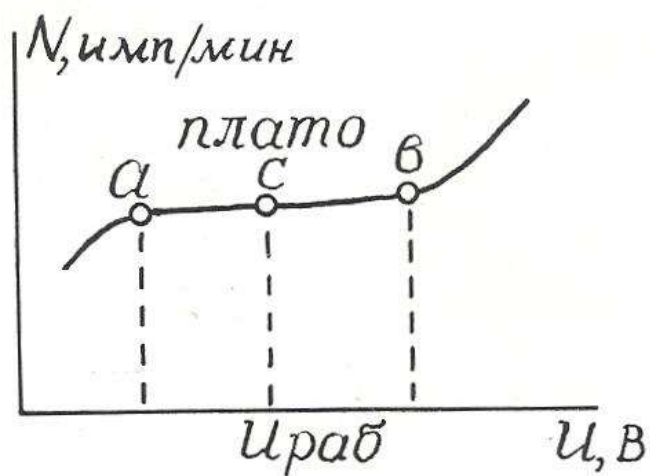


Рис. 4.2. Счетная характеристика газоразрядного счетчика Гейгера – Мюллера

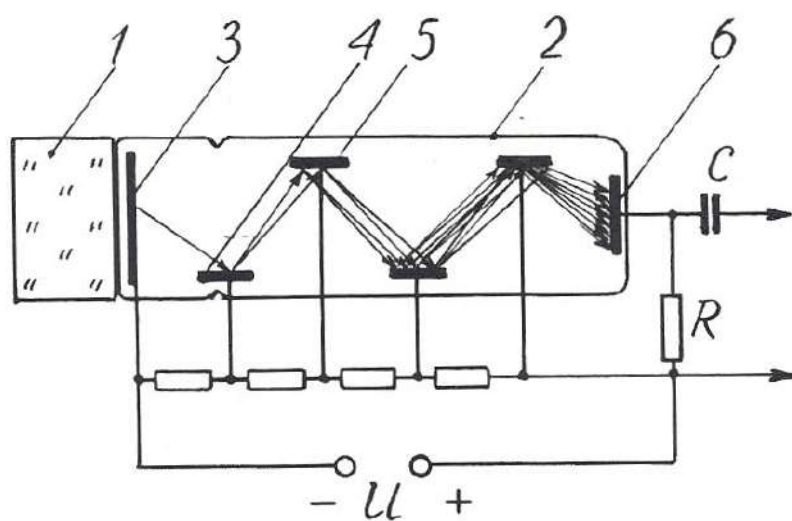


Рис. 4.3. Устройство сцинтилляционного преобразователя: 1 – кристалл-сцинтиллятор; 2 – фотоэлектронный умножитель (ФЭУ); 3 – фотокатод; 4 – первый динод; 5 – второй динод; 6 – анод (ФЭУ)

эмиссии каждый электрон "выбивает из динода вторичные электроны, которые притягиваются следующим динодом 5, имеющим более высокий потенциал, и также вызывают вторичную электронную эмиссию. Процесс развивается лавинообразно, в результате попадания каждой ионизирующей частицы в кристалл-сцинтиллятор соответствует прохождению импульса тока между анодом 6 и катодом 1 ФЭУ, причем амплитуда этого импульса пропорциональна энергии ионизирующей частицы.

Эффективность сцинтилляционных детекторов намного выше, чем у газоразрядных, и достигает 20 %.

В качестве сцинтилляторов для регистрации гамма-квантов в геофизической аппаратуре используют монокристаллы соединений NaI, CsI, KI, активированных таллием (Tl), а для регистрации нейтронов – кристаллы сернистого цинка ZnS с добавками серебра или меди. Примесь активатора (Tl, Ag, Cu) в люминофоре способствует созданию в решетках кристаллов-сцинтилляторов дополнительных центров люминесценции [13].

Счетная характеристика сцинтилляционных преобразователей имеет плато очень небольшой протяженности, вследствие чего эти преобразователи требуют питания высокостабилизированным напряжением.

Преимущества сцинтилляционных преобразователей перед газоразрядными: высокая эффективность, большая разрешающая способность, зависимость амплитуды выходного сигнала от энергии ионизирующего излучения, что позволяет изучать энергетический спектр последнего.

Эти преимущества обеспечивают широкое распространение детекторов этого вида в разнообразных радиометрах: полевых (СРП-68-02), скважинных (ДРСТ-3, Кура-2м и др.), самолетных (АСГМ-46 и др.).

К недостаткам сцинтилляционных детекторов можно отнести низкую термостойкость и термостабильность, что требует их термостатирования в скважинных радиометрах [9].

4.3. Полупроводниковые детекторы

Полупроводниковые детекторы (ППД) устроены и действуют совершенно аналогично преобразователям фотоэ.д.с., рассмотренным в разделе 3.5. Отличие заключается только в том, что в ППД образование свободных носителей в зоне p - n -перехода происходит за счет действия не фотонов света, а ионизирующего ядерного излучения.

Амплитуда импульса на выходе ППД пропорциональна числу носителей зарядов, образованных ионизирующей частицей, а следовательно, ее энергии, что дает возможность изучать энергетический спектр излучения.

Для создания i -слоя в ППД используют литий, обладающий высоким коэффициентом диффузии, который добавляют в торец полупроводника с p -проводимостью.

Преимущества полупроводниковых детекторов: экономичность питания, весьма малые размеры и хорошее амплитудное разрешение (в 20-30 раз лучше, чем у сцинтилляционных преобразователей).

Однако их распространение ограничено. Это связано, во-первых, со сравнительно небольшими размерами чувствительной части детектора, и во-вторых, с необходимостью охлаждения детектора до низких температур (от -100 до -196°), которое повышает их эффективность.

Контрольные вопросы

1. Какие существуют преобразователи ядерных излучений в электрический сигнал?
2. Объясните устройство газоразрядного преобразователя.
3. Объясните вольт-амперную характеристику (рис. 4.1, б) газоразрядного детектора.
4. Чем отличаются счетчики Гейгера-Мюллера от пропорциональных счетчиков?
5. Объясните устройство и работу сцинтилляционного детектора.

6. Назовите преимущества сцинтилляционных детекторов перед газоразрядными.

7. Объясните устройство и работу полупроводникового детектора, укажите его достоинства и недостатки.

ЛИТЕРАТУРА

1. Алиев Т. М., Тер-Хачатуров А. А. Измерительная техника: Учебн. пособие для техн. вузов. – М.: Высшая школа, 1991. – 384 с.

2. Аппаратура и оборудование для геофизических исследований нефтяных и газовых скважин: Справочник /А. А.Молчанов, В. В. Лаптев, В. М. Моисеев, Р. С.Челохьян. – М.: Недра, 1987. – 263 с.

3. Бондаренко В. М., Демура Г. В., Ларионов А. М. Общий курс геофизических методов разведки: Учебн. пособие для техникумов. – П.: Недра, 1986. – 453 с.

4. Бриндли К. Измерительные преобразователи: Справочное пособие / Пер.с англ. – М.:Энергоатомиздат, 1991. – 144 с.

5. Бухгольц В. П. Датчики и реле автоматического контроля в горной промышленности. – М.: Недра, 1971. – 224 с.

6. Виглеб Г. Датчики / Пер. с нем. – М.: Мир, 1989. – 196 с.

7. Енохович А. С. Краткий справочник по физике. – М.: Высшая школа, 1976. – 288 с.

8. Зачиевский Т., Мальзахер С., Квецинский А. Промышленная электроника / Пер.с польского. – М.; Энергия, 1976. – 640 с.

9. Зельцман П. А. Конструирование аппаратуры для геофизических исследований скважин. – М.: Недра, 1968. – 180 с.

10. Зимодро А. Ф., Скибинский Г. Л. Основы автоматики. – Л.: Энергоатомиздат, 1984. – 160 с.

11. *Квартин М. И.* Электромеханические и магнитные устройства автоматики и их расчет. – М.: Высшая школа, 1973. – 344 с.
12. *Кривко Н. Н., Шароварин В. Д., Широков В. Н.* Промышленно-геофизическая аппаратура и оборудование: Учебн. пособие для вузов. – М.: Недра, 1981. – 280 с.
13. *Ларионов В. В.* Радиометрия скважин. – М.: Недра, 1969. – 327 с.
14. *Левшина Е. С., Новицкий П. В.* Электрические измерения физических величин. Измерительные преобразователи. – Л.: Энергоатомиздат, 1983.
15. *Литвак В. И.* Тензореле. Расчет, конструирование, применение. – М.: Машиностроение, 1989. – 160 с.
16. *Логинов В. И.* Электрические измерения механических величин / Изд. 2-е, доп. – М.: Энергия, 1976. – 104 с.
17. *Померанц Л. И., Белоконь Д. В., Козяр В. Ф.* Аппаратура и оборудование геофизических методов исследования скважин: Учебн. пособие для техникумов. – М.: Недра, 1985. – 271 с.
18. *Сковородников И. Г., Калашиников В. Н.* Дистанционный уровнемер для испытательных скважин // Геофизическая аппаратура. Вып.89. – Недра, 1988. – С. 98-103.
19. *Сковородников И. Г., Макаров Л. В., Калашиников В. Н.* Газожидкостный расходомер РГЖ-Г: Техническое описание. – Свердловск: СГИ, 1988. – 15 с.
20. *Сковородников И. Г., Макаров Л. В., Калашиников В. Н.* Изучение скорости и направления движения подземных вод // Гидрогеология и инж. геология: Обзор / ВНИИ экон. минер. сырья и геологоразв. работ. – М., 1987. – 33 с.
21. *Сковородников И. Г., Макаров Л. В., Калашиников В. Н.* Скважинные тахометрические расходомеры / СГИ. – Свердловск, 1989. – 65 с. – Деп. в ВИНТИ, №7609-В89, 1989.
22. *Справочник по средствам автоматики* / Под ред. В. Э. Низэ, И.В.Антика. – М.: Энергоиздат, 1983. – 504 с.

23. *Электрические измерения неэлектрических величин* / А. М. Туричин, П. В. Новицкий, Е. С. Левшина и др.; Изд. 5-е, перераб. и доп. – Л.: Энергия, 1975. – 676 с.
24. А. с. 491895. Зонд для измерения направления и скорости движения грунтовых вод /Б. Н. Халтурин, В. С. Лившиц // Бюл. изобр. – 1975, №42.
25. А. с. 1063990. Емкостной датчик зенитного угла / О. В.Фомин // Бюл. изобр. – 1983, № 48.
26. А. с. 1158750. Скважинный уровнемер (его варианты) / В. Н. Калашников, И. Г.Сковородников // Бюл. изобр. – 1985, № .20.
27. А. с. 1509518. Датчик угла наклона буровой скважины / А. В. Давыдов, И. Г. Сковородников // Бюл. изобр. – 1989, № 35.

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

ФГБОУ ВО «Уральский государственный горный университет»

ОДОБРЕНО

Методической комиссией
факультета геологии и геофизики УГГУ
«20» марта 2020 г.
Председатель комиссии



проф. В.И. Бондарев

Виноградов В.Б.

**ПРАКТИКУМ ПО ДИСЦИПЛИНЕ
ГЕОМЕТРИЗАЦИЯ И АНАЛИЗ ФИЗИЧЕСКИХ ПОЛЕЙ**

Специальность

21.05.03 Технология геологической разведки

Екатеринбург
2020

В пособии описаны практические работы по дисциплине «Геометризация и анализ физических полей». Учебным планом предусмотрено проведение занятий по 3 разделам курса:

- аналитическое описание геологических поверхностей и физических полей,
- подсчет ресурсов,
- анализ физических полей.

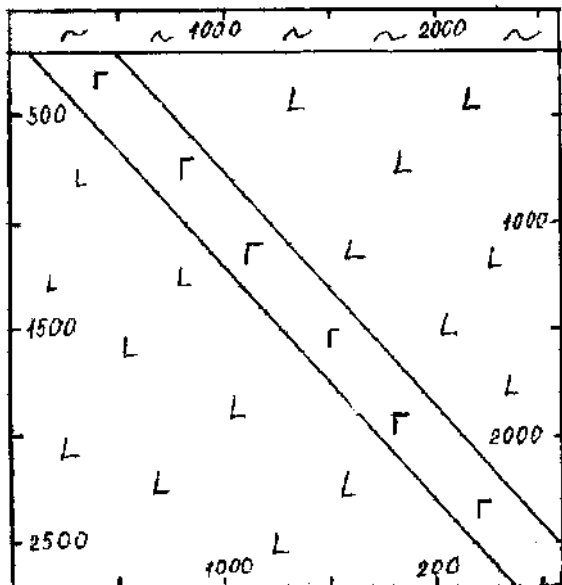
Половина из них проводится в компьютерном классе кафедры геофизики с применением математических пакетов для расчетов.

Цель работы: Составить аналитическое описание геометрии геологического разреза.

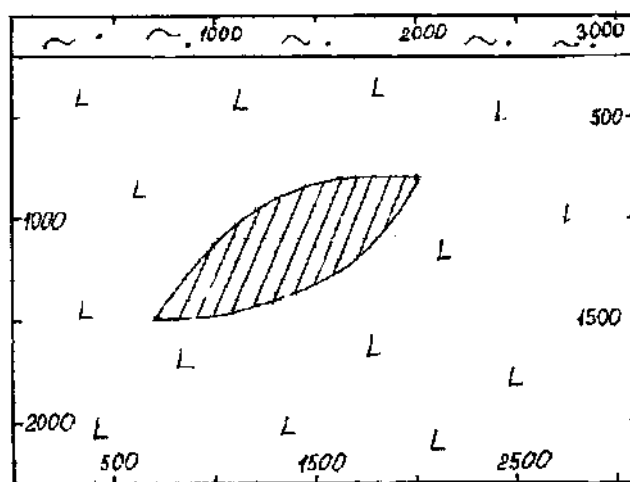
1) Для представленного разреза (см. рис. 1а) составить линейные уравнения $z=ax+b$, описывающие поверхности дайки порфиритов.

2) Для локального геологического объекта (батолита, лакколита и т.д.) составить уравнения полиномов второго порядка $z=ax^2+bx+c$, описывающие его нижнюю и верхнюю поверхности.

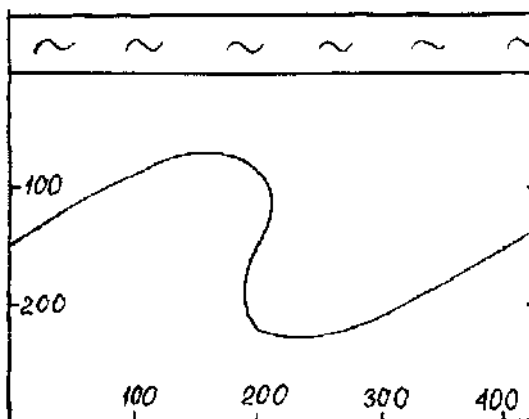
3) Составить параметрические уравнения $x=t+asint$, $z=bsint$, описывающее поверхность складки (рис. 1в).



а



б



в

Рис. 1 Примеры поверхностей, предлагаемых в качестве задания

Результаты работы представить в виде разреза, уравнений и неравенств для параметров уравнений.

Рис. 2 Образец оформления работы

Практическое занятие № 2 Описание геологической поверхности кубическими сплайнами (4 часа)

Для заданных результатов измерений построить кубические сплайн-функции 1, 2, и 3 порядка.

Таблица 1 Варианты работ

Вариант	X	Y	Вариант	X	Y	Вариант	X	Y	Вариант	X	Y
1	1	4,2	3	0	2,2	5	1	2,4	7	0	3,2
	2	4,2		1	2,3		2	2,7		1	4,3
	3	5,2		2	3,0		3	2,5		2	3,0
	4	4,0		3	3,0		4	0,4		3	1,0
	5	5,3		4	2,0		5	3,5		4	2,2
2	0	5,0	4	0	5,5	6	0	4,0	8	0	7,5
	1	4,5		1	1,0		1	4,9		1	3,0
	2	4,7		2	0,5		2	4,7		2	4,5
	3	1,7		3	1,0		3	5,7		3	2,0
	4	2,3		4	0,5		4	3,3		4	0,9
9	1	6,3	10	1	7,2	11	1	3,3	12	1	2,5
	2	6,8		2	5,5		2	5,6		2	3,3
	3	7,1		3	3,2		3	6,7		3	2,8
	4	7,1		4	3,0		4	6,8		4	3,1
	5	6,5		5	3,5		5	6,7		5	2,3

Для своего варианта составьте СЛАУ для определения коэффициентов кубического сплайна. СЛАУ представьте в виде двух матриц $A(16,16)$ и $B(16,1)$. Матричное уравнение решите с помощью пакета MathCad (процедура $\text{lsolve}(A,B)$). Оцените погрешность решения вычислив число обусловленности матрицы $\text{cond}(A)$ с помощью того же пакета. Расчет интерполирующих функций провести с шагом 0,25. Построить графики. Составить отчет

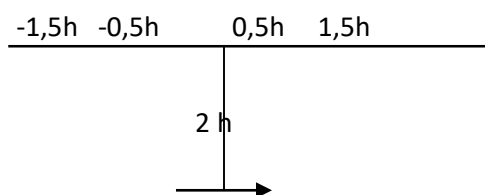
Практическое занятие № 3 АНАЛИТИЧЕСКАЯ АППРОКСИМАЦИЯ ЕСТЕСТВЕННОГО ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ПОЛЯ (4 часа)

	h	Dx	1 мВ	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	0.5	1	-20	0	20	45	80	115	160	200	219	175
2	1	2	35	60	72	100	125	170	210	210	210	160
3	2	4	-4	-2	0	5	10	15	25	25	30	37
4	1	1	15	30	41	40	27	15	5	0	-2	-3
5	1	2	-2	-6	-10	-13	-14	-4	6	18	20	18
6	1	4	-6	-10	-12	-14	-6	0	10	18	19	18
7	2	1	4.25	4.5	4.7	4.9	5.25	5.3	5.2	4.6	3.8	3
8	1	2	3	3	3	4.1	0	-3	-5	-12	-18	-20
9	0.5	4	10	20	42	39	25	-5	-40	-70	-80	-110
10	0.2	1	-170	-175	-170	-150	-125	-110	-95	-70	-30	-5
11	0.4	2	25	21	15	8	0	-8	-15	-17	-12	-8
12	2	4	0	2	13	5	7	10	0	0	1	1
13	2	1	10	20	30	42	55	70	90	105	107	103
14	1	2	0	2	4	6	10	20	20	12	-1	4
15	2	4	175	150	115	50	20	22	20	30	25	40
16	0.5	1	-2	-10	-20	-27	-40	-60	-80	-80	-30	5
17	0.4	2	-100	-180	-200	-350	-400	-600	-900	-600	-250	-100
18	0.5	4	30	130	120	60	0	-40	-120	-200	-130	-85
19	2	5	118	40	-45	-120	-170	-130	-80	40	120	110
20	0.5	2	100	102	101	0	-150	-400	-350	-100	-85	-40

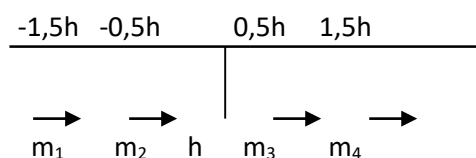
Пример выполнения работы.

«Аналитические модели поля»

Исходная модель:



Проверяемая модель:



Расчетные формулы:

$$Z_e = 100M \frac{2h^2 - x^2}{(h^2 + x^2)^{\frac{5}{2}}}$$

$$Z_z = -300M \frac{hx}{(h^2 + x^2)^{\frac{5}{2}}}$$

Рассчитанная матрица:

$$A := \begin{pmatrix} 0 & 0.1768 & 0.0179 & 0.003 \\ -0.1768 & 0 & 0.1768 & 0.0179 \\ -0.0179 & -0.1768 & 0 & 0.1768 \\ 0.003 & 0.0179 & -0.1768 & 0 \end{pmatrix}$$

$$B := \begin{pmatrix} 0.0307 \\ 0.0269 \\ -0.0269 \\ 0.0307 \end{pmatrix}$$

$$\text{lsolve}(A, B) = \begin{pmatrix} 6.048 \times 10^{-3} \\ 0.158 \\ 0.158 \\ 6.048 \times 10^{-3} \end{pmatrix}$$

Решение:

$$m_1/M = 6,048 \cdot 10^{-3}$$

$$m_2/M = 0,158$$

$$m_3/M = 0,158$$

$$m_4/M = 6,048 \cdot 10^{-3}$$

Рассчитываем число обусловленности:

$$\text{cond1}(A) = 4.386$$

$$\text{cond2}(A) = 2.619$$

$$\text{conde}(A) = 6.001$$

$$\text{condi}(A) = 4.386$$

По значению $\text{conde}(A) = 6.001 < 10$ можно сделать вывод, что решение устойчиво, качество аппроксимации высокое.

Практическое занятие № 4 ПОДСЧЕТ РЕСУРСОВ ПО ГЕОФИЗИЧЕСКИМ ДАННЫМ

Каждый студент получает план изоаномал силы тяжести (рис. 1). Необходимо оценить запасы месторождения.

1 Разбить аномальную зону на прямоугольники, в пределах которых силу тяжести можно принять постоянной величине (среднему по площади).

2 Определить среднее значение силы тяжести в каждом прямоугольнике.

3 Принять избыточную плотность 1,4 г/см³ и вычислить ресурсы предполагаемого месторождения меди:

$$Z_g = 100M \frac{2h^2 - x^2}{(h^2 + x^2)^{\frac{5}{2}}}$$

$$M = 1400 * \frac{4,80}{1,4} 6,28 * (6,67 * 10^{-11})^{-1} * 10^{-5} \sum \Delta S * \Delta g \text{ (кг)}$$

$$M = M_1 * 10^{-9} \text{ млн. т руды}$$

$$M = M * C_{cu}$$

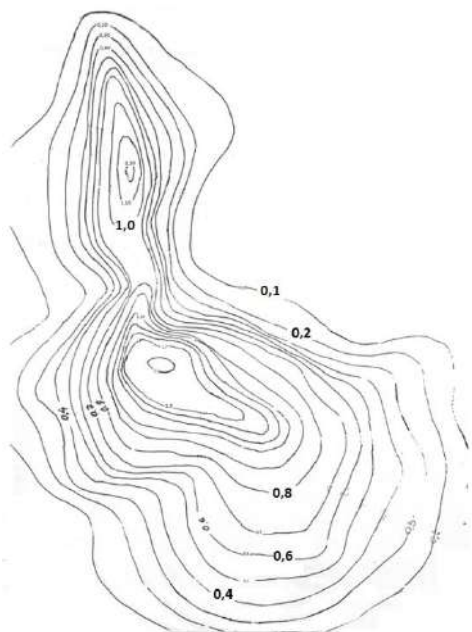
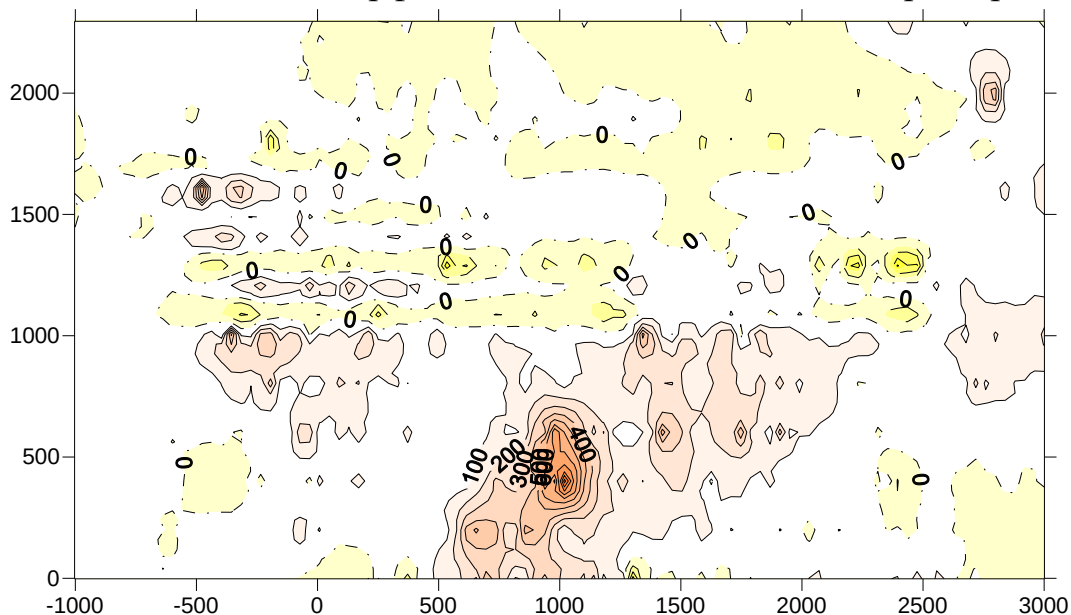


Рис. 1 План изоаномал медноколчеданного месторождения. Избыточная плотность 1,4 г/см³

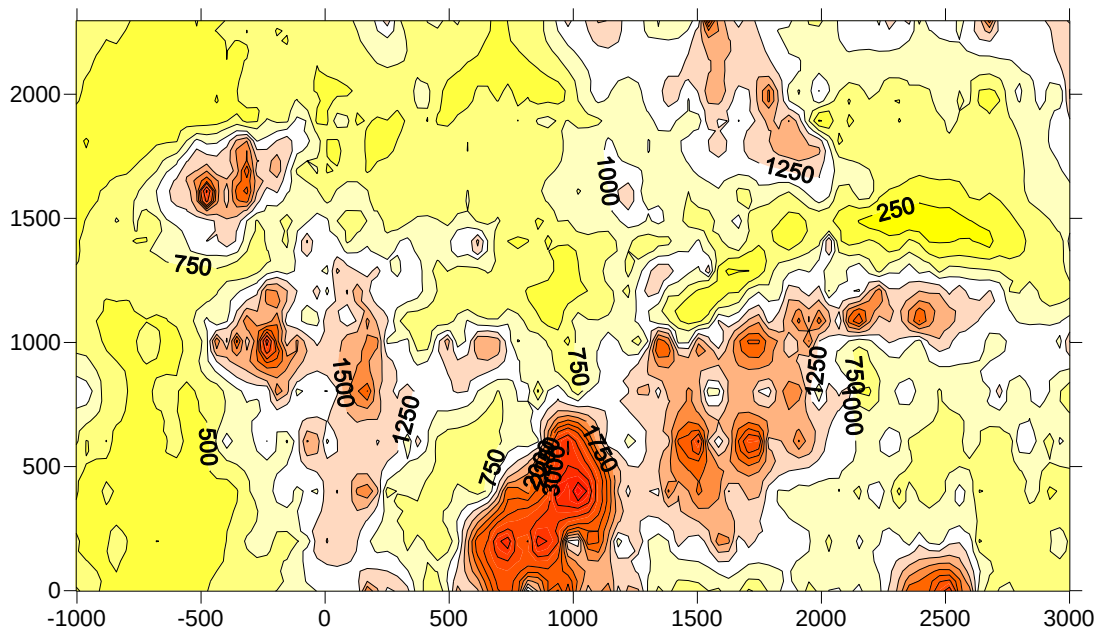
Разломы линейные геологические тела, размеры которых по простиранию во много раз больше чем в крест простиранию. Их выделение на картах полей качественно проводят выделением линеаментов. Для надежного выделения разломов используют несколько геофизических полей.

Разломы выделяют по признакам:

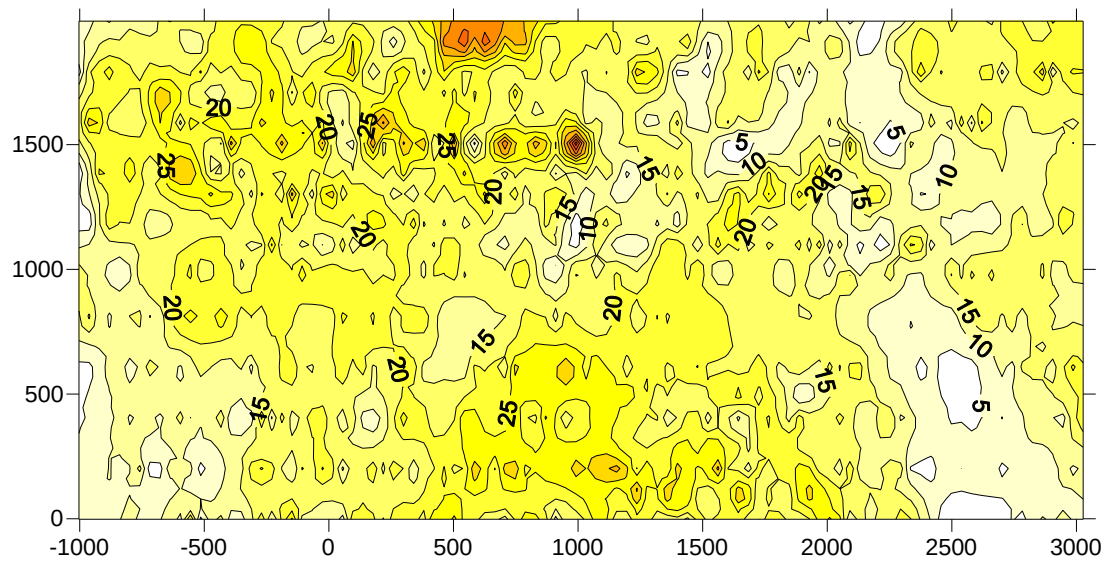
1. Линейные цепочки аномалий.
2. Аномалии типа ступени.
3. Смещение изолиний вдоль некоторой линии.
4. Изменение морфологии аномалий вдоль некоторой прямой.



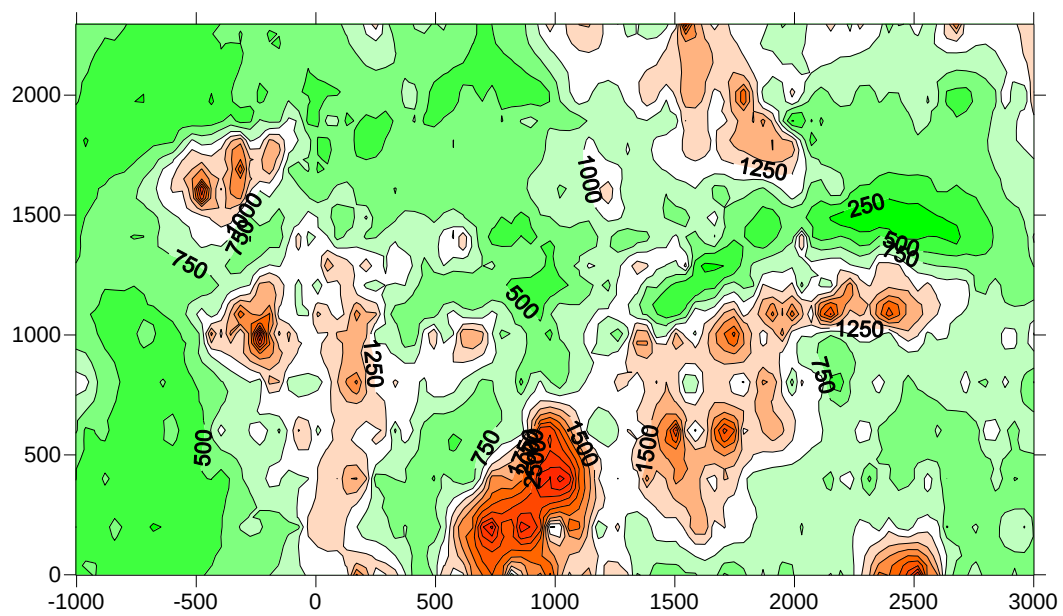
RO2-RO1



Кажущееся сопротивление



МАГНИТНОЕ ПОЛЕ



RO2

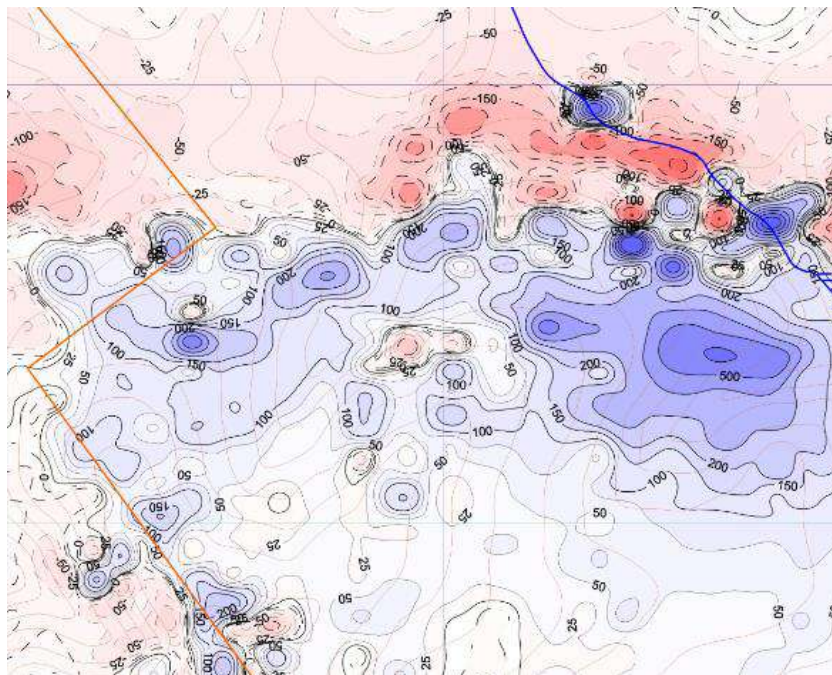
Рис. 1 Пример задания

Практическое занятие № 6 Качеств интерпретация

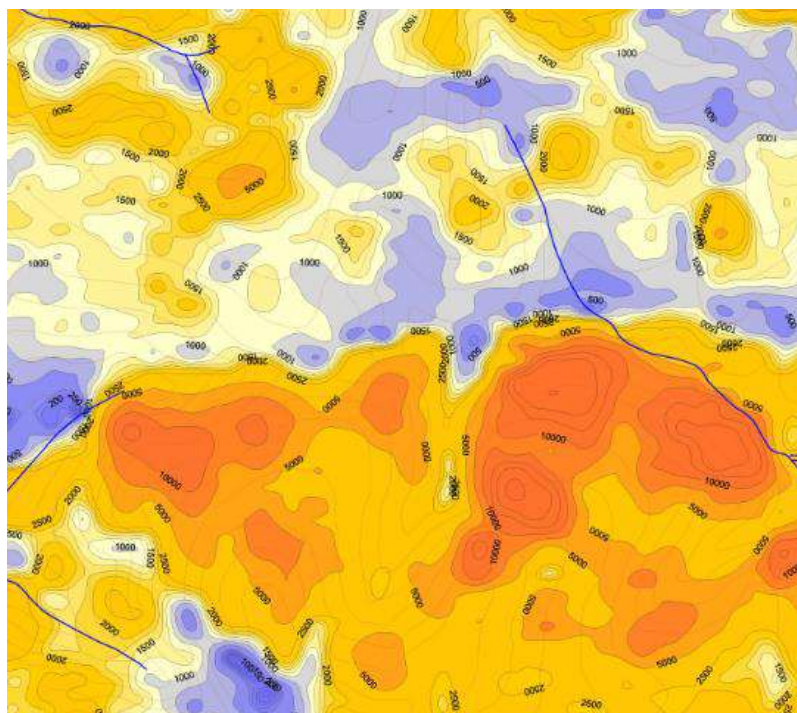
Принципы качественной интерпретации:

Форма аномалии в плане отражает форму тела. Простираение аномалии совпадает с простираением объекта.

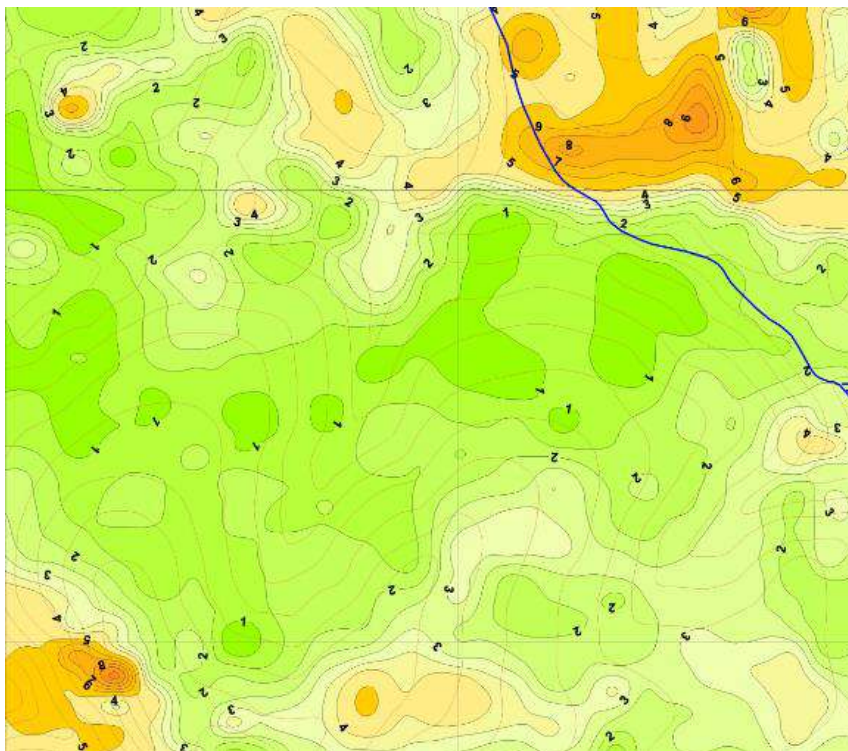
ВАРИАНТ 1



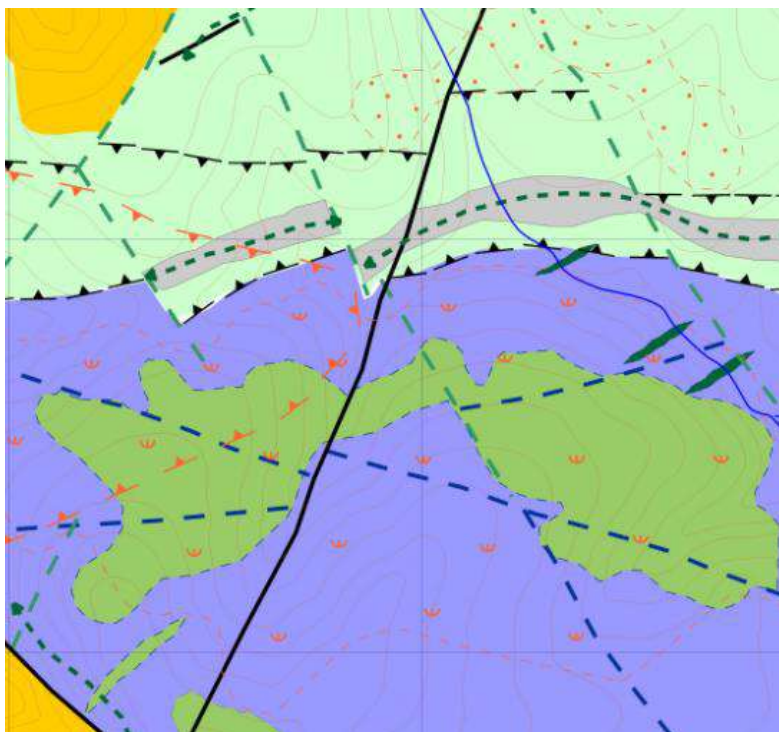
T



КАЖ. СОПР.



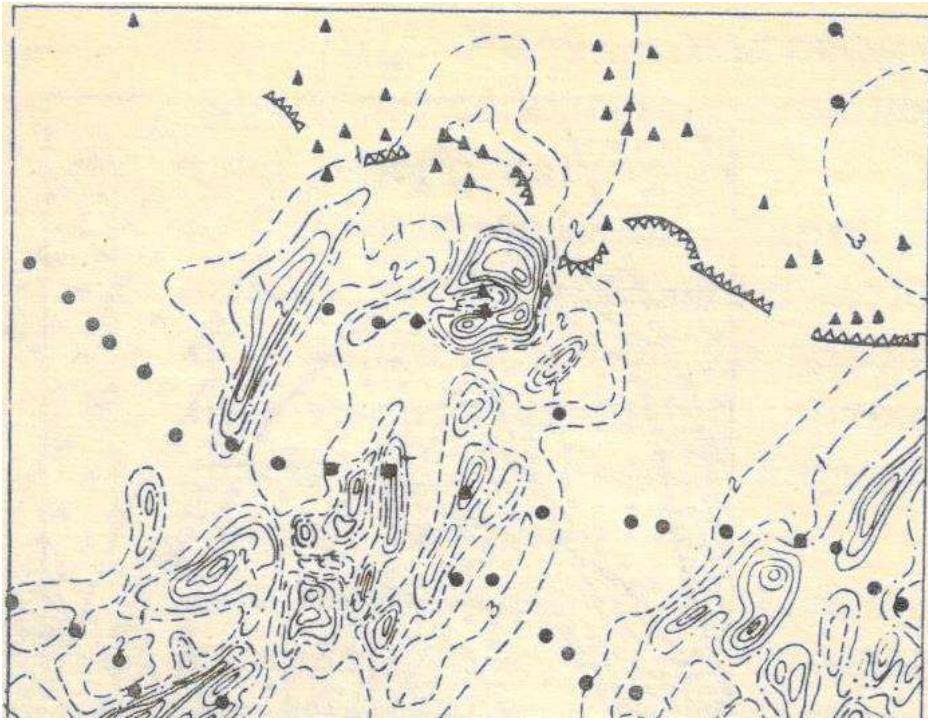
ФАЗОВЫЙ УГОЛ (ВП)



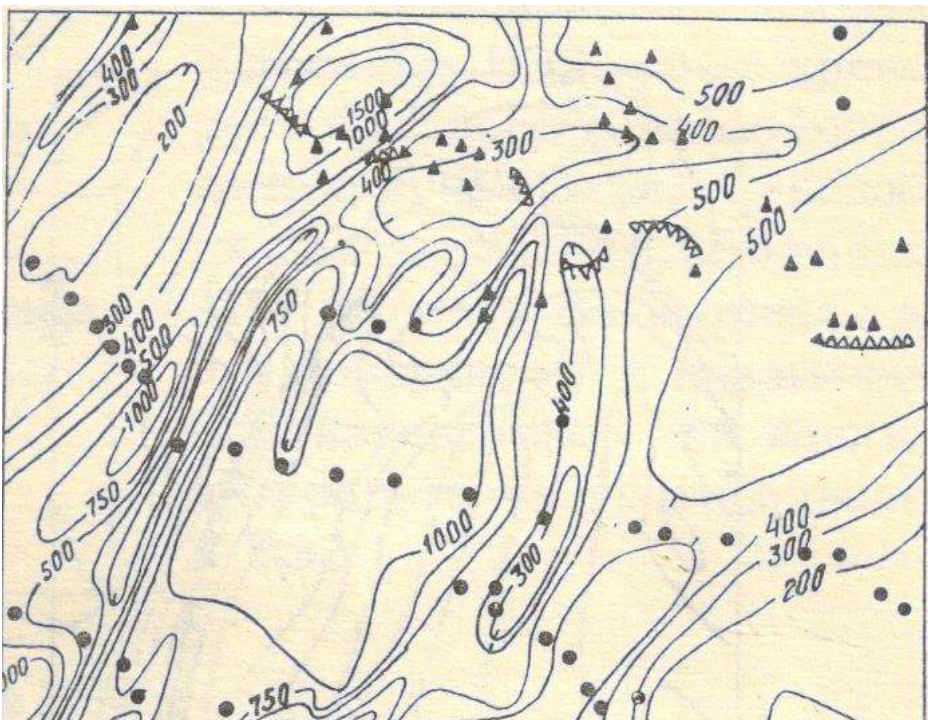
ВАРИАНТ 2

ВЫДЕЛИТЕ ОБЛАСТИ РАСПРОСТРАНЕНИЯ ПОРФИРИТОВ АНДЕЗИТОВ
СОСТАВА,
ИЗВЕСТНЯКОВ, ПЕСЧАНИКОВ, ТЕКТОНИЧЕСКИЕ НАРУШЕНИЯ.

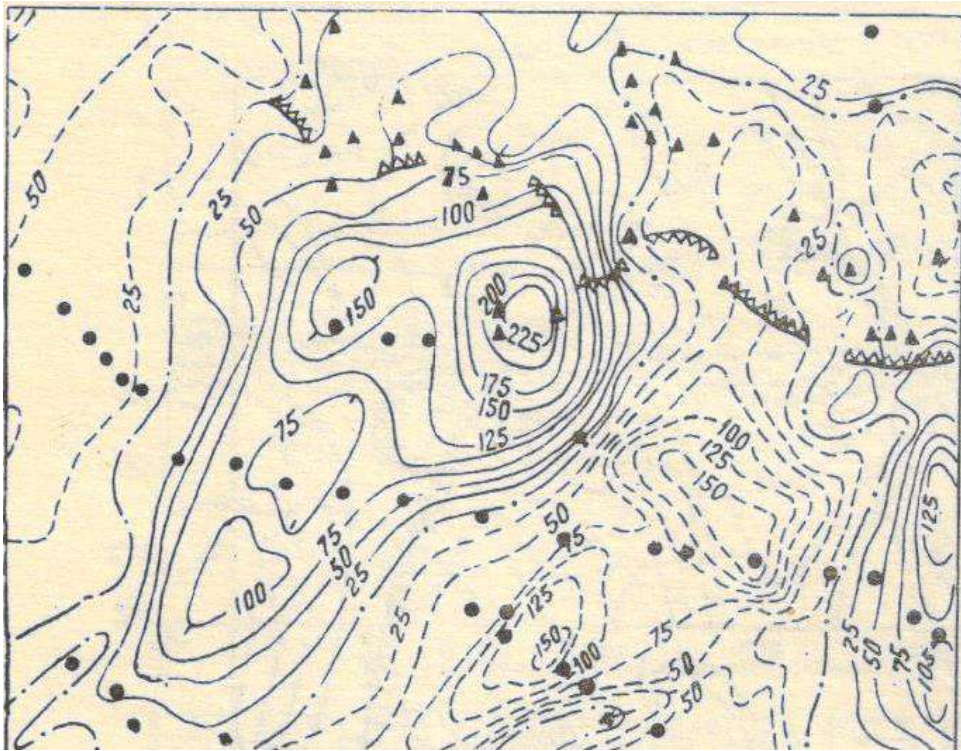
НА КАРТАХ ПОКАЗАНЫ СКВАЖИНЫ И ВЫХОДЫ КОРЕННЫХ ПОРОДАХ



ПЛАН ИЗОДИНАМ



ПЛАН ИЗООМ



ГРАВИТАЦИОННОЕ ПОЛЕ

Практическое занятие № 6 КОРРЕЛЯЦИЯ СОДЕРЖАНИЙ ЖЕЛЕЗА И МАГНИТНОЙ ВОСПРИИМЧИВОСТЬЮ

Оцените тесноту линейной взаимосвязи содержания железа в железных рудах Гусевогорского месторождения и их магнитной восприимчивостью.

Коэффициент корреляции, определяемый по выборочным данным, называется **выборочным коэффициентом корреляции**. Он вычисляется по формуле:

$$r = r_{x,y} = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{n \cdot \sigma_x \cdot \sigma_y} = \frac{\overline{x \cdot y} - \bar{x} \cdot \bar{y}}{\sigma_x \cdot \sigma_y}$$

Таблица 1

При оценке тесноты связи можно использовать следующую условную таблицу:

Теснота связи	Величина коэффициента корреляции при наличии	
	прямой связи (+)	обратной связи (-)
Связь отсутствует	$r = 0$	$r = 0$
Связь слабая	$0 < r \leq 0,3$	$- 0,3 \leq r < 0$
Связь умеренная	$0,3 < r \leq 0,7$	$- 0,7 \leq r < - 0,3$
Связь сильная	$0,7 < r < 1$	$- 1 < r < - 0,7$
Полная функциональная	$r = 1$	$r = - 1$

Постройте 3 поля корреляции содержаний железа и магнитной восприимчивости. Определите, с какой величиной теснее связана магнитная восприимчивость. Для последней вычислите коэффициент корреляции и в соответствии с таблицей, приведенной выше, сделайте вывод. В отчете приведите графики и результат расчета. Сформулируйте вывод по выполненной работе.

Таблица 2. Содержание железа в руде по скважинам и их магнитная восприимчивость

№ скв	Значения КАРЬЕР- 2	Хим. анализ Fe общ.	Хим. анализ Fe маг.	Fe sil	Магнитная восприимчивость
ВАРИАНТ 1					
258	5254	18,2	12,03	6,17	0,007361
245	5249	18,26	12,09	6,17	0,007438
223	5358	15,53	8,96	6,57	0,005791
198	5274	15,58	10,12	5,46	0,007054
165	5261	16,81	10,55	6,26	0,007253
118	5389	12,75	6,53	6,22	0,005334

102	5387	14,9	8,11	6,79	0,005364
44	5495	12,16	5,2	6,96	0,003813
30	5515	11,84	4,76	7,08	0,003533
13	5653	9,23	3,06	6,17	0,001651
108	5426	12,82	6,31	6,51	0,004797
133	5386	14,45	7,77	6,68	0,005378
251	5197	17,32	11,39	5,93	0,008248
241	5174	17,22	12,27	4,95	0,008612
221	5189	16,89	12,12	4,77	0,008374
211	5225	15,88	8,93	6,95	0,007810
117	5167	19,22	14,05	5,17	0,008723
106	5210	17,35	12,4	4,95	0,008044
96	5210	16,8	10,34	6,46	0,008044
86	5243	15,77	9,86	5,91	0,007531
298	5181	15,91	11,23	4,68	0,008501
271	5159	17,46	11,96	5,5	0,008850
206	5277	17,02	10,88	6,14	0,007008
176	5771	5,06	1,92	3,14	0,000114
151	5240	16,46	9,84	6,62	0,007577

ВАРИАНТ 2

142	5247	15,99	9,83	6,16	0,007469
175	5285	17,48	10,15	7,33	0,006886
222	5424	13,62	7,06	6,56	0,004826
235	5201	16,38	10,13	6,25	0,008185
68	5211	17,49	12,38	5,11	0,008028
78	5214	17,86	12,33	5,53	0,007981
93	5297	14,21	8,76	5,45	0,006704
128	5618	9,28	4,44	4,84	0,002120
154	5248	15,24	8,41	6,83	0,007453
124	5785	5,21	1,42	3,79	-6,3551E-05
87	5336	14,13	7,7	6,43	0,006118
74	5302	16,83	10,24	6,59	0,006629
47	5305	17,95	10,96	6,99	0,006583
34	5417	14,67	8,8	5,87	0,004927
117	5402	14,71	8,39	6,32	0,005145
138	5261	14,84	8,49	6,35	0,007253
147	5264	15,85	9,82	6,03	0,007207
157	5281	16,45	10,27	6,18	0,006947
149	5253	16,56	10,86	5,7	0,007376
136	5278	16,12	10,58	5,54	0,006993

100	5341	15,28	9,54	5,74	0,006043
84	5291	15,92	10,78	5,14	0,006795
94	5456	13,19	7,23	5,96	0,004366
105	5341	14,96	8,38	6,58	0,006043
ВАРИАНТ 3					
85	5237	17,8	12,61	5,19	0,007623
269	5277	15,16	8,26	6,9	0,007008
262	5321	15,5	8,71	6,79	0,006342
212	5303	17	9,76	7,24	0,006613
189	5308	18,46	11,97	6,49	0,006538
162	5248	17,6	11,78	5,82	0,007453
152	5269	17,86	12,44	5,42	0,007131
139	5301	16,22	9,82	6,4	0,006644
168	5190	19,48	14,17	5,31	0,008358
198	5222	17,83	10,83	7	0,00785703
208	5321	16,61	9,79	6,82	0,006342793
223	5265	18,18	11,44	6,74	0,007192336
258	5272	18,23	12,38	5,85	0,007085156
263	5357	14,65	8,03	6,62	0,005806037
278	5248	17,23	11,49	5,74	0,00745382
100	5316	17,98	9,73	8,25	0,006417917
120	5299	17,55	9,65	7,9	0,0066744
132	5361	17,04	9,16	7,88	0,005746843
142	5448	15,31	8,34	6,97	0,004480867
147	5256	17,56	10,83	6,73	0,007330558
161	5335	16,88	9,9	6,98	0,006133194
174	5291	16,99	10,09	6,9	0,006795669
181	5529	14,02	7,09	6,93	0,003338015
165	5233	17,63	10,89	6,74	0,007685952
153	5276	17,22	9,64	7,58	0,007024038
ВАРИАНТ 4					
143	5273	18,16	11,92	6,24	0,007069868
104	5267	17,07	10,26	6,81	0,007161684
116	5307	18,34	11,57	6,77	0,006553498
126	5471	14,55	6,51	8,04	0,004152913
141	5358	16,68	9,51	7,17	0,00579123
281	5549	10,18	4,27	5,91	0,003060965
267	5527	9,78	3,78	6	0,00336583
253	5381	11,95	6,33	5,62	0,00545219
206	5265	17,95	10,98	6,97	0,007192336
170	5331	14,77	9,27	5,5	0,006192967

167	5316	14,51	8,61	5,9	0,006417917
154	5293	14,74	9,13	5,61	0,006765317
155	5311	14,81	9,88	4,93	0,006493183
163	5338	13,57	8,36	5,21	0,006088423
174	5307	14,94	9,24	5,7	0,006553498
197	5293	16,7	10,34	6,36	0,006765317
207	5292	17,66	12,03	5,63	0,00678049
238	5379	14,74	8,92	5,82	0,005481557
243	5462	12,54	7,16	5,38	0,004280914
252	5316	14,08	8,63	5,45	0,006417917
271	5529	10,81	5,04	5,77	0,003338015
323	5413	13,85	7,85	6	0,004985275
293	5514	13,81	7,92	5,89	0,003547121
272	5569	7,22	3,25	3,97	0,002785905
251	5432	13,08	7,62	5,46	0,004710647

ВАРИАНТ 5

188	5289	16,75	10,61	6,14	0,006826043
172	5313	14,25	8,82	5,43	0,00646306
164	5279	14,98	8,57	6,41	0,00697826
259	5616	5,9	2,27	3,63	0,002147226
264	5282	13,95	8,01	5,94	0,006932534
301	5497	11,25	5,32	5,93	0,003785487
318	5415	12,66	6,880	5,78	0,004956276
24	5497	11,51	5,18	6,33	0,003785487
36	5495	11,41	5,58	5,83	0,003813627
48	5520	12,22	5,42	6,8	0,003463342
61	5561	10,74	4,29	6,45	0,002895692
84	5559	10,13	4,12	6,01	0,002923188
85	5609	12,02	4,86	7,16	0,00224167
132	5487	12,73	5,87	6,86	0,003926393
181	5557	12,94	6,67	6,27	0,002950703
71	5556	11,43	5,77	5,66	0,002964469
62	5567	11,91	5,78	6,13	0,002813322
59	5553	10,65	5,16	5,49	0,003005794
47	5528	11,13	5,6	5,53	0,00335192
26	5522	10,35	4,89	5,46	0,003435456
35	5536	11,24	5,62	5,62	0,003240819
7	5646	8,52	2,97	5,55	0,001745119
123	5262	14,69	10,15	4,54	0,007238357
113	5229	15,86	11,72	4,14	0,007748079

ВАРИАНТ 6

99	5216	14,25	8,69	5,56	0,00795065
66	5226	16,7	12	4,7	0,007794737
49	5327	14,95	10,21	4,74	0,00625283
104	5230	16,13	11,26	4,87	0,007732539
115	5228	14,13	9,65	4,48	0,007763626
96	5222	15,53	11,18	4,35	0,00785703
45	5293	15,57	10,95	4,62	0,006765317
260	5207	14,33	8,07	6,26	0,008091483
245	5684	8,23	2,28	5,95	0,001241876
239	5441	15,6	9,88	5,72	0,00458123
226	5504	10,75	4,94	5,81	0,003687158
206	5550	11,87	5,81	6,06	0,003047165
205	5695	9,17	3,63	5,54	0,001097454
195	5730	7,61	1,66	5,95	0,000641618
187	5724	7,42	1,71	5,71	0,000719365
179	5604	12,68	6,03	6,65	0,002309275
171	5650	13,21	8,48	4,73	0,001691827
163	5499	10,97	5,02	5,95	0,003757368
142	5718	6,54	1,16	5,38	0,000797276
139	5757	5,68	0,82	4,86	0,00029376
59	5617	12,75	4,37	8,38	0,002133754
69	5680	11,97	3,98	7,99	0,001294532
79	5519	14,17	6,32	7,85	0,003477292
120	5238	16,43	12,04	4,39	0,007608427
202	5246	17,27	11,2	6,07	0,007484694
229	5295	16,75	11,22	5,53	0,006734989
ВАРИАНТ 7					
302	5210	17,19	11,82	5,37	0,008044485
341	5242	17,67	12,3	5,37	0,007546513
393	5281	16,18	11,11	5,07	0,006947771
423	5177	18,41	11,81	6,6	0,008564465
405	5252	17,25	11,03	6,22	0,007392142
380a	5183	18,07	12,44	5,63	0,008469431
360	5258	16,35	11,07	5,28	0,007299801
350a	5322	16,55	9,57	6,98	0,006327785
320a	5261	17,59	11,72	5,87	0,007253709
231a	5349	16,8	9,66	7,14	0,005924692
151	5445	14,7	6,84	7,86	0,004523848
31	5378	15,08	7,11	7,97	0,005496248
379	5179	16,92	12,53	4,39	0,008532762
354	5256	17,1	11,02	6,08	0,007330558
344	5370	15,72	9,86	5,86	0,005613977

329	5275	16,35	10,6	5,75	0,007039309
279	5258	16,28	11,54	4,74	0,007299801
248	5229	17,75	12,29	5,46	0,007748079
222	5285	15,51	10,61	4,9	0,006886861
127	5185	16,84	12,53	4,31	0,008437801
97	5329	13,88	8,4	5,48	0,006222887
67	5615	12,65	4,18	8,47	0,002160704
37	5318	15,44	9,26	6,18	0,00638785
7	5575	12,23	3,97	8,26	0,002703772
410	5185	18,23	12,92	5,31	0,008437801

ВАРИАНТ 8

400	5145	18,66	13,12	5,54	0,009075059
358	5268	15,98	10,22	5,76	0,007146367
348	5327	17,4	11,59	5,81	0,00625283
328	5274	16,59	10,65	5,94	0,007054585
254	5278	16,24	10,68	5,56	0,006993514
206	5237	16,13	9,7	6,43	0,00762392
166	5427	14,96	8,46	6,5	0,004782731
163	5478	16,16	9,64	6,52	0,004053648
146	5510	12,41	5,41	7	0,003603075
433	5173	17,44	12,26	5,18	0,008627944
444	5211	17,1	11,96	5,14	0,00802883
454	5198	18,02	12,18	5,84	0,008232804
475	5178	15,43	9,77	5,66	0,008548611
506	5317	16,49	9,93	6,56	0,006402881
497	5235	16,18	10,48	5,7	0,007654924
443	5216	16,6	11,09	5,51	0,00795065
485	5135	16,69	12,38	4,31	0,009235924
436	5232	16,57	11,07	5,5	0,007701475
448	5263	17,98	12,22	5,76	0,007223011
529	5280	15,69	10,39	5,3	0,006963012
528	5241	15,58	10,47	5,11	0,007561983
522	5341	15,29	10,28	5,01	0,006043702
514	5223	18,04	12,59	5,45	0,007841448
250	5230	15,15	11,38	3,77	0,007732539

ВАРИАНТ 9

219	5367	12,61	8	4,61	0,005658216
214	5325	13,98	9,54	4,44	0,006282795
159	5343	13,13	8,61	4,52	0,006013916
144	5399	14,21	9,67	4,54	0,005188869
338	5286	15,1	10,25	4,85	0,006871648

348	5244	14,66	8,68	5,98	0,007515592
277	5219	18,6	12,45	6,15	0,007903813
297	5378	14,64	6,96	7,68	0,005496248
339	5255	13,74	8,93	4,81	0,007345945
218	5466	11,81	7,31	4,5	0,004223973
205	5741	7,32	4,16	3,16	0,000499503
195	5401	14,14	9,62	4,52	0,00515972
175	5387	12,86	8,44	4,42	0,005364221
148	5379	18,05	13,81	4,24	0,005481557
138	5391	11,81	7,37	4,44	0,005305684
12	5123	15,99	11,9	4,09	0,009429792
32	5120	20,62	16,66	3,96	0,009478401
25	5115	17,03	13,75	3,28	0,009559542
19	5139	18,43	15,19	3,24	0,009171503
18	5162	19,64	15,57	4,07	0,008803018
24	5127	19,85	16,28	3,57	0,009365068
243	5444	11,89	7,7	4,19	0,004538186
226	5370	12,11	8,93	3,18	0,005613977
155	5179	14,65	11	3,65	0,008532762
85	5379	15,24	10,21	5,03	0,005481557
ВАРИАНТ 10					
74	5313	14,26	9,62	4,64	0,00646
18	5267	14,60	10,68	3,92	0,00716
65	5266	14,60	10,57	4,03	0,00717
82	5307	13,75	9,30	4,45	0,00655
87	5359	13,16	8,97	4,19	0,00577
89	5400	13,21	9,05	4,16	0,005174292
95	5323	15,28	10,98	4,3	0,006312782
99	5310	15,52	11,12	4,4	0,006508253
101	5269	14,78	10,93	3,85	0,007131055
110	5266	14,7	10,78	3,92	0,007177007
130	5217	15,26	11,71	3,55	0,007935031
132	5229	15,58	11,77	3,81	0,007748079
281	5337	14,15	9,48	4,67	0,006103341
284	5294	13,93	9,55	4,38	0,00675015
285	5438	11,10	6,82	4,28	0,004624321
289	5282	14,90	10,59	4,31	0,006932534
303	5361	13,52	9,44	4,08	0,005746843
304	5347	13,05	8,83	4,22	0,005954411
307	5301	13,14	9,39	3,75	0,00664414
309	5368	12,22	8,31	3,91	0,005643465
310	5348	12,89	9,08	3,81	0,005939549

319	5338	14,66	10,82	3,84	0,006088423
322	5327	14,07	10,35	3,72	0,00625283
325	5332	13,11	8,98	4,13	0,006178015
328	5409	11,15	7,26	3,89	0,005043337
ВАРИАНТ 11					
329	5365	13,15	9,07	4,08	0,005687736
340	5431	12,35	8,41	3,94	0,004725053
344	5400	14,16	10,14	4,02	0,005174292
347	5463	10,98	7,22	3,76	0,004266671
348	5476	12,32	8,42	3,9	0,004081983
353	5411	10,94	7,26	3,68	0,005014295
364	5365	13,20	9,11	4,09	0,005687736
369	5360	12,86	9,80	3,06	0,005761633
381	5430	10,13	6,67	3,46	0,004739465
383	5269	16,69	12,52	4,17	0,007131055
391	5256	15,20	11,12	4,08	0,007330558
27	5311	14,77	10,73	4,04	0,006493183
51	5476	10,53	6,38	4,15	0,004081983
75	5341	13,72	10,23	3,49	0,006043702
140	5500	8,32	3,91	4,41	0,003743316
170	5321	14,00	10,23	3,77	0,006342793
190	5526	8,82	5,35	3,47	0,003379745
203	5412	11,49	7,73	3,76	0,004999783
240	5332	14,21	10,16	4,05	0,006178015
253	5245	14,89	11,31	3,58	0,00750014
234	5397	15,29	8,93	6,36	0,005218041
243	5385	14,49	7,97	6,52	0,005393522
265	5415	14,95	9,51	5,44	0,004956276
266	5355	14,31	9,36	4,95	0,005835668
276	5257	17,46	11,87	5,59	0,007315176
286	5357	16,01	10	6,01	0,005806037
ВАРИАНТ 12					
287	5358	15,38	9,55	5,83	0,00579123
306	5224	20,34	14,08	6,26	0,007825872
285	5287	16,52	11,68	4,84	0,00685644
268	5458	14,91	8,71	6,2	0,004337939
264	5326	15,79	11,16	4,63	0,006267809
255	5427	14,67	8,38	6,29	0,004782731
232	5333	16,01	9,95	6,06	0,006163069
212	5360	16,24	9,72	6,52	0,005761633
73	5338	14,21	9,68	4,53	0,006088423

76	5304	14,58	10,15	4,43	0,006598793
83	5314	14,42	9,62	4,8	0,006448006
123	5419	13,05	8,69	4,36	0,004898342
153	5743	7,41	3,32	4,09	0,000473722
166	5322	15,05	9,8	5,25	0,006327785
239	5584	9,91	5,51	4,4	0,002580903
229	5537	11,6	6,58	5,02	0,003226954
207	5539	11,3	6,29	5,01	0,00319924
199	5482	11,38	6,47	4,91	0,003997038
190	5554	11,18	5,92	5,26	0,002992014
137	5689	9,35	4,52	4,83	0,00117616
107	5505	9,64	4,53	5,11	0,003673131
106	5586	11,17	6,68	4,49	0,002553653
121	5684	7,39	2,78	4,61	0,001241876
151	5663	10,31	5,57	4,74	0,001519149
272	5206	18,94	14,99	3,95	0,008107161
252	5262	15,91	11,59	4,32	0,007238357
212	5239	15,5	11,79	3,71	0,00759294
192	5205	16,72	13,12	3,6	0,008122846
182	5167	16,11	12,31	3,8	0,008723346
211	5228	15,77	11,8	3,97	0,007763626
220	5244	16,08	11,76	4,32	0,007515592
190	5200	15,62	11,75	3,87	0,008201357
245	5233	17	12,55	4,45	0,007685952
235	5276	15,85	11,62	4,23	0,007024038
Вариант 13					
224	5254	16,56	12,9	3,66	0,007361338
205	5166	17,4	14,2	3,2	0,008739268
185	5202	16,35	12,37	3,98	0,008169935
203	5222	16,45	11,44	5,01	0,00785703
233	5196	16,22	12,5	3,72	0,008264276
156	5176	15,86	12,15	3,71	0,008580325
172	5203	16,49	12,44	4,05	0,008154232
154	5213	16,61	13,15	3,46	0,00799754
37	5255	14,51	10,34	4,17	0,007345945
36	5225	15,94	12,16	3,78	0,007810301
16	5268	15,1	10,43	4,67	0,007146367
300	5360	14,9	9,97	4,93	0,005761633
125	5656	9,06	4,48	4,58	0,001612031
73	5274	14,64	10,65	3,99	0,007054585
55	5487	10,74	6,59	4,15	0,003926393
79	5337	14,67	10,82	3,85	0,006103341

91	5277	16,21	12,2	4,01	0,007008773
164	5430	12,34	7,88	4,46	0,004739465
18	5267	14,60	10,68	3,92	0,007161684
89	5400	13,21	9,05	4,16	0,005174292
99	5310	15,52	11,12	4,4	0,006508253
130	5217	15,26	11,71	3,55	0,007935031
110	5266	14,7	10,78	3,92	0,007177007
87	5359	13,16	8,97	4,19	0,005776429
101	5269	14,78	10,93	3,85	0,007131055
132	5229	15,58	11,77	3,81	0,007748079
95	5323	15,28	10,98	4,3	0,006312782
ВАРИАНТ 14					
289	5282	14,90	10,59	4,31	0,006932
303	5361	13,52	9,44	4,08	0,005746
307	5301	13,14	9,39	3,75	0,00664
348	5476	12,32	8,42	3,9	0,00408
386	5254	13,45	9,70	3,75	0,007361
369	5360	12,86	9,80	3,06	0,005761
347	5463	10,98	7,22	3,76	0,004266
391	5256	15,20	11,12	4,08	0,007330
344	5400	14,16	10,14	4,02	0,005174
329	5365	13,15	9,07	4,08	0,005687
322	5327	14,07	10,35	3,72	0,00625
265	5356	12,33	8,21	4,12	0,00582
228	5364	14,95	10,53	4,42	0,005702
208	5293	13,43	9,47	3,96	0,006765
188	5451	12,39	7,63	4,76	0,004437
178	5386	13,51	9,19	4,32	0,005378
179	5330	14,57	10,49	4,08	0,006207
204	5342	12,57	8,58	3,99	0,006028
239	5258	13,55	9,46	4,09	0,007299
254	5223	15,13	11,05	4,08	0,007841
279	5563	7,86	4,79	3,07	0,002868
100	5272	16,58	12,59	3,99	0,007085
64	5404	13,72	9,46	4,26	0,005116
41	5481	12,44	7,89	4,55	0,004011
28	5494	10,67	6,43	4,24	0,003827
12	5405	11,97	7,67	4,3	0,005101
7	5402	12,68	8,27	4,41	0,005145

Практическое занятие № 7 ВЫДЕЛЕНИЕ ЗОН МЕТАСОМАТОЗА

ПРЕДСТАВЛЕНЫ КАРТЫ МАГНИТНОГО ПОЛЯ, КАЖУЩЕГОСЯ СОПРОТИВЛЕНИЯ, КАЖУЩЕЙСЯ ПОЛЯРИЗУЕМОСТИ И МАСШТАБА 1:10000

1 РАССМОТРИТЕ ПРЕДСТАВЛЕННЫЕ МАТЕРИАЛЫ

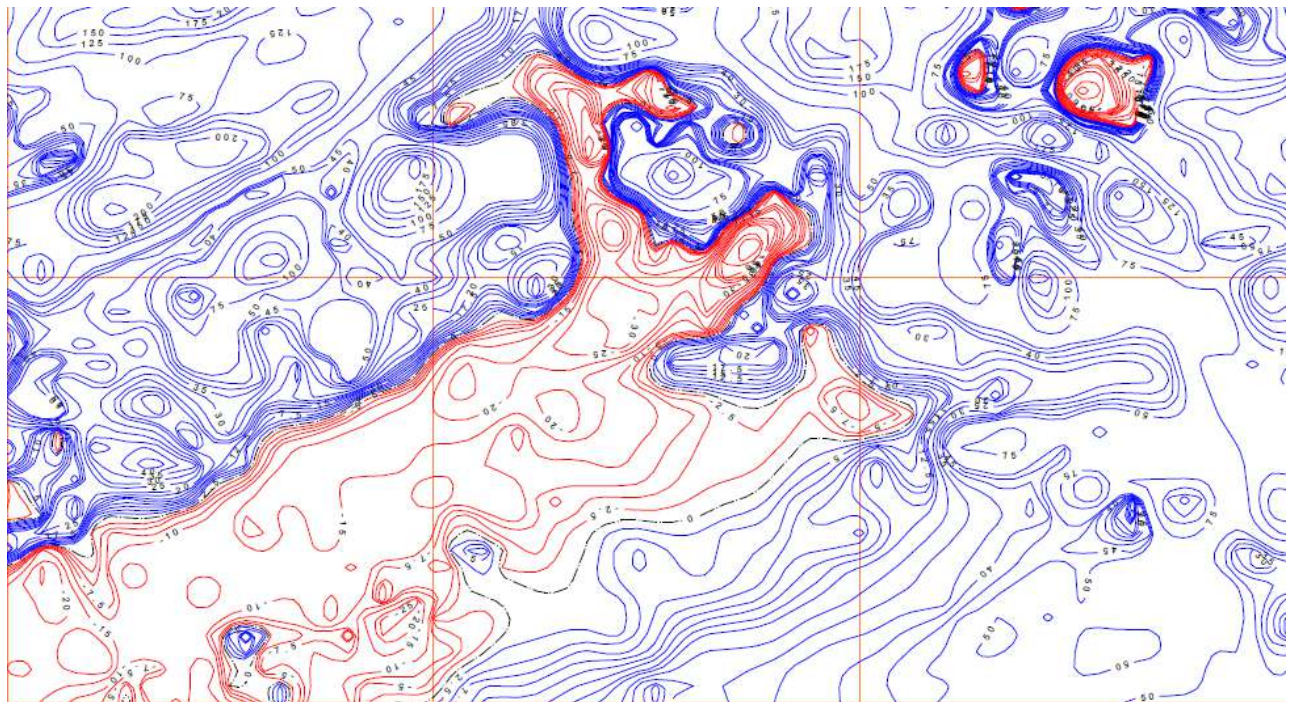
2 СФОРМУЛИРУЙТЕ ПРИЗНАКИ СТРУКТУРНО-ВЕЩЕСТВЕННЫХ КОМПЛЕКСОВ И СОЗДАЙТЕ ПРИЗНАКОВОЕ ПРОСТРАНСТВО (ДИАПАЗОН ИЗМЕНЕНИЯ ФИЗИЧЕСКОГО ПОЛЯ)

3 ВЫПОЛНИТЕ ПРОЦЕДУРУ ЕСТЕСТВЕННОГО РАССЛОЕНИЯ ДАННЫХ (РАСПОЗНАВАНИЕ ОБРАЗОВ)

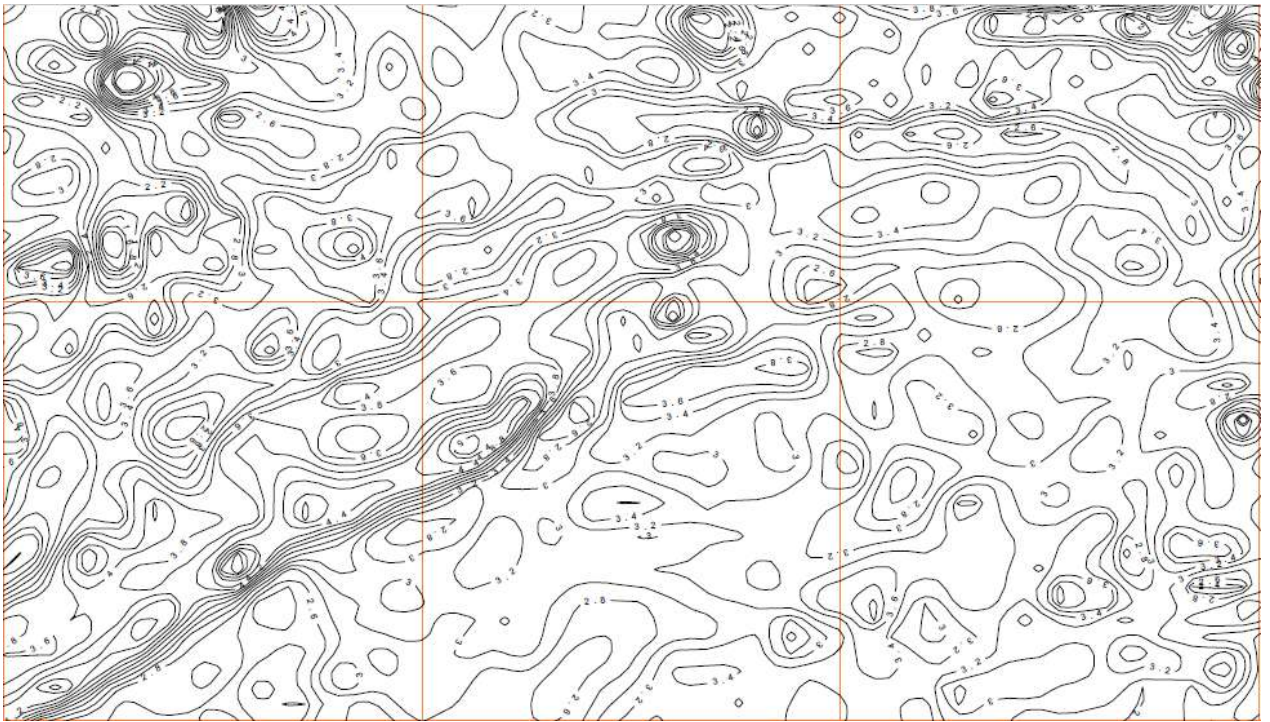
4 ВЫДЕЛИТЕ ЗОНУ МЕТАСОМАТИЧЕСКИХ ИЗМЕНЕНИЙ. УКАЖИТЕ МЕСТОПОЛОЖЕНИЕ ТРЕХ СКВАЖИН ГЛУБИНОЙ 100 М

4 НАПИШИТЕ ОТЧЕТ

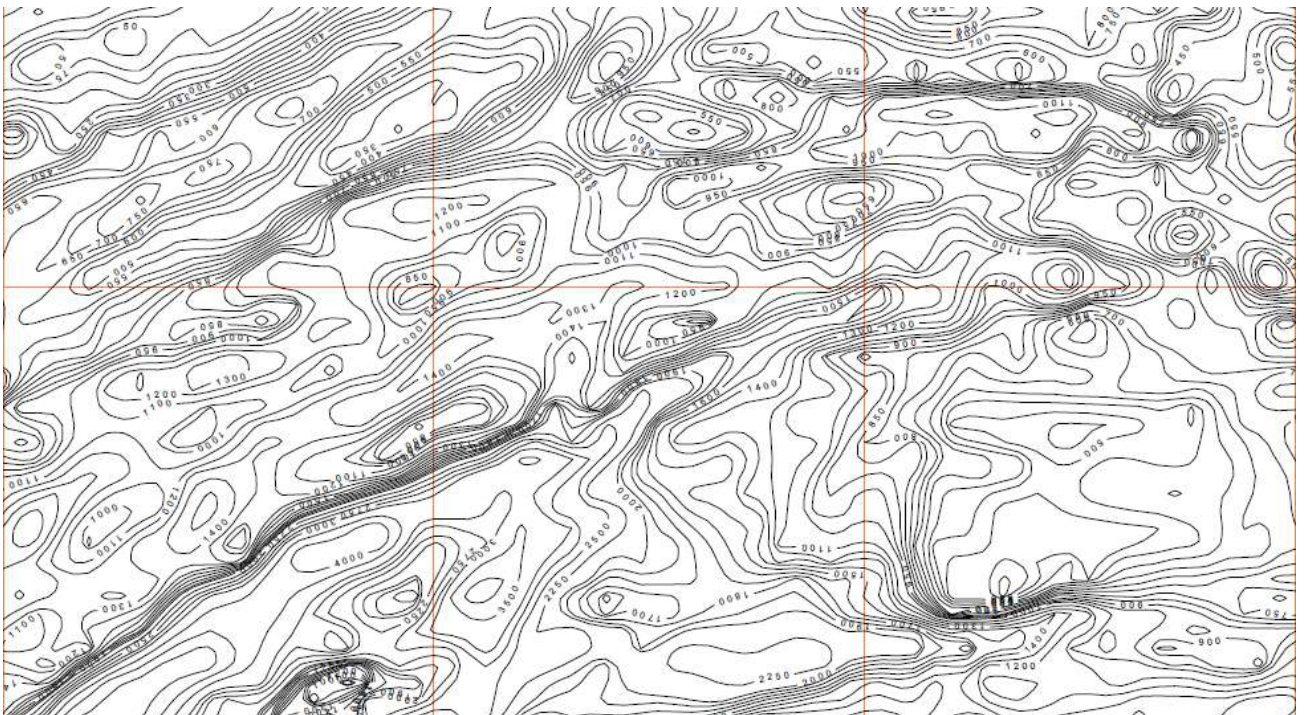
1 вариант



МАГНИТНОЕ ПОЛЕ



ВП F1



КАЖУЩЕЕСЯ СОПРОТИВЛЕНИЕ

2 вариант

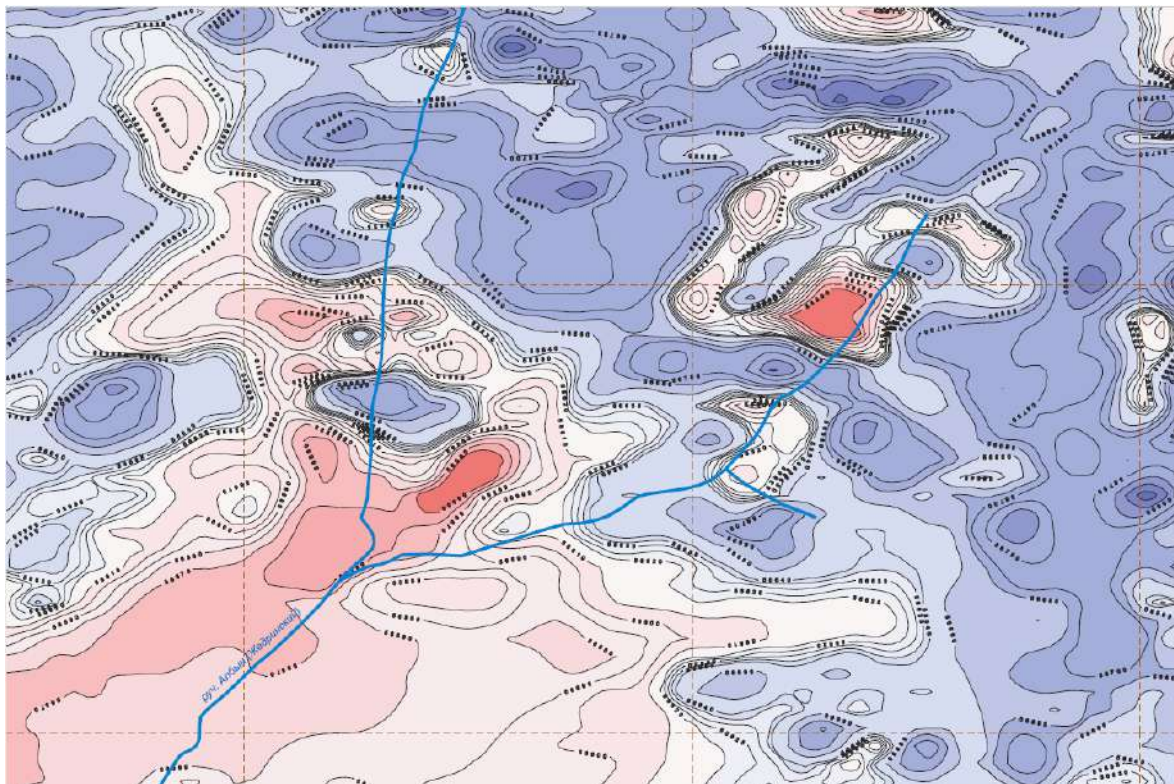
ПРЕДСТАВЛЕНЫ КАРТЫ МАГНИТНОГО ПОЛЯ, КАЖУЩЕГОСЯ
СОПРОТИВЛЕНИЯ, КАЖУЩЕЙСЯ ПОЛЯРИЗУЕМОСТИ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ КАРТА
МАСШТАБА :10000

1 РАССМОТРИТЕ ПРЕДСТАВЛЕННЫЕ МАТЕРИАЛЫ

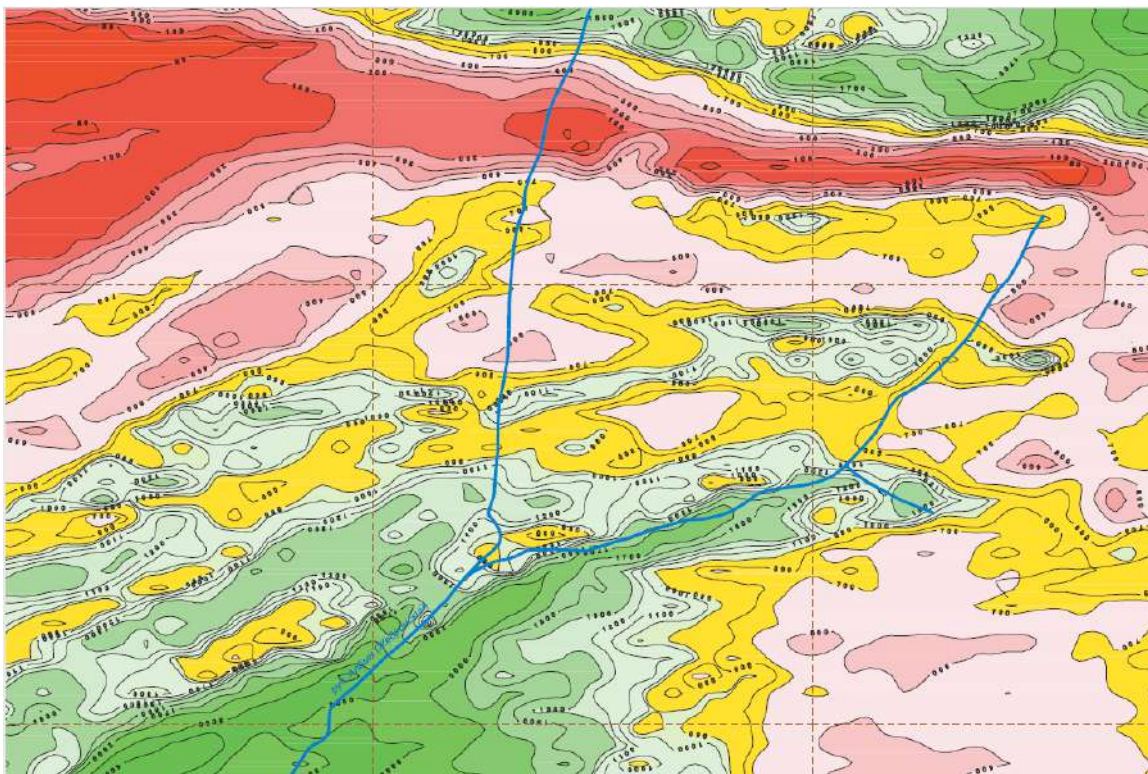
2 ОПРЕДЕЛИТЕ КАК ИСПОЛЬЗОВАНЫ ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ
ГЕОЛОГИЧЕСКОГО КАРТИРОВАНИЯ

3 ДОПОЛНИТЕ ВЫПОЛНЕННОЕ ИСТОЛКОВАНИЕ ПОЛЕЙ ЭЛЕМЕНТАМИ, НЕ
НАШЕДШИМИ ОТРАЖЕНИЯ НА ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ КАРТЕ

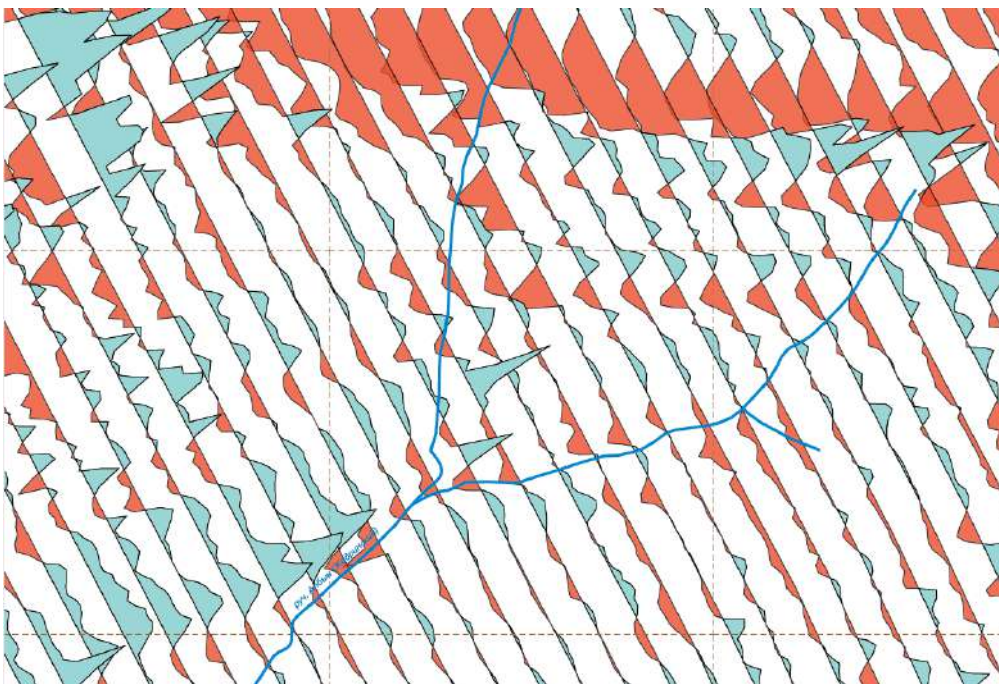
4 НАПИШИТЕ ОТЧЕТ



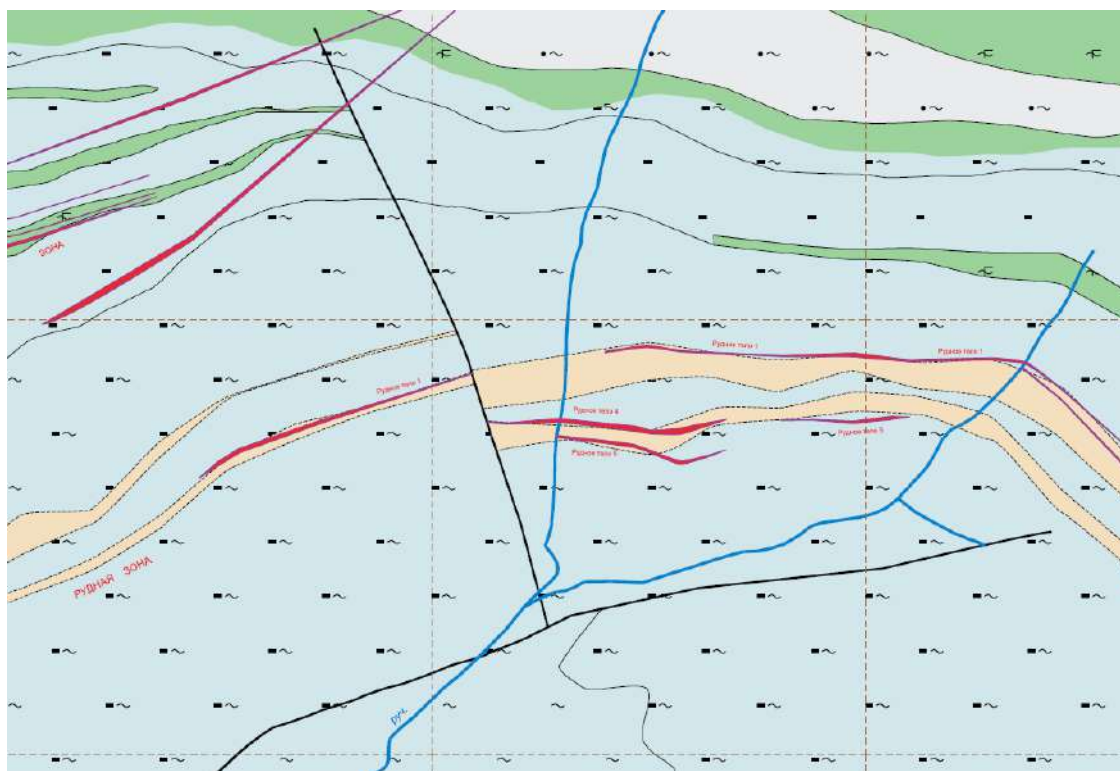
МАГНИТНОЕ ПОЛЕ



КАЖУЩЕЕСЯ СОПРОТИВЛЕНИЕ



ГРАФИКИ КАЖУЩЕЙСЯ ПОЛЯРИЗУЕМОСТИ



Условные обозначения



- низкие слабодифференцированные поля кажущегося сопротивления (500 - 1000 Ом*м), низкие спокойные поля магнитного поля (50нТл - 100 нТл), отмечающиеся поляризуемостью (1%- 3%) соответствующие метапесчаникам, металевогранитам с прослоями филлитизированных сланцев



- низкие, линейные поля кажущегося сопротивления (40 - 400 Ом*м), низкие дифференцированные поля магнитного поля (50нТл - 200 нТл), отмечающиеся дифференцированной поляризуемостью (1% - 4%) соответствующие графитистым (углеродсодержащим) сланцам с прослоями серых филлитизированных алевроитовых и карбонат-кремнистых сланцев, филлитовых сланцев верхней подсвиты



- дифференцированные поля кажущегося сопротивления (400 - 1000 Ом*м), низкие знакопеременные дифференцированные поля магнитного поля (-20нТл - 300 нТл), отмечающиеся слабодифференцированной поляризуемостью (2,5% - 3,5%) соответствующие участкам переслаивания графитистых (углеродсодержащих) сланцев и серых алевроитовых филлитизированных сланцев с карбонат-глинистыми (карбонат-слюдисто-кварцевыми) углеродистыми и карбонат-кремнистыми сланцами средней подсвиты



- высокие слабодифференцированные поля кажущегося сопротивления (1500 - 5000 Ом*м), низкие знакопеременные поля магнитного поля (-70нТл - 30 нТл), отмечающиеся высокой слабодифференцированной поляризуемостью (3% - 4%) соответствующие графитистым сланцам с прослоями двуслюдяных сланцев (альбит-слюдисто-кварцевых) нижней подсвиты



- высокие поля кажущегося сопротивления (2000 - 10000 Ом*м), линейные интенсивные аномалии магнитного поля (500 нТл - 600 нТл), низкие линейные поля кажущейся поляризуемости (0,5% - 1,0%) соответствующие альбит-актинолит-эпидотовым, альбит-хлорит-актинолит-эпидотовым сланцам



- золоторудные тела по данным поисково-оценочных работ 2007-2008 гг.



1. Золоторудные кварц-альбитовые метасоматиты
2. Золотоносные жилы
месторождения и их названия



- тектонические нарушения.

ЛИТЕРАТУРА

- 1 В.И. Аронов Методы математической обработки геологических данных на ЭВМ.
- 2 В.Н. Страхов – геофизик и математик.
- 3 Справочник по математическим методам в геологии.
- 4 Никитин А.А. Теоретические основы обработки геологической информации.

ОГЛАВЛЕНИЕ

- Лабораторная работа № 1 Описание поверхностей геологических объектов
- Лабораторная работа № 2 Описание геологической поверхности кубическими сплайнами
- Лабораторная работа № 3 Аналитическая аппроксимация естественного электрического поля
- Лабораторная работа № 4 Подсчет ресурсов по геофизическим данным
- Лабораторная работа № 5 Выделение разломов по комплексу геофизических методов
- Лабораторная работа № 6 Корреляция содержания железа и магнитной восприимчивости
- Лабораторная работа № 7 Анализ геофизических полей

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
ФГБОУ ВО «Уральский государственный горный университет»

ОДОБРЕНО

Методической комиссией
факультета геологии и геофизики УГГУ
«20» марта 2020 г.
Председатель комиссии

 проф. В.И. Бондарев

Виноградов В.Б.

ГЕОМЕТРИЗАЦИЯ И АНАЛИЗ ФИЗИЧЕСКИХ ПОЛЕЙ

УЧЕБНОЕ ПОСОБИЕ

Екатеринбург

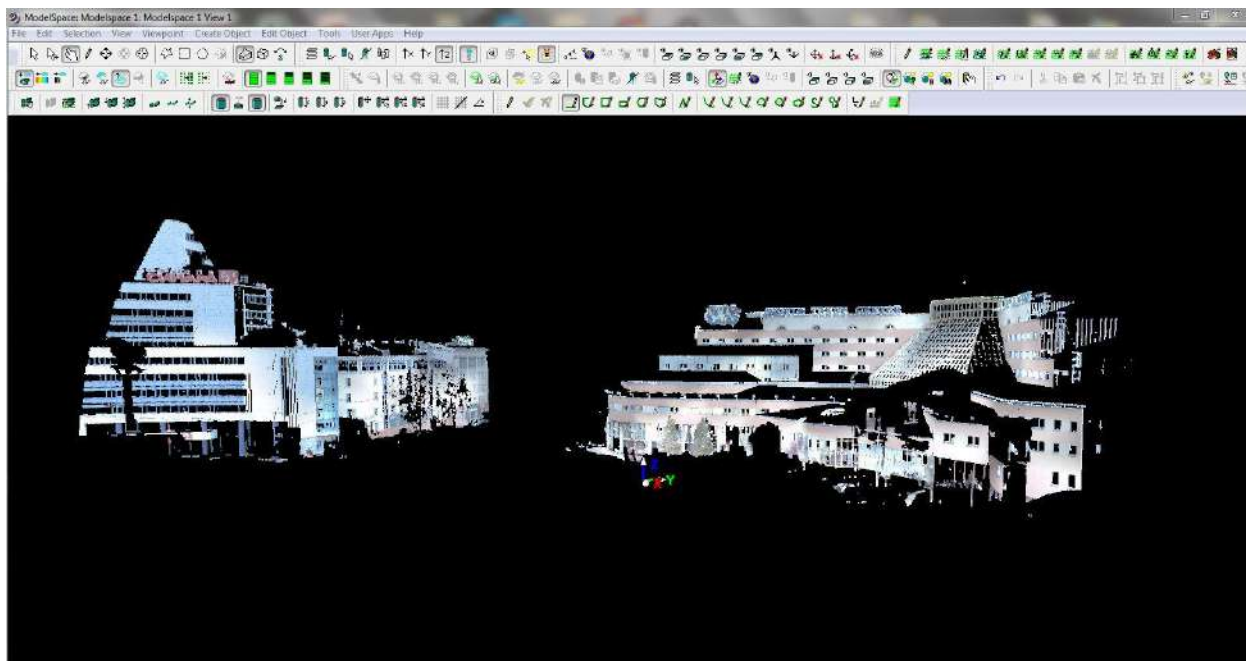
2020

Введение.

Цели, задачи и объекты дисциплины. Ознакомиться с методами геометрии, применяемыми в геофизической практике. Ознакомиться с алгоритмами, программами и математическими пакетами, используемыми при построении карт и разрезов.

Термин «Геометризация» в нашей отрасли имеет крайне широкое толкование. В широком смысле применение методов геометрии в геологии и горном деле. Часто его толкуют как описание геологических поверхностей, поверхностей карьеров и иных горных выработок на основе инструментальных измерений, а также теорию и набор технологий подсчета запасов. Геометризация это непрерывный процесс, отражающий степень изученности объекта. По мере поступления новых данных расчеты проводятся заново. На основе геометрической модели при проведении разведки корректируется сеть скважин.





Основным отчетным материалом проведенных геофизических съемок является карта. В инструкциях по каждому геофизическому методу детально прописано, каким требованиям должна удовлетворять отчетная карта (сечение, раскраска, вид изолиний, масштаб и т.д.), как должна выглядеть отчетная карта, указано с помощью каких специализированных пакетов. Более сложная задача построения геологических поверхностей по геофизическим данным. По данным ГИС строят поверхности ВНК, ГНК, ГВК, кровли резервуара, подошвы резервуара, поверхности тектонических нарушений, поверхности несогласия. Нередко строят карты параметров: пористости, эффективной нефтенасыщенной мощности, плотности и др. Для рудных месторождений строят поверхности рудных тел, карты ЗМС и т.п.

Одна из задач количественной интерпретации – определение геометрии источников поля, особенно их верхней кромки. Для разработки месторождений строительных материалов – это главная задача.

Результат существенно зависит от знания пространственной изменчивости свойств, учета расположения точек на площади, по которым они определены. Если точка определения концентрируется в подобластях, то и средние значения, и дисперсии могут оказаться ошибочными.

Геометрия сети наблюдений. Сеть наблюдений обычно представляет множество более - менее регулярно расположенных на земной поверхности пунктов наблюдений. С одной стороны пункты относятся к поверхности, т.е. к двумерному множеству. Для описания движения автомобиля достаточно указать две координаты. Например, на шаре достаточно указать две координаты. С другой стороны при описании местоположения пунктов наблюдений обычно мы используем третью координату – высоту, так как рельеф меняет рисовку карты.

Сеть наблюдений принято представлять в виде множества многоугольников. Очень часто сеть пунктов наблюдений представляют в виде триангуляционной сети – множества треугольников. Шаг измерений, расстояние между профилями оказывают определяющее влияние на качество построенных карт. Этому влиянию необходимо давать количественную оценку.

Геометризация и анализ физических полей. Геометризация геологических объектов проводится в несколько этапов:

- измерение
- создание базы данных
- создание цифровой модели геологического объекта
- сопровождение модели.

В разведочной геофизике строят не только карты изолиний, но и карты векторов поля. В гравиразведке с 20-х годов 20 века по 70-е годы 20 века строили карты проекции вектора поля на горизонтальную плоскость V которые измеряли с помощью вариометров и градиентометров.

Особенность магниторазведки в том, что намагниченность горных пород – вектор и магнитная индукция – вектор. В магниторазведке измерения с феррозондовыми магнитометрами позволяли получить все три компоненты вектора индукции. Сотрудники НГУ по результатам работ с таким прибором построили карты во всех возможных вариантах, и даже карты аномальных склонений и наклонений.

По результатам микромагнитной съемки строят карты векторов. Анализ направлений векторов позволяет судить о преимущественном направлении трещин на территории съемки. Разработана методика построения роз-диаграмм направлений изодинам. Эта методика применяется сейчас в обработке площадных съемок.

Измерение векторов полей считается перспективным направлением в разведочной геофизике. Внедрение инерциальных магнитометров приведет в возобновлению построения карт векторов. Интерпретация таких карт проще, чем карт проекций, поскольку вектор поля направлен в к источнику поля. Векторная магнитометрия в скважинах нередкое явление.

Создание пространственной модели проводится в несколько этапов. Для получения результата необходима длительная кропотливая работа. Обязательно нужно оценивать надежность и точность используемой информации. На схеме показаны возможные виды работ и последовательность операций.

Обе перечисленные выше задачи относятся к категории задач восстановления функций по эмпирическим данным. Естественно необходимо оценить качество восстановления. Помимо близости значений в отдельных точках вводится критерий близости функций:

1. Расстояние между функциями в смысле среднеквадратического отклонения:

$$R(f_1, f_2) = \sqrt{\int (f_1(x) - f_2(x))^2 P(x) dx},$$

где $P(x)$ - неотрицательная функция, такая, что $\int P(x) dx = 1$.

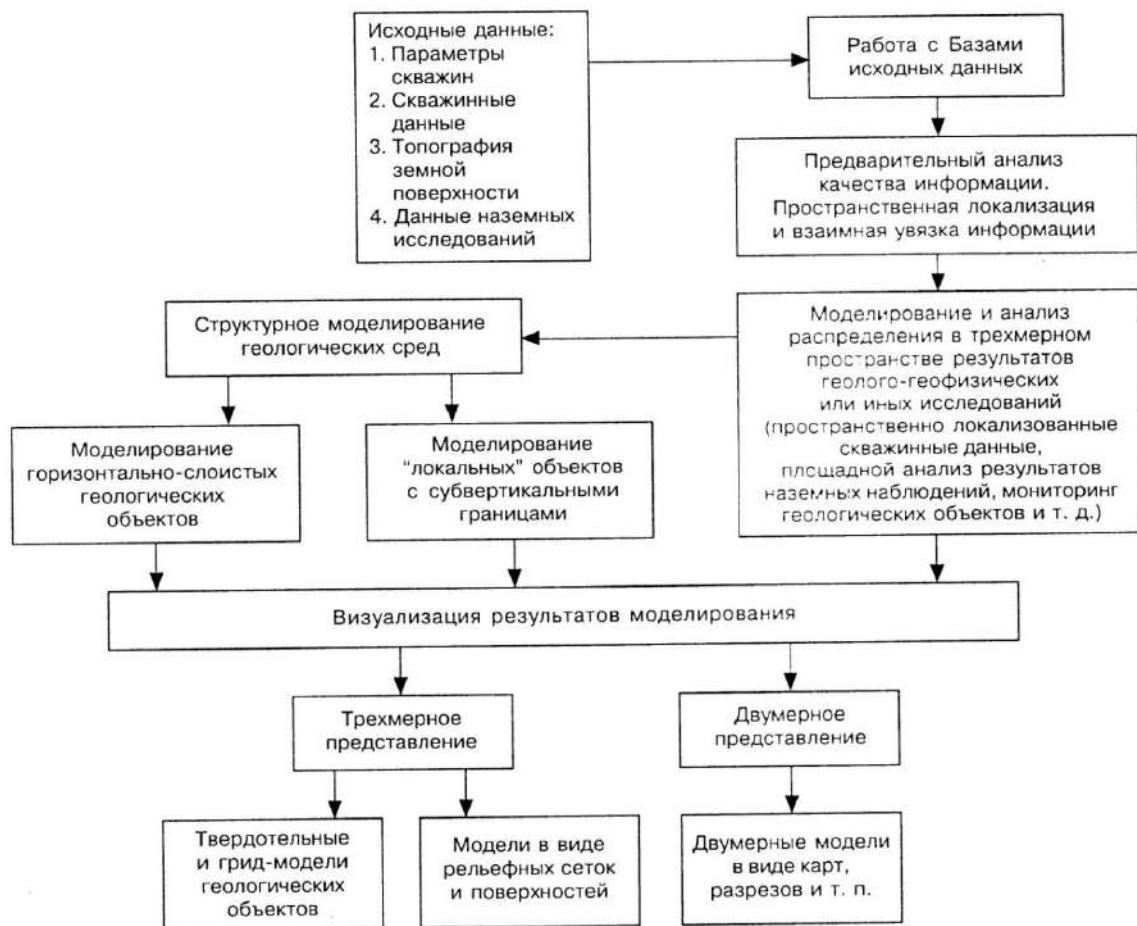
2. Расстояние в смысле равномерного отклонения:

$$R(f_1, f_2) = \sup_x |f_1(x) - f_2(x)| \leq \chi.$$

Вторая метрика сильнее, чем первая, т.е. если справедливо (2) то (1) выполняется.

Выбор меры близости определяется содержательной постановкой задачи.

После проведения полевых работ наступает этап обработки, стоимость которой непрерывно возрастает. Ниже представлена схема обработки информации:



ЛЕКЦИЯ 2 ГЕОМЕТРИЯ СЕТЕЙ НАБЛЮДЕНИЙ

Геометрия сети измерений оказывает существенное влияние на результаты работ. Как правило, стремятся к наблюдениям в узлах квадратной сети или иной правильной геометрической сети. Исходя из экономических соображений, как правило, сеть измерений прямоугольная. В процессе полевых работ на местности по разным причинам приходится отступать от проекта. Фактически сеть наблюдений квазирегулярная.

Маршрутные наблюдения проводятся вдоль некоторой линии, как правило, по пути легкого передвижения, вдоль дорог, с невысокими превышениями и т.д. Линия маршрута в этом случае, особенно при использовании навигатора, существенно отклоняется от прямой. В этом случае значения поля переносят на прямую линию профиля. Оценить ошибки восстановления поля очень трудно. Ценность таких наблюдений невысокая. Маршрутные измерения выполняют для оценки характера поля.

Сети наземных полевых измерений. Сеть пространственных наблюдений в скважинах и шахтах.

Определение координат пунктов геофизических измерений в настоящее время проводится с очень высокой точностью и трудностей не вызывает. Однако неизбежные отклонения от проекта изменяют геометрию сети измерений. Неравномерность сети оказывает значительное влияние на надежность выявления аномалий. При существенной неоднородности сети пунктов и случайных ошибках измерений появляется неустойчивость результатов интерполяции. Из-за особенностей алгоритма восстановления функции (интерполяции) на карте могут появиться ложные аномалии или сильно искажаться реальные аномалии. И, наоборот, из-за сильного сглаживания, на карте могут не появиться реальные аномалии.

ЛЕКЦИЯ 3 Построение карт

Геометрия сети наблюдений. Как правило, стремятся к наблюдениям в узлах квадратной сети или иной правильной геометрической сети. Исходя из экономических соображений, как правило, сеть измерений прямоугольная. В процессе полевых работ на местности по разным причинам приходится отступать от проекта. Фактически сеть наблюдений квазирегулярная.

Маршрутные наблюдения проводятся вдоль некоторой линии, как правило, по пути легкого передвижения, вдоль дорог, с невысокими превышениями и т.д. Линия маршрута в этом случае, особенно при использовании навигатора, существенно отклоняется от прямой линии. В этом случае значения поля переносят на прямую линию профиля. Оценить ошибки восстановления поля

очень трудно. Ценность таких наблюдений невысокая. Маршрутные измерения выполняют для оценки характера поля.

Сети наземных полевых измерений. Сеть пространственных наблюдений в скважинах и шахтах.

Определение координат пунктов геофизических измерений в настоящее время проводится с очень высокой точностью и трудностей не вызывает. Однако неизбежные отклонения от проекта изменяют геометрию сети измерений. Неравномерность сети оказывает значительное влияние на надежность выявления аномалий. При существенной неоднородности сети пунктов и случайных ошибках измерений появляется неустойчивость результатов интерполяции. Из-за особенностей алгоритма восстановления функции (интерполяции) на карте могут появиться ложные аномалии или сильно искажаться реальные аномалии. И, наоборот, из-за сильного сглаживания, на карте могут не появиться реальные аномалии.

Построение карт проводится по результатам измерений (геофизические поля) и наблюдений (геологические объекты). Карты могут быть представлены в виде изолиний или проекций векторов на горизонтальную или вертикальную плоскость (рис. 1). Чтобы правильно оценить надежность карты рассматривают расстояния между пунктами, плотность распределения пунктов на площади, характер распределения пунктов (регулярное, равномерное, случайное, групповое).

Гипотезу о равномерности пунктов измерений на территории проверяют с помощью критерия хи-квадрат:

$$\chi^2 = \sum_1^N \frac{(o_i - E)^2}{E}.$$

Гипотезу о случайном распределении точек проверяют с помощью критерия Пирсона:

$$\text{Pr} = \frac{e^{-\gamma} \gamma^r}{r!}.$$

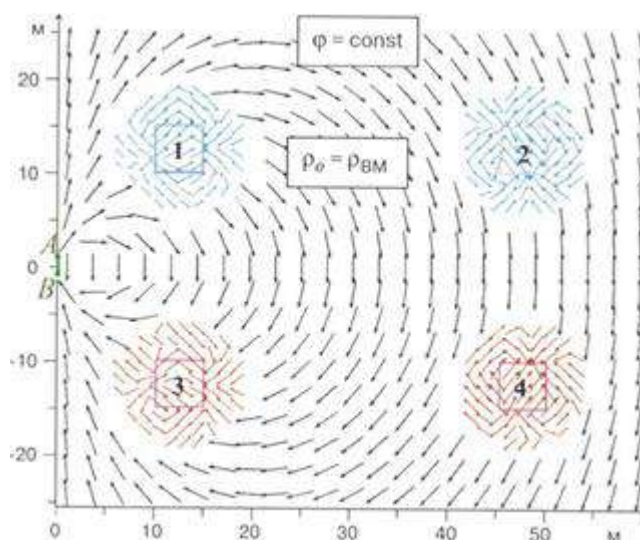


Рис. 1 Карта векторов

Метод ближайшего соседа предназначен для изучения характера распределения подобластей (точек), на которые разделена изучаемая территория. Математическое ожидание расстояния между N точками на территории площадью S равно:

$$D = \frac{\sqrt{S}}{2\sqrt{N}}.$$

Обозначим среднее расстояние между соседними точками на территории d . Величина:

$$R = \frac{d}{D},$$

Является статистикой метода ближайшего соседа. Ее значение меняется от 0 до 2,15. $R=2,15$ соответствует расположению точек в вершинах шестиугольников (регулярному размещению точек). Критерием проверки о случайном расположении точек служит величина:

$$Z = \frac{(d - D)\sqrt{nN}}{0.26136\sqrt{S}},$$

где n – число измерений расстояний между точками. Величина Z распределена по нормальному закону.

Геофизические карты отражают распределение функций, которые мы считаем непрерывными и гладкими (имеющими в каждой точке поверхности измерения производную). Нередко приходится анализировать структурные карты геологических поверхностей (баженовская свита), которые построены по редкой сети скважин. Геологическая карта, несет отпечаток представлений автора о геологической истории территории.

До появления ЭВМ карты изолиний поля строили вручную. Качество карты зависело от квалификации техника, который ее строил. Эту карту редактировал и утверждал старший геофизик партии. В то время не было необходимости

преобразования измеренных значений в узлы регулярной сети. Построение осуществляли по нерегулярной сети. Карта отражала субъективное мнение автора. Т.е. разные авторы строили разные карты по одним и тем же измерениям.

С появлением ЭВМ задача построения карты решается, как правило, с помощью ЭВМ. Экономический эффект применения ЭВМ для построения карт велик, время на создание карт уменьшилось в сотни раз. Построение карт с помощью математических пакетов считают объективным, однако легко убедиться, что карты, построенные с помощью разных программ и математических пакетов, различаются. Алгоритм построения карты включает предположение автора алгоритма о закономерностях поведения поля. Интерполяция между пунктами наблюдений проводится, как правило, на основе полиномиального представления изучаемой функции и непрерывности производных изучаемой функции.

Как правило, ЭВМ сначала проводит интерполяцию измеренных значений поля в узлы квадратной сети (грид-файлы), а затем строит по этим значениям карту. В отличие от карт, построенных вручную, в математических пакетах предусмотрено вычисление погрешности построения изолиний. Специализированные пакеты основаны на алгоритмах, учитывающих свойства поля (гладкость, характер убывания с удалением от объекта и т. д.) и требования инструкции для соответствующего метода разведочной геофизики. В некоторых инструкциях указаны пакет и его версия, в которой необходимо строить карту поля. Их нельзя применять для построения других карт. Например, топографические карты изолиний содержат разрывы (отвесная скала), а производные геофизические поля непрерывны и бесконечное число их производных. Изображение аномалии на карте зависит от рельефа местности. Поэтому на картах нередко приводится упрощенное изображение топографической ситуации.

Инструкция предписывает, при построении графиков погрешность измерений на нем не может отображаться отрезком длиной более 1 мм. Это требование служит для того, чтобы при визуальном восприятии ошибки не казались аномалией. По той же причине на картах изолиний сечение не может быть меньше 2,5 погрешностей измерений. В этом случае на картах гарантировано не появятся аномалии (замкнутые изолинии), обусловленные ошибками измерений. Отчетная карта строится в масштабе съемки. На участках, где сеть измерений не обеспечивает надежной межпрофильной корреляции, изолинии поля не строят. При построении карт трансформаций также необходимо соблюдать требования инструкции. Оформление карт

магнитного поля масштабов 1:50000 и 1:25000 и карт силы тяжести масштабов 1:50000 и 1:20000 проводится по специальным инструкциям.

При построении карт от источников, подобранных в результате решения обратной задачи, расчет поля проводят в узлах регулярной сети. Если для тех же источников вычислить поле в пунктах измерений, вид карты будет иным. Сеть расчета для прямой задачи не может быть более густой, чем сеть наблюдений (рис. 1).

Для построения карты поля создают набор данных, содержащий плановые координаты и высоту пункта измерения, а также измеренное значение или его преобразование в этом пункте. Получаем матрицу $5 \times N$.

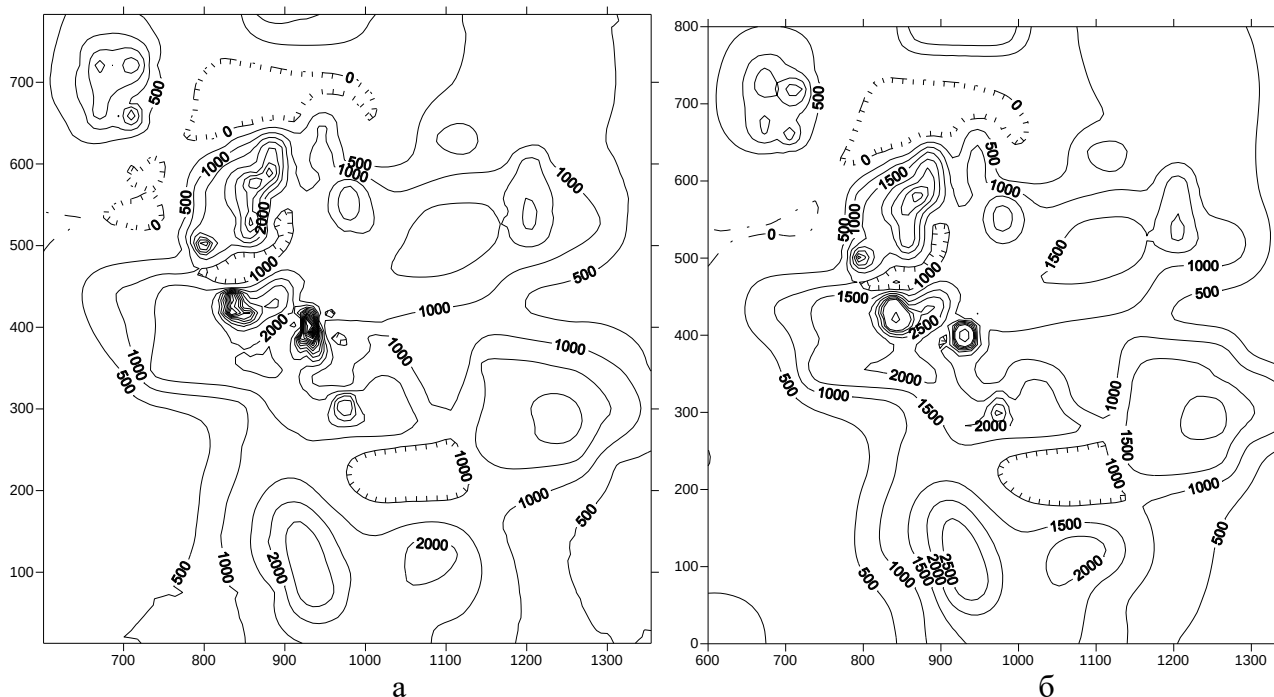


Рис. 1 Планы изодинам, построенные по результатам вычислений в точках измерения (а) и в узлах прямоугольной сети (б)

Пусть задана нерегулярная сеть измерений с координатами пунктов $\{x_i, y_i\}$ и измеренные значения в них. Определим набор из n точек соседних с точкой k . Расстояние от точки k до точки i равно:

$$d_{ik} = \sqrt{(x_{ik} - x_{ki})^2 + (y_{ik} - y_{ki})^2}.$$

Зная расстояния до набора соседних точек, найдем значение искомой функции в точке k :

$$T_k = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{T_i}{d_{ik}}}{\sum_{i=1}^n \frac{1}{d_{ik}}}.$$

По этому правилу определим значения поля t в узлах регулярной сети.

Нет ничего практичнее хорошей теории. Было бы неплохо, если бы мы могли дать аналитическое описание измеренных полей, проще говоря, написать

формулу, описывающую измеренное поле. Это во многом бы облегчило дальнейшую обработку измеренных полей, например аналитическое продолжение поля.

На практике встречаются случаи, когда геофизические поля не меняются или меняются незначительно. Такие незначительные отклонения могут быть вызваны ошибками измерения или влиянием объектов небольших размеров, которые нас не интересуют. В этом случае поле с хорошим приближением можно описать выражением:

$$U(x, y) = \text{const}.$$

Нередко такую аппроксимацию принимают для региональных и фоновых полей.

Гораздо чаще для описания полей на отдельных площадях и участках применяют линейные функции. Для полей измеренных вдоль прямой линии:

$$U(x) = Ax + B.$$

Эту же функцию можно представить в виде тригонометрического ряда Фурье:

$$U(x) = \frac{a_0}{2} + \sum_1^{\infty} (a_n \cos \frac{\pi nx}{L} + b_n \sin \frac{\pi nx}{L}),$$

$$\text{где } a_n = \frac{1}{L} \int_{-L}^L U(\xi) \cos \frac{\pi nx}{L} d\xi, \quad b_n = \frac{1}{L} \int_{-L}^L U(\xi) \sin \frac{\pi nx}{L} d\xi.$$

Интерполяция. Через две точки можно провести только одну прямую. Через три точки можно провести параболу, а через четыре точки – кубическую параболу. Далее с увеличением числа пунктов измерения можно повышать степень интерполирующего полинома. График кривой пройдет через все точки. Однако полученная функция не будет отражать реальное поле. Аналитическое описание должно отражать физическое содержание задачи.

Поскольку измерения проведены в дискретных пунктах, на практике используют дискретное преобразование Фурье.

Для описания полей измеренных вдоль линии можно использовать рациональные дроби:

$$U(x) = \frac{Q}{Ax + B}, \quad U(x) = \frac{Q}{Ax^2 + Bx + C}, \quad U(x, y) = \frac{Q}{Ax^2 + Bxy + Cy^2 + Dx + Ey + F}.$$

В задачах восстановления функции по значениям заданным на сетке используют экспоненциальные функции:

$$U(x) = a_1 e^{\alpha_1 x} + a_2 e^{\alpha_2 x} + \dots + a_M e^{\alpha_M x},$$

где a_j, α_j искомые величины. Экспонента быстро увеличивается с ростом аргумента, поэтому ошибки измерения сильно влияют на результат.

При приближенном описании геофизических полей необходимо учитывать их специфичность. При удалении от источника электрический потенциал убывает обратно пропорционально расстоянию, сила тяжести убывает обратно пропорционально квадрату расстояния, магнитная индукция обратно пропорционально кубу расстояния. Функции приближенного описания гравитационного поля не пригодны для описания магнитного поля. При большой горизонтальной мощности объекта гравитационное поле постоянно, а магнитное поле меняется.

Для полей, измеренных на площади, и меняющихся вдоль одного какого либо направления применяют формулы:

$$U(x, y) = Ax + B, \quad U(x, y) = Ay + B, \quad U(x, y) = Ax + By + C.$$

Также часто для изолированных аномалий применяют полиномы невысоких степеней, как правило, не выше 4 степени. Например, уравнение второй степени

$$U(x, y) = Ax^2 + Bxy + Cy^2 + D$$

описывает поверхности: эллипсоиды, двуполостные гиперболоиды, однополостные гиперболоиды, конусы второго порядка, эллиптические параболоиды, гиперболические параболоиды, эллиптические цилиндры (в том числе круговые), гиперболические цилиндры, параболы цилиндры. Других поверхностей быть не может. Форма изолиний соответствует линиям, получаемым в результате сечения этих поверхностей плоскостью.

Уравнение третьего порядка имеет вид:

$$U(x, y) = Ax^3 + Bx^2y + Cxy^2 + Dx^2 + Exy + Fy^2 + Hx + Wy + Q$$

или другие подобные выражения. Чаще всего они используются для описания региональных или фоновых полей. Первое уравнение описывает поверхности

На площади как правило присутствуют несколько аномалий разных размеров и интенсивности. Аномалии накладываются друг на друга, их значения известны только в дискретных пунктах наблюдения. Поле измерено на ограниченном участке. Для аналитического описания таких полей необходимо решить задачу:

- найти непрерывную на заданной площади вместе со своими производными функцию, значения которой в пунктах измерения совпадают с измеренными или отличаются от них на величину меньшую погрешности съемки.

Такую задачу называют аналитической аппроксимацией поля. Стандартное решение разложение в ряд по собственным функциям задачи.

Такое описание двумерной функции на прямоугольной площади с пунктами в узлах прямоугольной сети можно подобрать в виде двойных рядов Фурье. Статические гравитационные и магнитные поля удовлетворяют уравнению Лапласа. Решением уравнения Лапласа является потенциал $W(x, y, z) = e^{-iax - iby - cz}$,

где $c^2 = a^2 + b^2$. Линейная комбинация таких функций с произвольными коэффициентами также будет решением уравнения Лапласа. В том числе решением будет:

$$W(x, y, z) = \frac{1}{4\pi^2} \iint_{P_1} S(a, b) e^{-cz - iax - iby} da db \quad (1),$$

где $S(a, b)e^{-cz}$ - преобразование Фурье функции $W(x, y, z)$ относительно переменных x и y . Обратное преобразование Фурье

$$S(a, b) = \iint_{P_0} e^{iax + iby} W(x, y) dx dy \quad (2).$$

Предположим, что после проведения процедуры интерполяции наблюдаемых данных получаем значения поля в узлах квадратной сети с шагом Δx . Тогда измеренная гармоническая функция $W(x, y)$ – функция с ограниченным спектром, так как она известна только в узлах квадратной сети со стороной Δx . Поэтому она может быть представлена в виде функции значения которой в узлах совпадают с данными измерений:

$$W(x, y) = \sum_k \sum_n W(k\Delta x, n\Delta x) \frac{\sin \pi(x / \Delta x - k)}{\pi(x / \Delta x - k)} \frac{\sin \pi(y / \Delta x - n)}{\pi(y / \Delta x - n)}.$$

Переход к прямоугольной сети тривиален. Обобщением может служить ряд:

$$U(I, J) = \sum_{i=1}^{\infty} \sum_{j=1}^{\infty} a_{nm} \cos \frac{2\pi n x_i}{L_x} \cos \frac{2\pi m y_j}{L_y} + \sum_{i=1}^{\infty} \sum_{j=1}^{\infty} b_{nm} \cos \frac{2\pi n x}{L_x} \sin \frac{2\pi m y}{L_y} + \\ + \sum_{i=1}^{\infty} \sum_{j=1}^{\infty} c_{nm} \sin \frac{2\pi n x_i}{L_x} \cos \frac{2\pi m y_j}{L_y} + \sum_{i=1}^{\infty} \sum_{j=1}^{\infty} d_{nm} \sin \frac{2\pi n x}{L_x} \sin \frac{2\pi m y}{L_y}.$$

При практических вычислениях ряд не может быть бесконечным, поэтому верхним пределом суммирования будет конечное число. После записи уравнений для всех точек измерения получим СЛАУ для определения коэффициентов ряда.

Общим недостатком всех выше перечисленных способов приближения является то, что они никак не соотносят подобранную функцию с источником поля. В.И. Ароновым предложено использовать в качестве приближающих функций поле материальной точки, Цирульский А.В. – для магнитного поля элементарным источником выбрал поле диполя. Однако и в этом случае переход от аппроксимирующей конструкции к реальным источникам очень затруднен. Е.Г. Булах предложил использовать поля горизонтальных цилиндров и уступов.

Трудности приближения полей одной функцией на участке в целом состоят в том, что значение функции в одной точке определяет поведение функции во всей области приближения. Эти недостатки вынудили обработчиков обратиться к локальному описанию. При таком описании участок делится на подобласти, на которых поле приближают простой функцией. На разных подобластях поле описывают разными функциями.

ЛЕКЦИЯ 4 ПОСТРОЕНИЕ ГРАФИКОВ И КАРТ

Нет ничего практичнее хорошей теории. Было бы неплохо, если бы мы могли дать аналитическое описание измеренных полей, проще говоря, написать формулу, описывающую измеренное поле. Это во многом бы облегчило дальнейшую обработку измеренных полей, например аналитическое продолжение поля.

На практике встречаются случаи, когда геофизические поля не меняются или меняются незначительно. Такие незначительные отклонения могут быть вызваны ошибками измерения или влиянием объектов небольших размеров, которые нас не интересуют. В этом случае поле с хорошим приближением можно описать выражением:

$$U(x, y) = \text{const}.$$

Нередко такую аппроксимацию принимают для региональных и фоновых полей.

Гораздо чаще для описания полей на отдельных площадях и участках применяют линейные функции. Для полей измеренных вдоль прямой линии:

$$U(x) = Ax + B.$$

Эту же функцию можно представить в виде тригонометрического ряда Фурье:

$$U(x) = \frac{a_0}{2} + \sum_1^{\infty} (a_n \cos \frac{\pi n x}{L} + b_n \sin \frac{\pi n x}{L}),$$

$$\text{где } a_n = \frac{1}{L} \int_{-L}^L U(\xi) \cos \frac{\pi n \xi}{L} d\xi, \quad b_n = \frac{1}{L} \int_{-L}^L U(\xi) \sin \frac{\pi n \xi}{L} d\xi.$$

Интерполяция. Через две точки можно провести только прямую. Через три точки можно провести параболу, а через четыре точки – кубическую параболу. Далее с увеличением числа пунктов измерения можно повышать степень интерполирующего полинома. График кривой пройдет через все точки. Однако полученная функция не будет отражать реальное поле. Аналитическое описание должно отражать физическое содержание задачи.

Поскольку измерения проведены в дискретных пунктах, на практике используют дискретное преобразование Фурье.

Для описания полей измеренных вдоль линии можно использовать рациональные дроби:

$$U(x) = \frac{Q}{Ax + B}, \quad U(x) = \frac{Q}{Ax^2 + Bx + C}, \quad U(x, y) = \frac{Q}{Ax^2 + Bxy + Cy^2 + Dx + Ey + F}.$$

В задачах восстановления функции по значениям заданным на сетке используют экспоненциальные функции:

$$U(x) = a_1 e^{\alpha_1 x} + a_2 e^{\alpha_2 x} + \dots + a_M e^{\alpha_M x},$$

где a_j, α_j искомые величины. Экспонента быстро увеличивается с ростом аргумента, поэтому ошибки измерения сильно влияют на результат.

При приближенном описании геофизических полей необходимо учитывать их специфичность. При удалении от источника электрический потенциал убывает обратно пропорционально расстоянию, сила тяжести убывает обратно пропорционально квадрату расстояния, магнитная индукция обратно пропорционально кубу расстояния. Функции приближенного описания гравитационного поля не пригодны для описания магнитного поля. При большой горизонтальной мощности объекта гравитационное поле постоянно, а магнитное поле меняется.

Для полей, измеренных на площади, и меняющихся вдоль одного какого либо направления применяют формулы:

$$U(x, y) = Ax + B, \quad U(x, y) = Ay + B, \quad U(x, y) = Ax + By + C.$$

Также часто для изолированных аномалий применяют полиномы невысоких степеней, как правило, не выше 4 степени. Например, уравнение второй степени

$$U(x, y) = Ax^2 + Bxy + Cy^2 + D$$

описывает поверхности: эллипсоиды, двуполостные гиперболоиды, однополостные гиперболоиды, конусы второго порядка, эллиптические параболоиды, гиперболические параболоиды, эллиптические цилиндры (в том числе круговые), гиперболические цилиндры, параболические цилиндры. Других поверхностей быть не может. Форма изолиний соответствует линиям, получаемым в результате сечения этих поверхностей плоскостью.

Уравнение третьего порядка имеет вид:

$$U(x, y) = Ax^3 + Bx^2y + Cxy^2 + Dx^2 + Exy + Fy^2 + Hx + Wy + Q$$

или другие подобные выражения. Чаще всего они используются для описания региональных или фоновых полей. Первое уравнение описывает поверхности

На площади как правило присутствуют несколько аномалий разных размеров и интенсивности. Аномалии накладываются друг на друга, их значения известны только в дискретных пунктах наблюдения. Поле измерено на ограниченном участке. Для аналитического описания таких полей необходимо решить задачу: найти непрерывную вместе со своими производными на заданной площади функцию, значения которой в пунктах измерения совпадают с измеренными или отличаются от них на величину меньшую погрешности съемки. Такую задачу называют аналитической аппроксимацией поля. Стандартное решение разложение в ряд по собственным функциям задачи.

Такое описание двумерной функции на прямоугольной площади с пунктами в узлах прямоугольной сети можно подобрать в виде двойных рядов Фурье.

Статические гравитационные и магнитные поля удовлетворяют уравнению Лапласа. Решением уравнения Лапласа является потенциал $W(x, y, z) = e^{-iax-iby-cz}$, где $c^2 = a^2 + b^2$. Линейная комбинация таких функций с произвольными коэффициентами также будет решением уравнения Лапласа. В том числе решением будет:

$$W(x, y, z) = \frac{1}{4\pi^2} \iint_{P_1} S(a, b) e^{-cz-iax-iby} da db \quad (1),$$

где $S(a, b)e^{-cz}$ - преобразование Фурье функции $W(x, y, z)$ относительно переменных x и y . Обратное преобразование Фурье

$$S(a, b) = \iint_{P_0} e^{iax+iby} W(x, y) dx dy \quad (2).$$

Предположим, что после проведения процедуры интерполяции наблюдаемых данных получаем значения поля в узлах квадратной сети с шагом Δx . Тогда измеренная гармоническая функция $W(x, y)$ – функция с ограниченным спектром, так как она известна только в узлах квадратной сети со стороной Δx . Поэтому она может быть представлена в виде функции значения которой в узлах совпадают с данными измерений:

$$W(x, y) = \sum_k \sum_n W(k\Delta x, n\Delta x) \frac{\sin \pi(x / \Delta x - k)}{\pi(x / \Delta x - k)} \frac{\sin \pi(y / \Delta x - n)}{\pi(y / \Delta x - n)}.$$

Переход к прямоугольной сети тривиален. Обобщением может служить ряд:

$$U(I, J) = \sum_{i=1}^{\infty} \sum_{j=1}^{\infty} a_{nm} \cos \frac{2\pi x_i}{L_x} \cos \frac{2\pi y_j}{L_y} + \sum_{i=1}^{\infty} \sum_{j=1}^{\infty} b_{nm} \cos \frac{2\pi x}{L_x} \sin \frac{2\pi y}{L_y} + \\ + \sum_{i=1}^{\infty} \sum_{j=1}^{\infty} c_{nm} \sin \frac{2\pi x_i}{L_x} \cos \frac{2\pi y_j}{L_y} + \sum_{i=1}^{\infty} \sum_{j=1}^{\infty} b_{nm} \sin \frac{2\pi x}{L_x} \sin \frac{2\pi y}{L_y}.$$

При практических вычислениях ряд не может быть бесконечным, поэтому верхним пределом суммирования будет конечное число. После записи уравнений для всех точек измерения получим СЛАУ для определения коэффициентов ряда.

Общим недостатком всех выше перечисленных способов приближения является то, что они никак не соотносят подобранную функцию с источником поля. В.И. Ароновым предложено использовать в качестве приближающих функций поле материальной точки, Цирульский А.В. - поле диполя. Однако и в этом случае переход от аппроксимирующей конструкции к реальным источникам очень затруднен. Е.Г. Булах предложил использовать поля горизонтальных цилиндров и уступов.

Трудности приближения полей одной функцией на участке в целом состоят в том, что значение функции в одной точке определяет поведение функции во всей области приближения. Эти недостатки вынудили обработчиков обратиться к локальному описанию. При таком описании участок делится на подобласти,

на которых поле приближают простой функцией. На разных подобластях поле описывают разными функциями.

Широкое применение в задачах восстановления функций нашли сплайны. Сплайны – это функции, склеенные из кусков некоторого заранее определенного набора функций. Самый распространенный пример сплайна – кусочно-линейный - ломанная. Параболический сплайн имеет на каждом звене описание в виде полинома второй степени $Ax^2 + Bx + Cy^2 + D$. На 3 узлах строится парабола, далее проводится гладкое продолжение. Недостатки параболического сплайна: осцилляции, не приближает вторую производную, неоднозначность построения.

Наиболее широкое применение в задачах приближения нашли кубические сплайны, тригонометрические сплайны, параметрические сплайны.

Определение. Интерполяционным кубическим сплайном $S(x)$ называют дважды непрерывно-дифференцируемые, которые удовлетворяют в узлах условиям интерполяции и на каждом отрезке совпадает с некоторым полиномом третьего порядка:

$$S(x) = A_i x^3 + B_i x^2 + C_i x + D_i.$$

Таким образом, кубический сплайн на n отрезках определена $4n$ параметрами. Для их определения используют $2n$ условия интерполяции, $n-1$ -склейка первой производной, $n-1$ – склейка второй производной. Два необходимо добавить: либо $S'(x_0) = 0$, $S'(x_N) = 0$, либо $S''(x_0) = 0$, $S''(x_N) = 0$. Введем обозначение $M_i = S''(x_i)$, длину расстояния между узлами $h_i = x_i - x_{i-1}$.

Выражение второй производной примет вид:

$$M(x) = -M_{i-1} \frac{(x_i - x)}{h_i} + M_i \frac{(x_i - x)}{h_i}$$

Первая производная примет вид:

$$P'_i(x) = -M_{i-1} \frac{(x_i - x)^2}{2h_i} + M_i \frac{(x_i - x)^2}{2h_i} + C_i.$$

Отсюда интерполяционный полином примет вид:

$$P_i(x) = -M_{i-1} \frac{(x_i - x)^3}{6h_i} + M_i \frac{(x_i - x)^3}{6h_i} + C_i x + D_i.$$

Представим сумму двух последних слагаемых в виде:

$$C_i x + D_i = A_i (x_i - x) + B_i (x - x_{i-1}), \text{ что означает, что } C_i = A_i + B_i \text{ и } D_i = A_i x_i - B_i x_{i-1}$$

Интерполяционный полином примет вид:

$$P_i(x) = -M_{i-1} \frac{(x_i - x)^3}{6h_i} + M_i \frac{(x_i - x)^3}{6h_i} + A_i (x_i - x) + D_i (x - x_{i-1}).$$

$$\text{Тогда } P_i(x_{i-1}) = M_{i-1} \frac{h_i^2}{6} + A_i h_i = y_{i-1}. \Rightarrow A_i = \frac{y_{i-1}}{h_i} - M_{i-1} \frac{h_i}{6}.$$

$$P_i(x_i) = M_i \frac{h^2}{6} + B_i h = y_i, \Rightarrow B_i = \frac{y_i}{h} - M_i \frac{h_i}{6}$$

$$P'_i(x) = -M_{i-1} \frac{(x_i - x)^2}{2h_i} + M_i \frac{(x_i - x)^2}{2h_i} + \frac{y_i - y_{i-1}}{h} - \frac{h}{6}(M_i - M_{i-1})$$

$$P'_i(x_i) = M_i \frac{h_i}{2} + \frac{y_i - y_{i-1}}{h_i} - \frac{h}{6} M_i + \frac{h_i}{6} M_{i-1}, \quad P'_i(x_i) = M_i \frac{h_{i-1}}{2} + \frac{y_{i+1} - y_i}{h_{i+1}} - \frac{h_{i+1}}{6} (M_{i+1} - M_i).$$

Получили СЛАУ вида

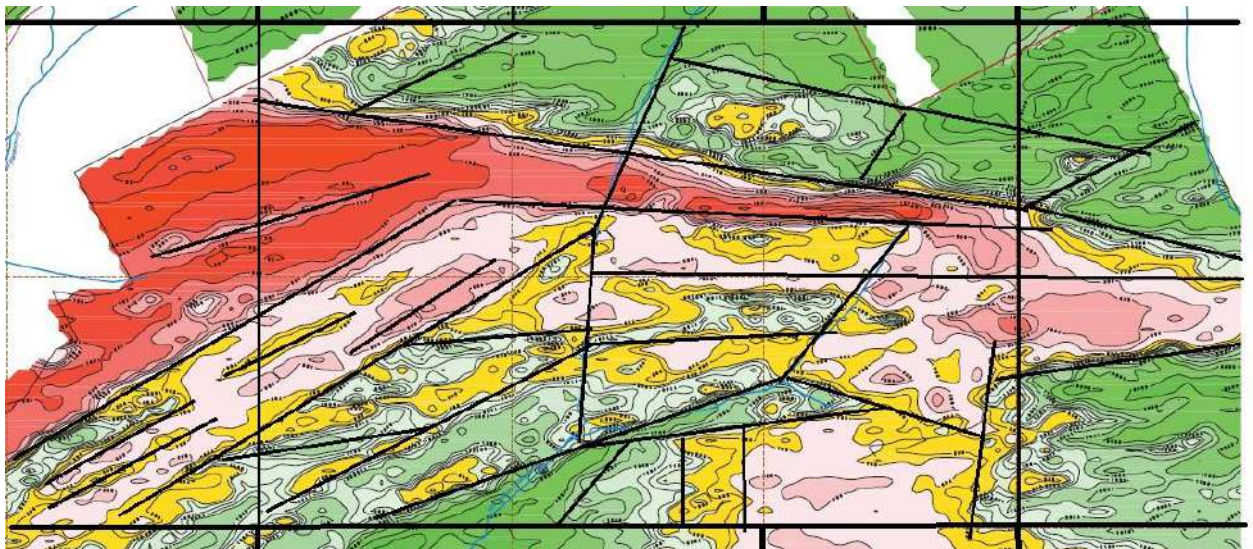
$$\frac{h_i}{6} M_{i-1} + \frac{h_i + h_{i+1}}{3} M_i + \frac{h_{i+1}}{6} M_{i+1} = -\frac{y_{i+1} - y_i}{h_{i+1}} - \frac{y_i - y_{i-1}}{h_i}.$$

Добавляем условия $M_0 = 0$ и $M_n = 0$ получаем трехдиагональную матрицу:

$$\begin{array}{cccc} 1 & 0 & 0 & 0 \\ \frac{h_1}{6} & \frac{h_1 + h_2}{3} & \frac{h_2}{6} & 0 \\ 0 & \frac{h_2}{6} & \frac{h_2 + h_3}{3} & \frac{h_3}{6} \\ 0 & 0 & \frac{h_3}{6} & \frac{h_3 + h_4}{3} \end{array}.$$

Это матрица с диагональным преобладанием. Решение таких СЛАУ устойчиво.

Полученное аналитическое описание результатов измерений позволяет восстановить значение поля или положение поверхности в любой точке, с высокой точностью и малыми вычислительными затратами проводить обработку данных. Например, операции дифференцирования и интегрирования проводятся по правилам для аналитических функций. Для поверхностей сеть разбиения может быть треугольной, прямоугольной, квадратной.



ЛЕКЦИЯ 5 Построение разрезов

При изучении осадочных разрезов мы замечаем, что появление выше по разрезу некоторых пород зависит от характера предшествующего разреза. Процессы, в которых наблюдают влияние предшествующих событий на последующие, в математике называют цепями Маркова. В цепях Маркова вероятность перехода из одного состояния в другое зависит от предшествующего состояния. В цепях Маркова вероятности перехода считают постоянными. Если наблюдается зависимость только от предшествующего состояния, цепь Маркова называют цепью первого порядка. Возможно построение цепей более высокого порядка.

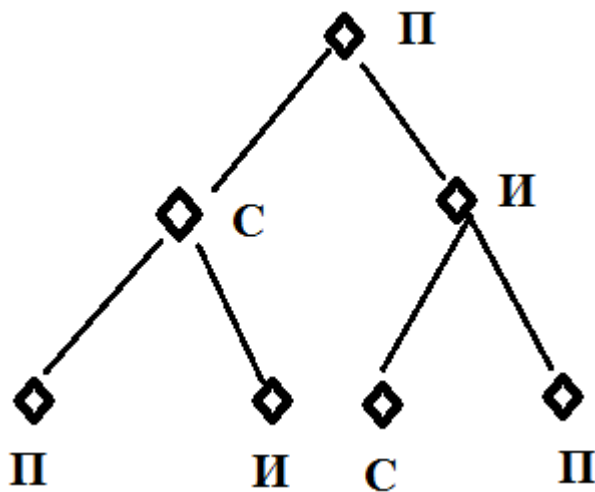
Вероятности перехода принято представлять в виде матриц:

Песчаник	0	0,5	0,5
Сланец	0	0,3	0,7
Известняк	0,5	0,5	0

При подсчете вероятностей берут несколько интервалов фиксированной длины.

В таблице указаны условные вероятности. Точнее в таблице статистические оценки этих вероятностей - частоты. Матрица переходных вероятностей полезный метод анализа и способ описания. Такие описания широко используются для моделирования литологической колонки.

Другой способ описания стратиграфической колонки – построение деревьев.



Вероятность появления литотипа через этап рассчитывается умножением вероятностей (частот) вдоль пути по дереву. Для учета мощности слоев в разрезе вводят скорости перехода.

При моделировании двухмерных разрезов с помощью цепей Маркова можно моделировать соответствующие геофизические поля.

При оценке запасов углеводородов необходимо описывать стратиграфические подразделения. Результаты исследования стратиграфических показывает, что изменчивость свойств горных пород в зависимости от глубины недостаточно точно для практических задач описывается случайными процессами. Необходимо эту изменчивость аппроксимировать суммой случайной и детерминированной составляющих. Характер этой изменчивости влечет такую же изменчивость геофизических параметров: физических свойств и полей.

Отображение структуры разреза вскрытого одной скважиной на разрез другой скважины сложнейшая задача. При этом, может вдоль скважины вскрыт весь разрез или часть разреза. Изначально эту задачу решали на основе корреляционного анализа кривых ГИС, в частности путем вычисления функций взаимной корреляции. Существенное влияние на решение задачи оказывает шаг измерений. Задача значительно усложняется тем, что отражение вещественного состава на свойства косвенное. Малое изменение вещественного состава часто вызывает значительное изменение свойств и наоборот. Сложное отражение в полях имеет мощность слоев и размер исследуемой площади..

Вайнберг предложил применять для анализа флиша марковские цепи. Другие специалисты применяют прослеживание реперов в разрезах скважин. Определяющую роль будет играть выбор опорного разреза (реперов). Для геофизических методов необходимо оценить информативность геофизических признаков. Волков А.М. рассмотрел информативность 14 методов исследования скважин. Он показал, что 2 признака практически полностью исчерпывают возможности каротажа.

Цепи Маркова.

ЛЕКЦИЯ 9 НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ

При вычислении прогнозных ресурсов оценивают перспективы крупного региона. При вычислении оценки учитывают сходство с районами с установленной нефтегазоносностью, площадь территории, вещественный состав осадков, их вертикальную мощность, дислоцированность осадков. Одна из предлагаемых оценок:

$$\lg Q = 1.613 \lg W + 2.813,$$

где Q – общие ресурсы, W – средняя объемная скорость осадконакопления (тыс. км³/млн. лет).

Для подсчета запасов нефти в первом приближении необходимо вычислить:

$$Q = \iiint_V \alpha(x, y, z) m(x, y, z) \sigma(x, y, z) \eta(x, y, z) dV ,$$

где переменные в порядке следования: коэффициент нефтенасыщенности, коэффициент открытой пористости, плотность нефти, коэффициент нефтеотдачи. Известно, что плотность нефти увеличивается при приближении к границе залежи, в том же направлении плотность газа уменьшается.

Для оценки прогнозных ресурсов используют уравнения регрессии:

$$\ln Q = \ln S + 0.1 \ln D + 0.61 \ln M - 0.5 \ln \tau + 2 \ln T - 0.5 \ln C + 2 \ln \vartheta + 2 \ln \theta,$$

где переменные в порядке следования в уравнении: прогнозные ресурсы, площадь нефтесбора, мощность резервуара, доля сапропелевой составляющей, температура пород, время погружения резервуара на глубину более 300 м, содержание органического вещества, коэффициент структурного экранирования, коэффициент литологического экранирования.

Другое уравнение:

$$\ln Q = \alpha_1 \ln KC + \alpha_2 \ln B + \alpha_3 \ln \Pi + \alpha_4 \ln S + \alpha_5 \ln \Gamma + \alpha_6 y + \alpha_7 \ln r + \alpha_8 \ln \frac{A+a}{A},$$

переменные в порядке следования в уравнении: КС катагенное преобразование РОВ, В - отношение растворенных в воде органических кислот к содержанию гидрокарбонат-иона, $\Pi = \frac{h-l}{h}$, где h – общая мощность пласта в пределах ловушки, l – суммарная мощность глинистых прослоев в пласте, S – сорбционные свойства пласта, Γ – нефтесборная площадь, y – мощность гидродинамически связанной толщи, r – частота возникновения условий для выделения углеводородов, A – амплитуда наиболее резкого регионального поднятия, a – амплитуда ловушки.

Набор признаков в уравнении регрессии для каждого района специфичен. Коэффициенты при признаках в уравнении регрессии для разных регионов разные.

Результат прогноза зависит от исполнителя работ и стадии геологоразведочной стадии.

При решении задач прогноза необходимо учитывать дисперсию признаков.

Основной результат геологоразведочных работ – промышленные запасы. Объем резервуара насыщенного нефтью вычисляют как произведение площади залежи на среднюю эффективную нефтенасыщенную мощность. Если результат умножить на пористость получим объем порового пространства. Если его умножить на коэффициент нефтенасыщенности получим объем нефти. Умножая плотности нефти на объем получим вес. Эту величину необходимо умножить на коэффициенты нефтеотдачи и коэффициент усадки – получим балансовые запасы. Для получения промышленных запасов необходимо балансовые запасы умножить на коэффициент извлечения.

Последовательность оценки запасов:

1. Определяют проницаемые интервалы в пласте. Строят карту эффективной мощности

2. Строят структурные карты кровли и подошвы пласта.
3. Определяют положение водно-нефтяного контакта.
4. Строят карту эффективной нефтенасыщенной мощности.
5. Находят объем нефтенасыщенных пород
6. Определение извлекаемых запасов.

В формуле подсчета запасов:

$$Q = Shm\eta\chi K_{но} K_{yc} .$$

используются средние постоянные значения параметров. Нередко изменчивость свойств не позволяет использовать это выражение для подсчета запасов, поскольку ошибки могут достигать десятков процентов.

ЛЕКЦИЯ 10 ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ РУДНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Рудное тело понятие не геологическое, а экономическое. Граница тела проводится, ограничивая объем, добыча в котором приносит прибыль или условно рентабельна (экономически выгодна для месторождения в целом или группы месторождений в целом). С развитием технологий добычи отвалы старых месторождений переходят в категорию месторождений. Полное представление о месторождении мы получаем по окончании разработки.

Обычно рудные тела разбивают на отдельные блоки – тела достаточно простой геометрической формы с некоторым постоянным содержанием полезного компонента – железа, окиси хрома и т. д. На рис. показано содержание серебра вдоль штольни на одном из месторождений. Видно, что содержание серебра меняется нелинейно, быстрее, чем линейная зависимость, дисперсия содержаний с увеличением содержаний увеличивается. При подсчете запасов такие зависимости сглаживают в скользящем окне. Формула расчета:

$$C(0) = \sum_1^T w_i C_i .$$

Выбор весов проводится на основе практического опыта, например, обратно пропорционально расстоянию от оцениваемой точки или линейной зависимостью.

Крайгинг – один из методов скользящего среднего. В нем обоснованно выбирают размер окна и весовые коэффициенты для узлов. Метод оценки пространственно распределенных величин и погрешности этой оценки. Успешно применялся для подсчета запасов серебра. Назовем переменную величину регионализированной, если она непрерывно меняется, но неизвестно ее аналитическое описание.

Пусть в нерегулярной сети измерений получены значения параметра. Значение в некоторой точке связано со значениями в соседних точках. Степень влияния зависит от направления и расстояния. Степень зависимости в каком либо направлении (по профилю) можно определить ковариацией $K(\Delta j)$. Для той же точки можно определить полудисперсию:

$$\chi = \frac{1}{2} \sum_1^N (y_{i+1} - y_i)^2 .$$

Полудисперсия и ковариация связаны соотношением $\chi(\Delta j) = K(0) - K(\Delta j)$. С уменьшением расстояния до бесконечно малого определяются практически одними и теми же точками, т.е. при малых расстояниях они почти одинаковы, при увеличении расстояния полудисперсия асимптотически стремится к предельному значению $-K(0)$. Расстояние на котором эта величина достигается (почти) называют рангом. Ранг – расстояние на котором значения параметра можно считать независимыми. Если между точками расстояние больше ранга, в центре интервала находятся точки, значения параметра в которых никак не связано со значениями на концах. Оценку запасов проводить нельзя.

График полудисперсии методом наименьших квадратов аппроксимируют функциями

$$\chi(h) = 3\alpha \lg |h|, \quad \chi(h) = \alpha |h|.$$

Выбор правильной модели этой зависимости самый главный этап обработки. График этой зависимости называют вариограммой. Вариограммы рассчитывают как минимум по трем направлениям, чтобы убедиться в том, что распределение переменной изотропное. На практике чаще всего данные считают изотропными и стационарными.

Для точечного крайгинга необходимо построить уравнение скользящего среднего, а следовательно необходимо определить весовые коэффициенты в этом уравнении. Составляют СЛАУ для определения весовых коэффициентов.

Крайгинг позволяет получить более надежные оценки содержаний, чем полиномиальный тренд-анализ. Кроме того крайгинг позволяет дать оценку вероятной ошибки

При вычислении прогнозных ресурсов углеводородов оценивают перспективы крупного региона. При вычислении оценки учитывают сходство с районами с установленной нефтегазоносностью, площадь территории, вещественный состав осадков, их вертикальную мощность, дислоцированность осадков. Одна из предлагаемых оценок:

$$\lg Q = 1.613 \lg W + 2.813,$$

где Q – общие ресурсы, W – средняя объемная скорость осадконакопления (тыс. км³/млн. лет).

Для подсчета запасов нефти в первом приближении необходимо вычислить:

$$Q = \iiint_V \alpha(x, y, z) m(x, y, z) \sigma(x, y, z) \eta(x, y, z) dV,$$

где переменные в порядке следования: коэффициент нефтенасыщенности, коэффициент открытой пористости, плотность нефти, коэффициент нефтеотдачи. Известно, что плотность нефти увеличивается при приближении к границе залежи, в том же направлении плотность газа уменьшается.

Для оценки прогнозных ресурсов используют уравнения регрессии:

$$\ln Q = \ln S + 0.1 \ln D + 0.61 \ln M - 0.5 \ln \tau + 2 \ln T - 0.5 \ln C + 2 \ln \vartheta + 2 \ln \theta,$$

где переменные в порядке следования в уравнении: прогнозные ресурсы, площадь нефтесбора, мощность резервуара, доля сапропелевой составляющей, температура пород, время погружения резервуара на глубину более 300 м, содержание органического вещества, коэффициент структурного экранирования, коэффициент литологического экранирования.

Другое уравнение:

$$\ln Q = \alpha_1 \ln KC + \alpha_2 \ln B + \alpha_3 \ln \Pi + \alpha_4 \ln S + \alpha_5 \ln \Gamma + \alpha_6 y + \alpha_7 \ln r + \alpha_8 \ln \frac{A+a}{A},$$

переменные в порядке следования в уравнении: КС катагенное преобразование РОВ, В - отношение растворенных в воде органических кислот к содержанию гидрокарбонат-иона, $\Pi = \frac{h-l}{h}$, где h – общая мощность пласта в пределах ловушки, l – суммарная мощность глинистых прослоев в пласте, S – сорбционные свойства пласта, Γ – нефтесборная площадь, y – мощность гидродинамически связанной толщи, r – частота возникновения условий для выделения углеводородов, A – амплитуда наиболее резкого регионального поднятия, a – амплитуда ловушки.

Набор признаков в уравнении регрессии для каждого района специфичен. Коэффициенты при признаках в уравнении регрессии для разных регионов разные.

Результат прогноза зависит от исполнителя работ и стадии геологоразведочной стадии.

При решении задач прогноза необходимо учитывать дисперсию признаков.

Основной результат геологоразведочных работ – промышленные запасы. Объем резервуара насыщенного нефтью вычисляют как произведение площади залежи на среднюю эффективную нефтенасыщенную мощность. Если результат умножить на пористость получим объем порового пространства. Если его умножить на коэффициент нефтенасыщенности получим объем нефти. Умножая плотности нефти на объем получим вес. Эту величину необходимо умножить на коэффициенты нефтеотдачи и коэффициент усадки – получим балансовые запасы. Для получения промышленных запасов необходимо балансовые запасы умножить на коэффициент извлечения.

Последовательность оценки запасов:

1. Определяют проницаемые интервалы в пласте. Строят карту эффективной мощности
2. Строят структурные карты кровли и подошвы пласта.
3. Определяют положение водно-нефтяного контакта.
4. Строят карту эффективной нефтенасыщенной мощности.
5. Находят объем нефтенасыщенных пород
6. Определение извлекаемых запасов.

В формуле подсчета запасов:

$$Q = Shm\eta\chi K_{no} K_{yc}.$$

используются средние постоянные значения параметров. Нередко изменчивость свойств не позволяет использовать это выражение для подсчета запасов, поскольку ошибки могут достигать десятков процентов.

Подсчет запасов золота

Подсчет запасов угля.

ЛЕКЦИЯ 13 ПРИНЦИПЫ ИЗУЧЕНИЯ НЕДР И ЭТАПЫ АНАЛИЗА ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ПОЛЕЙ

Практикой выработаны принципы изучения недр:

1 Принцип последовательных приближений. Изучение геологического строения осуществляется последовательно в разных масштабах от мелкого к крупному, т. е. от общего к частному. Этот принцип обеспечивает оптимальность финансовых затрат, временных затрат и информационной содержательности получаемых результатов. Принцип последовательных приближений означает, что изучение проводится в последовательности: провинции, зоны, районы, структуры, участки. Министерством природных ресурсов Российской Федерации установлены стадии геологоразведочных работ:

1 стадия. Региональное геологическое изучение недр и прогнозирование полезных ископаемых (масштаб работ 1:500000 и мельче).

2 стадия. Поисковые работы. Цель работ - выявление проявлений полезных ископаемых.

3 стадия. Оценочные работы. Цель работ – отбраковка проявлений полезных ископаемых, не представляющих промышленной ценности.

4. Разведка месторождения. Цель работ – изучение месторождения для составления ТЭО освоения месторождения.

5. Эксплуатационная разведка.

2 Принцип аналогии – один из самых главных и давно применяемых принципов. Он предполагает сравнение с эталонами, например со

стратотипами. Для оценки перспектив площади проводят сравнение с хорошо изученными территориями со сходным геологическим строением.

3 Принцип выборочной детализации – проведение работ на выделенных участках с большей детальностью. На таких участках в больших объемах проводится бурение, изучение образцов лабораторными методами.

4 Принцип равной достоверности. На всей площади степень изученности должна быть одинаковой.

5 Принцип полноты исследования. Территорию необходимо всесторонне изучать всеми доступными методами. Например, изучить изменчивость физических свойств, ее связь с изменчивостью вещественного состава пород.

6 Принцип разумных затрат – оптимизация времени и финансовых затрат.

В разных методах изучения недр эти принципы приобретают свои особенности. Например, В.Н. Страхов сформулировал принципы при изучении недр потенциальными геофизическими методами, которые, в основном, справедливы и для других геофизических методов поисков и разведки месторождений полезных ископаемых.

Предварительная схема анализа геофизических полей указана в проекте работ. Несмотря на то, что геофизические методы поисков и разведки месторождений полезных ископаемых все более приближаются к стандартным технологиям, выполняемым в соответствии с установленным стандартом и инструкциями, они в значительной степени имеют исследовательский характер. Поэтому после проведения съемки уточняют последовательность анализа физических полей и перечень процедур и алгоритмов обработки и истолкования.

Анализ геофизических полей проводится в следующей последовательности:

1. Изучение работ предшественников. Анализ региональной геологической обстановки и всех имеющихся региональных геофизических полей. Постановка задач геологического истолкования геофизических полей. Определение сотрудников, своих и привлеченных из других организаций, способов и средств (программных пакетов), необходимых для истолкования геофизических материалов. Решение прямых задач и имитационное моделирование.

2. Обработка и анализ результатов измерений физических свойств горных пород. Определение законов распределения и величин эффективных параметров. Выявление корреляционных связей и зависимостей между свойствами. Построение уравнений регрессии вида:

$$\chi = A\sigma + B, \rho = C\chi + D.$$

3. Выделение структурно-вещественных комплексов (СВК) – выделение групп горных пород, которые можно определить по выбранному комплексу геофизических методов.

4. Качественная интерпретация. Предварительное определение геометрических и физических параметров СВК, с небольшим объемом вычислений, без решения объемных обратных задач. Составление схем геофизических полей

5. Количественная интерпретация для каждого метода – решение обратных задач для каждого физического поля с применением методов регуляризации. Создание однометодных физико-геологических объемных моделей. Увязка результатов истолкования данных полевых и скважинных измерений.

6. Комплексная интерпретация – согласование решений обратных задач. Выявление корреляционных связей между разными полями, между полями и геологическими границами. Результативные материалы содержат все объекты, выделенные по разным полям.

7. Геологическое истолкование – наделение геологическим содержанием выделенных объектов, результаты геофизических работ формулируются в геологических терминах: гранит, дайка, песчаник, пласт, падение, простирание и т. д. Составление геолого-геофизических разрезов и трехмерных моделей.

8. Разработка рекомендаций для дальнейших исследований. Выделение перспективных участков для изучения в крупном масштабе, перечень рекомендуемых методов изучения, прогнозные ресурсы.

Существует несколько **методообразующих идей** на основе которых разрабатывают методы истолкования:

Идея аналитической аппроксимации – приближенное описание реальных объектов. При обработке интегрирование заменяют суммированием, производные конечно-разностными схемами, широко применяются итерационные вычислительные схемы. Геологическая среда сложная, поэтому ее описывают простыми математическими конструкциями. Метод подбора – аналитическая аппроксимация.

Идея алгебраизации – описание задачи численными параметрами, сведение поставленных задач к решению алгебраических задач. Описание геологических поверхностей уравнениями. Определение параметров свести к решению уравнений.

Идея критериальности – решение задач и достижение цели должно оцениваться критериями, сформулированными на этапе планирования геологоразведочных работ. ДОЛЖЕН БЫТЬ ЗАДАН КРИТЕРИЙ ОЦЕНКИ ВЫПОЛНЕННЫХ РАБОТ.

Длительное время основным критерием был критерий наименьших квадратов. В последнее время рассматриваются другие критерии принятия решений:

1. В условиях неопределенности
 - а) критерий равнозначных состояний Лапласа основан на построенной функции потерь
 - б) максимина Вальда – поиск минимальных наибольших потерь (природа ведет себя как враг)
 - в) минимакса сожалений – потери в результате упущенных возможностей на основе построения функции сожаления
 - г) критерий пессимизма-оптимизма Гурвица
выбор либо все плохо либо все отлично
2. В условиях риска
 - а) критерий максимума ожидаемой полезности
 - б) Критерий Ходжи – Лемана строится функция полезности
 - в) критерий наиболее вероятного состояния
 - г) критерий минимума ожидаемых сожалений

Идея согласования множества решений – усреднение характеристик по множеству решений, не противоречащих известным данным. Комплексное геологическое истолкование данных нескольких методов Один из подходов – обезразмеривание полей разной природы, их нормирование и переход к анализу произведений и сумм относительных величин. Другой подход – вычисление производных и интегралов (псевдополей).

Идея распознавания образов – процедуры принятия решений, суть которых надделение полученного набора параметров геологическим содержанием.

Задачу распознавания образов по геофизическим данным можно сформулировать следующим образом:

1. С помощью имитационного моделирования создать физико-геологические модели возможных типов месторождений.
2. Разбить изучаемую площадь на участки, отличающиеся по геофизическим данным.
3. Выделение признаков, которые свидетельствуют о возможном рудном процессе
4. Отнесение участков к группе заслуживающих дальнейшего изучения и бесперспективных.
5. Геологическое истолкование с помощью процедур искусственного интеллекта, Окончательное решение принимается естественным интеллектом, основанным на квалификации, интеллекте, эрудиции и интуиции интерпретатора (информация мать интуиции).

Существует два подхода: с использованием эталона искоемых объектов – образа геологического объекта в многомерном пространстве. Для создания надежного эталона необходимо иметь сведения о десятках месторождений, что крайне редко возможно. Безэталонная классификация – задача естественного расслоения многомерных данных. Выделенные классы могут не иметь геологического содержания.

Идея гарантированного подхода.

Опыт истолкования геолого-геофизических данных позволил выделить принципы анализа: выделение областей заведомо не содержащих источники и областей гарантировано содержащих искомые источники (геологические тела).

ЛЕКЦИЯ 11 ПРИНЦИПЫ АНАЛИЗА ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ПОЛЕЙ

1.Целеноправленности – любые геологоразведочные работы проводятся для достижения цели поставленной в проекте работ, например, поиска мелких по запасам месторождений угля до глубины 500 м. Сеть измерений, алгоритмы обработки, граф истолкования геолого-геофизических данных – должны обеспечить достижение цели.

Цель работ определена геологическим заданием, она указана на обложке проекта работ: Проект на проведение геофизических работ масштаба 1:10000 в Коркинском районе Челябинской области в 2018 г. с целью поисков месторождений угля. Анализ геофизических данных направлен на достижение поставленной цели.

Для достижения цели необходимо поставить задачи каждому геофизическому методу комплекса геологоразведочных работ, решение которых приведет к успеху. Например, провести электроразведку, ВСП, РВП с целью выделения зон метасоматоза.

2. Системности – анализ проводится с учетом всех связей, всех геолого-геофизических данных, а не только того поля, которое изучают. Принцип системности основан на двух базовых положениях:

1 Всеобщей связи – система представляет собой набор элементов взаимодействующих друг с другом. Особенно ярко это проявляется на месторождениях высокомагнитных руд.

2 Иерархии – упорядоченности объектов, находящихся на территории, в некоторой последовательности, например, по перспективности для дальнейшего изучения и масштабу проводимых работ.

Построение системной модели геологической среды проводят по:

- противоречивым данным, поскольку геофизические поля обусловлены различными физическими свойствами,

- отрывочным данным, на различных участках в нашем распоряжении не все поля, на некоторых участках съемку провести невозможно (болото, обрыв, техногенные помехи),

- при отсутствии некоторых данных, (не было проведено измерение остаточной намагниченности)

- несогласованным данным, измерения чаще всего по разным сетям пунктов,

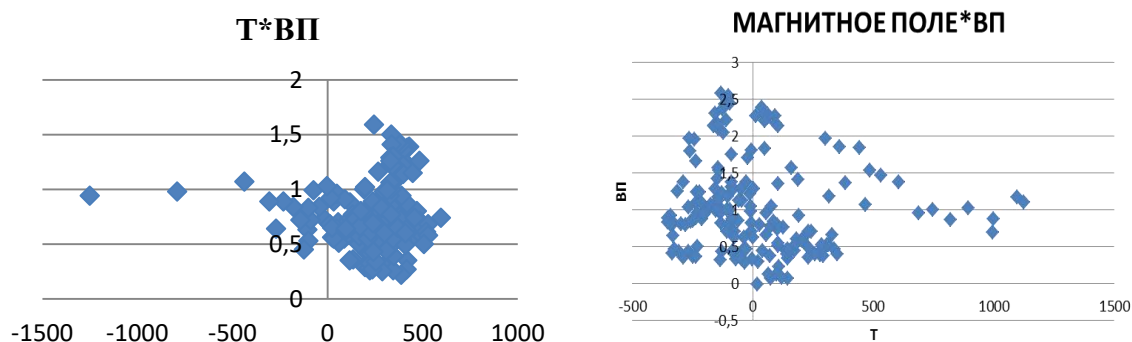
- неопределенности, свойства горных пород на площади меняются в некотором диапазоне,

- при невозможности формализации некоторых данных (окраска породы, цвет черты, текстура, структура породы, открытая пористость, закрытая пористость, и т. д.).

- геологическая среда представляет собой набор многокомпонентных сложно построенных объектов, связанных множеством взаимосвязей, причем некоторые взаимосвязи не всегда можно описать количественными соотношениями.

Выявление этих связей часть процесса истолкования. Геологическая среда не механический набор элементов, а единый объект, состоящий из взаимодействующих элементов, что приводит к новому качеству. Это свойство наиболее ярко проявляется в геофизических полях. Изменение одного элемента модели влечет изменение всей модели. При поисках золота при приближении к рудной зоне, часто устанавливают резкое увеличение дисперсии полей, противоположное изменение кажущегося сопротивления, поляризуемости, магнитного поля (рис. 11.1).

Использования корреляционных связей – при проведении комплексной интерпретации необходимо учитывать связи между физическими параметрами, которые отражают вещественный состав геологических объектов. На основе выявленной корреляционной связи плотности и скорости упругих волн в горных породах по данным сейсморазведки создают объемную плотностную модель, для которой решают обратную задачу гравиразведки.



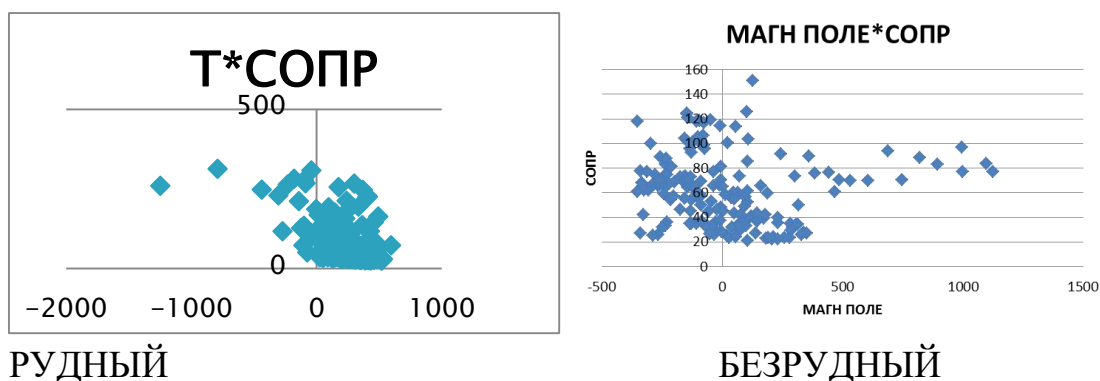


Рис.11.1 Поле корреляции рудных и безрудных участков

Многостадийности – одну и ту же территорию изучают в соответствии со стадиями геологоразведочных работ. Работы проводят в последовательности соответствующей стадиям геологического изучения и масштабам: региональной - 1:100000, 1:50000, поисковой - 1:10000 и так далее. Сначала изучают региональное поле, потом локальное. Изучение площади завершают детальными работами и измерениями на интерпретационных профилях с меньшим шагом наблюдений и повышенной точностью на перспективных участках. Геологические работы на одной площади направлены на решение разных геологических задач: геологическое картирование, поиски и т.д. Сначала изучают структуры, затем СВК, затем поиск МПИ, затем изучение отдельных рудных тел и залежей.

3. Определяющей роли интерпретационного процесса – весь процесс изучения построен под имеющиеся технологии истолкования. Прежде чем проводить полевые работы необходимо определить, какие процедуры обработки и в какой последовательности будут применены к результатам измерений и полученным данным. Процесс истолкования полезно изображать в виде сетевого графика (графа) или диаграммы Грамма. Процесс анализа результатов и перечень процедур обработки предусматривается проектом, их корректируют в ходе выполнения работ.

Предварительная схема анализа геофизических полей указана в проекте работ. На основе схемы составляется смета, т. е. выделяют деньги, в том числе на заработную плату. Несмотря на то, что геологоразведочные работы все более приближаются к стандартным технологиям, выполняемым в соответствии с установленным стандартом, они в значительной степени имеют исследовательский характер. Поэтому после проведения съемки определяют последовательность анализа физических полей и корректируют граф обработки (принципы 7 и 8).

4.Формализации – поставленные задачи необходимо перевести на язык математики. Это идеализация, следует помнить, что геологическая задача не

тождественна математической задаче. Геологические границы аппроксимируют и описывают линейными функциями, что конечно является приближением и идеализацией реальной геологической обстановки.

Геологические термины и понятия нельзя выразить в строгой математической форме, как впрочем биологические, исторические и другие. В ином случае осталась бы одна наука – математика. Название горной породы изначально допускает широкий диапазон изменения минерального состава, что находит отражение в физических свойствах и полях и приводит к необходимости описания среды усредненными характеристиками. Возможно и обратное – существенное изменение физических свойств с геологической точки зрения ничего не меняет. Например, небольшое изменение содержания магнетита в горной породе существенно меняет интенсивность магнитного поля.

В методе подбора стремятся к близости измеренного поля и теоретического. До появления ЭВМ степень близости (качество подбора) оценивалась интерпретатором. При компьютерной обработке необходимы математические оценки. Формальное выражение идеи подбора:

$$\sum_{i=1}^N (g_{i_i}^{ИЗМЕР} - g_i^{ТЕОР})^2 \rightarrow MIN$$

Выбор критерия минимизации не отражает геологическое содержание задачи. Его заимствуют из другой отрасли знаний – математики. Критериев близости функций, используемых в разведочной геофизике много: МНК, минимакса и другие.

Линеаризации – сведение нелинейных уравнений при небольшом изменении аргументов или параметров задачи к линейным уравнениям, использование самых простых линейных зависимостей, методика работы с которыми хорошо разработана:

$$\text{для плотности } \sigma = Av + B,$$

$$\text{положение плотностной границы } H = C\Delta g + D.$$

Часто используют разложение аналитических функций в ряд и выделение линейной части ряда:

$$\text{ряд Тейлора } f(x + \Delta x) = f(x) + f'(x)\Delta x + \dots$$

Это разложение применяется при выводе формулы электрического потенциала диполя:

$$\text{бином Ньютона } (1 + x)^n = 1 + nx + \dots$$

Разложение применяется при выводе формулы расчета влияния небесных тел на величину силы тяжести и при выводе формулы влияния наклона оси чувствительности гравиметра. Пример: взаимосвязь плотности и магнитной

восприимчивости, глубины геологической границы свит с разной плотностью и интенсивности физического поля.

Регуляризации - применение методов преодоления некорректности (отсутствие решения в выбранном модельном классе, множественности решений, неустойчивости) обратных задач. Формальная запись регуляризующего алгоритма:

$$\sum_{i=1} (f_{ИЗМ} - f_{ТЕОР})^2 + \sum (P_{i0} - P_{ПОДБОРА})^2 \Rightarrow MIN ,$$

В этом выражении второе слагаемое обеспечивает не слишком большое отклонение от начальной модели геологического строения.

Параметризации – сведение поставленной геологической задачи к отысканию относительно небольшого числа параметров (десятки в 60-е годы XX века, 30000 – 40000 в современное время). Чем меньше параметров, тем устойчивее решение, т.е. уменьшение влияния изменения начального приближения на решение. Чем меньше параметров, тем грубее аппроксимация среды. **Уменьшение числа определяемых параметров основной путь снижения степени некорректности обратной задачи.**

Шар и круговой горизонтальный цилиндр определяются 3 параметрами, прямоугольный параллелепипед – 7 параметрами, усеченная 4-хугольная пирамида – 9.

Редукции математической задачи к СЛАУ – методы решения СЛАУ разных типов хорошо разработаны, чего нельзя сказать о системах нелинейных. Описание поля с помощью кубических сплайнов сводят к решению СЛАУ размерности $4N$, где N – число звеньев. Также подбирают региональный фон в виде линейной функции – по характерным не искаженным локальными аномалиями значениям поля. Задача аналитической аппроксимации сводится к решению СЛАУ. К решению СЛАУ сводят решение интегральных уравнений.

Упрощение задачи путем использования эквивалентных источников для решения частных задач – аналитическая аппроксимация. Под аналитической аппроксимацией подразумевают замену значений поля набором сингулярных источников, т. е. источниками, не имеющими объема (стержни, полосы, точки и т.п.). Определение мощности источников приводит к решению СЛАУ. Окончательное решение формулируют в геологических терминах. Сингулярные источники применяют для формального описания поля, в тех случаях, когда не ставят задачу определения геологического строения.

5. Модельности – на основе априорной информации формируют геологическую модель, геометрическую модель среды, модель поля, модель связи физических параметров:

$$\chi = A\sigma + B, \quad \rho = C\chi + D,$$

модель интерпретации. В геологии, моделирование – процесс уточнение усовершенствования ранее существующей модели на основе полученных новых данных (рис. 11.2). Модель отражает только существенные свойства прототипа. Лучшая модель кота – это кот, желательно тот же самый. Модель всегда отражает часть свойств объекта, другая часть свойств не рассматривается. Особенность геологоразведки в том, что цель и результат работ – создание модели.

Широкое использование **имитационного моделирования** – необходимо провести решение прямых задачи для большого числа геологических ситуаций, как рудных, так и безрудных, для разных масштабов оруденения и уровня эрозионного среза. Имитационное моделирование позволяет рассмотреть большое количество возможных ситуаций, в том числе таких которые ранее на рассматриваемом объекте не зафиксированы. Имитационное моделирование позволяет оценить несколько конкурирующих гипотез о геологическом строении территории.

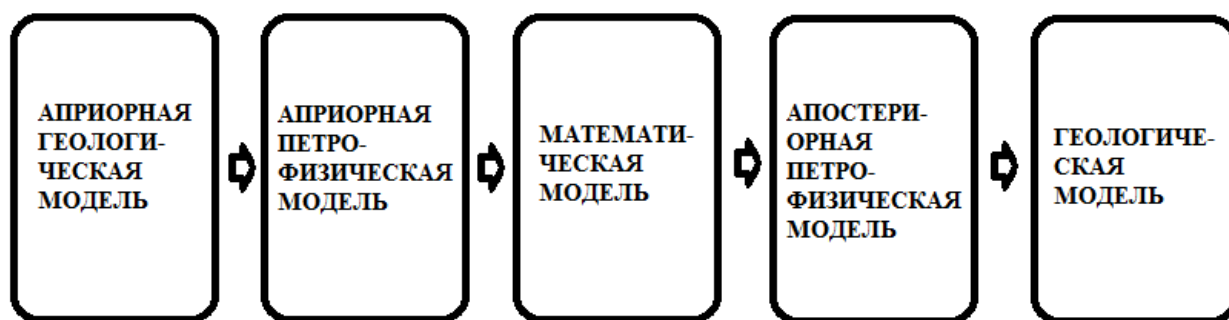


Рис.11.2 Схема создания геолого-геофизической модели

6. Принцип обратной связи – в процессе анализа по мере накопления новых знаний в результате проведенных работ или обнаружения новых данных необходимо корректировать исходные модельные представления или менять цель работ и задачи отдельных методов ГРР. На рис. 11.3 представлена модель месторождения, в которой направление падения рудного тела после проведения гравirazведки изменено на противоположное. Падение рудного тела не совпадает с падением границ вмещающих комплексов.

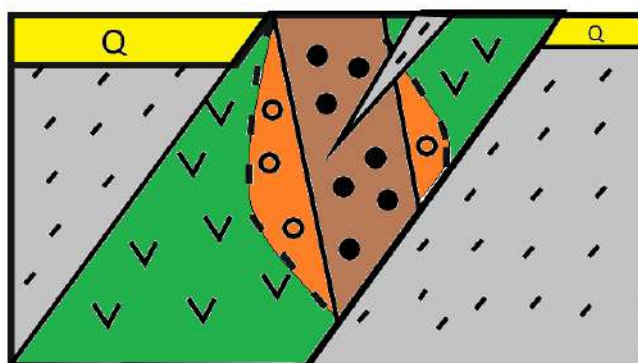


Рис. 11.3 Модель месторождения

7. Адекватности используемого инструментария – методы истолкования не должны противоречить реальной ситуации. Например, при изучении горных районов нельзя использовать идеализацию плоской поверхности наблюдений. Всегда необходимо учитывать конечность области, на которой измерено поле (при использовании интегральных методов учитывают только конечную область), поскольку наши континуальные теории решения обратных задач предполагают измерения на бесконечной площади. Измерения проводятся неточно с некоторой погрешностью. Поэтому проводить подбор поля проводят с погрешностью не меньшей чем утроенная погрешность съемки. При значительных размерах территории ($L > 200$ км) необходимо учитывать сферичность нашей планеты. В континуальных теории принято, что поле известно в каждой точке. При полевых работах измерения проводятся в узлах дискретной сети пунктов.

8. Простоты и общности используемых средств – не следует использовать сложные процедуры там, где можно обойтись простыми средствами, особенно если это не приводит к приросту получаемой информации. Для описания связей физических параметров используют полиномы 1 или 2 степени, редко 3 степени. Для описания геологических поверхностей применяют полиномы невысоких степеней. Чаще всего в геофизике применяют для аппроксимации линейные функции, тригонометрические функции, логарифмические функции.

9. Использование искусственного интеллекта. Применение алгоритмов имитирующих разумные действия человека, направленные на распознавание образов. Искусственный интеллект это программы реализующие алгоритмы самообучения. Такие программы должны реагировать на изменение ситуации, отчасти моделирующие эволюцию. Например, алгоритм отжига (отсечение лишнего), алгоритм нейронных сетей, алгоритм муравья (задача коммивояжера), генетические алгоритмы, алгоритмы нечеткой логики, алгоритм систем с правилами, марковские цепи, умные агенты. Признаком интеллекта логические операции, процедуры выбора из нескольких возможных вариантов, описывающие правила принятия решения. Особенно популярны алгоритмы интерпретации нейронных сетей при геофизических исследованиях скважин.

В ближайшем будущем технологии искусственного интеллекта будут доминировать во всех геофизических методах и на полевых работах, и при проведении геологического истолкования, и особенно при истолковании комплексных данных.

10. Изучения помех – без правильной оценки погрешности в измеренных данных истолкование проводить нельзя. Например, требование к сечению изолиний исключают появление аномалий, обусловленных инструментальной

погрешностью и методикой измерений. Необходимо оценивать географические и геологические помехи. Геологические помехи создают объекты, поле которых при выбранной сети измерений значимо не более чем в двух пунктах измерений. Существуют помехи связанные с поверхностью наблюдения и сферической формой нашей планеты, их величина может существенно исказить поле объекта.

В настоящее время распределение помех описывают нормальным законом распределения. Практика указывает на то, что распределение помех на площади неравномерное по величине и в пространстве.

11. Исключения известного – эффекты, обусловленные известными объектами, необходимо исключить из рассмотрения. Такая процедура носит название геологическое редуцирование. Из измеренного поля вычитают поле известных объектов, полученные в результате решения прямых задач, что подчеркивает значимость большого набора процедур решения прямых задач в интерпретационных пакетах. Это неизбежно уменьшит область неоднозначности и неустойчивость решения обратной задачи. Этот процесс самый эффективный способ уменьшения степени некорректности обратной задачи. Исключение регионального фона с помощью геологического редуцирования – самый точный способ его учета.

12. Геологической содержательности – результат работ должен соответствовать поставленной геологической цели. Результат истолкования необходимо представлять в геологических терминах (рис. 11.3). Например, выделение участков для дальнейшего детального изучения, признание территории бесперспективной, аномалия обусловлена дайкой порфиритов, аномалия обусловлена железными рудами (магнетитовыми).

13. Оптимизации – разработка критериев оценки эффективности проведенного анализа. Оптимум это согласование противоречивых требований. Рациональный комплекс геофизических методов должен отвечать требованиям:

- наименьшие затраты,
- получение полной информации об объекте поисков,
- наименьшее время выполнения работ.

Можно построить целевую функцию, минимум или максимум которой необходимо найти:

$$F = \alpha I + \beta Z + \gamma T.$$

Часто математические критерии не отражают геологическую суть задачи. Например, при использовании гарантированного подхода не ищут минимум целевой функции.

Следует помнить, что оптимизация приводит к абсурду, если не учитывать содержание задачи.

14. **Адаптации** – любая методика!!! анализа в конкретных условиях видоизменяется, приспособляется к геологической ситуации, сети измерений, рельефа, мощности рыхлых отложений. Например, для КМА используют пластовые элементарные тела, для кимберлитовых тел вертикальные эллиптические цилиндры, усеченные конусы и др.

Анализ геофизических полей проводится в следующей последовательности:

1. Изучение работ предшественников. Анализ региональной геологической обстановки и региональных геофизических полей. Постановка задач геологического истолкования геофизических полей. Определение сотрудников, своих и привлеченных из других организаций, способов и средств (программных пакетов), необходимых для истолкования геофизических материалов. Решение прямых задач и имитационное моделирование.

2. Обработка и анализ результатов измерений физических свойств. Определение законов распределения и величин эффективных параметров. Выявление корреляционных связей и зависимостей между свойствами.

$$\chi = A\sigma + B, \rho = C\chi + D.$$

Построение уравнений регрессии вида:

$$\chi = A\sigma + B, \delta f = \alpha H + \eta$$

3. Выделение структурно-вещественных комплексов (СВК) – выделение групп горных пород, которые можно определить по выбранному комплексу геофизических методов.

4. Качественная интерпретация. Предварительное определение геометрических и физических параметров СВК, с небольшим объемом вычислений, без решения объемных обратных задач. Составление схем геофизических полей.

5. Количественная интерпретация для каждого метода – решение обратных задач для каждого физического поля с применением методов регуляризации. Создание однометодных объемных моделей. Увязка результатов истолкования данных полевых и скважинных измерений. Создание комплексных объемных моделей.

6. Комплексная интерпретация – согласование решений обратных задач. Выявление корреляционных связей между разными полями, между полями и геологическими границами. Результативные материалы содержат все объекты, выделенные по разным полям.

7. Геологическое истолкование – наделение геологическим содержанием выделенных объектов. Составление геолого-геофизических разрезов и трехмерных моделей.

8. Разработка рекомендаций для дальнейших исследований. Выделение перспективных участков для изучения в крупном масштабе.

Распознавание образов.

Любой метод истолкования геолого-геофизических данных, по сути, комбинация идеи аналитической аппроксимации и идеи распознавания образов. Распознавание образов предполагает создание образов, образов месторождений, структурно-вещественных признаков, тектонических нарушений, зон метасоматоза. Образ определен значениями интенсивности полей, характеристиками полей и. т. п. т. е. набором признаков. Таким образом, первый этап распознавания - формирование набора признаков искомого объекта. Второй этап отнесение выявленного объекта к конкретному классу.

Один из алгоритмов классификации – ART1- **алгоритм адаптивного резонанса** предназначен для:

определение числа классов, максимально возможное число.

набор признаков класса, побитовый набор

отнесение объекта к классу.

1 Формирование группы векторов признаков для каждого класса. Вектор прототип относится к центру класса.

2 Вводится параметр внимательности ρ со значениями из интервала (0, 1).

3 β -параметр – параметр разрушения связей – небольшое положительное число.

4 Значимость вектора – количество элементов вектора не равных 0

5 Е-вектор признаков

Пример:

Алгоритм нейронные сети. Основы конструирования искусственных нейронных сетей. Искусственные нейронные сети чрезвычайно разнообразны по своим конфигурациям, но основу каждой НС составляют относительно простые, в большинстве случаев - однотипные, элементы (ячейки), имитирующие работу нейронов головного мозга. Далее под нейроном будет подразумеваться искусственный нейрон, т. е. ячейка НС. Каждый нейрон характеризуется своим текущим состоянием по аналогии с нервными клетками головного мозга, которые могут быть возбуждены или заторможены. Он обладает группой синапсов - односторонних входных связей, а также имеет аксон - выходную связь данного нейрона, с которой сигнал (возбуждения или торможения) поступает на синапсы следующих нейронов. Каждый синапс характеризуется величиной синаптической связи или ее весом W_i , который по физическому смыслу эквивалентен электрической проводимости.

Текущее состояние нейрона определяется как взвешенная сумма его входов:

$$S = \sum X_i W_i. \quad (2.1)$$

Выход нейрона есть функция его состояния: $Y = f(S)$, где f - активационная функция.

Все НС работают по принципу параллельной обработки сигналов, который реализуется путем объединения большого числа нейронов в так называемые слои и соединения нейронов различных слоев, а также, в некоторых конфигурациях, и нейронов одного слоя между собой, причем обработка взаимодействия всех нейронов ведется послойно.

Теоретически число слоев и число нейронов в каждом слое может быть произвольным, однако фактически оно ограничено ресурсами компьютера или специализированной микросхемы, на которых обычно реализуется НС. На рис. 11.4 приведен пример трехслойной сети (трехслойного персептрона).

Вопрос о необходимых и достаточных свойствах сети для решения того или иного рода задач представляет собой целое направление нейрокомпьютерной науки. Так как проблема синтеза НС сильно зависит от решаемой задачи, дать общие рекомендации затруднительно. В большинстве случаев оптимальный вариант получается на основе интуитивного подбора.

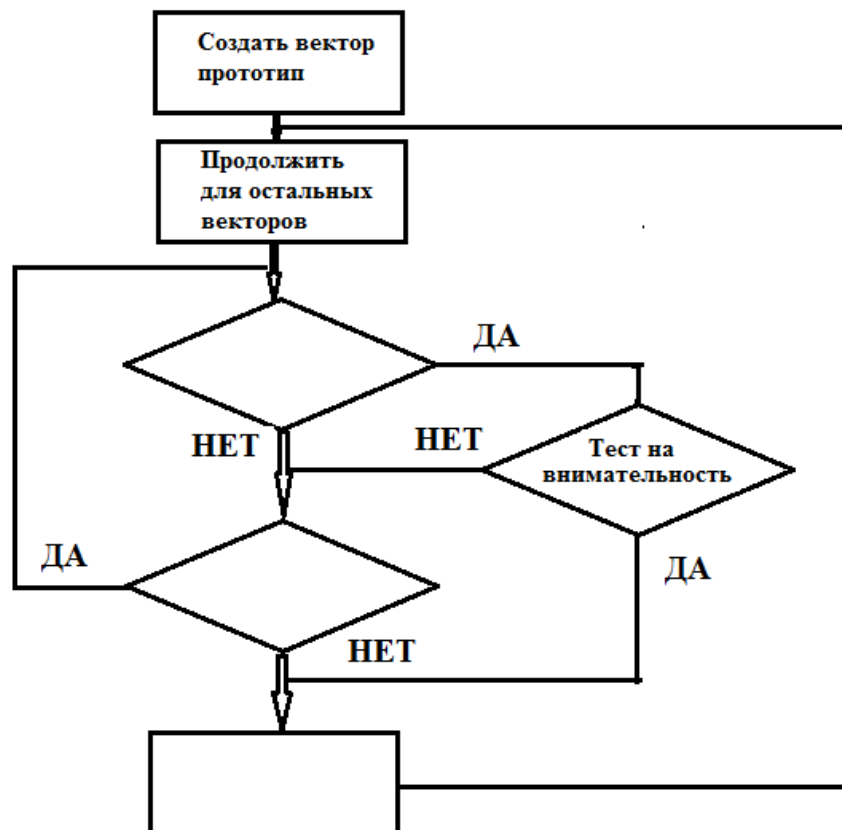


Рис. 11.4 Схема трехслойного персептрона.

ЛЕКЦИЯ 15 ИМИТАЦИОННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ

Метод исследований: математическое моделирование. Составлена трехслойная модель, отражающая различные уровни эрозионного среза. Проведено исследование модели.

Модель среды состоит из 9 блоков с размером сечения 400×400 м. Полный геологический разрез, представлен в центральном блоке рисунок 1, состоит из нижней свиты преимущественно андезитового состава мощностью 160 м с магнитной восприимчивостью 200010 ед. СИ, средней свиты сложенной кислыми вулканитами мощностью 160 м с магнитной восприимчивостью 0 ед. СИ, и верхний слой сложенный осадочными породами мощностью до 40 м с магнитной восприимчивостью -1000 ед. СИ. На территории распространены дайки и штоки андезитов и дацитов, достигающие в поперечнике первых сотен метров. На участке широко проявлены процессы пропилитизации, окварцевания, аргиллизации, сульфидизации, карбанитизации и гематитизации.

Все остальные блоки составлялись в соответствии с эрозионным процессом, с уменьшением мощности верхнего слоя в 2 раза, допустимая минимальная мощность 20 м. Исходя из этих условий, были рассчитаны параметры геологической модели (табл. 1) по данным которой был составлен рисунок 1.

Таблица 1 – Параметры геологической модели.

№ Блока	№ Слоя	Глубина до верхней кромки, м	Глубина до верхней кромки, м	Магнитная восприимчивость среды ед. СИ
1	1	0	40	-1000
	2	40	200	0
	3	200	360	2000
2	1	0	20	-1000
	2	20	180	0
	3	180	320	2000
3	1	0	160	0
	2	160	320	2000
4	1	0	80	0
	2	80	160	2000
5	1	0	40	0
	2	40	200	2000
6	1	0	20	0
	2	20	180	2000
7	1	0	160	2000
8	1	0	80	2000
9	1	0	40	2000

Анализ результатов. Диапазон измерений поля модели совпадает с диапазоном измеренного поля. Наименьшее значение поля соответствуют полному геологическому разрезу. На плане изодинам можно заметить, что в южной части поле плавно возрастает с запада на восток, это отражает изменение глубины залегания положительно намагниченного пласта, и в действительности в составленной мной геологической модели (рис. 1) происходит эрозионный срез в направлении с востока на запад, то есть положительная магнитная толща опускается в этом направлении. Причем на западе эту толщу на поверхности перекрывает небольшой слой осадочных пород, имеющий отрицательную магнитную восприимчивость, это так же отмечается на плане изодинам. Рассмотрев северную часть плана можно увидеть обратную картину, поле уменьшается с запада на восток, но с более высоким градиентом, нежели на юге, что является следствием уменьшения мощности намагниченного пласта. Сравнивая западную и восточную части плана изодинам, которые имеют большие значения поля, можно сделать вывод, что западная часть залегает ближе к поверхности, нежели восточная, так как максимальное значение поля в западной части на 100 нТл больше чем в восточной. Это подтверждается и заданной геологической моделью (рисунок 1), на ней блок 6 расположенный на западе имеет менее мощный, на 20 м меньше, верхний немагнитный слой, чем блок 5 расположенный на востоке.

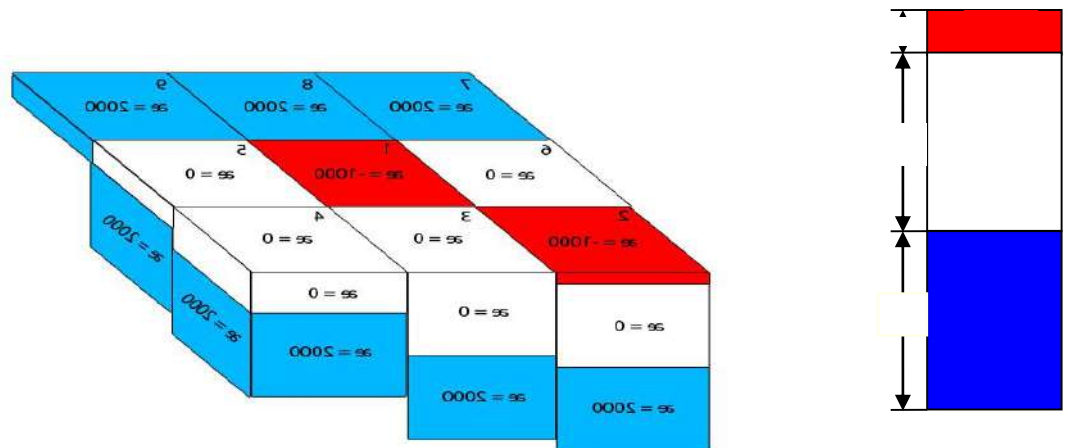
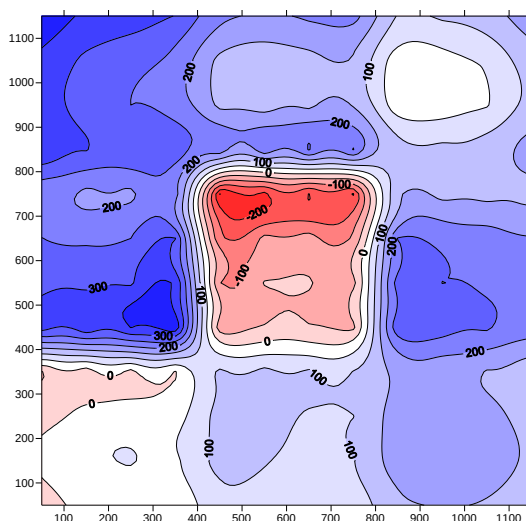
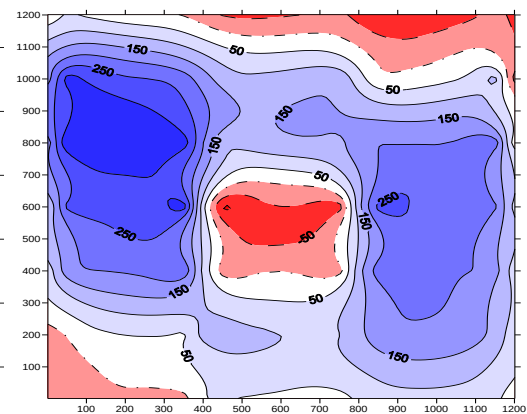
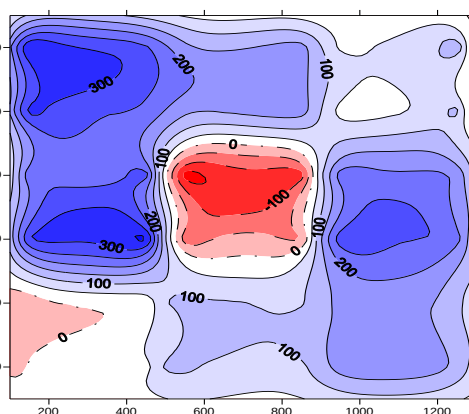
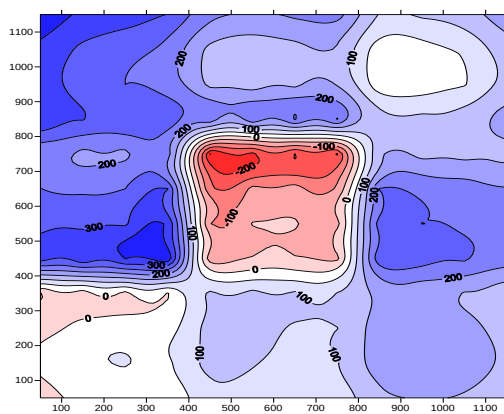
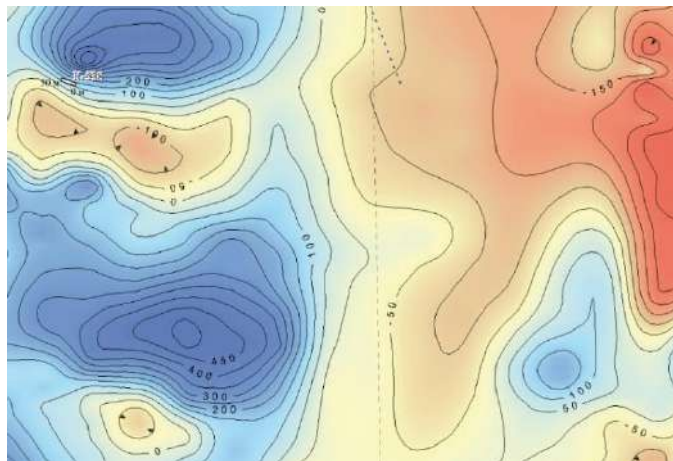
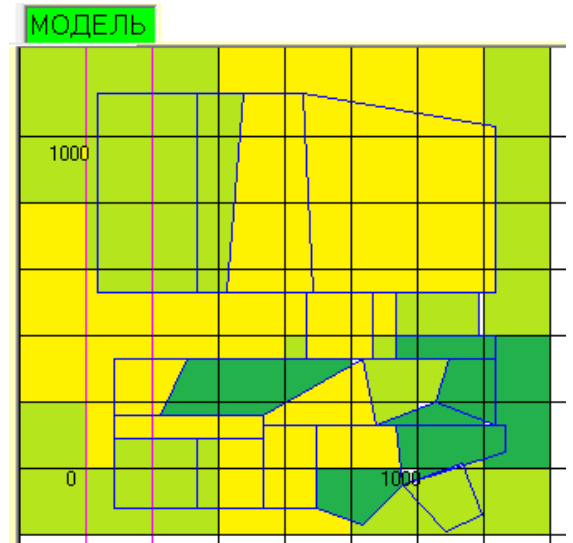
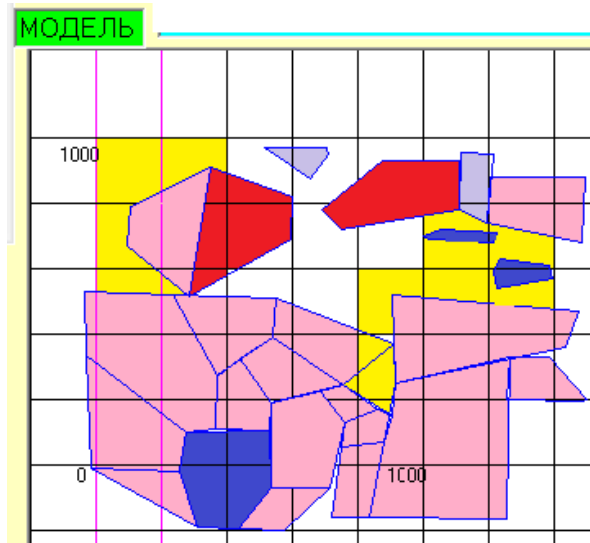


Рисунок 1 – Модель среды

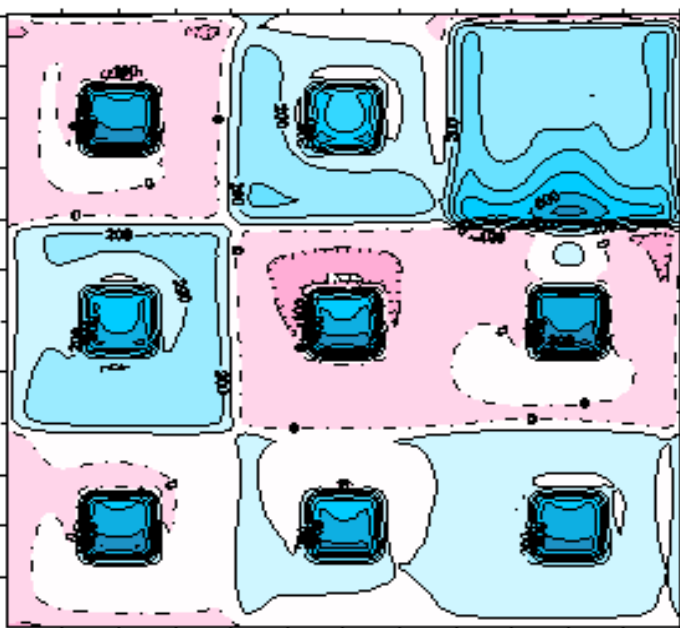
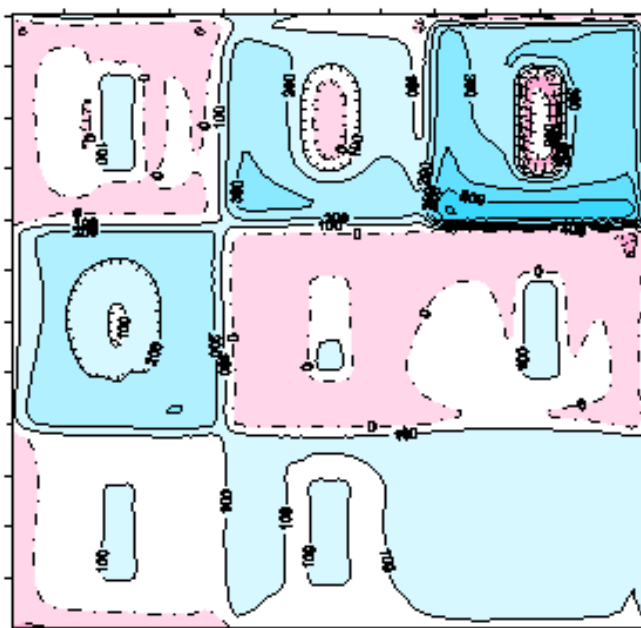
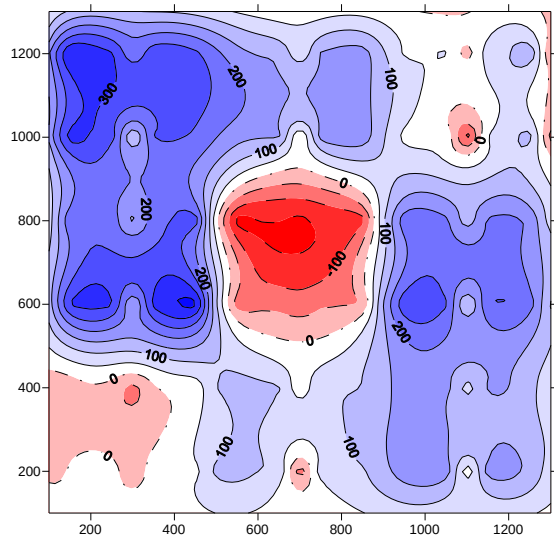
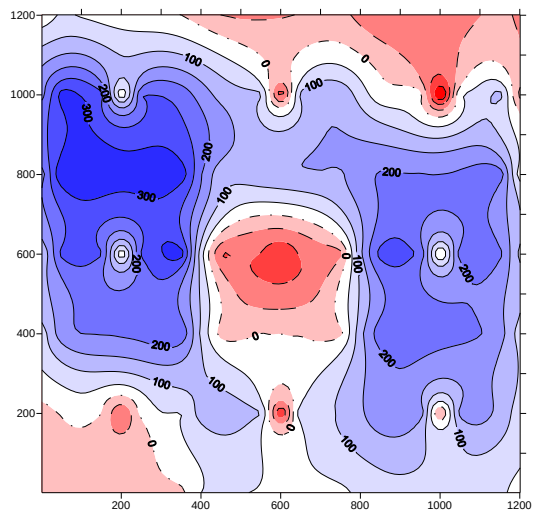


Штоки андезитов обуславливают положительные аномалии магнитного поля интенсивностью до 300 нТл.
Штоки дацитов обуславливают аномалии до -200 нТл.
Метосамитические изменения вблизи

интрузивных тел вызывают изменение интенсивности магнитных аномалий.
Выводы:



ВЛИЯНИЕ СЕТИ НАБЛЮДЕНИЙ



25 МЕТОДЫ АНАЛИЗА

Ряды Фурье.

$$T_{ij} = \sum_{i=1}^{\infty} \sum_{j=1}^{\infty} a_{ij} \cos \frac{2\pi i x_i}{\Delta x} \cos \frac{2\pi j y_j}{\Delta y} + \sum_{i=1}^{\infty} \sum_{j=1}^{\infty} b_{ij} \cos \frac{2\pi i x_i}{\Delta x} \sin \frac{2\pi j y_j}{\Delta y} +$$

$$+ \sum_{i=1}^{\infty} \sum_{j=1}^{\infty} c_{ij} \sin \frac{2\pi i x_i}{\Delta x} \cos \frac{2\pi j y_j}{\Delta y} + \sum_{i=1}^{\infty} \sum_{j=1}^{\infty} d_{ij} \sin \frac{2\pi i x_i}{\Delta x} \sin \frac{2\pi j y_j}{\Delta y} +$$

$$a_{ij} = \frac{1}{h} \sum_{i=1}^{\infty} \sum_{j=1}^{\infty} T_{ij} \cos \frac{2\pi i x_i}{\Delta x} \cos \frac{2\pi j y_j}{\Delta y}$$

Решением уравнения Лапласа является потенциал $W(x, y, z) = e^{-iax-iby-cz}$, где $c^2 = a^2 + b^2$. Это решение может быть получено методом разделения переменных. Линейная комбинация таких функций с произвольными коэффициентами также будет решением уравнения Лапласа. В том числе решением будет:

$$W(x, y, z) = \frac{1}{4\pi^2} \iint_{P_1} S(a, b) e^{-cz-iax-iby} da db \quad (1),$$

где $S(a, b)e^{-cz}$ - преобразование Фурье функции $W(x, y, z)$ относительно переменных x и y . Обратное преобразование Фурье

$$S(a, b) = \iint_{P_0} e^{iax+iby} W(x, y) dx dy \quad (2).$$

Измерения поля проводят в пунктах равномерно расположенных на изучаемой площади. После проведения процедуры интерполяции наблюдаемых данных получаем значения поля в узлах квадратной сети. Тогда гармоническая функция $W(x, y)$ – функция с ограниченным спектром, так как она известна только в узлах квадратной сети со стороной Δx . Поэтому она может быть представлена в виде функции значения которой в узлах совпадают с данными измерений:

$$W(x, y) = \sum_k \sum_n W(k\Delta x, n\Delta x) \frac{\sin \pi(x/\Delta x - k)}{\pi(x/\Delta x - k)} \frac{\sin \pi(y/\Delta x - n)}{\pi(y/\Delta x - n)}.$$

Преобразование Фурье функции $S(a, b)$ в квадрате $-\pi/\Delta x < a < \pi/\Delta x$, $-\pi/\Delta x < b < \pi/\Delta x$ можно записать:

$$S(a, b) = \Delta x^2 \sum_k \sum_n W(k\Delta x, n\Delta x) e^{k\Delta x ia + n\Delta x ib},$$

а вне квадрата она равна нулю.

Без ограничения общности рассуждений можно считать сторону квадрата равной единице. Тогда после подстановки получим:

$$W(x, y, z) = \frac{1}{4\pi^2} \iint_{P_1} \sum_k \sum_n W(k, n) e^{kai + nbi - cz - iax - iby} da db = \sum_k \sum_n W(k, n) \iint_{P_1} e^{-iz + (k-x)ai + (n-y)bi} da db,$$

где P_1 квадрат $-\pi < a, b < \pi$.

Принимаем $x = y = 0$, тогда

$$W(0,0,z) = \sum_k \sum_n W(k,n) \frac{1}{4\pi^2} \iint_{P_1} e^{-cz+kai+nbi} dadb.$$

Обозначим:

$$C(k,n) = \frac{1}{4\pi^2} \int_{-\pi}^{\pi} e^{-cz+kai+nbi} dadb,$$

получим:

$$W(0,0,z) = \sum_k \sum_n W(k,n) C(k,n).$$

Учитывая симметрию задачи область интегрирования можно уменьшить вчетверо, достаточно взять область $(0-\pi, 0-\pi)$.

$$C(k,n) = \frac{1}{4\pi^2} \iint e^{-cz} (e^{ika+nbi} + e^{-kai+nbi} + e^{kai-nbi} + e^{-kai-nbi}) dadb = \frac{1}{\pi^2} \iint e^{-cz} \cos ka \cos nb dadb$$

Область интегрирования, учитывая симметрию относительно биссектрисы, квадрата можно уменьшить вдвое:

$$\begin{aligned} C(k,n) &= \frac{1}{\pi^2} \int_0^{\pi} \cos k a da \int_0^a e^{-cz} \cos n b db + \frac{1}{\pi^2} \int_0^{\pi} \cos n b \int_0^b e^{-cz} \cos k a da = \\ &= \frac{1}{\pi^2} \int_0^{\pi} da \int_0^a e^{-cz} (\cos ka \cos nb + \cos na \cos kb) db. \end{aligned}$$

Введем новую переменную $b = au$, получим:

$$\begin{aligned} C(k,n) &= \frac{1}{\pi^2} \int_0^{\pi} a da \int_0^1 e^{-az\sqrt{1+u^2}} (\cos ka \cos nua + \cos na \cos rua) du = \\ &= \frac{1}{\pi^2} \int_0^1 du \int_0^{\pi} e^{-az\sqrt{1+u^2}} (\cos ka \cos nau + \cos na \cos kua) ada. \end{aligned}$$

Коэффициенты преобразования для продолжения поля можно найти численным интегрированием с помощью математических пакетов MATLAB, MathCad, Mathematica. Придавая z разные значения кратные расстоянию Δx , получим коэффициенты для вычисления поля в верхнем пространстве или в нижнем пространстве. Вычисленные коэффициенты можно использовать для продолжения гравитационного и магнитного полей. Изменение коэффициентов с удалением от начала координат характеризует корректность задачи, для продолжения в нижнее полупространство они очень медленно убывают по абсолютной величине.

Вертикальная производная потенциального поля (1) равна:

$$W_z = \frac{1}{4\pi^2} \iint_{P_1} S(a,b) e^{-cz-iax-iby} cdadb.$$

Повторяя те же рассуждения, получим выражения коэффициентов для вычисления вертикальной производной поля по измеренным значениям поля на горизонтальной плоскости в узлах квадратной сети:

$$C_0(k,n) = \int_{-1}^1 \sqrt{1+u^2} \pi \left(\left(\frac{1}{\pi^2 (k+nu)^2} \right) \cos \pi(k+nu) + \left(\frac{1}{2} - \frac{1}{\pi^2 (k+nu)^2} \right) \frac{\sin \pi(k+nu)}{\pi(k+nu)} + \right. \\ \left. + \left(\frac{1}{\pi^2 (n+ku)^2} \right) \cos \pi(n+ku) + \left(\frac{1}{2} - \frac{1}{\pi^2 (n+ku)^2} \right) \frac{\sin \pi(n+ku)}{\pi(n+ku)} \right) du$$

Величины этих коэффициентов вновь можно вычислить численным интегрированием. Например, $C_0(0,0) = 2,40493$. Окончательные значения коэффициентов зависят от расстояния между узлами сети наблюдения. Поэтому для конкретной сети наблюдения коэффициенты необходимо разделить на Δx , $C(k,n) = C_0(k,n) / \Delta x$. С помощью свертки полученных коэффициентов с гравитационным полем можно по наблюденному полю силы тяжести вычислить псевдомагнитное поле.

Чтобы вычислить вторую вертикальную производную наблюденного поля для расчета коэффициентов $C_{zz}(k,n)$ дифференцируем решение уравнения Лапласа дважды по z :

$$V_{zz} = \frac{1}{4\pi^2} \iint_{P_1} S(a,b) e^{-cz - iax - iby} c^2 da db,$$

$$C_{zz}(k,n) = \iint_{P_0} e^{-cz + ika + inb} c^2 da db, \quad -\pi < a < \pi, \quad -\pi < b < \pi.$$

Для поверхности наблюдений $z = 0$:

$$C_{zz}(k,n) = \frac{1}{\pi} \int_0^\pi a^2 \cos k a da \frac{1}{\pi} \int_0^\pi \cos n b db + \frac{1}{\pi} \int_0^\pi \cos k a da \frac{1}{\pi} \int_0^\pi b^2 \cos n b db.$$

$$C_{zz}(0,0) = \frac{2\pi^2}{3}, \quad C_{zz}(k,0) = (-1)^k \frac{2}{k^2}, \quad k, n \neq 0 \quad C_{zz}(k,n) = 0.$$

2 АКФ

$$B(\tau) = \int_{-\infty}^{\infty} f(x) f(x - \tau) dx, \quad B_H = B(\tau) / B(0), \quad R(m) = \frac{1}{n - |m|} \sum_{i=1}^{n - |m|} (Z_i - \bar{Z})(Z_{i+m} - \bar{Z}).$$

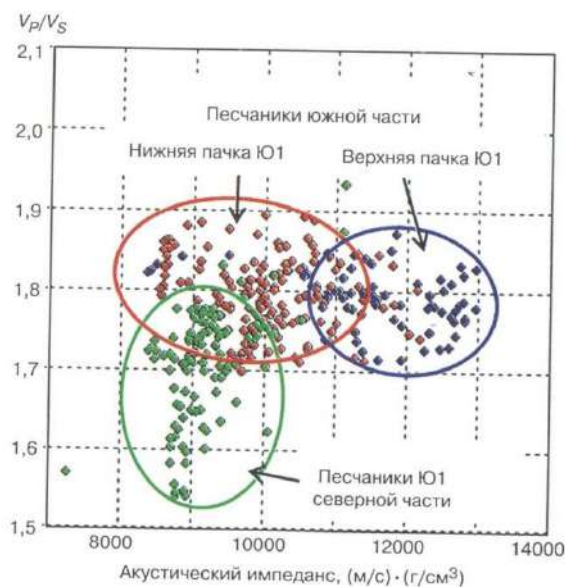


Рис. 1. Упругие свойства песчаных пород в северной и южной частях площади

3 Спектры

$$S(\omega) = \frac{1}{2\pi} \int_{-\infty}^{+\infty} f(x) e^{-i\omega x} dx, \quad f(x) = \frac{1}{2\pi} \int_{-\infty}^{+\infty} S(\omega) e^{i\omega x} d\omega.$$

$$S(k) = \Delta x \sum_0^{N-1} f_j e^{-ij2\pi k / N}, \quad f_j = \frac{1}{N\Delta x} \sum_0^{k=N-1} S(k) e^{ij2\pi k / N}.$$

4 Вейвлет-анализ

Для обработки экспериментальных данных в последние 20 лет в гравиразведке, магниторазведке, электроразведке, сейморазведке и других отраслях геофизики применяют вейвлет-анализ. Вейвлет-анализ применяют для изучения нестационарных процессов. В отличие от Фурье-анализа вейвлет-анализ обеспечивает привязку источника в пространстве. При проведении вейвлет-анализа использует три параметра: масштаб, положение и направление. Исходные данные сравниваются со стандартными сигналами – вейвлетами $\Psi(x)$. Вейвлетом (в дословном переводе "маленькая волна", в отечественной литературе используется также термин всплеск) называют осциллирующую функцию, отличную от 0 на небольшом промежутке, удовлетворяющую условию:

$$\int_{-\infty}^{\infty} \Psi(x) dx = 0.$$

Выделяют семейства все подобные вейвлеты которого получают умножением на масштабный множитель. Для вейвлетов определяют непрерывное, дискретное и быстрое вейвлет преобразования (НВП, ДВП, БВП).

Вейвлет-преобразование определяется выражением:

$$(W_{\psi} f)(\sigma, \tau) = \int_{-\infty}^{+\infty} f(x) \frac{1}{\sqrt{|\sigma|}} \psi\left(\frac{x-\tau}{\sigma}\right) dx,$$

где σ – параметр масштаба, τ – параметр сдвига. Обратное вейвлет-преобразование:

$$f(x) = \frac{1}{C_{\psi}} \int_{-\infty}^{+\infty} (W_{\psi} f)(\sigma, \tau) \psi_{\sigma, \tau}(x) \frac{1}{\sigma^2} d\sigma d\tau, \text{ где } C_{\psi} = \int_{-\infty}^{+\infty} \frac{|\psi(\omega)|}{\omega^2} d\omega.$$

Основная идея вейвлет-анализа заключается в представлении дискретной функции $f(x)$, заданной на отрезке R оси абсцисс, в виде

$$f(x) = \sum_{i=1}^N c_i \psi_i(x),$$

следующего ряда: где в качестве базисной системы функций $\{\psi_i(x) : i = 1, 2, \dots, N\}$ используются перемещаемые по оси координат x и масштабируемые (сжатые или растянутые по оси x) однотипные функции с компактным носителем. Вейвлет-коэффициенты определяются скалярным произведением сигнала на вейвлет-функцию заданного типа

$c(s, n) = \int_R f(x) s^{-1/2} \psi\left(\frac{x-n}{s}\right) dx$, где s – масштаб, n – сдвиг. Метод нахождения вейвлет-коэффициентов на основе описанного интеграла свертки

называется непрерывным вейвлет-преобразованием (НВП). НВП позволяет решать задачу преобразования наблюдаемого гравитационного поля в масштабно-сдвиговую область с целью единого представления его частотных и пространственных характеристик. Можно выделить три основных элемента в этих исследованиях: анализ наблюдаемого гравитационного поля; представление данных об изучаемом объеме геологической среды; решение систем линейных алгебраических уравнений, возникающих при решении обратной задачи гравиметрии.

По существу эти стандартные сигналы отличны от нуля на небольшом интервале и имеют нулевое интегральное среднее. Вейвлетами, например, являются производные функции Гаусса:

$$g(x) = e^{(-t^2/2)}.$$

Для анализа гравитационных и магнитных полей применяется вейвлет:

$$mhat(x) = (1 - x^2)e^{-x^2/2}.$$

Система функций не является полной и ортогональной, поэтому восстановление сигнала по его спектру не всегда возможно. Алгоритм вейвлет-анализа основан на свертке поля силы тяжести с вейвлет-функцией в скользящем окне разного размера при различных сдвигах. Сдвиг по оси абсцисс берут кратным шагу наблюдений поля. Вейвлет масштабируют в соответствии с условиями задачи. Свертка производится перемножением спектров поля и вейвлета.

Вейвлет-анализ в отличие от Фурье-анализа предназначен для изучения нестационарных процессов. Другим отличием вейвлет-анализа является привязка в пространстве.

Построение вейвлет-спектров на основе НВП позволяет:

1. Локализовать в пространстве особенности поля, обусловленные геологическими объектами разного ранга (в т.ч. и визуально не выявляющимися).
2. Оценить энергетический вклад каждой частотной компоненты поля при сохранении привязки выделенных компонент к реальным пространственным координатам.
3. На основе взаимосвязи между масштабом вейвлета и глубиной залегания сингулярного источника определять эффективные параметры возмущающих объектов.

17. РАСПОЗНАВАНИЕ ОБРАЗОВ

Под распознаванием образов (анализом многомерных данных) подразумевают создание по совокупности геолого-геофизических признаков образа изучаемых объектов и выявление этих объектов на исследуемых территориях. Синонимы термина образ:

- кластер, группа элементов, характеризующихся общим свойством,
- таксон, систематизированная группа любой категории.

В качестве образа может быть рудный район, рудный узел, рудное поле, месторождение, рудное тело, нефтяная залежь, месторождение нефти.

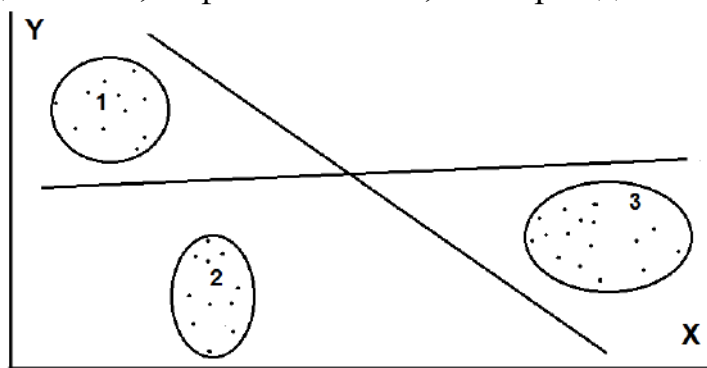


Рис. 1 Выделение областей в признаковом пространстве

Выделяют две задачи распознавания:

1. Совокупность элементов разбивают на небольшое число классов
2. Определение естественного расслоения исходных данных.

Во втором случае решения может не существовать

Для решения задачи распознавания используются:

Эвристический подход – разбиение на классы на основе интуиции исполнителя.

Оптимальный подход – разбиение на классы на основе заданного критерия разбиения.

Статистический подход - разбиение на классы на основе вероятностного подхода, использования понятия случайной величины.

При распознавании по эталонам с обучением, выбор эталонов определяет результат распознавания. Как правило, число эталонов по исследуемому району невелико, поэтому их дополняют эталонами по аналогичным объектам из других регионов.

Обычной формой представления данных при решении задач распознавания служит прямоугольная таблица, строки которой соответствуют объектам, а столбцы – признакам.

Наиболее простой подход использование интегрального показателя. Разбиение возможно по нескольким показателям.

Определение набора признаков может проводиться на основе группы эталонных объектов, либо без них исходя из теоретических представлений и опыта работ на других объектах.

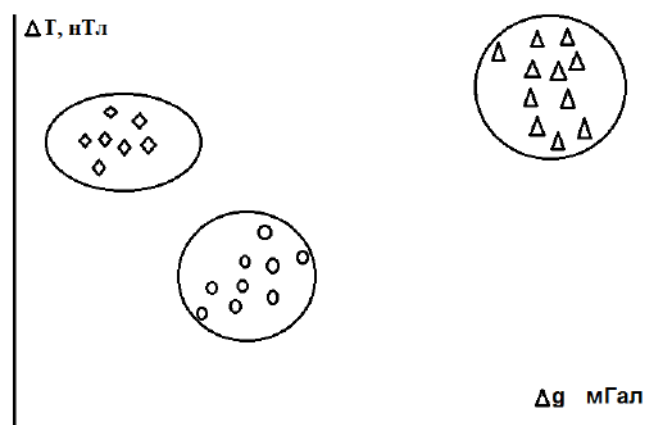


Рис. 2 Выделение классов

Наиболее простой пример – разделение горных пород на группы по величине физического параметра. Например, деление на коллекторы и неколлекторы по величине пористости. В этом случае строят полигоны частот, и разделение проводят так, чтобы возможность совершить ошибки первого рода и второго рода были одинаковы. При построении полигонов частот соблюдают следующие правила, сформулированные на основе многолетней практики:

1. Число интервалов группирования не меньше 6.
2. Число интервалов группирования не больше 12.
3. Частота в каждом интервале не может быть меньше 5.
4. Гистограммы построенные по практическим данным нередко имеют полимодальную форму.

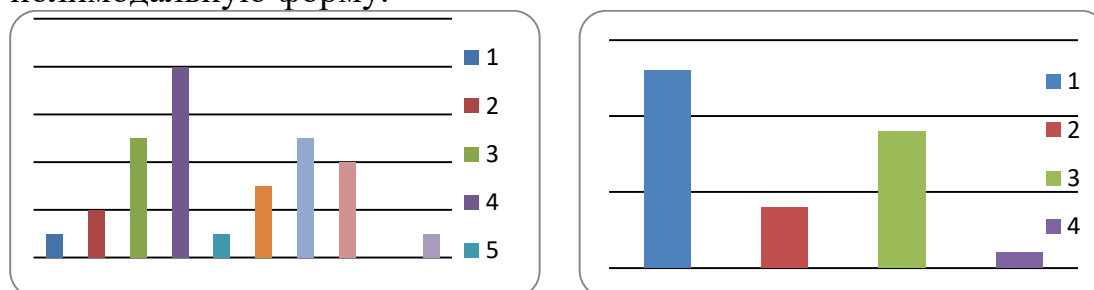


Рис. Гистограммы измеренных полей

Иногда, чтобы скрыть степень неопределенности используют интегральную кривую для одной группы пород и дополнение интегральной кривой для другой группы пород.

Важнейший элемент такого подхода – определение набора признаков. Выбор ограничивается имеющимися данными, в очень редких случаях проводятся дополнительные исследования. В качестве геологических признаков выбирают, например, наличие мантийного корня, наличие интрузивных пород кислого состава, вечной мерзлоты, зон метасоматоза, зон деструкции, геологических структур, тектонических нарушений и их пересечений, карбонатизация, различные рудоконтролирующие факторы и другие. В качестве геофизических признаков могут использоваться: интенсивность регионального поля, интенсивность локальной аномалии, вертикальный градиент поля силы тяжести, энтропия, горизонтальный градиент поля, форма аномалии, сочетание

аномалий разных полей, аномалия трубчатого типа. Эффективная плотность, эффективная намагниченность.

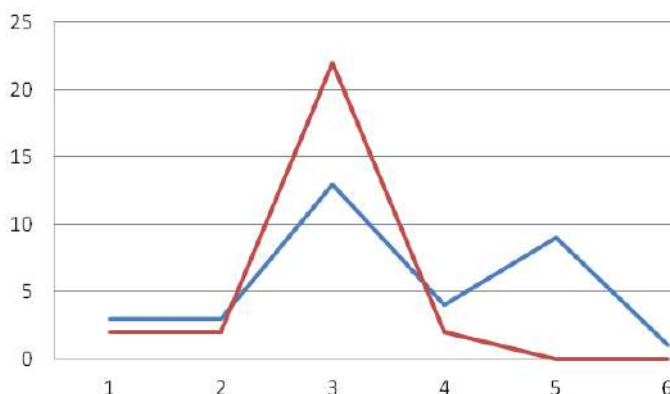


Рис. 3

Из выше приведенных примеров следует, что признаки существенно различаются между собой. Для некоторых из них можно указать численное значение (интенсивность аномалии – 5 мГал, величина градиента поля 2 мГал/км). Для других можно создать шкалу и расположить их в определенной последовательности, а затем указать место объекта в этой последовательности. Таким переменным можно поставить в соответствие число натурального ряда. Такие переменные называют категоризированными или порядковыми или ранговыми.

Для многих геологических данных нельзя сделать ни того ни другого, эти признаки качественные. Им нельзя поставить в соответствие число. Такие дихотомические переменные принимают только два значения: есть – нет, плюс – минус.

Признаки, используемые при поисках алмазов:

1. Наличие мантийного корня.
2. Пересечение более трех разломов.
3. Пониженное региональное поле
4. Повышенное гравитационное поле
5. Положительная магнитная аномалия.
6. Отрицательная гравитационная аномалия.

Необходимо учитывать взаимосвязь между признаками, чтобы один и тот же фактор не учитывался дважды. Для анализа связи двух признаков составляют таблицу:

	$\Delta T +$	$\Delta T -$	Маргинальные частоты (сумма)
G -	77	6	107
G +	75	32	83
Маргинальные частоты (сумма)	152	38	190

$$\chi^2 = N \sum_i \sum_j \frac{f_{i,j}^2}{f_i f_j} - N$$

$$\chi^2 = (77 \cdot 32 - 75 \cdot 6)^2 / 190 / (152 \cdot 38 \cdot 83 \cdot 107) = 0,08$$

Для анализа связанности признаков в многомерном случае составляют матрицы сопряженности (инцидентий):

	a	b	c	d	e	Сумма
A	f_{11}	f_{12}	f_{13}	f_{14}	f_{15}	M_1
Б	f_{21}	f_{22}	f_{23}	f_{24}	f_{25}	M_2
В						M_3
Г						M_4
Сумма	K_1	K_2	K_3	K_4	K_5	N

Критерии связанности

$$P = \sqrt{\frac{\chi^2}{N + \chi^2}}, \quad T = \sqrt{\frac{\chi^2}{N(K_{\Sigma} - M_{\Sigma})(M_{\Sigma} - 1)}}, \quad C = \sqrt{\frac{\chi^2}{N(\min(K_{\Sigma}, M_{\Sigma}) - 1)}}$$

Распознавание может осуществляться по расстоянию между классами в многомерном пространстве, поэтому необходимо определить характеристику определяющую меру близости между классами и объектами. Эту характеристику принято именовать расстоянием:

Расстояние Мехаланобиса

Евклидово расстояние

Взвешенное евклидово расстояние

Расстояние по Хеммингу, отражает расстояние между объектами определяемыми дихотомическими признаками:

$$R = \sum_i (X_i - X_j)$$

$$x = \sqrt{b^2 - 4ac}$$

либо на основе построенного решающего правила

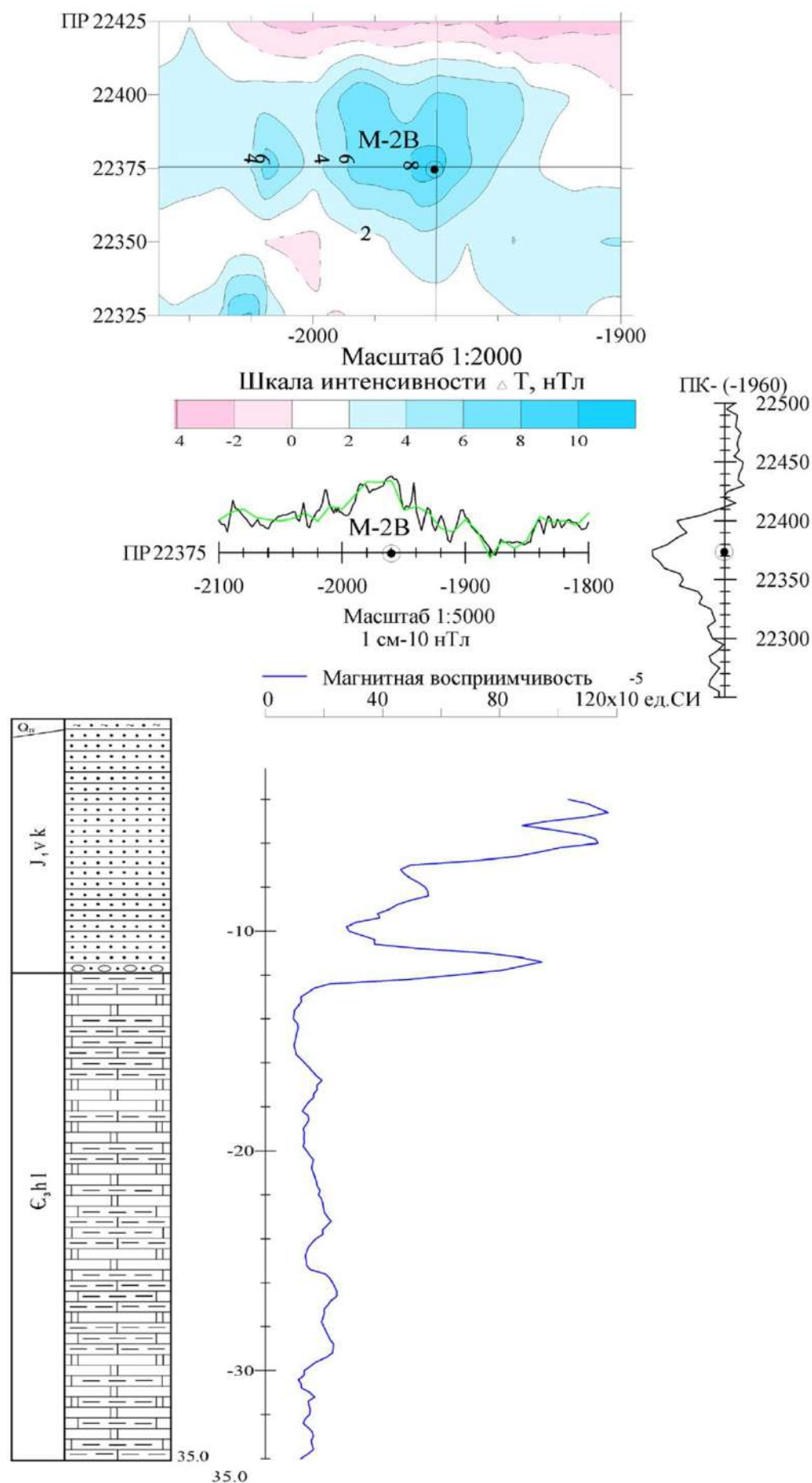


Рис. Выделение кимберлитовых трубок

Методообразующая идея: любой метод истолкования геоданных основывается на комбинации идеи аналитической аппроксимации и идеи использования распознавания образов.

Эффективное истолкование математическими методами невозможно в силу недоопределенности имеющейся информации, неустойчивости и неединственности решений обратных задач гравиразведки и магниторазведки. Поэтому компьютерные технологии включают в себя процедуры, основанные на распознавании образов. Близкие задачи к распознаванию задачи классификации: районирование полей по морфологии (типам), создание типовых модельных полей.

Распознавание образов применяют при решении задач геологического картирования (число классов большое), нефтяной геофизики (число классов 2), рудной геофизики (число классов 2). При эвристическом подходе к задаче распознавания набор признаков проводит исследователь, интуитивно исходя из своего опыта. Далее создают уравнение вида

$$f = k_1x_1 + k_2x_2 + k_3x_3 + k_4x_4 \dots$$

где k_i и x_i вес признака и значение признака (число, ранг, при дихотомии 0 или 1)

Коэффициенты k_i в таком уравнении подбираются экспериментальным путем последовательным включением в регрессионную модель новых признаков с одновременной проверкой целесообразности их включения.

1. Вычисляется матрица парных коэффициентов корреляции всех признаков.
2. Выбирается наиболее значимая переменная
3. Проводится дисперсионный анализ.
4. Вычисляется матрица коэффициентов корреляции для оставшихся признаков.
5. Выбирается следующий признак.

Включение признаков проводится до исчерпания всех признаков, либо до превышения табличного значения критерия Фишера.

Полученное значение критерия определяет принадлежность объекта (точки, участка) к тому или иному классу. Эффективность решающего правила определяется на известных объектах.

Если признаки характеризуются числом, то процесс деления на классы можно организовать следующим образом. Мету сходства между признаками можно характеризовать матрицей парных коэффициентом корреляции.

	А	Б	В	Г	Д
А	1	0,33	0,25	0,55	0,10

Б	0,33	1	0,63	0,07	0,14
В	0,25	0,63	1	0,21	0,72
Г	0,55	0,07	0,21	1	0,22
Д	0,10	0,14	0,72	0,22	1

Далее объединяем элементы Д и В и для новых элементов вычисляем матрицу парных коэффициентов корреляции.

Иерархические (древовидные) кластер-процедуры широко используются в многомерном анализе. В таких процедурах либо начальное разбиение на классы в процессе деления приводит в конечном счете к множеству одноэлементных классов, либо одноэлементные классы объединяются до создания одного класса. Разбиение проводится на основе принятого правила определения расстояния между элементами. Вычислительные процедуры очень громоздкие.

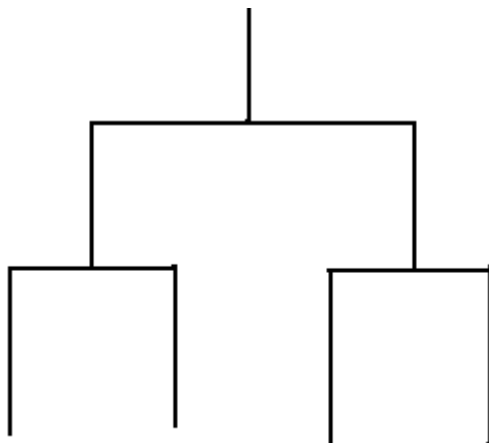
Пример. На первом этапе каждое измерение рассматривается как отдельный кластер. Далее определяются расстояния между всеми элементами. Затем два ближайших элемента объединяются в единый кластер.

	1	2	3	4
А	5	8	6	9
Б	6	9	5	7

Матрица расстояний

0	4,3	1,41	4,2
4,3	0	4,4	2,1
1,41	4,4	0	2,1
4,2	2,1	2,1	0

Объединяем 3 и 4 элементы



Дендограмма

В многомерный анализ включают процедуру анализа равенства средних векторов нескольких наборов данных. Метод главных компонент.

Факторный анализ.

Если признак принимает только два значения, то для его описания можно использовать биномиальное распределение. Оценки математического ожидания и среднеквадратического отклонения

Для 95% надежности $t=1,96$. Для оценки связи между признаками определяется точным критерием Фишера

Мерой степени сходства между признаками

Коэффициенты связанности Юла

Рассмотрим частоты двух дихотомических признаков FLT и NPM1

	FLT+	FLT-	Маргинальные частоты
NPM1+	4	5	9
NPM1-	4	41	45
	8	46	54

Точный критерий Фишера=7,51

Мера сходства $\Phi=0,37$. Коэффициенты связанности $Q=0,76$ $Y=0,48$

Признаки слабо связаны

Признаки

	NPM1+	NPM1-	
KIT+	1	7	8
KIT-	2	34	36
	3	41	44

Значение точного критерия Фишера=0.50 Мера сходства $\Phi=0.1$

Коэффициенты связанности

Обобщенная схема иерархической оценки перспективных площадей, выделяемых на прогнозно-геофизических картах

- Анализ результирующих прогнозно-геофизических карт, построенных методом аналогий с использованием различных эталонов («натурных», «модельных», «ситуативных»);
- Пространственное сопряжение перспективных площадей с элементами структурно-тектонического строения, выявленными по комплексу данных;
- Непротиворечивость прогнозных построений общей геологической модели перспективной территории;
- Пространственная совмещенность прогнозируемых объектов разных иерархических уровней (рангов);

- Использование минерагенической информации в качестве «внешнего» критерия оценки результатов геофизического прогноза

- Детализация общей геологической модели перспективной территории в виде содержательных текстовых и картографических описаний (качественных признаков)

Многоуровневый прогноз на основе последовательной пространственной совмещенности аномальных геологических объектов соседних иерархических уровней (конгруэнтности)

ВНИМАНИЕ! Усреднение вероятностей правомерно лишь при сравнительно одинаковой информативности используемых геофизических критериев прогноза. В противном случае результаты интерпретации с использованием формальной оценки перспективности могут оказаться ошибочными (переоцененная перспективность одних площадей и недооцененная перспективность других).

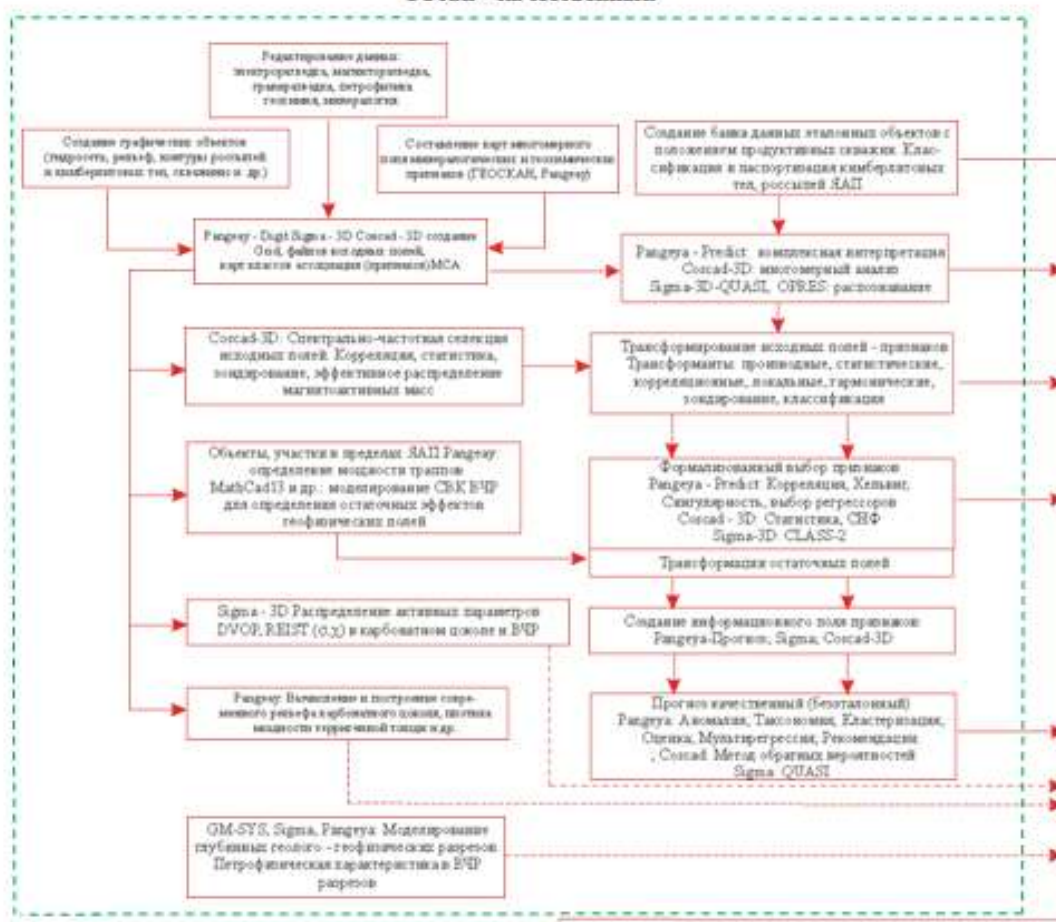
Результаты формализованной камеральной оценки перспективных площадей пространственно сопрягаются с имеющимися в наличии слоями минерагенической информации и позволяют обоснованно выбирать *интерпретационные* профили в качестве прообразов реальных заверочных профилей

При оценке перспективных площадей настоятельно рекомендуется использовать статистические алгоритмы с возможностью учета *различной* информационной содержательности геоданных. Использование вероятностных моделей соответствует нечетким представлениям об искомых объектах прогноза в реальных геологических условиях

Для сокращения многозначности при сопоставлении результатов прогнозного районирования перспективных территорий, обусловленной несоответствием применяемых моделей реальным геологическим объектам, предлагается *синтез* автоматизированных методов безэталонной и эталонной классификации

Блок-схема многомерной интерпретации геолого-геофизических данных для ЯАП

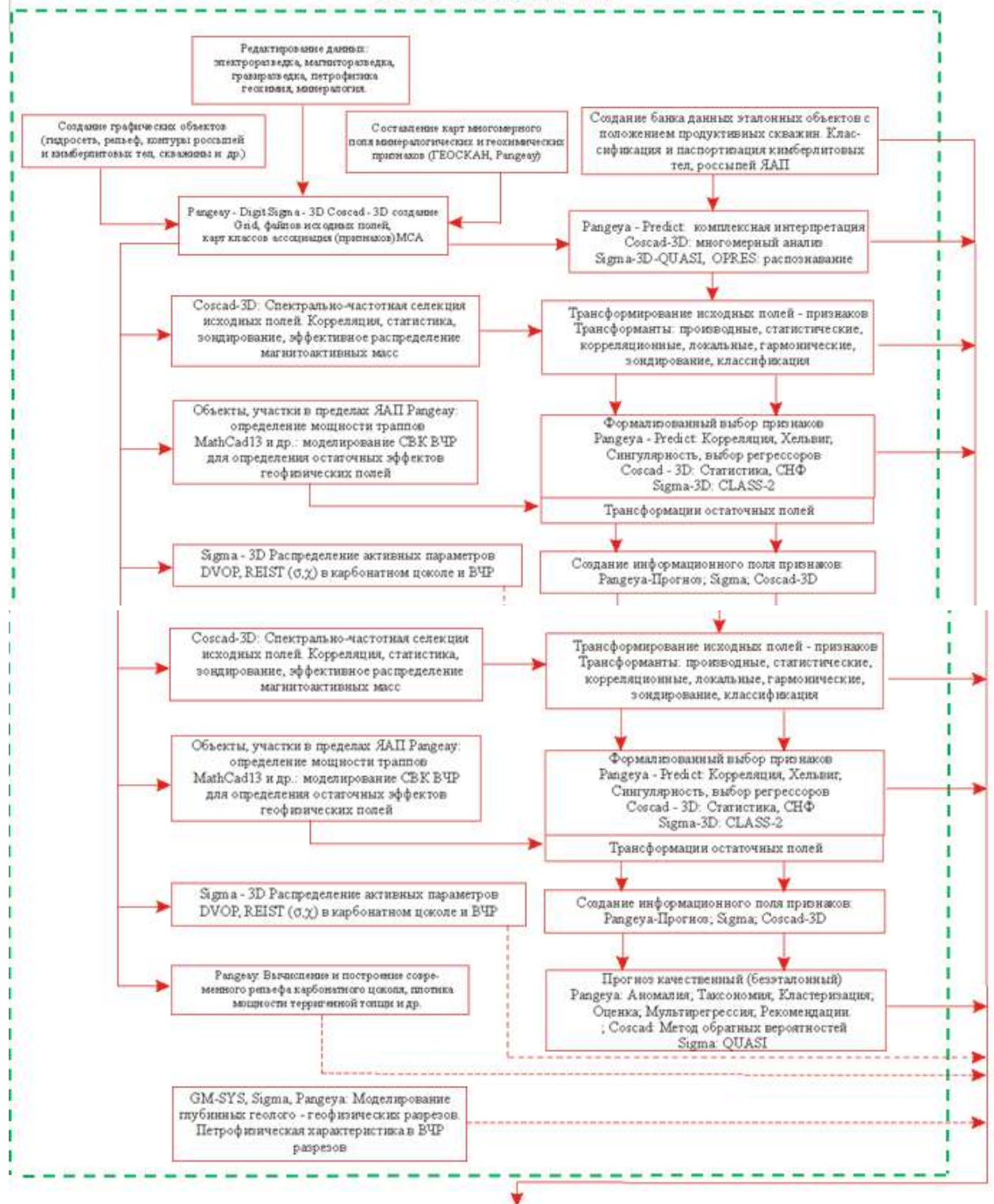
I Этап - качественный



Результаты I этапа

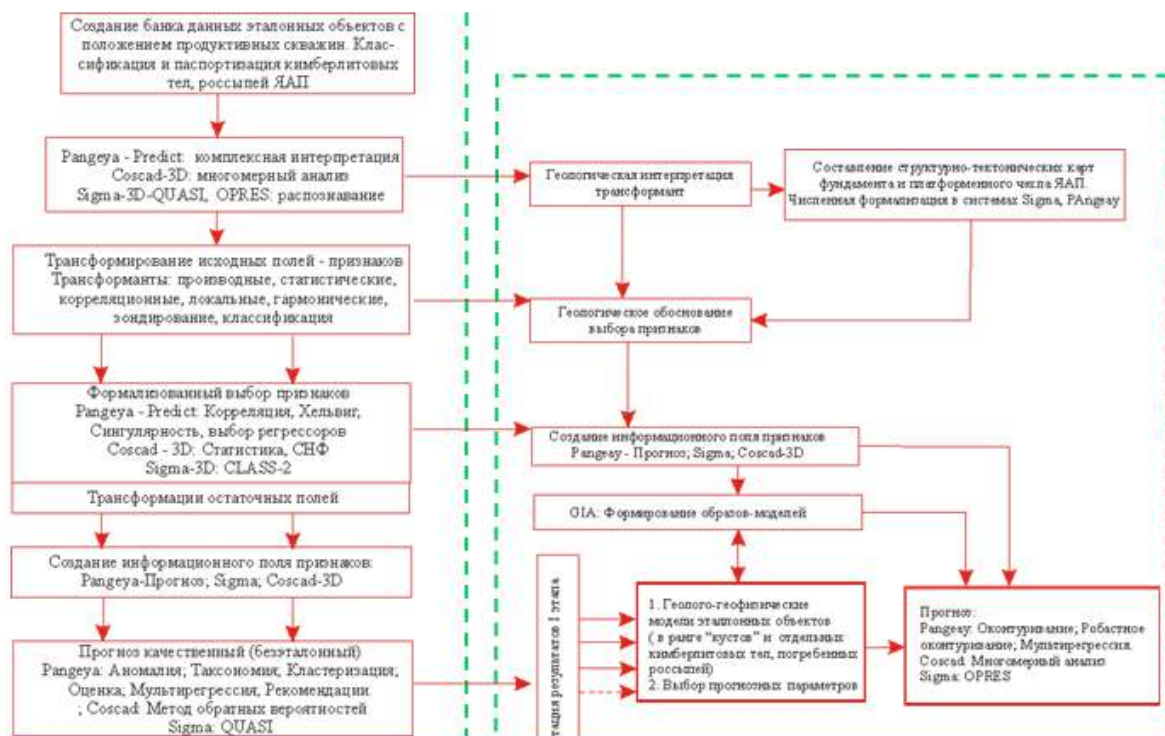
1. Трансформации остаточных полей
2. Карта таксонов
3. Карта кластеров
4. Карта безэталонной классификации
5. Карта распределения статистических параметров
6. Карта перспективности участков

I Этап - качественный



Блок-схема многомерной интерпретации геолого-геофизических данных для ЯАП

II Этап - интерпретация



**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

ФГБОУ ВО «Уральский государственный горный университет»

ОДОБРЕНО

Методической комиссией
факультета геологии и геофизики УГГУ
«20» марта 2020 г.

Председатель комиссии



проф. В.И. Бондарев

Виноградов В.Б.

**ПРАКТИКУМ ПО ДИСЦИПЛИНЕ
ГЕОИНФОРМАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ**

Специальность

21.05.03 Технология геологической разведки

Екатеринбург
2020

В пособии описаны практические работы по дисциплине «Геометризация и анализ физических полей». Учебным планом предусмотрено проведение занятий по 3 разделам курса:

- аналитическое описание геологических поверхностей и физических полей,
- подсчет ресурсов,
- анализ физических полей.

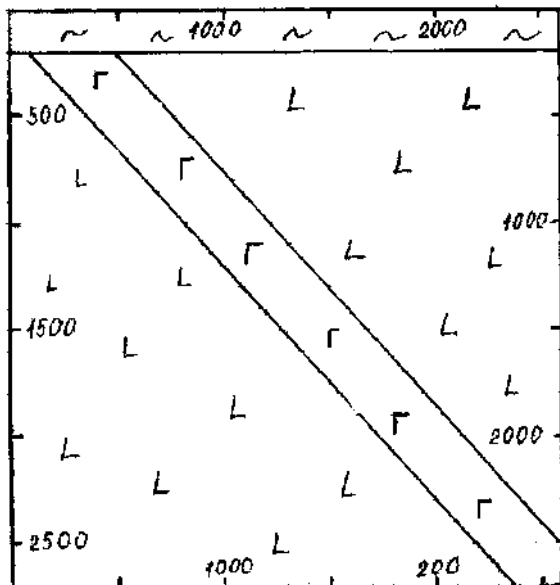
Половина из них проводится в компьютерном классе кафедры геофизики с применением математических пакетов для расчетов.

Цель работы: Составить аналитическое описание геометрии геологического разреза.

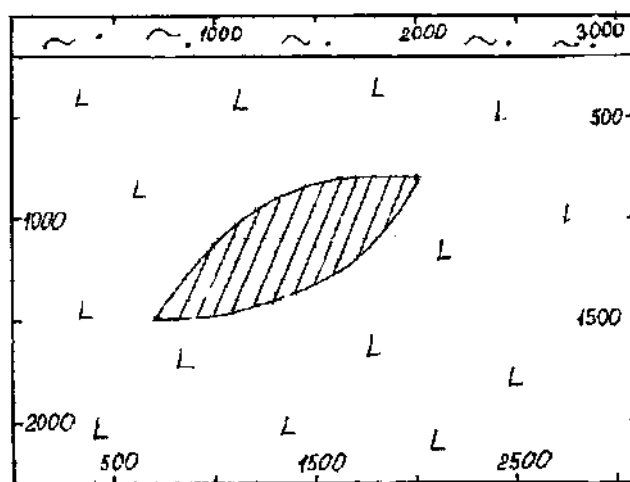
1) Для представленного разреза (см. рис. 1а) составить линейные уравнения $z=ax+b$, описывающие поверхности дайки порфиритов.

2) Для локального геологического объекта (батолита, лакколита и т.д.) составить уравнения полиномов второго порядка $z=ax^2+bx+c$, описывающие его нижнюю и верхнюю поверхности.

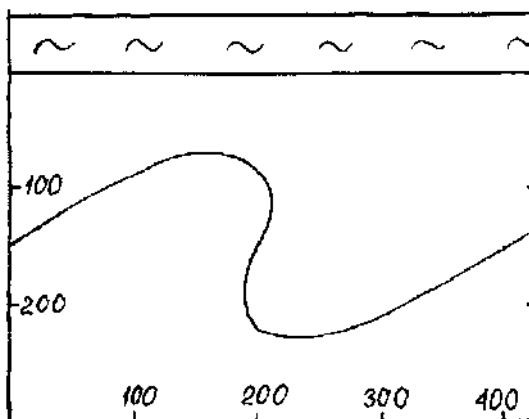
3) Составить параметрические уравнения $x=t+asint$, $z=bsint$, описывающее поверхность складки (рис. 1в).



а



б



в

Рис. 1 Примеры поверхностей, предлагаемых в качестве задания

Результаты работы представить в виде разреза, уравнений и неравенств для параметров уравнений.

Рис. 2 Образец оформления работы

Практическое занятие № 2 Описание геологической поверхности кубическими сплайнами (4 часа)

Для заданных результатов измерений построить кубические сплайн-функции 1, 2, и 3 порядка.

Таблица 1 Варианты работ

Вариант	X	Y	Вариант	X	Y	Вариант	X	Y	Вариант	X	Y
1	1	4,2	3	0	2,2	5	1	2,4	7	0	3,2
	2	4,2		1	2,3		2	2,7		1	4,3
	3	5,2		2	3,0		3	2,5		2	3,0
	4	4,0		3	3,0		4	0,4		3	1,0
	5	5,3		4	2,0		5	3,5		4	2,2
2	0	5,0	4	0	5,5	6	0	4,0	8	0	7,5
	1	4,5		1	1,0		1	4,9		1	3,0
	2	4,7		2	0,5		2	4,7		2	4,5
	3	1,7		3	1,0		3	5,7		3	2,0
	4	2,3		4	0,5		4	3,3		4	0,9
9	1	6,3	10	1	7,2	11	1	3,3	12	1	2,5
	2	6,8		2	5,5		2	5,6		2	3,3
	3	7,1		3	3,2		3	6,7		3	2,8
	4	7,1		4	3,0		4	6,8		4	3,1
	5	6,5		5	3,5		5	6,7		5	2,3

Для своего варианта составьте СЛАУ для определения коэффициентов кубического сплайна. СЛАУ представьте в виде двух матриц $A(16,16)$ и $B(16,1)$. Матричное уравнение решите с помощью пакета MathCad (процедура $\text{lsolve}(A,B)$). Оцените погрешность решения вычислив число обусловленности матрицы $\text{cond}(A)$ с помощью того же пакета. Расчет интерполирующих функций провести с шагом 0,25. Построить графики. Составить отчет

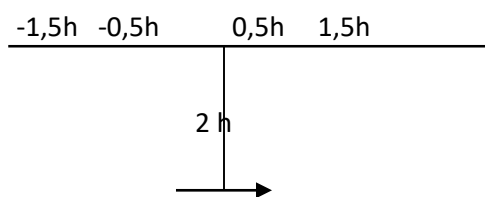
Практическое занятие № 3 АНАЛИТИЧЕСКАЯ АППРОКСИМАЦИЯ ЕСТЕСТВЕННОГО ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ПОЛЯ (4 часа)

	h	Dx	1 мВ	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	0.5	1	-20	0	20	45	80	115	160	200	219	175
2	1	2	35	60	72	100	125	170	210	210	210	160
3	2	4	-4	-2	0	5	10	15	25	25	30	37
4	1	1	15	30	41	40	27	15	5	0	-2	-3
5	1	2	-2	-6	-10	-13	-14	-4	6	18	20	18
6	1	4	-6	-10	-12	-14	-6	0	10	18	19	18
7	2	1	4.25	4.5	4.7	4.9	5.25	5.3	5.2	4.6	3.8	3
8	1	2	3	3	3	4.1	0	-3	-5	-12	-18	-20
9	0.5	4	10	20	42	39	25	-5	-40	-70	-80	-110
10	0.2	1	-170	-175	-170	-150	-125	-110	-95	-70	-30	-5
11	0.4	2	25	21	15	8	0	-8	-15	-17	-12	-8
12	2	4	0	2	13	5	7	10	0	0	1	1
13	2	1	10	20	30	42	55	70	90	105	107	103
14	1	2	0	2	4	6	10	20	20	12	-1	4
15	2	4	175	150	115	50	20	22	20	30	25	40
16	0.5	1	-2	-10	-20	-27	-40	-60	-80	-80	-30	5
17	0.4	2	-100	-180	-200	-350	-400	-600	-900	-600	-250	-100
18	0.5	4	30	130	120	60	0	-40	-120	-200	-130	-85
19	2	5	118	40	-45	-120	-170	-130	-80	40	120	110
20	0.5	2	100	102	101	0	-150	-400	-350	-100	-85	-40

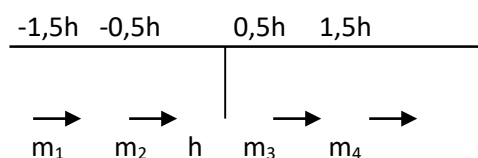
Пример выполнения работы.

«Аналитические модели поля»

Исходная модель:



Проверяемая модель:



Расчетные формулы:

$$Z_e = 100M \frac{2h^2 - x^2}{(h^2 + x^2)^{\frac{5}{2}}}$$

$$Z_z = -300M \frac{hx}{(h^2 + x^2)^{\frac{5}{2}}}$$

Рассчитанная матрица:

$$A := \begin{pmatrix} 0 & 0.1768 & 0.0179 & 0.003 \\ -0.1768 & 0 & 0.1768 & 0.0179 \\ -0.0179 & -0.1768 & 0 & 0.1768 \\ 0.003 & 0.0179 & -0.1768 & 0 \end{pmatrix}$$

$$B := \begin{pmatrix} 0.0307 \\ 0.0269 \\ -0.0269 \\ 0.0307 \end{pmatrix}$$

$$\text{lsolve}(A, B) = \begin{pmatrix} 6.048 \times 10^{-3} \\ 0.158 \\ 0.158 \\ 6.048 \times 10^{-3} \end{pmatrix}$$

Решение:

$$m_1/M = 6,048 \cdot 10^{-3}$$

$$m_2/M = 0,158$$

$$m_3/M = 0,158$$

$$m_4/M = 6,048 \cdot 10^{-3}$$

Рассчитываем число обусловленности:

$$\text{cond1}(A) = 4.386$$

$$\text{cond2}(A) = 2.619$$

$$\text{conde}(A) = 6.001$$

$$\text{condi}(A) = 4.386$$

По значению $\text{conde}(A) = 6.001 < 10$ можно сделать вывод, что решение устойчиво, качество аппроксимации высокое.

Практическое занятие № 4 ПОДСЧЕТ РЕСУРСОВ ПО ГЕОФИЗИЧЕСКИМ ДАННЫМ

Каждый студент получает план изоаномал силы тяжести (рис. 1). Необходимо оценить запасы месторождения.

1 Разбить аномальную зону на прямоугольники, в пределах которых силу тяжести можно принять постоянной величине (среднему по площади).

2 Определить среднее значение силы тяжести в каждом прямоугольнике.

3 Принять избыточную плотность 1,4 г/см³ и вычислить ресурсы предполагаемого месторождения меди:

$$Z_g = 100M \frac{2h^2 - x^2}{(h^2 + x^2)^{\frac{5}{2}}}$$

$$M = 1400 * \frac{4,80}{1,4} 6,28 * (6,67 * 10^{-11})^{-1} * 10^{-5} \sum \Delta S * \Delta g \text{ (кг)}$$

$$M = M_1 * 10^{-9} \text{ млн. т руды}$$

$$M = M * C_{cu}$$

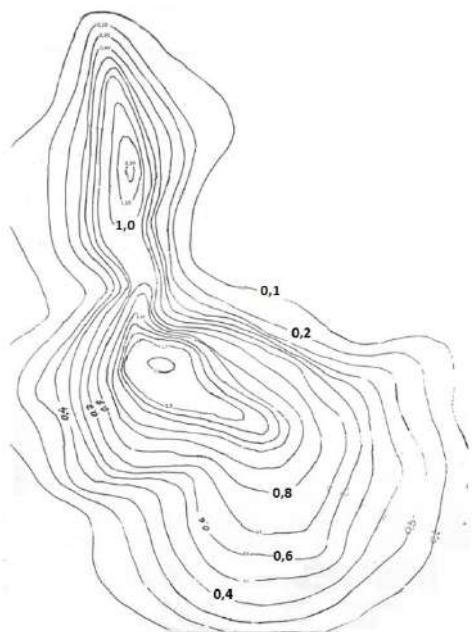
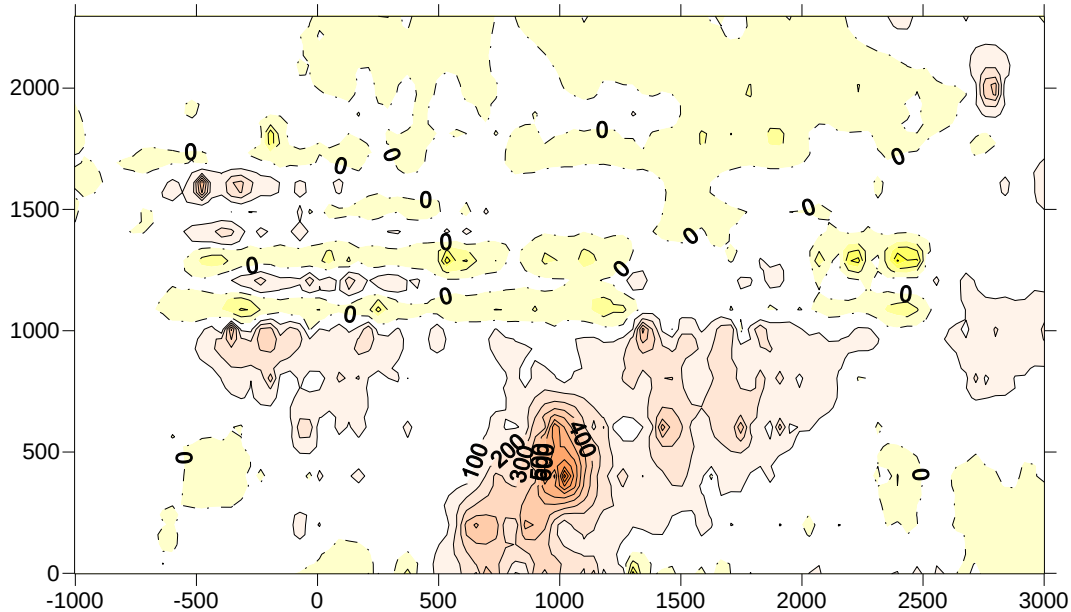


Рис. 1 План изоаномал медноколчеданного месторождения. Избыточная плотность 1,4 г/см³

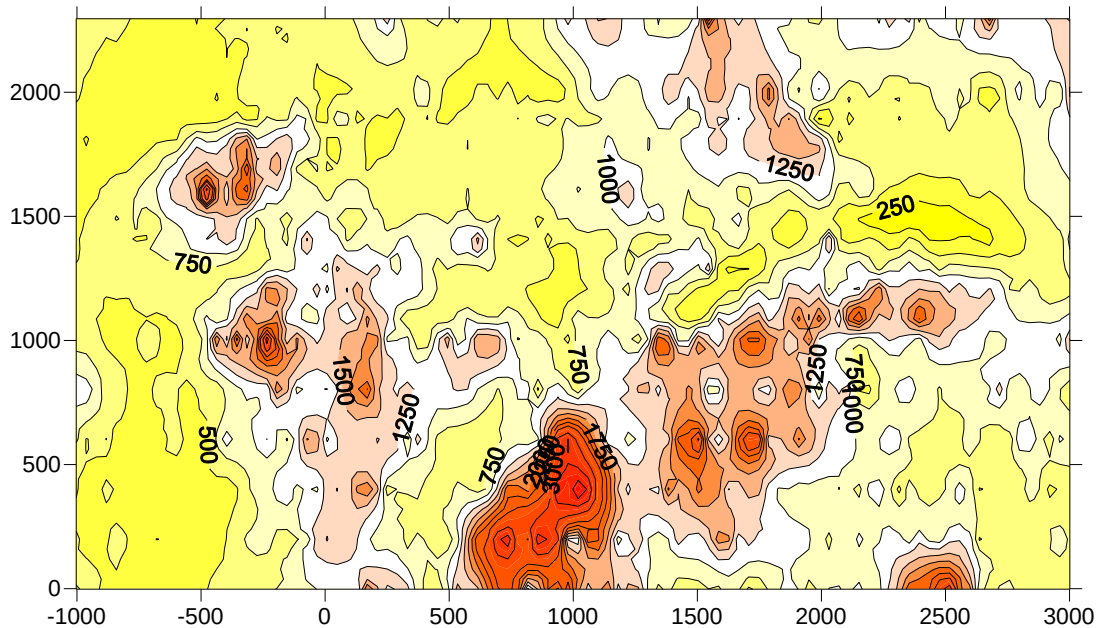
Разломы линейные геологические тела, размеры которых по простиранию во много раз больше чем в крест простиранию. Их выделение на картах полей качественно проводят выделением линеаментов. Для надежного выделения разломов используют несколько геофизических полей.

Разломы выделяют по признакам:

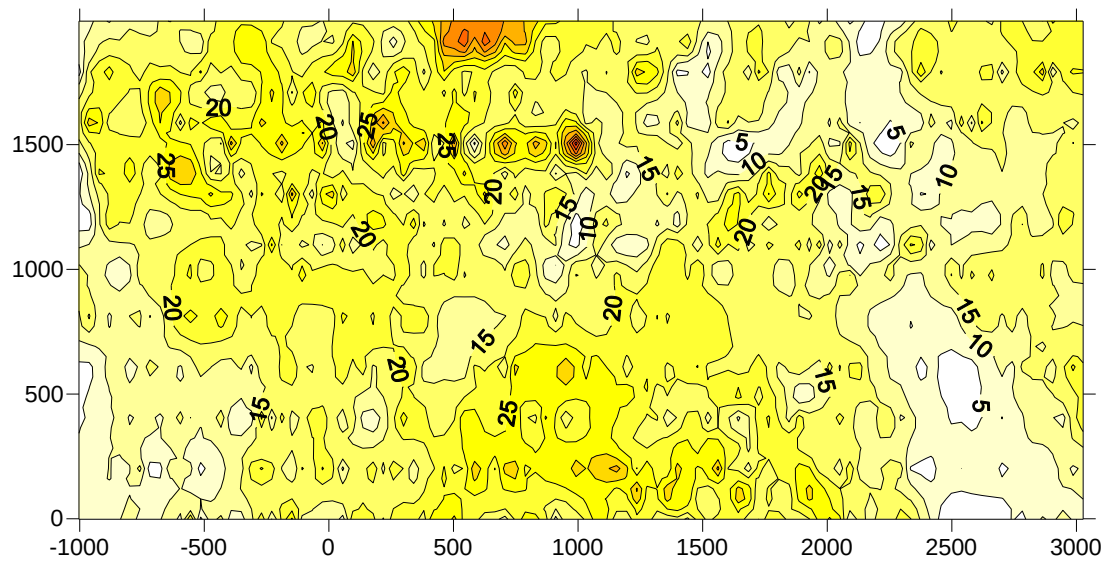
1. Линейные цепочки аномалий.
2. Аномалии типа ступени.
3. Смещение изолиний вдоль некоторой линии.
4. Изменение морфологии аномалий вдоль некоторой прямой.



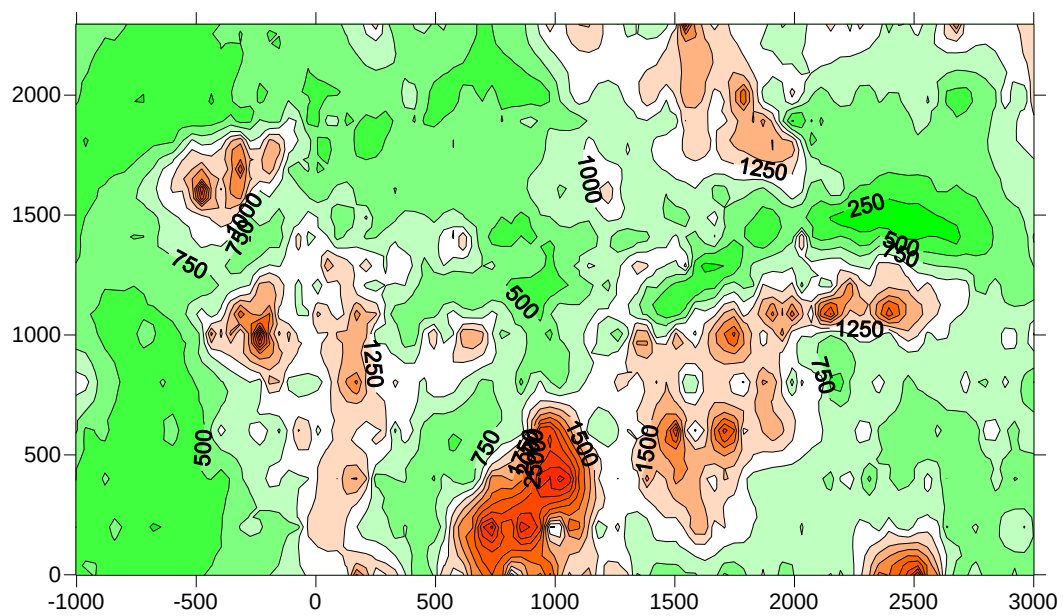
RO2-RO1



Кажущееся сопротивление



МАГНИТНОЕ ПОЛЕ



RO2

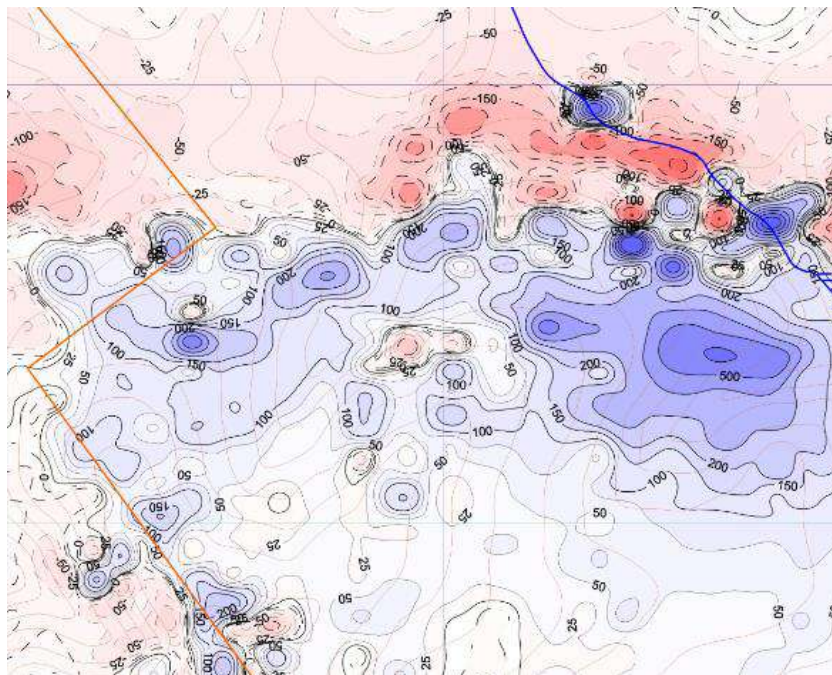
Рис. 1 Пример задания

Практическое занятие № 6 Качеств интерпретация

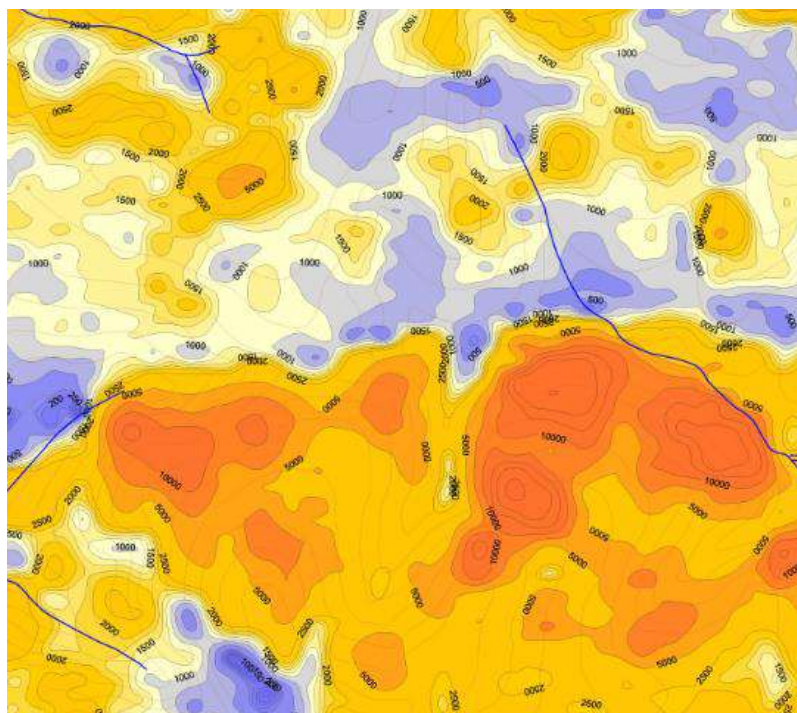
Принципы качественной интерпретации:

Форма аномалии в плане отражает форму тела. Простираение аномалии совпадает с простираением объекта.

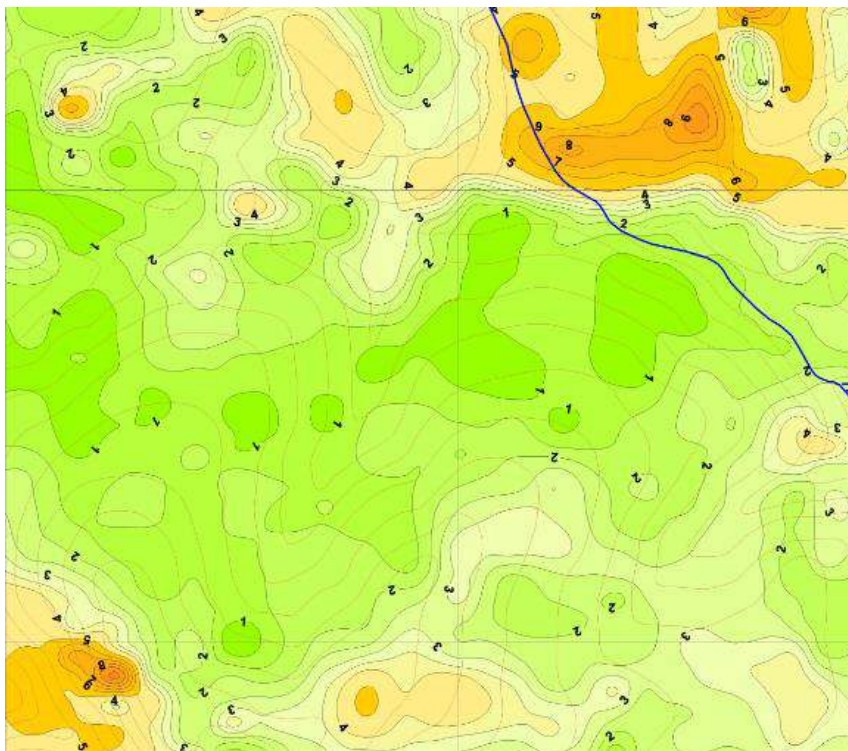
ВАРИАНТ 1



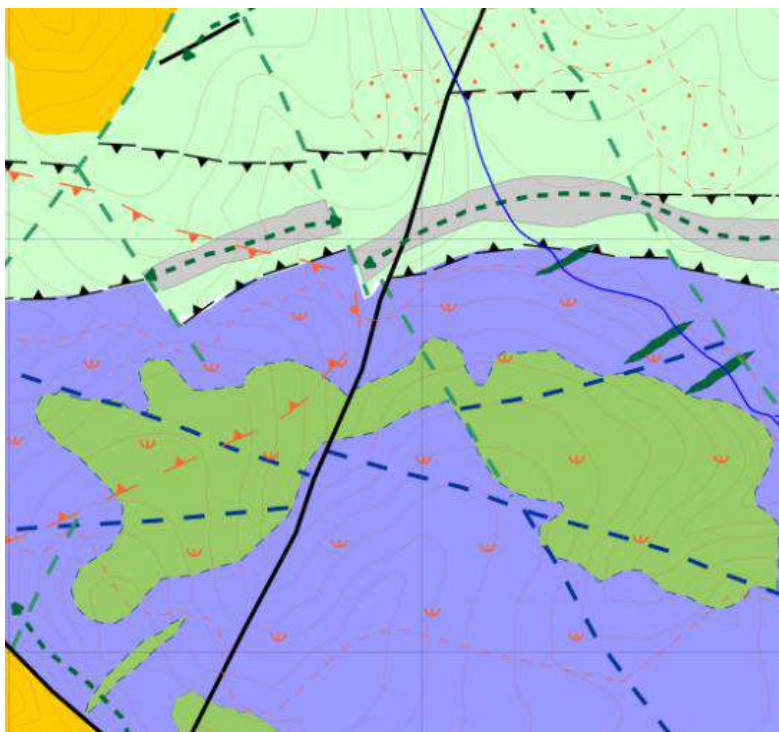
T



КАЖ. СОПР.



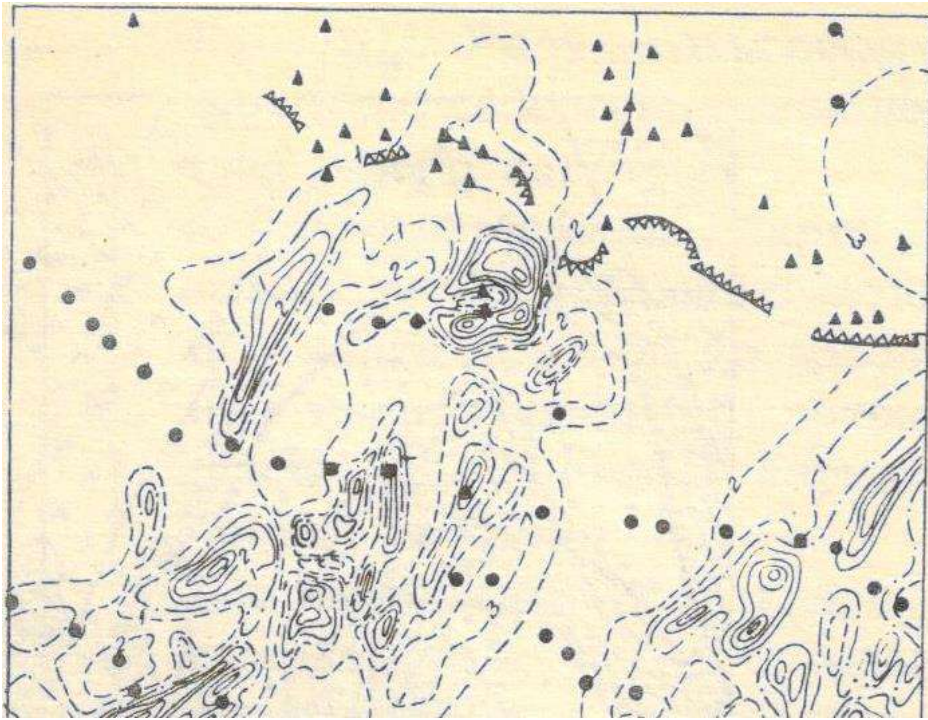
ФАЗОВЫЙ УГОЛ (ВП)



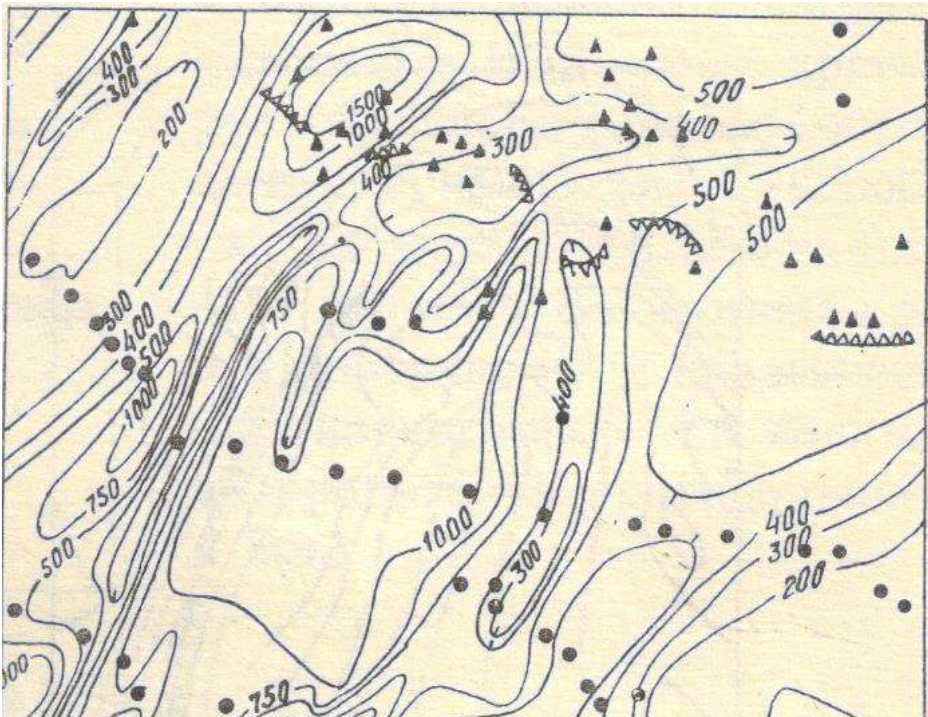
ВАРИАНТ 2

ВЫДЕЛИТЕ ОБЛАСТИ РАСПРОСТРАНЕНИЯ ПОРФИРИТОВ АНДЕЗИТОВ
СОСТАВА,
ИЗВЕСТНЯКОВ, ПЕСЧАНИКОВ, ТЕКТОНИЧЕСКИЕ НАРУШЕНИЯ.

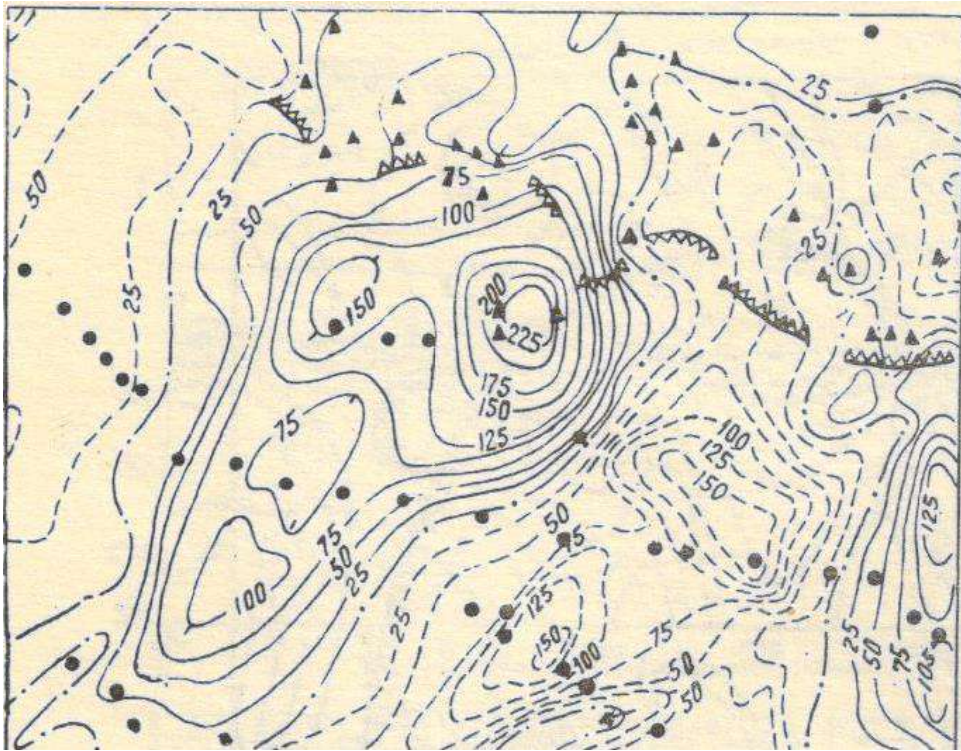
НА КАРТАХ ПОКАЗАНЫ СКВАЖИНЫ И ВЫХОДЫ КОРЕННЫХ ПОРОДАХ



ПЛАН ИЗОДИНАМ



ПЛАН ИЗООМ



ГРАВИТАЦИОННОЕ ПОЛЕ

Практическое занятие № 6 КОРРЕЛЯЦИЯ СОДЕРЖАНИЙ ЖЕЛЕЗА И МАГНИТНОЙ ВОСПРИИМЧИВОСТЬЮ

Оцените тесноту линейной взаимосвязи содержания железа в железных рудах Гусевогорского месторождения и их магнитной восприимчивостью.

Коэффициент корреляции, определяемый по выборочным данным, называется **выборочным коэффициентом корреляции**. Он вычисляется по формуле:

$$r = r_{x,y} = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{n \cdot \sigma_x \cdot \sigma_y} = \frac{\overline{x \cdot y} - \bar{x} \cdot \bar{y}}{\sigma_x \cdot \sigma_y}$$

Таблица 1

При оценке тесноты связи можно использовать следующую условную таблицу:

Теснота связи	Величина коэффициента корреляции при наличии	
	прямой связи (+)	обратной связи (-)
Связь отсутствует	$r = 0$	$r = 0$
Связь слабая	$0 < r \leq 0,3$	$- 0,3 \leq r < 0$
Связь умеренная	$0,3 < r \leq 0,7$	$- 0,7 \leq r < - 0,3$
Связь сильная	$0,7 < r < 1$	$- 1 < r < - 0,7$
Полная функциональная	$r = 1$	$r = - 1$

Постройте 3 поля корреляции содержаний железа и магнитной восприимчивости. Определите, с какой величиной теснее связана магнитная восприимчивость. Для последней вычислите коэффициент корреляции и в соответствии с таблицей, приведенной выше, сделайте вывод. В отчете приведите графики и результат расчета. Сформулируйте вывод по выполненной работе.

Таблица 2. Содержание железа в руде по скважинам и их магнитная восприимчивость

№ скв	Значения КАРЬЕР- 2	Хим. анализ Fe общ.	Хим. анализ Fe маг.	Fe sil	Магнитная восприимчивость
ВАРИАНТ 1					
258	5254	18,2	12,03	6,17	0,007361
245	5249	18,26	12,09	6,17	0,007438
223	5358	15,53	8,96	6,57	0,005791
198	5274	15,58	10,12	5,46	0,007054
165	5261	16,81	10,55	6,26	0,007253
118	5389	12,75	6,53	6,22	0,005334

102	5387	14,9	8,11	6,79	0,005364
44	5495	12,16	5,2	6,96	0,003813
30	5515	11,84	4,76	7,08	0,003533
13	5653	9,23	3,06	6,17	0,001651
108	5426	12,82	6,31	6,51	0,004797
133	5386	14,45	7,77	6,68	0,005378
251	5197	17,32	11,39	5,93	0,008248
241	5174	17,22	12,27	4,95	0,008612
221	5189	16,89	12,12	4,77	0,008374
211	5225	15,88	8,93	6,95	0,007810
117	5167	19,22	14,05	5,17	0,008723
106	5210	17,35	12,4	4,95	0,008044
96	5210	16,8	10,34	6,46	0,008044
86	5243	15,77	9,86	5,91	0,007531
298	5181	15,91	11,23	4,68	0,008501
271	5159	17,46	11,96	5,5	0,008850
206	5277	17,02	10,88	6,14	0,007008
176	5771	5,06	1,92	3,14	0,000114
151	5240	16,46	9,84	6,62	0,007577

ВАРИАНТ 2

142	5247	15,99	9,83	6,16	0,007469
175	5285	17,48	10,15	7,33	0,006886
222	5424	13,62	7,06	6,56	0,004826
235	5201	16,38	10,13	6,25	0,008185
68	5211	17,49	12,38	5,11	0,008028
78	5214	17,86	12,33	5,53	0,007981
93	5297	14,21	8,76	5,45	0,006704
128	5618	9,28	4,44	4,84	0,002120
154	5248	15,24	8,41	6,83	0,007453
124	5785	5,21	1,42	3,79	-6,3551E-05
87	5336	14,13	7,7	6,43	0,006118
74	5302	16,83	10,24	6,59	0,006629
47	5305	17,95	10,96	6,99	0,006583
34	5417	14,67	8,8	5,87	0,004927
117	5402	14,71	8,39	6,32	0,005145
138	5261	14,84	8,49	6,35	0,007253
147	5264	15,85	9,82	6,03	0,007207
157	5281	16,45	10,27	6,18	0,006947
149	5253	16,56	10,86	5,7	0,007376
136	5278	16,12	10,58	5,54	0,006993

100	5341	15,28	9,54	5,74	0,006043
84	5291	15,92	10,78	5,14	0,006795
94	5456	13,19	7,23	5,96	0,004366
105	5341	14,96	8,38	6,58	0,006043
ВАРИАНТ 3					
85	5237	17,8	12,61	5,19	0,007623
269	5277	15,16	8,26	6,9	0,007008
262	5321	15,5	8,71	6,79	0,006342
212	5303	17	9,76	7,24	0,006613
189	5308	18,46	11,97	6,49	0,006538
162	5248	17,6	11,78	5,82	0,007453
152	5269	17,86	12,44	5,42	0,007131
139	5301	16,22	9,82	6,4	0,006644
168	5190	19,48	14,17	5,31	0,008358
198	5222	17,83	10,83	7	0,00785703
208	5321	16,61	9,79	6,82	0,006342793
223	5265	18,18	11,44	6,74	0,007192336
258	5272	18,23	12,38	5,85	0,007085156
263	5357	14,65	8,03	6,62	0,005806037
278	5248	17,23	11,49	5,74	0,00745382
100	5316	17,98	9,73	8,25	0,006417917
120	5299	17,55	9,65	7,9	0,0066744
132	5361	17,04	9,16	7,88	0,005746843
142	5448	15,31	8,34	6,97	0,004480867
147	5256	17,56	10,83	6,73	0,007330558
161	5335	16,88	9,9	6,98	0,006133194
174	5291	16,99	10,09	6,9	0,006795669
181	5529	14,02	7,09	6,93	0,003338015
165	5233	17,63	10,89	6,74	0,007685952
153	5276	17,22	9,64	7,58	0,007024038
ВАРИАНТ 4					
143	5273	18,16	11,92	6,24	0,007069868
104	5267	17,07	10,26	6,81	0,007161684
116	5307	18,34	11,57	6,77	0,006553498
126	5471	14,55	6,51	8,04	0,004152913
141	5358	16,68	9,51	7,17	0,00579123
281	5549	10,18	4,27	5,91	0,003060965
267	5527	9,78	3,78	6	0,00336583
253	5381	11,95	6,33	5,62	0,00545219
206	5265	17,95	10,98	6,97	0,007192336
170	5331	14,77	9,27	5,5	0,006192967

167	5316	14,51	8,61	5,9	0,006417917
154	5293	14,74	9,13	5,61	0,006765317
155	5311	14,81	9,88	4,93	0,006493183
163	5338	13,57	8,36	5,21	0,006088423
174	5307	14,94	9,24	5,7	0,006553498
197	5293	16,7	10,34	6,36	0,006765317
207	5292	17,66	12,03	5,63	0,00678049
238	5379	14,74	8,92	5,82	0,005481557
243	5462	12,54	7,16	5,38	0,004280914
252	5316	14,08	8,63	5,45	0,006417917
271	5529	10,81	5,04	5,77	0,003338015
323	5413	13,85	7,85	6	0,004985275
293	5514	13,81	7,92	5,89	0,003547121
272	5569	7,22	3,25	3,97	0,002785905
251	5432	13,08	7,62	5,46	0,004710647

ВАРИАНТ 5

188	5289	16,75	10,61	6,14	0,006826043
172	5313	14,25	8,82	5,43	0,00646306
164	5279	14,98	8,57	6,41	0,00697826
259	5616	5,9	2,27	3,63	0,002147226
264	5282	13,95	8,01	5,94	0,006932534
301	5497	11,25	5,32	5,93	0,003785487
318	5415	12,66	6,880	5,78	0,004956276
24	5497	11,51	5,18	6,33	0,003785487
36	5495	11,41	5,58	5,83	0,003813627
48	5520	12,22	5,42	6,8	0,003463342
61	5561	10,74	4,29	6,45	0,002895692
84	5559	10,13	4,12	6,01	0,002923188
85	5609	12,02	4,86	7,16	0,00224167
132	5487	12,73	5,87	6,86	0,003926393
181	5557	12,94	6,67	6,27	0,002950703
71	5556	11,43	5,77	5,66	0,002964469
62	5567	11,91	5,78	6,13	0,002813322
59	5553	10,65	5,16	5,49	0,003005794
47	5528	11,13	5,6	5,53	0,00335192
26	5522	10,35	4,89	5,46	0,003435456
35	5536	11,24	5,62	5,62	0,003240819
7	5646	8,52	2,97	5,55	0,001745119
123	5262	14,69	10,15	4,54	0,007238357
113	5229	15,86	11,72	4,14	0,007748079

ВАРИАНТ 6

99	5216	14,25	8,69	5,56	0,00795065
66	5226	16,7	12	4,7	0,007794737
49	5327	14,95	10,21	4,74	0,00625283
104	5230	16,13	11,26	4,87	0,007732539
115	5228	14,13	9,65	4,48	0,007763626
96	5222	15,53	11,18	4,35	0,00785703
45	5293	15,57	10,95	4,62	0,006765317
260	5207	14,33	8,07	6,26	0,008091483
245	5684	8,23	2,28	5,95	0,001241876
239	5441	15,6	9,88	5,72	0,00458123
226	5504	10,75	4,94	5,81	0,003687158
206	5550	11,87	5,81	6,06	0,003047165
205	5695	9,17	3,63	5,54	0,001097454
195	5730	7,61	1,66	5,95	0,000641618
187	5724	7,42	1,71	5,71	0,000719365
179	5604	12,68	6,03	6,65	0,002309275
171	5650	13,21	8,48	4,73	0,001691827
163	5499	10,97	5,02	5,95	0,003757368
142	5718	6,54	1,16	5,38	0,000797276
139	5757	5,68	0,82	4,86	0,00029376
59	5617	12,75	4,37	8,38	0,002133754
69	5680	11,97	3,98	7,99	0,001294532
79	5519	14,17	6,32	7,85	0,003477292
120	5238	16,43	12,04	4,39	0,007608427
202	5246	17,27	11,2	6,07	0,007484694
229	5295	16,75	11,22	5,53	0,006734989
ВАРИАНТ 7					
302	5210	17,19	11,82	5,37	0,008044485
341	5242	17,67	12,3	5,37	0,007546513
393	5281	16,18	11,11	5,07	0,006947771
423	5177	18,41	11,81	6,6	0,008564465
405	5252	17,25	11,03	6,22	0,007392142
380a	5183	18,07	12,44	5,63	0,008469431
360	5258	16,35	11,07	5,28	0,007299801
350a	5322	16,55	9,57	6,98	0,006327785
320a	5261	17,59	11,72	5,87	0,007253709
231a	5349	16,8	9,66	7,14	0,005924692
151	5445	14,7	6,84	7,86	0,004523848
31	5378	15,08	7,11	7,97	0,005496248
379	5179	16,92	12,53	4,39	0,008532762
354	5256	17,1	11,02	6,08	0,007330558
344	5370	15,72	9,86	5,86	0,005613977

329	5275	16,35	10,6	5,75	0,007039309
279	5258	16,28	11,54	4,74	0,007299801
248	5229	17,75	12,29	5,46	0,007748079
222	5285	15,51	10,61	4,9	0,006886861
127	5185	16,84	12,53	4,31	0,008437801
97	5329	13,88	8,4	5,48	0,006222887
67	5615	12,65	4,18	8,47	0,002160704
37	5318	15,44	9,26	6,18	0,00638785
7	5575	12,23	3,97	8,26	0,002703772
410	5185	18,23	12,92	5,31	0,008437801

ВАРИАНТ 8

400	5145	18,66	13,12	5,54	0,009075059
358	5268	15,98	10,22	5,76	0,007146367
348	5327	17,4	11,59	5,81	0,00625283
328	5274	16,59	10,65	5,94	0,007054585
254	5278	16,24	10,68	5,56	0,006993514
206	5237	16,13	9,7	6,43	0,00762392
166	5427	14,96	8,46	6,5	0,004782731
163	5478	16,16	9,64	6,52	0,004053648
146	5510	12,41	5,41	7	0,003603075
433	5173	17,44	12,26	5,18	0,008627944
444	5211	17,1	11,96	5,14	0,00802883
454	5198	18,02	12,18	5,84	0,008232804
475	5178	15,43	9,77	5,66	0,008548611
506	5317	16,49	9,93	6,56	0,006402881
497	5235	16,18	10,48	5,7	0,007654924
443	5216	16,6	11,09	5,51	0,00795065
485	5135	16,69	12,38	4,31	0,009235924
436	5232	16,57	11,07	5,5	0,007701475
448	5263	17,98	12,22	5,76	0,007223011
529	5280	15,69	10,39	5,3	0,006963012
528	5241	15,58	10,47	5,11	0,007561983
522	5341	15,29	10,28	5,01	0,006043702
514	5223	18,04	12,59	5,45	0,007841448
250	5230	15,15	11,38	3,77	0,007732539

ВАРИАНТ 9

219	5367	12,61	8	4,61	0,005658216
214	5325	13,98	9,54	4,44	0,006282795
159	5343	13,13	8,61	4,52	0,006013916
144	5399	14,21	9,67	4,54	0,005188869
338	5286	15,1	10,25	4,85	0,006871648

348	5244	14,66	8,68	5,98	0,007515592
277	5219	18,6	12,45	6,15	0,007903813
297	5378	14,64	6,96	7,68	0,005496248
339	5255	13,74	8,93	4,81	0,007345945
218	5466	11,81	7,31	4,5	0,004223973
205	5741	7,32	4,16	3,16	0,000499503
195	5401	14,14	9,62	4,52	0,00515972
175	5387	12,86	8,44	4,42	0,005364221
148	5379	18,05	13,81	4,24	0,005481557
138	5391	11,81	7,37	4,44	0,005305684
12	5123	15,99	11,9	4,09	0,009429792
32	5120	20,62	16,66	3,96	0,009478401
25	5115	17,03	13,75	3,28	0,009559542
19	5139	18,43	15,19	3,24	0,009171503
18	5162	19,64	15,57	4,07	0,008803018
24	5127	19,85	16,28	3,57	0,009365068
243	5444	11,89	7,7	4,19	0,004538186
226	5370	12,11	8,93	3,18	0,005613977
155	5179	14,65	11	3,65	0,008532762
85	5379	15,24	10,21	5,03	0,005481557
ВАРИАНТ 10					
74	5313	14,26	9,62	4,64	0,00646
18	5267	14,60	10,68	3,92	0,00716
65	5266	14,60	10,57	4,03	0,00717
82	5307	13,75	9,30	4,45	0,00655
87	5359	13,16	8,97	4,19	0,00577
89	5400	13,21	9,05	4,16	0,005174292
95	5323	15,28	10,98	4,3	0,006312782
99	5310	15,52	11,12	4,4	0,006508253
101	5269	14,78	10,93	3,85	0,007131055
110	5266	14,7	10,78	3,92	0,007177007
130	5217	15,26	11,71	3,55	0,007935031
132	5229	15,58	11,77	3,81	0,007748079
281	5337	14,15	9,48	4,67	0,006103341
284	5294	13,93	9,55	4,38	0,00675015
285	5438	11,10	6,82	4,28	0,004624321
289	5282	14,90	10,59	4,31	0,006932534
303	5361	13,52	9,44	4,08	0,005746843
304	5347	13,05	8,83	4,22	0,005954411
307	5301	13,14	9,39	3,75	0,00664414
309	5368	12,22	8,31	3,91	0,005643465
310	5348	12,89	9,08	3,81	0,005939549

319	5338	14,66	10,82	3,84	0,006088423
322	5327	14,07	10,35	3,72	0,00625283
325	5332	13,11	8,98	4,13	0,006178015
328	5409	11,15	7,26	3,89	0,005043337
ВАРИАНТ 11					
329	5365	13,15	9,07	4,08	0,005687736
340	5431	12,35	8,41	3,94	0,004725053
344	5400	14,16	10,14	4,02	0,005174292
347	5463	10,98	7,22	3,76	0,004266671
348	5476	12,32	8,42	3,9	0,004081983
353	5411	10,94	7,26	3,68	0,005014295
364	5365	13,20	9,11	4,09	0,005687736
369	5360	12,86	9,80	3,06	0,005761633
381	5430	10,13	6,67	3,46	0,004739465
383	5269	16,69	12,52	4,17	0,007131055
391	5256	15,20	11,12	4,08	0,007330558
27	5311	14,77	10,73	4,04	0,006493183
51	5476	10,53	6,38	4,15	0,004081983
75	5341	13,72	10,23	3,49	0,006043702
140	5500	8,32	3,91	4,41	0,003743316
170	5321	14,00	10,23	3,77	0,006342793
190	5526	8,82	5,35	3,47	0,003379745
203	5412	11,49	7,73	3,76	0,004999783
240	5332	14,21	10,16	4,05	0,006178015
253	5245	14,89	11,31	3,58	0,00750014
234	5397	15,29	8,93	6,36	0,005218041
243	5385	14,49	7,97	6,52	0,005393522
265	5415	14,95	9,51	5,44	0,004956276
266	5355	14,31	9,36	4,95	0,005835668
276	5257	17,46	11,87	5,59	0,007315176
286	5357	16,01	10	6,01	0,005806037
ВАРИАНТ 12					
287	5358	15,38	9,55	5,83	0,00579123
306	5224	20,34	14,08	6,26	0,007825872
285	5287	16,52	11,68	4,84	0,00685644
268	5458	14,91	8,71	6,2	0,004337939
264	5326	15,79	11,16	4,63	0,006267809
255	5427	14,67	8,38	6,29	0,004782731
232	5333	16,01	9,95	6,06	0,006163069
212	5360	16,24	9,72	6,52	0,005761633
73	5338	14,21	9,68	4,53	0,006088423

76	5304	14,58	10,15	4,43	0,006598793
83	5314	14,42	9,62	4,8	0,006448006
123	5419	13,05	8,69	4,36	0,004898342
153	5743	7,41	3,32	4,09	0,000473722
166	5322	15,05	9,8	5,25	0,006327785
239	5584	9,91	5,51	4,4	0,002580903
229	5537	11,6	6,58	5,02	0,003226954
207	5539	11,3	6,29	5,01	0,00319924
199	5482	11,38	6,47	4,91	0,003997038
190	5554	11,18	5,92	5,26	0,002992014
137	5689	9,35	4,52	4,83	0,00117616
107	5505	9,64	4,53	5,11	0,003673131
106	5586	11,17	6,68	4,49	0,002553653
121	5684	7,39	2,78	4,61	0,001241876
151	5663	10,31	5,57	4,74	0,001519149
272	5206	18,94	14,99	3,95	0,008107161
252	5262	15,91	11,59	4,32	0,007238357
212	5239	15,5	11,79	3,71	0,00759294
192	5205	16,72	13,12	3,6	0,008122846
182	5167	16,11	12,31	3,8	0,008723346
211	5228	15,77	11,8	3,97	0,007763626
220	5244	16,08	11,76	4,32	0,007515592
190	5200	15,62	11,75	3,87	0,008201357
245	5233	17	12,55	4,45	0,007685952
235	5276	15,85	11,62	4,23	0,007024038
Вариант 13					
224	5254	16,56	12,9	3,66	0,007361338
205	5166	17,4	14,2	3,2	0,008739268
185	5202	16,35	12,37	3,98	0,008169935
203	5222	16,45	11,44	5,01	0,00785703
233	5196	16,22	12,5	3,72	0,008264276
156	5176	15,86	12,15	3,71	0,008580325
172	5203	16,49	12,44	4,05	0,008154232
154	5213	16,61	13,15	3,46	0,00799754
37	5255	14,51	10,34	4,17	0,007345945
36	5225	15,94	12,16	3,78	0,007810301
16	5268	15,1	10,43	4,67	0,007146367
300	5360	14,9	9,97	4,93	0,005761633
125	5656	9,06	4,48	4,58	0,001612031
73	5274	14,64	10,65	3,99	0,007054585
55	5487	10,74	6,59	4,15	0,003926393
79	5337	14,67	10,82	3,85	0,006103341

91	5277	16,21	12,2	4,01	0,007008773
164	5430	12,34	7,88	4,46	0,004739465
18	5267	14,60	10,68	3,92	0,007161684
89	5400	13,21	9,05	4,16	0,005174292
99	5310	15,52	11,12	4,4	0,006508253
130	5217	15,26	11,71	3,55	0,007935031
110	5266	14,7	10,78	3,92	0,007177007
87	5359	13,16	8,97	4,19	0,005776429
101	5269	14,78	10,93	3,85	0,007131055
132	5229	15,58	11,77	3,81	0,007748079
95	5323	15,28	10,98	4,3	0,006312782
ВАРИАНТ 14					
289	5282	14,90	10,59	4,31	0,006932
303	5361	13,52	9,44	4,08	0,005746
307	5301	13,14	9,39	3,75	0,00664
348	5476	12,32	8,42	3,9	0,00408
386	5254	13,45	9,70	3,75	0,007361
369	5360	12,86	9,80	3,06	0,005761
347	5463	10,98	7,22	3,76	0,004266
391	5256	15,20	11,12	4,08	0,007330
344	5400	14,16	10,14	4,02	0,005174
329	5365	13,15	9,07	4,08	0,005687
322	5327	14,07	10,35	3,72	0,00625
265	5356	12,33	8,21	4,12	0,00582
228	5364	14,95	10,53	4,42	0,005702
208	5293	13,43	9,47	3,96	0,006765
188	5451	12,39	7,63	4,76	0,004437
178	5386	13,51	9,19	4,32	0,005378
179	5330	14,57	10,49	4,08	0,006207
204	5342	12,57	8,58	3,99	0,006028
239	5258	13,55	9,46	4,09	0,007299
254	5223	15,13	11,05	4,08	0,007841
279	5563	7,86	4,79	3,07	0,002868
100	5272	16,58	12,59	3,99	0,007085
64	5404	13,72	9,46	4,26	0,005116
41	5481	12,44	7,89	4,55	0,004011
28	5494	10,67	6,43	4,24	0,003827
12	5405	11,97	7,67	4,3	0,005101
7	5402	12,68	8,27	4,41	0,005145

Практическое занятие № 7 ВЫДЕЛЕНИЕ ЗОН МЕТАСОМАТОЗА

ПРЕДСТАВЛЕНЫ КАРТЫ МАГНИТНОГО ПОЛЯ, КАЖУЩЕГОСЯ СОПРОТИВЛЕНИЯ, КАЖУЩЕЙСЯ ПОЛЯРИЗУЕМОСТИ И МАСШТАБА 1:10000

1 РАССМОТРИТЕ ПРЕДСТАВЛЕННЫЕ МАТЕРИАЛЫ

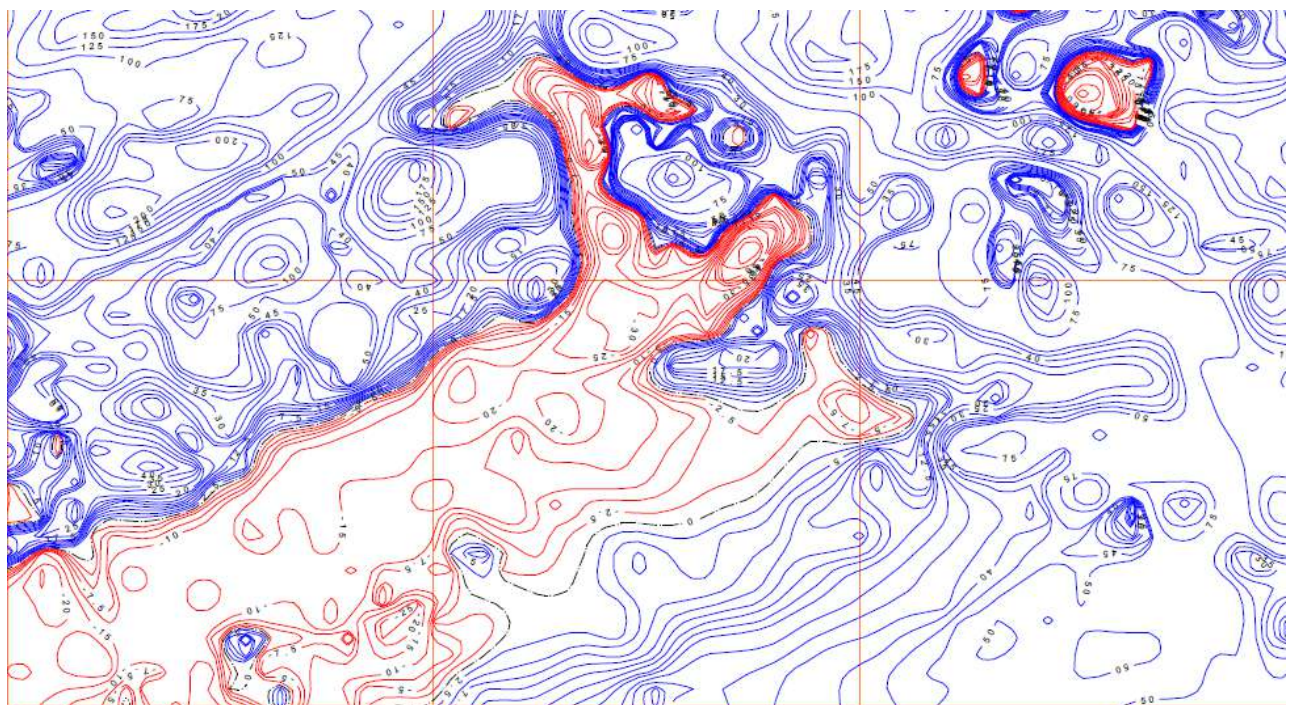
2 СФОРМУЛИРУЙТЕ ПРИЗНАКИ СТРУКТУРНО-ВЕЩЕСТВЕННЫХ КОМПЛЕКСОВ И СОЗДАЙТЕ ПРИЗНАКОВОЕ ПРОСТРАНСТВО (ДИАПАЗОН ИЗМЕНЕНИЯ ФИЗИЧЕСКОГО ПОЛЯ)

3 ВЫПОЛНИТЕ ПРОЦЕДУРУ ЕСТЕСТВЕННОГО РАССЛОЕНИЯ ДАННЫХ (РАСПОЗНАВАНИЕ ОБРАЗОВ)

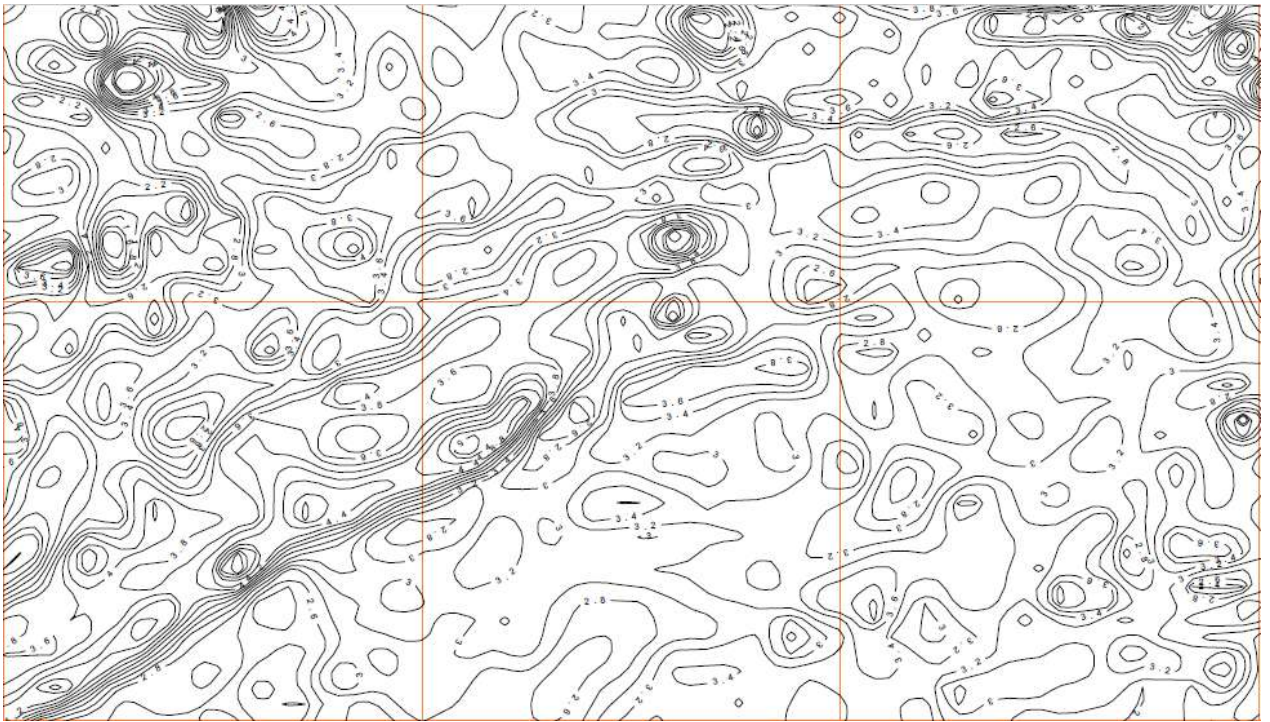
4 ВЫДЕЛИТЕ ЗОНУ МЕТАСОМАТИЧЕСКИХ ИЗМЕНЕНИЙ. УКАЖИТЕ МЕСТОПОЛОЖЕНИЕ ТРЕХ СКВАЖИН ГЛУБИНОЙ 100 М

4 НАПИШИТЕ ОТЧЕТ

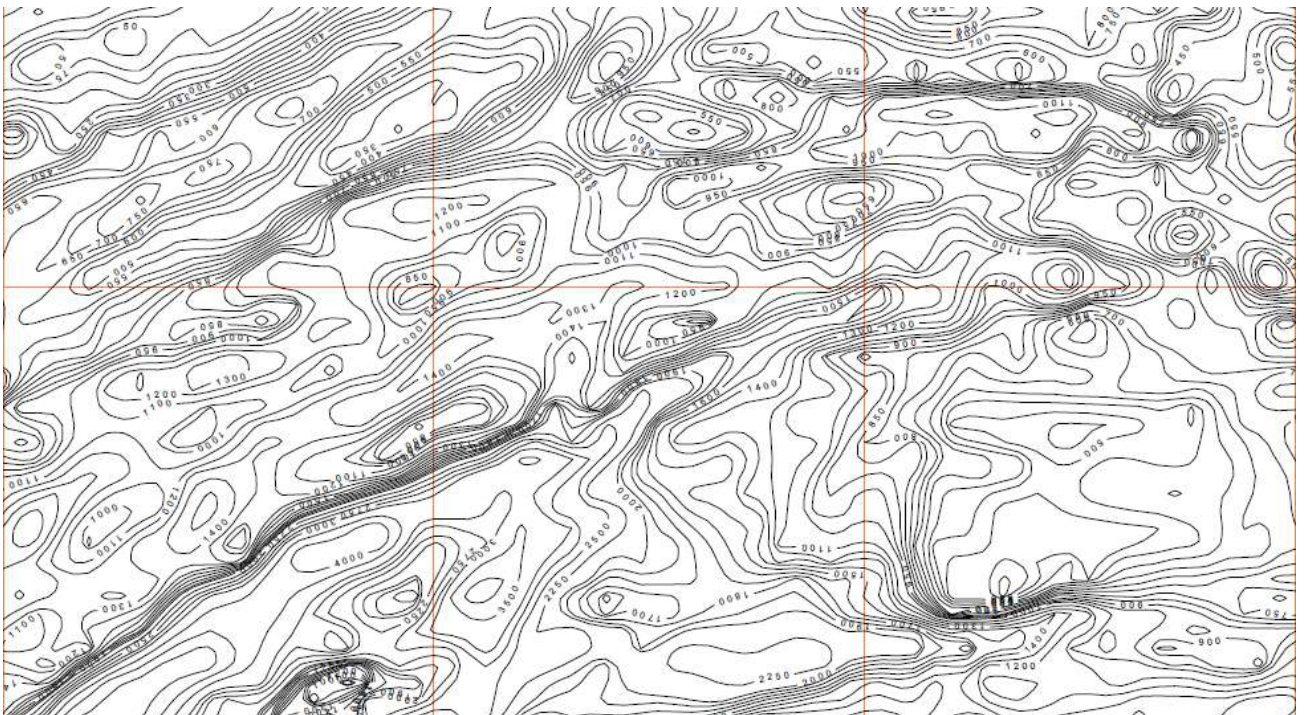
1 вариант



МАГНИТНОЕ ПОЛЕ



ВП F1



КАЖУЩЕЕСЯ СОПРОТИВЛЕНИЕ

2 вариант

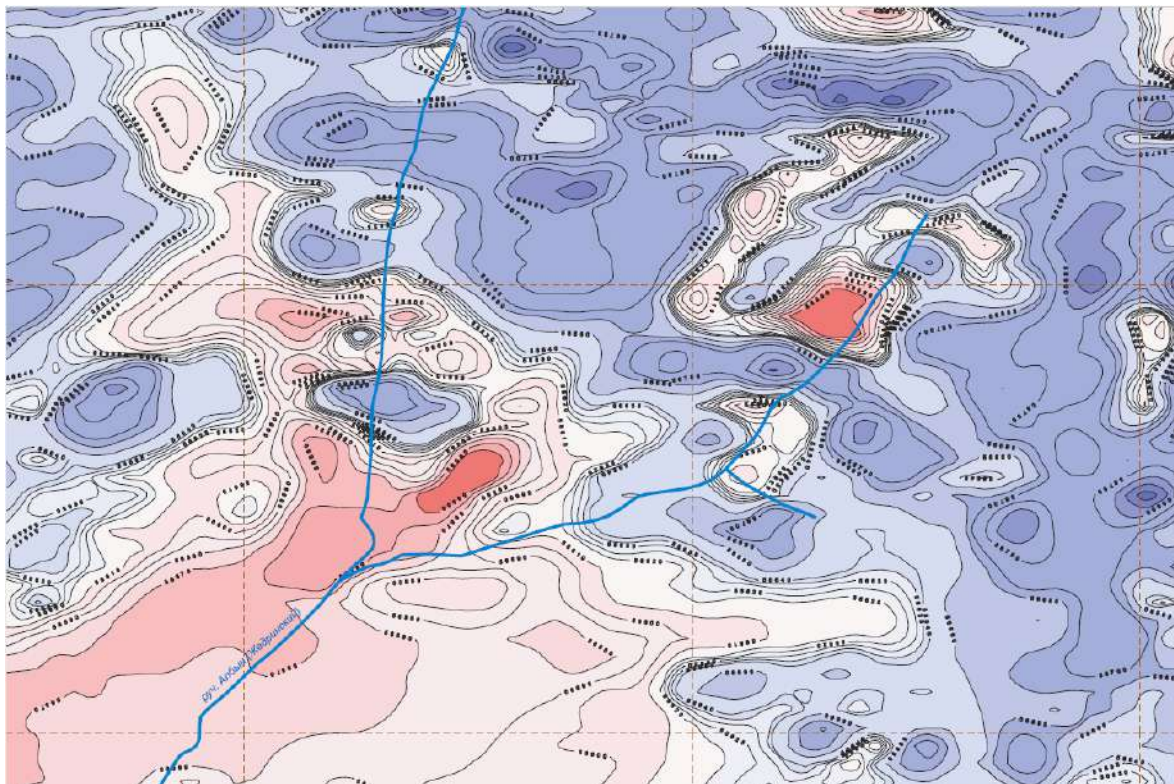
ПРЕДСТАВЛЕНЫ КАРТЫ МАГНИТНОГО ПОЛЯ, КАЖУЩЕГОСЯ
СОПРОТИВЛЕНИЯ, КАЖУЩЕЙСЯ ПОЛЯРИЗУЕМОСТИ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ КАРТА
МАСШТАБА :10000

1 РАССМОТРИТЕ ПРЕДСТАВЛЕННЫЕ МАТЕРИАЛЫ

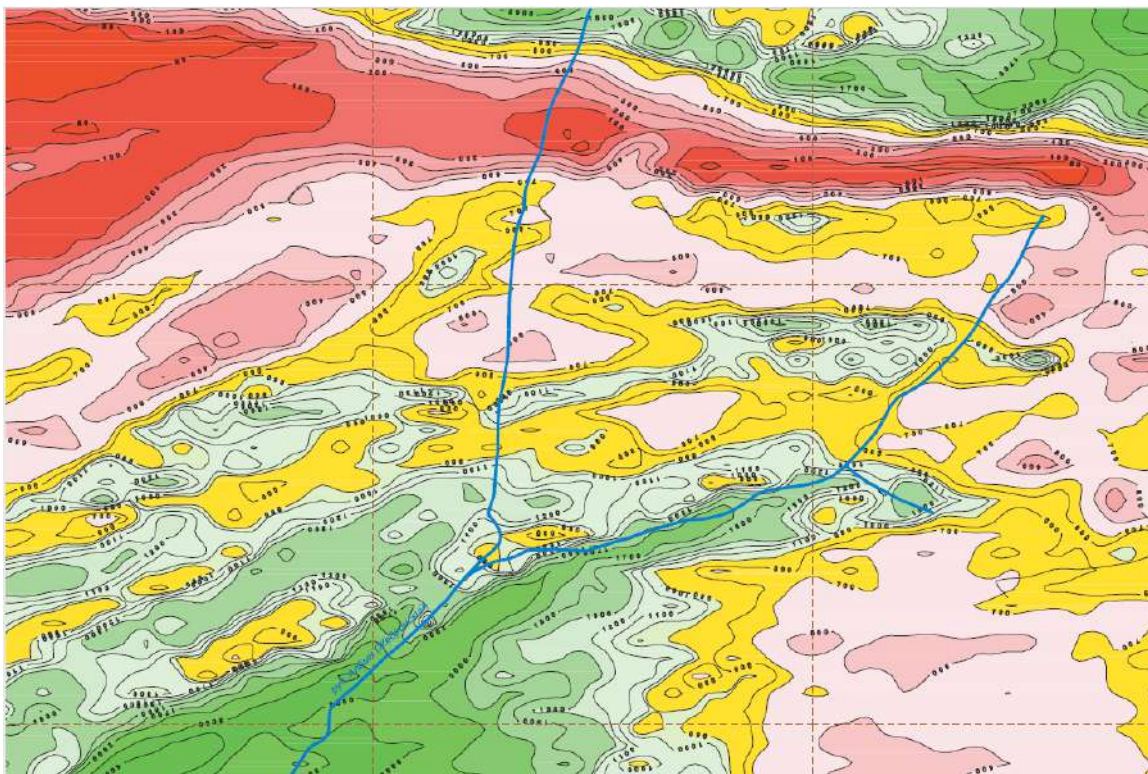
2 ОПРЕДЕЛИТЕ КАК ИСПОЛЬЗОВАНЫ ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ
ГЕОЛОГИЧЕСКОГО КАРТИРОВАНИЯ

3 ДОПОЛНИТЕ ВЫПОЛНЕННОЕ ИСТОЛКОВАНИЕ ПОЛЕЙ ЭЛЕМЕНТАМИ, НЕ
НАШЕДШИМИ ОТРАЖЕНИЯ НА ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ КАРТЕ

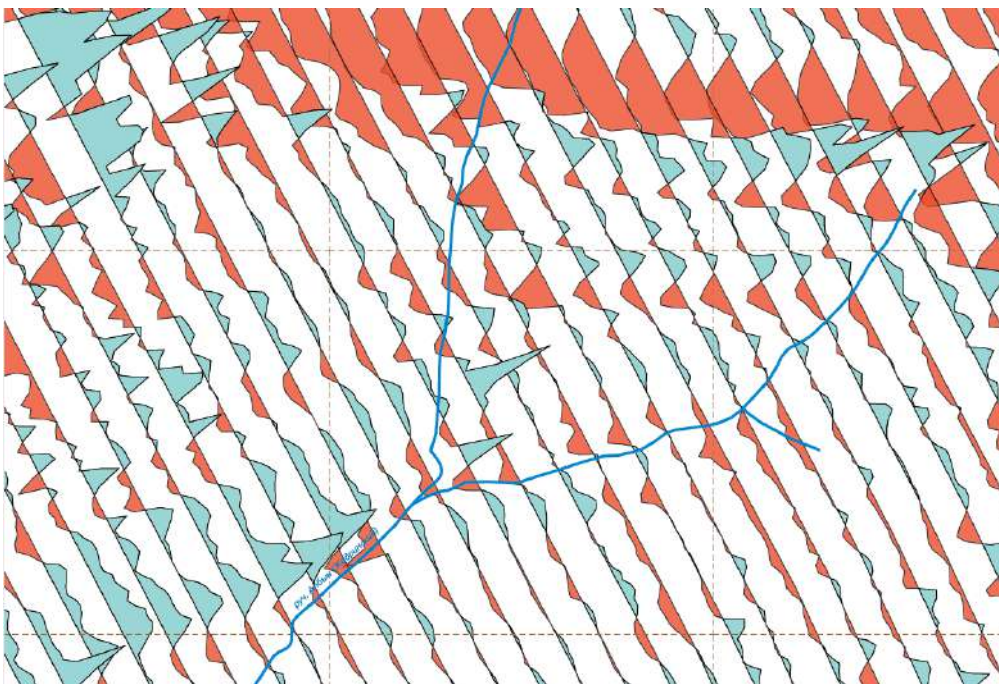
4 НАПИШИТЕ ОТЧЕТ



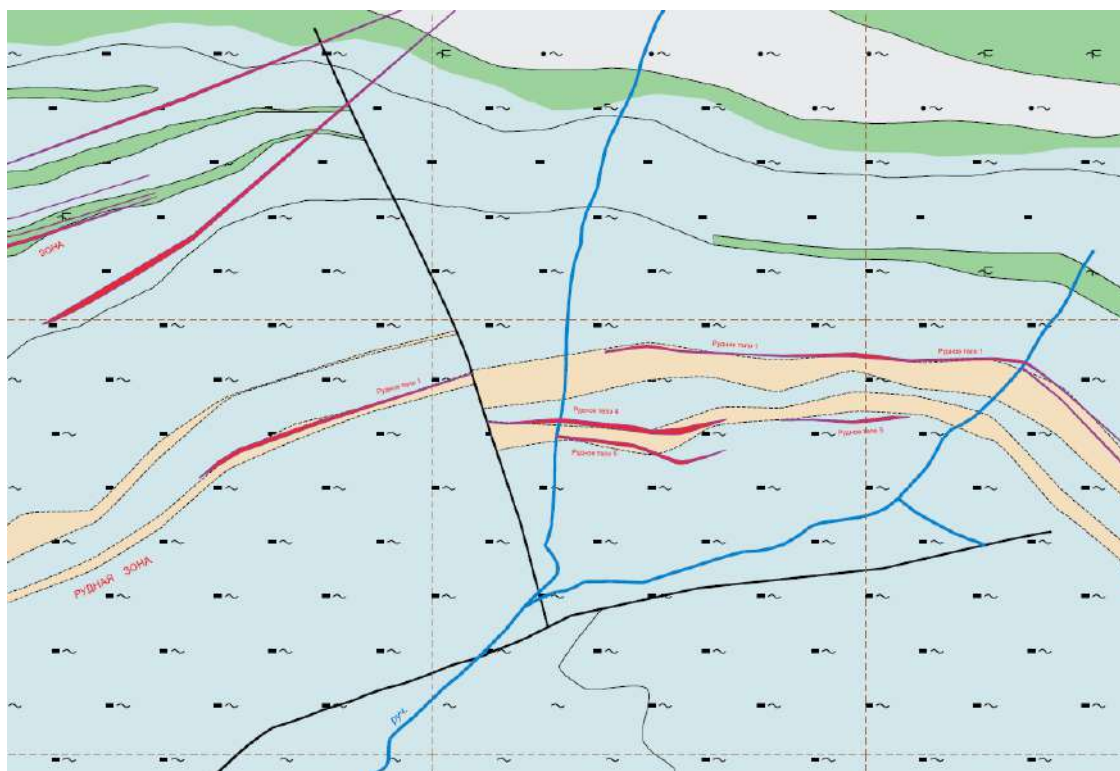
МАГНИТНОЕ ПОЛЕ



КАЖУЩЕЕСЯ СОПРОТИВЛЕНИЕ



ГРАФИКИ КАЖУЩЕЙСЯ ПОЛЯРИЗУЕМОСТИ



Условные обозначения



- низкие слабодифференцированные поля кажущегося сопротивления (500 - 1000 Ом*м), низкие спокойные поля магнитного поля (50нТл - 100 нТл), отмечающиеся поляризуемостью (1% - 3%) соответствующие метапесчаникам, металевогранитам с прослоями филлитизированных сланцев



- низкие, линейные поля кажущегося сопротивления (40 - 400 Ом*м), низкие дифференцированные поля магнитного поля (50нТл - 200 нТл), отмечающиеся дифференцированной поляризуемостью (1% - 4%) соответствующие графитистым (углеродсодержащим) сланцам с прослоями серых филлитизированных алевроитовых и карбонат-кремнистых сланцев, филлитовых сланцев верхней подсвиты



- дифференцированные поля кажущегося сопротивления (400 - 1000 Ом*м), низкие знакопеременные дифференцированные поля магнитного поля (-20нТл - 300 нТл), отмечающиеся слабодифференцированной поляризуемостью (2,5% - 3,5%) соответствующие участкам переслаивания графитистых (углеродсодержащих) сланцев и серых алевроитовых филлитизированных сланцев с карбонат-глинистыми (карбонат-слюдисто-кварцевыми) углеродистыми и карбонат-кремнистыми сланцами средней подсвиты



- высокие слабодифференцированные поля кажущегося сопротивления (1500 - 5000 Ом*м), низкие знакопеременные поля магнитного поля (-70нТл - 30 нТл), отмечающиеся высокой слабодифференцированной поляризуемостью (3% - 4%) соответствующие графитистым сланцам с прослоями двуслюдяных сланцев (альбит-слюдисто-кварцевых) нижней подсвиты



- высокие поля кажущегося сопротивления (2000 - 10000 Ом*м), линейные интенсивные аномалии магнитного поля (500 нТл - 600 нТл), низкие линейные поля кажущейся поляризуемости (0,5% - 1,0%) соответствующие альбит-актинолит-эпидотовым, альбит-хлорит-актинолит-эпидотовым сланцам



- золоторудные тела по данным поисково-оценочных работ 2007-2008 гг.



1. Золоторудные кварц-альбитовые метасоматиты
2. Золотоносные жилы
месторождения и их названия



- тектонические нарушения.

ЛИТЕРАТУРА

- 1 В.И. Аронов Методы математической обработки геологических данных на ЭВМ.
- 2 В.Н. Страхов – геофизик и математик.
- 3 Справочник по математическим методам в геологии.
- 4 Никитин А.А. Теоретические основы обработки геологической информации.

ОГЛАВЛЕНИЕ

- Лабораторная работа № 1 Описание поверхностей геологических объектов
- Лабораторная работа № 2 Описание геологической поверхности кубическими сплайнами
- Лабораторная работа № 3 Аналитическая аппроксимация естественного электрического поля
- Лабораторная работа № 4 Подсчет ресурсов по геофизическим данным
- Лабораторная работа № 5 Выделение разломов по комплексу геофизических методов
- Лабораторная работа № 6 Корреляция содержания железа и магнитной восприимчивости
- Лабораторная работа № 7 Анализ геофизических полей

МИНОБРНАУКИ РОССИИ

ФГБОУ

«Уральский государственный горный университет»

ОДОБРЕНО

Методической комиссией
факультета геологии и геофизики УГГУ
«20» марта 2020 г.

Председатель комиссии



проф. В.И. Бондарев

В. М. Сапожников

ПЕТРОФИЗИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ

Учебное пособие

по дисциплине «Петрофизические модели»

для студентов специальности

21.05.03 Технология геологической разведки

специализации «Геофизические методы исследования скважин
(ГИС)»

очной, заочной и дистанционной форм обучения

Екатеринбург

2020

УДК 550.83
С19

Рецензент: *Александров В.М.* канд. геол. – мин., наук, доцент каф. «Геологии месторождений нефти и газа» Тюменского государственного нефтегазового университета

Учебное пособие рассмотрено на заседании кафедры геофизики УГГУ (протокол №6 от 14.05.2019) и рекомендовано для издания в УГГУ

Печатается по решению Редакционно – издательского совета
Уральского государственного горного университета

Сапожников В. М.

Петрофизические модели: учебное пособие / В. М. Сапожников; Уральский гос. горный ун – т. – Екатеринбург: Изд – во УГГУ, 2020 – 66 с. Пособие представляет конспект лекций по курсу «Петрофизические модели», читаемый студентам очного обучения специализации «Геофизические методы исследования скважин». В нем изложены способы формирования петрофизических моделей горных пород нефтегазовых месторождений с акцентом на тех из них, которые являются коллекторами. Рассмотрены также способы моделирования диаграмм методов ГИС, применяемых для изучения залежей нефти и газа, как приемы решения прямой задачи геофизики.

Приведены типовые задания для выполнения тематических практических работ, а также курсовой работы по методикам петрофизического моделирования

Для студентов очного, заочного и дистанционного обучения по специализации «Геофизические методы исследования скважин».

Рис. 36, Библ. 11.

© Уральский государственный
горный университет, 2020

Введение

Настоящее учебное пособие предназначено для освоения курса «Петрофизические модели». Оно представляет краткий конспект лекций по курсу и содержит рекомендации по выполнению соответствующих практических работ. Цель пособия - обеспечить усвоение студентами способов создания петрофизических моделей осадочных горных пород, позволяющих установить выраженные в аналитической форме связи их физических свойств с минеральными компонентами (включая газ, нефть и воду) и фильтрационно – емкостными свойствами (ФЕС).

Уделение в учебном процессе большого времени петрофизическому моделированию связано с тем, что на его базе обосновываются технологии геофизических исследований скважин и формируются рациональные комплексы применяемых методов. Петрофизическое моделирование позволяет сформировать способы решения прямой задачи для многих методов ГИС в типовых геологических разрезах с учётом влияния скважины, а также обосновать решения обратной задачи на стадии интерпретации наблюдений. Широкое применение оно находит также на стадиях подготовки нефтегазовых залежей к началу разработки и эксплуатации, когда осуществляется геолого–геофизическое моделирование резервуаров нефти и газа, а также геостатистическое исследование коллекторов. Решению отмеченных задач посвящены три последующих специальных курса, и «Петрофизические модели» является базовым учебным материалом для их освоения. В свою очередь в данном курсе с акцентом на осадочные горные породы, являющиеся коллекторами для углеводородов, углубляется рассмотрение тем, составляющих основу курса «Петрофизика».

Пособие предназначено студентам различных форм обучения (очное, заочное групповое и индивидуальное, дистанционное, повышение квалификации). Поэтому в нём вновь приводятся некото-

рые основные положения из ранее изученных студентами курсов (петрофизики, матстатистики, геологии нефтегазовых месторождений и др.).

Наиболее глубоко и всесторонне изучены гранулярные (межзерновые) коллекторы и им в пособии уделено основное внимание, так как с ними связано большинство нефтегазовых месторождений. Наибольшее распространение получили способы, основанные на результатах статистического анализа, при котором связи между свойствами горных пород устанавливались по данным многочисленных измерений в лабораторных условиях и в скважинах. В последнее время успешно развивается адаптивный подход (Д. А. Кожевников, К. В. Коваленко, Элланский М. М. и др.), позволяющий сформировать упрощенные аналитические модели взаимосвязей ФЕС с петрофизическими свойствами горных пород и данных методов ГИС на основе ограниченного измерительного материала. Предполагается, что модели имеют способность «самонастроенности», приспособленности к условиям определённой среды, с ориентировкой на некоторые опорные показатели. Этому подходу в пособии также уделено достаточно внимания.

Новаторским элементом пособия является рассмотрение в нем методики моделирования диаграмм методов ГИС, демонстрирующих возможности решения прямой задачи геофизики при скважинном изучении разрезов нефтегазовых месторождений. Теоретические диаграммы хотя и являются упрощенными аналогами реальных диаграмм, но с их помощью наглядно иллюстрируются возможности получения информации о петрофизических и промысловых свойствах горных пород и в первую очередь коллекторов для типовых разрезов нефтегазовых месторождений.

В теорию и технологию петрофизического моделирования свой вклад внёс многочисленный отряд специалистов. Среди них в первую очередь следует назвать отечественных учёных: В. Н. Дахнова, В. И. Кобранову, Д. А. Кожевникова, М. М. Элланского, а из зарубежных – Г. Арчи и С. Д. Пирсона.

Необходимо отметить, что компактного учебника по курсу «Петрофизические модели» пока нет. Необходимые материалы разбросаны по монографиям и учебным пособиям различных авторов (см. список литературы). Например, несколько тем по петрофизическому моделированию рассмотрены в учебном пособии автора по интерпретации данных ГИС [11]. Эти материалы в расширенном виде отражены в настоящем пособии. Автор также посчитал возможным включить в пособие некоторые свои последние опубликованные разработки в области петрофизического моделирования.

1. Компонентные модели отложений в разрезах нефтегазовых месторождений и некоторые свойства коллекторов

В объеме V горной породы, прежде всего, выделяют минеральный скелет (матрицу) и пористость (пустотность) матрицы с объемом $V_{\text{пм}}$. Для характеристики пористости матрицы применяют коэффициент $K_{\text{пм}} = V_{\text{пм}}/V$. В поровом пространстве скелета может находиться цемент (глинистый, карбонатный) и флюиды (вода, нефть, газ).

Количественно доля цемента, который отождествляют с глинистостью характеризуется несколькими коэффициентами. Глинистость может дать представление о доле твёрдой массы глинистой фракции $C_{\text{гл м}}$ в массе твёрдой фазы породы. Этот параметр обозначают как массовую глинистость. Доли объёмов глины влажной $V_{\text{гл в}}$ и сухой $V_{\text{гл с}}$ в объеме породы характеризуются соответственно коэффициентами $C_{\text{гл}} = V_{\text{гл в}}/V$ (коэффициент $C_{\text{гл}}$ часто обозначают как объёмную глинистость) и $K_{\text{гл}} = V_{\text{гл с}}/V$. Доля всех пор объёмом $V_{\text{п}}$ в породе, занятых флюидами вне цемента и водой в цементе, представляет общую пористость с коэффициентом $K_{\text{п}} = V_{\text{п}}/V$. Следовательно, в общем случае $K_{\text{пм}} = K_{\text{п}} + K_{\text{гл}}$.

От общей пористости необходимо отличать пористость влажных глин $K_{\text{п гл}}$, дающую представление о доли объёма их пор $V_{\text{п гл}}$ в объёме влажной глины $V_{\text{гл в}}$: $K_{\text{п гл}} = V_{\text{п гл}}/V_{\text{гл в}}$. Существует связь между

упомянутыми параметрами глинистости. Её легко установить самостоятельно. Например, для массовой глинистости $C_{\text{гл м}} = V_{\text{гл с}} / (V - V_{\text{п}}) = V_{\text{гл с}} \cdot V / (V - V_{\text{п}}) \cdot V = K_{\text{гл}} / (1 - K_{\text{п гл}})$. Продолжая аналогичным образом, установим, что $K_{\text{гл}} = (V_{\text{гл в}} - V_{\text{п гл}}) / V = (V_{\text{гл в}} - V_{\text{п гл}}) V_{\text{гл в}} / V \cdot V_{\text{гл в}} = C_{\text{гл}} (1 - K_{\text{п гл}})$.

В поровом пространстве породы доля воды объёмом $V_{\text{в}}$ характеризуется коэффициентом $K_{\text{в}} = V_{\text{в}} / V_{\text{п}}$, а о содержании нефти и газа в объеме порового пространства судят по коэффициентам $K_{\text{н}} = V_{\text{н}} / V_{\text{п}}$ и $K_{\text{г}} = V_{\text{г}} / V_{\text{п}}$ или обобщающему коэффициенту нефтегазонасыщенности $K_{\text{нг}} = K_{\text{н}} + K_{\text{г}}$. Балансное уравнение для порового пространства:

$$K_{\text{н}} + K_{\text{г}} + K_{\text{в}} = 1. \quad (1.1)$$

Вода в поровом пространстве может быть подвижной (перемещаться, извлекаться) и неподвижной или остаточной (связанной с твердой фазой породы и остающейся в породе при извлечении подвижных флюидов). Коэффициенты содержания в порах воды подвижной $K_{\text{вп}} = V_{\text{вп}} / V_{\text{п}}$ и остаточной (неподвижной) $K_{\text{во}} = V_{\text{во}} / V_{\text{п}}$ в сумме равны $K_{\text{в}}$. Нефть также разделяется на подвижную и остаточную. Долю последней в поровом пространстве обозначают коэффициентом $K_{\text{но}} = V_{\text{но}} / V_{\text{п}}$. Коллектором считается горная порода, способная принимать и отдавать флюиды.

Исключив из объема пористости долю остаточной воды, получим коэффициент, который определяет эффективную пористость, по которой могут перемещаться флюиды:

$$K_{\text{п.эф}} = K_{\text{п}} (1 - K_{\text{во}}). \quad (1.2)$$

Выполнение условия $K_{\text{п.эф}} > 0$ является признаком коллектора.

Показательная зависимость эффективной пористости от общей пористости песчаных отложений, получена для нескольких нефтегазовых месторождений Западной Сибири. Она наглядно демонстрирует, какой большой разброс значений $K_{\text{п.эф}}$, характеризующих цен-

ность коллектора, может наблюдаться при одинаковой общей пористости горной породы. Причиной этого явления является различие пород по структуре, связанной с глинизацией и присутствием в матрице коллектора микрокапилляров, в которых может находиться только остаточная вода.

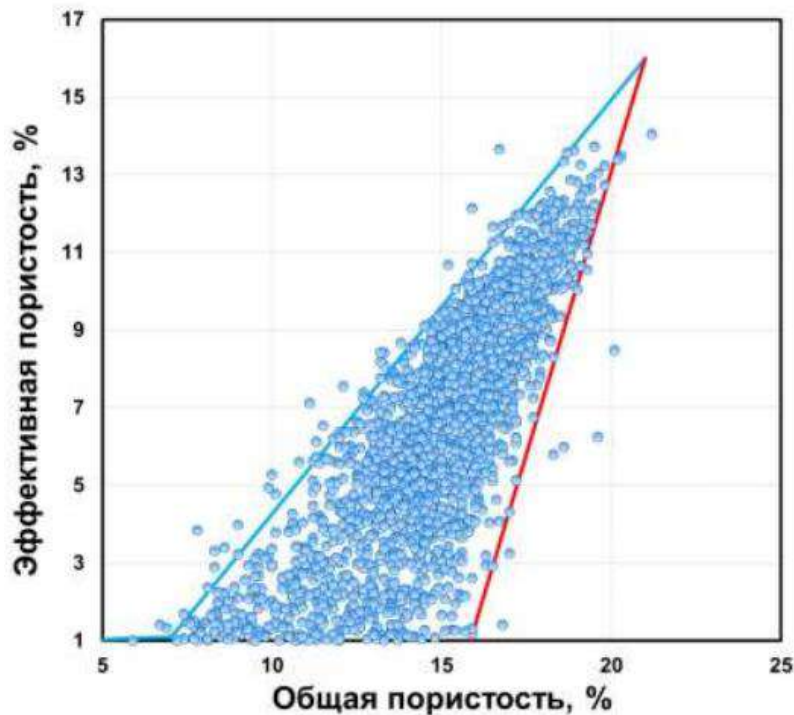


Рис. 1. 1. Пример зависимости $K_{п.эф}(K_п)$ для группы месторождений 3. Сибири (по К. В. Коваленко)

Коллектор, из которого можно извлекать нефть или газ, называют продуктивным. Одной из характеристик продуктивного коллектора является динамический коэффициент пористости:

$$K_{пд} = K_п(1 - K_{во} - K_{но}). \quad (1.3)$$

Выполнение условия для нефтегазонасыщенного коллектора $K_{пд} > 0$ является признаком его продуктивности.

Все компонентные коэффициенты выражаются в долях единицы (д. е.) или в процентах (%). При расчетах, в которых фигурируют компонентные коэффициенты, они во многих случаях выражаются только в долях единицы. При вычислениях искомых величин необходимо следить за соблюдением соответствующей размерности исходных и определяемых параметров.

Одной из важнейших характеристик при прогнозировании нефтегазоотдачи коллекторов является их проницаемость, т. е. способность проводить жидкости, газ и их смеси при наличии градиента давления в пласте. Различают абсолютную, эффективную и фазовую проницаемость горной породы.

Абсолютной называют проницаемость, существующую при фильтрации сухого газа. Проницаемость по воде меньше, чем проницаемость по газу, и разница растет с уменьшением минерализации воды и самой проницаемости. Различия оцениваются в 25-50%. Проницаемость по нефти занимает промежуточное положение между проницаемостью по газу и воде. Эффективная проницаемость характеризует способность породы фильтровать газ или нефть при присутствии в порах воды (типичный случай). Фазовая проницаемость по нефти или газу является мерой для случая, когда фильтруются углеводороды при одновременном перемещении воды.

Эффективная проницаемость по газу при неподвижной воде в коллекторе незначительно (на 3-6%) меньше абсолютной проницаемости для хороших коллекторов и более заметно (на 20-30 %) отличается от нее для плохих коллекторов. Использование этого понятия связано с тем, что возможно присутствие в коллекторе остаточного газа.

Проницаемость выражают через коэффициент $K_{пр}$, который зависит в общем случае от эффективной, а для продуктивных коллекторов от динамической пористости, размера поровых каналов и их формы. Размерным фактором, влияющим на проницаемость среды, является средняя площадь сечения поровых каналов. Поэтому проницаемость измеряется в единицах площади: квадратных фемтометрах (фм^2) или миллиДарси (несистемная ед.), причем $1 \text{ фм}^2 \approx 1 \text{ мД}$. Применяют и более крупные единицы площади: квадратный микрометр и Дарси: $1 \text{ мкм}^2 = 10^3 \text{ фм}^2$ и $1 \text{ Дарси} = 10^3 \text{ мД}$, $1 \text{ мкм}^2 \approx 1 \text{ Д}$, причем $1 \text{ м}^2 = 10^{15} \text{ фм}^2$.

Коллекторами могут быть терригенные и карбонатные отложения, а в редких случаях и магматические породы. Пористость и про-

ницаемость коллекторов различного типа могут заметно отличаться. Собраны статистические данные о коллекторских свойствах отложений нефтегазовых месторождений. Например пористость карбонатных коллекторов находится в пределах 2-25 %, а их абсолютная проницаемость в пределах 0,8-800 фм². Нижний предел проницаемости терригенных коллекторов приблизительно равен 1 фм², а максимальные значения достигают 3000 фм².

Статистические зависимости

Статистические данные о частости встречи (условно y) характеристики коллекторских свойств (условно x) могут быть представлены с помощью определённого закона распределения $y(x)$. К параметрам распределения относятся максимальная вероятность $y^{\text{макс}}$ встречи характеристики свойства x , которое принимает центральное значение $x_{\text{ц}}$. Стандартное отклонение от него s . По этим данным можно построить кривую распределения свойства с учетом статистического закона, которому подчиняется это распределение. Подобные кривые носят название дифференциальных, или вариационных, кривых распределения рассматриваемого признака.

Широко используется нормальный закон распределения

$$y(x) = \exp(-(x-x_{\text{ц}})^2/2s^2)/s\sqrt{2\pi} \quad (1.4)$$

Для построения теоретического распределения по наиболее типичному нормальному закону (симметричному относительно $x_{\text{ц}}$) с линейной шкалой может быть использована табл.1.1 для нормированных значений аргумента x и функции $y(x)$, обозначаемых как $x_{\text{н}} = (x - x_{\text{ц}})/(\pm s)$ и $y_{\text{н}} = y/y^{\text{макс}}$.

Для построения распределения при известных параметрах $x_{\text{ц}}$, s и $y^{\text{макс}}$ вычисляют значения $x = x_{\text{ц}} \pm sx_{\text{н}}$ и $y = y^{\text{макс}} \cdot y_{\text{н}}$. Например, для пористости в %, при $x_{\text{ц}}=24$, $s=4$ и $y^{\text{макс}}=10$ % для $x_{\text{н}}=\pm 0,5$ имеем $x=22$ и 26 %, а $y=8,8$ %.

Таблица 1.1

Нормированные значения дифференциальной функции $y(x)$
нормального закона распределения

x_n	0	0,5	1	1,5	2	2,5	3
y_n	1	0,88	0,6	0,32	0,13	0,043	0,01

При логнормальном законе распределения роль логарифмического стандарта играет показатель ε . В логарифмическом масштабе по x получаемая кривая точно соответствует нормальному распределению. Нормирование аргумента производится уже с использованием логарифмов задействованных величин. Для построения распределения вычисляются значения: $x = x_n \cdot \varepsilon^{x_n}$ и $y = y^{\text{макс}} \cdot y_n$, причем x_n и y_n берутся из табл. 1.1. Например, при уже приводимых выше статистических характеристиках пористости при логнормальном распределении (вместо s используют ε) для $\varepsilon=2$ и $x_n=\pm 0,5$ имеем $x=17$ и 34%, а $y=8,8\%$. Для создания логарифмической шкалы можно каждый порядок разбить на 8 (или 4) равных интервалов-классов. Например, для диапазона 1-10 границы 8 классов: 1-1,4-1,8-2,5-3,2-4,4-6-7,8-10. Для следующего порядка граничные значения классов увеличиваются в 10 раз и т. д.

Коллекторы по пористости условно разделяют на 3 класса: хорошие, средние и плохие, причем для карбонатных коллекторов требования к пористости менее жесткие, чем для терригенных коллекторов. При одинаковой пористости проницаемость карбонатов выше, чем у терригенных пород, и при оценке ценности коллектора это компенсирует снижение пористости.

С глубиной пористость коллекторов ухудшается, и этот факт отражен в статистических зависимостях коэффициента пористости K_n (д. е.) от глубины H (км).

Типичные предельные значения характеристик, распределенных по статистическим законам, легко определяются при известных па-

раметрах распределения. Так, при нормальном законе предельные значения свойства x с вероятностью 0,95 определяют по формуле $x_{\pm} \pm 2s$, а при логнормальном законе - $x_{\pm} \epsilon^{\pm 2}$. Например, при нормальном законе распределения, если $K_{\text{пц}}=24\%$, а $s=4\%$, то диапазон изменения пористости с вероятностью 0,95 оценивается значениями 16 – 32%.

Практическая работа

1. Построить для интервала глубин $H= 1,5-3,5$ км линейные зависимости $K_{\text{п}}(H)$ по уравнениям, установленным В. Н. Богаником для трех классов терригенных коллекторов по данным статистики для месторождений З. Сибири. Уравнения имеют вид:

- 1) для хороших коллекторов $K_{\text{п}}=0,392-0,072H$;
- 2) для средних коллекторов $K_{\text{п}}=0,352-0,062H$;
- 3) для плохих коллекторов $K_{\text{п}}=0,33-0,06H$;

На этот же рисунок нанести (штриховой линией) зависимость пористости матрицы от глубины H км, установленную Д. А. Кожевниковым по данным статистики для этого же региона: $K_{\text{пм}}=0,425-0,075H$ (рекомендуемые масштабы: по пористости 1 см - 0,02, а по глубине 1 см - 0,2 км).

Определить по этим зависимостям типичные для региона значения $K_{\text{пм}}$ и $K_{\text{п}}$ коллекторов различного класса при их глубине 2, 2,5, 3 км. (1, 2, 3 варианты).

2. Построить три вариационные кривые (штриховые) распределения $K_{\text{п}}$ для трех классов терригенных коллекторов по пористости (1-плохих, 2 - средних, 3 - хороших), представляющие результаты статистики по 228 залежам З.Сибири без учета глубины их залегания (по В. Н. Боганику). Параметры кривых, соответствующих нормальному закону, приведены в таблице 1.2 с учётом доли каждого класса C_i в общей выборке.

3. Построить суммарную кривую (сплошная линия) распределения для всей выборки (вся совокупность коллекторов). Определить

долю C_i каждого класса по доле площадей каждой кривой распределения класса i в суммарной выборке (рекомендуемые масштабы: по пористости 1 см-0,02, по y 1 см-4 %).

Таблица 1.2

Статистические характеристики коллекторов по классам для выборки по всем коллекторам 3. Сибири

Характеристики коллекторов по классам	1	2	3
$K_{пц}$ д.е.	0,11	0,19	0,27
S д.е.	0,0375	0,035	035
$y^{\text{макс}}$ %	14	26	10

4. Построить с применением логарифмической шкалы вариационную кривую распределения коэффициента проницаемости карбонатных коллекторов для залежей нефти нескольких регионов России, если по данным статистики она близка логнормальному закону (по В. Н. Боганику), причём $K_{прц} = 10$ фм², $\varepsilon = 10$, $y^{\text{макс}} = 18$ % (рекомендуемые масштабы: по проницаемости 1 порядок - 4 см, по частости 1 см-2%).

Определить с надежностью 95% ($x_H = \pm 2$) типичные минимальные и максимальные значения проницаемости ($K_{пр}$), ориентируясь на статистические данные для карбонатных коллекторов (см. задание 3).

5. Ориентируясь на класс средних по пористости терригенных коллекторов (см. табл. 1.2), определить с надежностью 95 % типичные минимальные, средние и максимальные значения эффективной ($K_{п.эфф}$) и динамической ($K_{п.д}$) пористости, если принять, что в типичных случаях $K_{во} = K_{но} = 0,3$.

2. Роль глинистости и остаточной водонасыщенности в формировании фильтрационно-емкостных свойств коллекторов

Глинистость

Фильтрационно-емкостные и многие физические свойства терригенных коллекторов зависят от содержания в породе глинистой фракции объемом $V_{\text{гл}}$. Это совокупность частиц с размером меньше 0,01 мм. Глинистый материал в коллекторе может занимать отдельные обособленные участки, образуя агрегаты глинистых частиц, чешуйки или пленки, пронизанные субкапиллярами, с коэффициентом пористости $K_{\text{п гл}}$. Глинистую составляющую в коллекторе принято отождествлять с цементом, скрепляющим зёрна скелета. У карбонатных коллекторов роль цемента выполняет пелитовая фракция, обозначаемая также как нерастворимый остаток.

Коэффициент пористости цемента (доля пор в цементе), как уже отмечалось в разделе 1, равен

$$K_{\text{п гл}} = (C_{\text{гл}} - K_{\text{гл}}) / C_{\text{гл}} = 1 - K_{\text{гл}} / C_{\text{гл}} \quad (2.1)$$

В случае присутствия в порах матрицы глинистых частиц справедливо уравнение $K_{\text{пм}} = K_{\text{п}} + K_{\text{гл}}$. Для характеристики доли пор глины в общем объеме порового пространства породы $V_{\text{п}}$ применяют коэффициент относительной пористости глин $\beta_{\text{гл}}$:

$$\beta_{\text{гл}} = V_{\text{п гл}} / V_{\text{п}} = V_{\text{п гл}} \cdot V \cdot V_{\text{гл в}} / (V_{\text{п}} \cdot V \cdot V_{\text{гл в}}) = K_{\text{п гл}} \cdot C_{\text{гл}} / K_{\text{п}} = K_{\text{гл}} \cdot K_{\text{п гл}} / [(1 - K_{\text{п гл}}) K_{\text{п}}] \quad (2.2)$$

Для оценки доли пор глины в объеме породы можно использовать другой коэффициент относительной пористости глин в объеме породы: $v_{\text{гл}} = V_{\text{п гл}} / V_{\text{п}} = \beta_{\text{гл}} K_{\text{п}}$. Разность $K_{\text{п}} - v_{\text{гл}} = (V_{\text{п}} - V_{\text{п гл}}) / V_{\text{п}}$ представляет характеристику, близкую к эффективной пористости. В ней не учитывается остаточная вода скелета.

Для оценки различия объёмов водонасыщенной и сухой глины используется коэффициент набухания B :

$$B = V_{\text{гл}}/V_{\text{гл с}} = C_{\text{гл}}/K_{\text{гл}} = 1/(1 - K_{\text{п гл}}) = 1 + \gamma. \quad (2.3)$$

Входящий в это выражение коэффициент γ характеризует влагоёмкость или водоудерживающую способность цемента. Он может быть вычислен несколькими способами. Если полагать, что вся остаточная вода находится в пределах глинистых частиц и $V_{\text{в гл}} = V_{\text{п гл}}$:

$$\gamma = V_{\text{п гл}}/V_{\text{гл с}} = (C_{\text{гл}} - K_{\text{гл}})/K_{\text{гл}} = K_{\text{п гл}}/(1 - K_{\text{п гл}}) = B - 1. \quad (2.4)$$

Однако реальные значения γ больше расчетных, потому что некоторая доля воды удерживается внешней поверхностью глинистых частиц.

Широкое применение нашел коэффициент относительной глинистости $\eta_{\text{гл}}$, характеризующий степень заполнения глинистыми минеральными частицами пространства между материалом скелета:

$$\eta_{\text{гл}} = V_{\text{гл с}}/V_{\text{пм}} = K_{\text{гл}}/K_{\text{п м}} = K_{\text{гл}}/(K_{\text{п}} + K_{\text{гл}}). \quad (2.5)$$

По размеру глинистых включений в терригенную породу относительно скелетных зерен и доли пор в этих включениях различают структурную, слоистую и рассеянную глинистости (рис.2.1). При структурной глинистости глинистые частицы соизмеримы с зернами скелета, а рассеянной считается глинистость, представленная мелкими частицами типа чешуек, плёнок в пространстве между зернами скелета. В слоистом коллекторе присутствуют макроплослойки глин.

В карбонатных породах роль высокодисперсного (тонкозернистого) компонента как аналога глинистости в терригенных породах играет смесь карбонатно-глинистых частиц, получившая название «нерастворимый осадок».

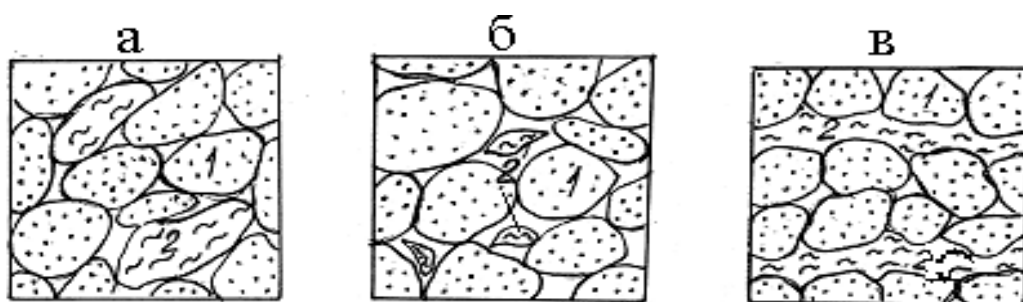


Рис. 2.1 Примеры терригенных пород с различным типом глинистости: а – структурной, б – рассеяной, в – слоистой; 1- песчаные зёрна, 2 – глинистые частицы

Опыт отнесения тех или иных пород к классу коллекторов показывает, что требования по уровню коэффициентов пористости и глинистости существенно отличаются на разных объектах, но достаточно стабильны при ориентировке на параметры $\eta_{\text{гл}}$ и $\beta_{\text{гл}}$. Например, у терригенных пород для коллектора должны выполняться предельные условия: $\eta_{\text{гл}} \leq 0,45$ или $\beta_{\text{гл}} \leq 0,67$.

Исходя из этих предельных величин для некоторых конкретных характеристик общей или матричной пористости можно установить предельные значения $K_{\text{гл}}^{\text{пр}}$ и коэффициент пористости при предельной глинистости $K_{\text{п}}^{\text{пр гл}}$. Ориентируясь на них можно сразу по измерениям $K_{\text{гл}}$ и $K_{\text{п}}$ классифицировать породы на коллектор и неколлектор.

При классификации пород может быть использована статистическая зависимость $K_{\text{п м}} \%$ от глубины H (км) для З. Сибири, полученная Д. А. Кожевниковым:

$$K_{\text{п м}} \% = 42,5 - 7,5H_{\text{км}} \quad (1,5 \leq H \leq 3,5). \quad (2.6)$$

Вычисление предельных характеристик глинистости и пористости коллекторов даёт представление о типичных значениях, на которые ориентируются интерпретаторы при отнесении горных пород к классу коллекторов. Например, для этого следует решить относительно $K_{\text{гл}}^{\text{пр}}$ уравнение $\eta_{\text{гл}} = K_{\text{гл}}^{\text{пр}} / K_{\text{п м}} = K_{\text{гл}}^{\text{пр}} / (K_{\text{п}} + K_{\text{гл}}^{\text{пр}}) = 0,45$ или $\beta_{\text{гл}} = K_{\text{гл}}^{\text{пр}} K_{\text{п гл}} / (1 - K_{\text{п гл}}) K_{\text{п}} = 0,67$ для заданных значений $K_{\text{п м}}$, H или $K_{\text{п гл}}$.

Для конкретных объектов или даже районов характерно стабильное максимальное значение относительной глинистости теоретических коллекторов ($K_{п\text{эфф}} > 0$). Для З. Сибири типично значение $\eta_{г\text{л}}^{\text{max}}$, близко к 0,65. По Д. А. Кожевникову, исходя из $\eta_{г\text{л}}^{\text{max}}$ для конкретного коллектора с параметром $\eta_{г\text{л}}$, можно вычислить величину петрофизического инварианта ψ : $\psi = 1 - \eta_{г\text{л}} / \eta_{г\text{л}}^{\text{max}}$. Коллекторы с равными инвариантами, но с различными признаками (пористость, емкость матрицы, водоудерживающие способности скелета и цемента и др.) ведут себя, как один и тот же коллектор, что позволяет использовать универсальные зависимости. Например, для характеристики проницаемости в мД, рекомендуется уравнение регрессии:

$$\ln K_{пр} = 10,2\psi - 3,3 \quad (2.7)$$

Например, при $\eta_{г\text{л}} = 0,44$ $\psi = 0,323$ имеем $K_{пр} \approx 1$ мД., и это значение практически является предельным для терригенных коллекторов З. Сибири.

Остаточная водонасыщенность

Остаточная водонасыщенность характеризует долю в поровом пространстве горной породы неподвижной воды, связанной с твёрдой фазой. Она сосредоточена в микрокапиллярах, углах пор, образует пленочные слои. Её содержание выражается коэффициентом $K_{во}$, который входит в круг обязательных параметров, определяемых у коллектора. Это связано с тем, что поры или капилляры, занятые остаточной водой, не могут принимать и фильтровать углеводороды и подвижные воды, то – есть они представляют неэффективное поровое пространство. Поэтому доля пор с остаточной водой влияет на величину эффективной пористость: $K_{п\text{эфф}} = K_{п}(1 - K_{во})$, являющуюся главной характеристикой емкостной ценности коллектора.

Коэффициент $K_{во}$ определяют в лабораторных условиях на ограниченном количестве образцов, но массовые оценки производят по

данным каротажа с использованием корреляционных зависимостей $K_{\text{во}} = f(K_{\text{п}})$, и других, а также аналитической модели этого параметра.

Остаточной водонасыщенностью осадочные породы обязаны прежде всего присутствию глинистых частиц, характеризующихся удерживающей способностью воды как внутри, так и на поверхности этих частиц. Для её оценки применяют коэффициент влажности набухания γ (влажность цемента), равный отношению объёма воды, удерживаемой глинистыми частицами (цементом), к объёму сухой глины: $\gamma = V_{\text{в гл}} / V_{\text{гл с}}$.

Макроописание остаточной водонасыщенности, предложенное Д. А. Кожевниковым и К. В. Коваленко, предполагает использование нескольких параметров. Неподвижная вода в породе удерживается скелетом и цементом и эти доли в объёме породы соответственно равны $\mu_0 = V_{\text{во ск}} / V$ и $\gamma K_{\text{гл}} = V_{\text{во гл}} / V$. Вододерживающая способность цемента γ , низкая при его карбонатном составе, может превышать 2 при чисто глинистом составе и зависит от минерального состава глин.

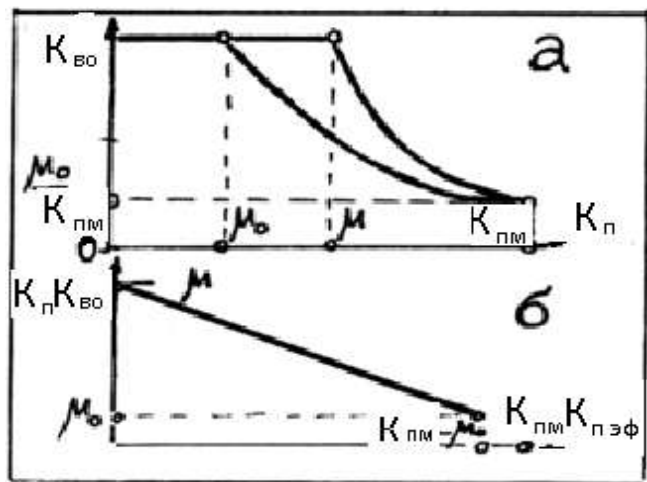


Рис.2.2 Теоретические зависимости $K_{\text{во}}(K_{\text{п}})$ для случаев: $\gamma=0$, γ^{max} и $K_{\text{п}} \cdot K_{\text{во}} (K_{\text{п эф}})$ для описания остаточной водонасыщенности в поровом пространстве коллектора (по Д. А. Кожевникову и К. В. Коваленко)

Высокие значения γ свойственны глинистым частицам, способным удерживать остаточную воду не только внутри, но и на поверхности этих частиц.

В поровом пространстве доля остаточной воды равна :

$$V_{\text{во}} / V_{\text{п}} = (V_{\text{во ск}} + V_{\text{во гл}}) / V_{\text{п}}$$

ИЛИ

$$K_{\text{во}} = (\mu_0 + \gamma K_{\text{гл}}) / K_{\text{п}} = [(\mu_0 + \gamma K_{\text{п м}}) / K_{\text{п}}] - \gamma. \quad (2.8)$$

Это гиперболическая зависимость $K_{\text{во}}(K_{\text{п}})$ (рис.2.2), в интервале по абсциссе между значениями пористости μ (значение $K_{\text{п}}$ при котором достигается условие $K_{\text{во}}=1$) и $K_{\text{п м}}$, а по ординате от $K_{\text{во}}^{\text{min}} = \mu_0 / K_{\text{п м}} = a$ до $K_{\text{во}}^{\text{max}} = 1$. При всех значениях $K_{\text{п}} \leq \mu$ зависимость представляет прямую с ординатой $K_{\text{во}}=1$. В случае $\gamma=0$ зависимость $K_{\text{во}}(K_{\text{п}})$ выходит на уровень $K_{\text{во}}=1$ при $\mu=\mu_0$.

Доля остаточной воды в породе, измеряемая произведением $K_{\text{во}}K_{\text{п}}$, как видно из рис.2.2 б, линейно зависит от $K_{\text{п эф}}$:

$$K_{\text{во}}K_{\text{п}} = \mu - K_{\text{п эф}}(\mu - \mu_0) / (K_{\text{п м}} - \mu_0) = \mu - K_{\text{п эф}}\gamma(1 + \gamma). \quad (2.9)$$

Рассмотренная модель удобна для оценки $K_{\text{во}}$ при наличии данных о параметрах μ_0 , γ и $K_{\text{п м}}$, достаточно стабильных для отдельных пластов коллекторов с переменными, но определяемыми характеристиками $K_{\text{гл}}$ и $K_{\text{п}}$.

В качестве примера применения аналитической модели остаточной водонасыщенности на рис.2.3 приведены результаты парных измерений значений $K_{\text{п}}$ и $K_{\text{во}}$ на образцах из отложений нефтегазовых месторождений Восточной Сибири. Применение аналитической модели $K_{\text{во}}(K_{\text{п}})$ позволяет при неизменных значениях $\mu_0=0.04$ и $K_{\text{п м}}=0.2$ определить для образцов с различной глинистостью и предельной водоудерживающей способностью значения $\gamma_{\text{min}}=0$ ($\mu_{\text{min}}=0.05$) и $\gamma_{\text{max}}=6,5$ ($\mu_{\text{max}}=0.18$). У чистого песчаника ($K_{\text{п}} = K_{\text{п м}}$) доля остаточной воды, удерживаемой скелетом, равна 20%.

Анализ состава глинистого цемента показал, что минимальная водоудерживающая способность глин характерна для преобладания в них каолинита, а с повышением доли хлорита и гидрослюд она увеличивается.

Установлено (Д. А. Кожевников), что остаточная водонасыщенность обладает свойством инвариантности. Проверка на фактическом

материале подтвердила возможность оценки $K_{\text{во}}$ по известным значениям μ_0 , $K_{\text{пм}}$ и ψ .

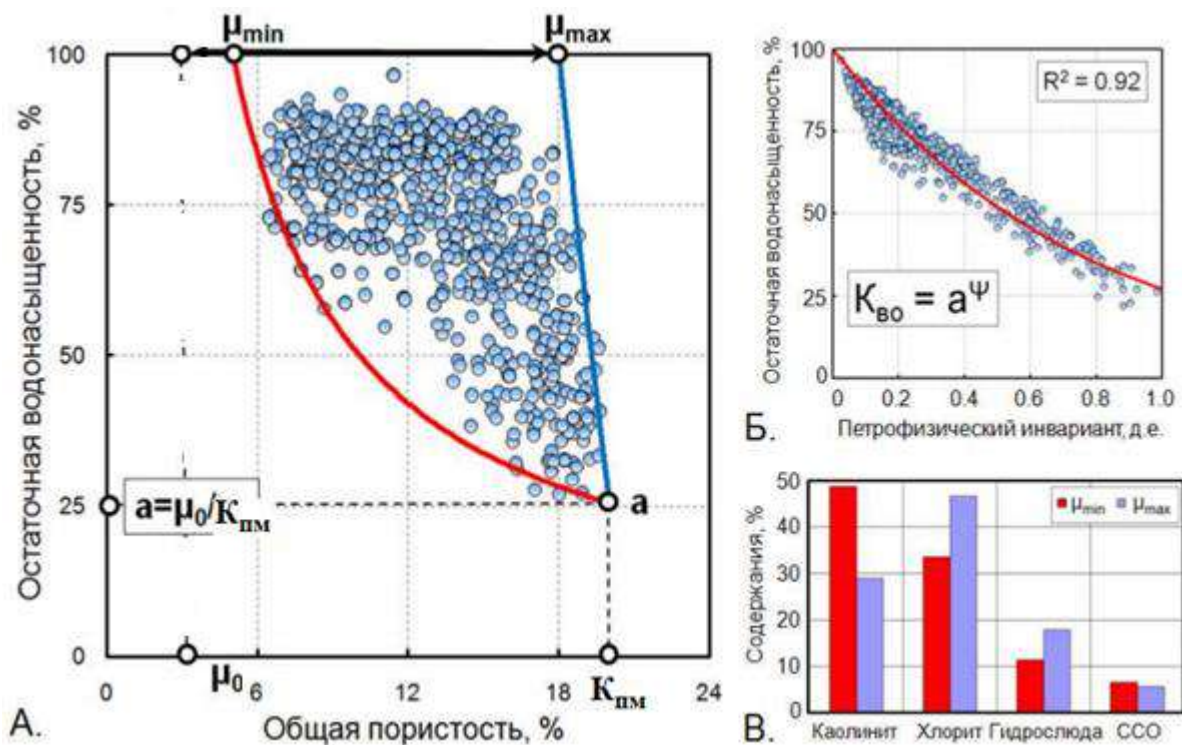


Рис. 2.3 Пример представления результатов исследований остаточной водонасыщенности нижнехетских коллекторов Восточной Сибири (по К. В. Коваленко)

А – Поле результатов измерений $K_{\text{п}}$ и $K_{\text{во}}$ для образцов с различной водоудерживающей способностью с ограничивающими линиями (минимальная и максимальная γ); Б - связь петрофизического инварианта ψ по экспериментальным данным и аналитической зависимости; В – содержание глинистых минералов для образцов с предельной водоудерживающей способностью

Рекомендуемые модели:

$$K_{\text{во}} = (\mu_0 / K_{\text{пм}}) \psi = a \psi, \quad (2.10)$$

$$K_{\text{во}} = 1 - \psi(K_{\text{пм}} - \mu_0) / K_{\text{п}}. \quad (2.11)$$

Пористость микрокапилляров в скелете μ_0 достаточно стабильна и оценивается в среднем величиной 5,5 %. Пористость матрицы $K_{\text{пм}}$ можно оценить исходя из глубины коллектора, а величину инварианта ψ следует определить по данным одного из методов ГИС: ГК, ГГК-

П или ПС. Например, определив по данным этих методов относительную глинистость коллектора $\eta_{\text{гл}}$, можно вычислить параметр инвариантности $\psi = 1 - \eta_{\text{гл}}/\eta_{\text{гл}}^{\text{max}}$ и использовать его для оценки $K_{\text{во}}$.

На рис.2.3 Б для выборки более узкой, чем при построении рис 2.3 А, аналитическая зависимость $K_{\text{во}}(\psi)$ хорошо согласуется с графической зависимостью (поле точек по данным лабораторных измерений), что подтверждает возможность оперативно оценивать (с возможной небольшой погрешностью) $K_{\text{во}}$ по результатам определений петрофизического инварианта. И всё же этот способ даёт лишь приблизительную оценку остаточной водонасыщенности, так как в нём не учитывается влагоёмкость цемента.

Полагая постоянными или меняющимися в небольших пределах параметры μ_0 , γ и $K_{\text{п м}}$, легко обосновать правомерность применения статистических зависимостей $K_{\text{во}}(K_{\text{п}})$, часто используемых на производстве для характеристики остаточной водонасыщенности отдельных пластов, и предложить вариант такой зависимости. В формуле (2.8) следует сделать замену: $K_{\text{гл}} = K_{\text{пм}} - K_{\text{п}}$.

Например, В. Н. Боганик по результатам измерений рекомендует для залегающих относительно неглубоко пластов-коллекторов 3. Сибири зависимость вида:

$$K_{\text{во}} = 0,084/K_{\text{п}} - 0,2. \quad (2.12)$$

Эта зависимость, согласно модели (2.8), выполняется при параметрах: $\mu = 0,07$, $\gamma = 0,2$ и при условии, что $\mu_0 + 0,2K_{\text{пм}} \approx 0,084$.

Параметры μ и μ_0 , отражающие полную водоудерживающую способность породы и долю неснижаемого объёма остаточной воды в матрице, соответственно, наряду с коэффициентом пористости породы $K_{\text{п}}$ и матрицы $K_{\text{пм}}$, позволяют охарактеризовать основные фильтрационно-ёмкостные свойства коллектора и их некоторые предельные значения. Так максимальное значение относительной глинистости (при котором $K_{\text{п эф}} = 0$) равно $\eta_{\text{гл}}^{\text{max}} = 1 - \mu/K_{\text{п м}}$. Для эффективной пористости справедливы выражения:

$$K_{п\text{эф}}^{\max} = K_{пм} - \mu_0 \quad \text{и} \quad K_{п\text{эф}} = K_{п}(1 + \gamma) - (\mu_0 + \gamma K_{пм}),$$

позволяющие вычислять эту характеристику по значениям $K_{п}$ и постоянным параметрам γ , μ_0 и $K_{пм}$, установленным для пласта - коллектора.

При значениях $\mu = 9 \div 12$ % существует возможность определять коэффициент абсолютной проницаемости (в фм^2) по значениям эффективной пористости (в %). Для коллекторов в Западной Сибири при $K_{п\text{эф}} \leq 15$ % (по Д. А. Кожевникову и К. В. Коваленко) установлена в полулогарифмическом масштабе линейная зависимость:

$$\log K_{пр}(\text{фм}^2) = 0,22 K_{п\text{эф}}(\%) - 1. \quad (2.13)$$

Согласно этой зависимости, принятое предельно допустимое для многих объектов значение проницаемости терригенных коллекторов (1 фм^2) будет обеспечено при $K_{п\text{эф}} = 4,5$ %.

На практике параметры модели остаточной водонасыщенности изменяются в пределах: по γ - $0 \div 7$, по μ_0 - $0,02 \div 0,1$, по $\mu = 0,05 \div 0,2$ при $K_{пм}$ - $0,2 \div 0,3$. У терригенных коллекторов обычно $\mu \geq 2\mu_0$, а у карбонатных коллекторов из-за очень низких водоудерживающих свойств цемента $\mu \approx \mu_0$.

К кондиционным коллекторам относят те, у которых $K_{во} \leq 0,7$. Очевидно, по этому значению можно оценить предельные для коллектора характеристики $K_{гл}$ и $K_{п}$. Например, из зависимости (2.12) следует, что предельное значение $K_{п}^{пр}$ для терригенных коллекторов приблизительно равно 9 %.

Отдельный интерес представляет степень заполненности остаточной водой скелета коллектора. Ее характеристику можно оценить с помощью средней толщины слоя остаточной воды Δ , которая при гидрофильности коллектора окружает поверхности пор и удерживается скелетом. Известно, что в чистом коллекторе выполняются соотношения:

$$K_{\text{во}} = V_{\text{во}}/V_{\text{п}} = S_{\text{п}}\Delta/V_{\text{п}} = S_{\text{у}}\Delta/K_{\text{п}} = \Delta/r_{\text{г}}, \quad (2.14)$$

где $S_{\text{п}}$ - общая поверхность пор, которая отнесенная к объему породы, представляет удельную поверхность $S_{\text{у}}$, $r_{\text{г}}$ - средний гидравлический радиус поровых каналов. При однородной структуре порового пространства (одномерные поры) и диаметре капилляров b_0 выполняется условие: $r_{\text{г}} = b_0/4$.

Так как $r_{\text{г}} = K_{\text{п}}/S_{\text{у}}$, то исходя из (2.14) имеем

$$\Delta = K_{\text{во}}r_{\text{г}} = K_{\text{во}}b_0/(4,33 - 0,153/K_{\text{п}}). \quad (2.15)$$

Как видим, величина Δ зависит от трех параметров и попытки установить связь с одним параметром будут безуспешными. Этот вывод подтвержден на практике.

Есть основание предполагать, что в гидрофильных коллекторах остаточная вода приблизительно равномерно распределена по стенкам капилляров. Тогда, зная площадь сечения капилляра и площадь фильтрующей его части, можно определить площадь занятую остаточной водой с толщиной кругового слоя Δ и ее долю в сечении капилляров, соответствующую $K_{\text{во}}$. Опираясь средними значениями диаметров капилляров b_0 и Δ , приходим к уравнению $K_{\text{во}} = [b_0^2 - (b_0 - 2\Delta)^2]/b_0^2$, решая которое получим выражение для определения Δ другим путем:

$$\Delta = [b_0(1 - \sqrt{1 - K_{\text{во}}})]/2. \quad (2.16)$$

Величину $b_0\sqrt{1 - K_{\text{во}}}$ можно отождествлять со средним диаметром фильтрующей части капилляра. Такую же трактовку можно найти в монографиях С. Пирсона и М. М. Элланского [8,14].

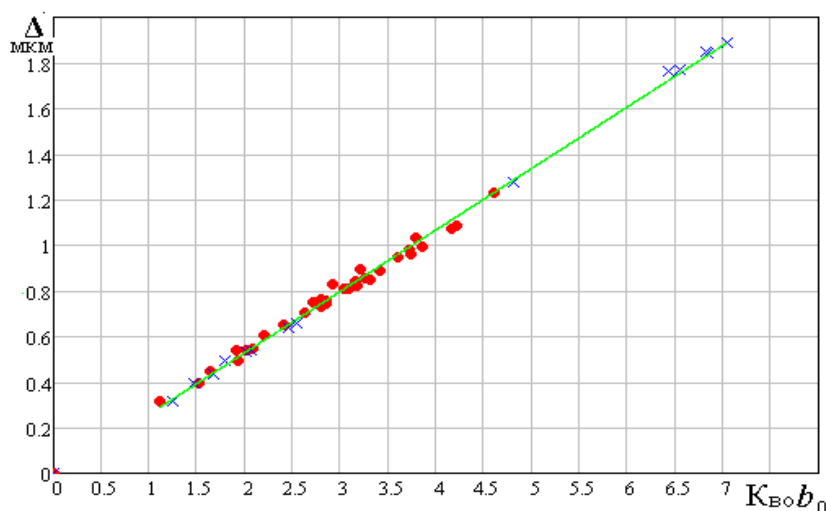


Рис 2.4. Точечная корреляционная зависимость между толщиной слоя остаточной воды Δ и произведением $K_{\text{во}} b_0$ для коллекторов выборки (точки для объектов по [5], крестики - по [14])

Воспользовавшись данными лабораторных измерений значений K_n , $K_{\text{во}}$, b_0 для большой выборки чистых коллекторов нескольких нефтегазовых месторождений З. Сибири, приведенных в монографиях [5,14], получим зависимость Δ от произведения $K_{\text{во}} b_0$, которая изображена на рис. 2.4, и выражается уравнением регрессии

$$\Delta = 0,267(K_{\text{во}} \cdot b_0). \quad (2.17)$$

Экспериментальные данные находятся в полном соответствии с модельной теоретической зависимостью (2.15), что свидетельствует о достоверности применяемой модели коллектора с остаточной водой.

Таким образом, можно полагать, что с увеличением размеров пор увеличивается и толщина Δ , а у крупнопористых коллекторов может быть высокое содержание остаточной воды. Даже если ориентироваться только на средние показатели размеров пор, значения Δ могут достигать 2 мкм. Получают объяснение факты обнаружения коллекторов, которые несмотря на высокую пористость и проницаемость имеют достаточно большие значения $K_{\text{во}}$. Примером может служить чистый песчаник из неокомских отложений Уренгойского месторож-

дения с характеристиками $K_{п}=0,24$, $K_{пр}=1000$ мД и $K_{во}=0,25$ [14]. Причиной столь высокого значения остаточной водонасыщенности является большой средний диаметр пор, равный 28,2 мкм. Толщина Δ для этого объекта оценивается значением 1,91 мкм и, следовательно, предельное значение диаметра не фильтрующих каналов равно 3,82 мкм.

Приходится признать, что прогнозирование Δ с целью ожидаемых значений $K_{во}$ скелета коллектора является проблематичным занятием. И все же можно порекомендовать попытаться оценить толщину слоя остаточной воды в скелете коллекторов при наличии точных определений значений $K_{п}$, b_0 и $K_{пр\text{ изм}}$ для неглинистых сред. Как будет показано ниже, согласно стохастической модели гранулярного коллектора при известных значениях $K_{п}$ и b_0 можно вычислить вначале теоретическое значение проницаемости безводного коллектора $K_{пр}(10)$ при $b_0=10$ мкм. Затем по измеренному значению $K_{пр\text{ изм}}$ определить средний диаметр фильтрующих каналов исследуемого коллектора: $b_{0ф}=10[K_{пр\text{ изм}}/K_{пр}(10)]^{0.5}$. Тогда искомое значение равно $\Delta=(b_0-b_{0ф})/2$.

Практическая работа

1. Приняв в качестве предельного для коллекторов значение относительной глинистости $\eta_{г\text{л}}^{\text{пр}}=0,45$, рассчитать и построить зависимости $K_{г\text{л}}^{\text{пр}}(H)$ для глубин $1,5 \leq H \leq 3,5$ и $K_{г\text{л}}^{\text{пр}}(K_{п\text{ м}})$ в интервале $K_{п\text{ м}}=0,18 \div 0,35$. Вторая зависимость совпадёт с первой, если рядом со шкалой H построить, воспользовавшись зависимостью (2.6), соответствующую ей шкалу $K_{п\text{ м}}$ с противоположным направлением.

2. Рассчитать и построить зависимости $K_{п}^{\text{пр}}(H)$, полагая, что для каждой глубины определены значения $K_{г\text{л}}^{\text{пр}}$, а $K_{п}^{\text{пр}} = K_{п\text{ м}} - K_{г\text{л}}^{\text{пр}}$. Построения провести на предыдущем чертеже, обеспечив совпадение шкал $K_{г\text{л}}^{\text{пр}}$ и $K_{п}^{\text{пр гл}}$.

3. Приняв в качестве предельного для коллекторов значение $\beta_{г\text{л}} = K_{г\text{л}}^{\text{пр}}K_{п\text{ гл}}/(1-K_{п\text{ гл}})K_{п}=0,67$, рассчитать и построить зависимость $K_{г\text{л}}^{\text{пр}}(K_{п})$ для пористости в интервале 0,1-0,3 при рассеянной глини-

стости ($K_{п\text{ гл}}=0,5$). Для этого задаётся общая пористость ($K_{п}$) при предположении, что глинистость является предельной, и она определяется исходя из данного уравнения. Сопоставить эту зависимость с той, которая вытекает из ранее установленных данных о связи между $K_{г\text{л}}^{\text{пр}}$ и $K_{п}^{\text{пр}}$. Обе зависимости изобразить различными линиями и обозначить каким способом они установлены (по $\eta_{г\text{л}}^{\text{пр}}$ или $\beta_{г\text{л}}^{\text{пр}}$).

Рекомендуемые масштабы: по абсциссе 1 см - 0,04 д.е., по ординате 1 см - 0,02 д.е.

Не забыть дать название представляемым зависимостям.

4. На выдаваемых к работе точечных полях связи $K_{\text{во}}(K_{п})$ при единых для выборки величине $K_{п\text{ м}}$ проведены ограничивающие линии, соответствующие зависимости при предельных значениях γ для нескольких пластов. Определить на основе аналитической модели (2.8) минимальное и максимальное значения γ и получить выражения для зависимостей $K_{\text{во}}(K_{п})$ с этими параметрами, подобные уравнению (2.12). Для этого вначале необходимо по практическим кривым $K_{\text{во}}(K_{п})$ определить значения $K_{п\text{ м}}$ и μ_0 , а затем по координатам $K_{\text{во}}$ и $K_{п}$ решить уравнение 2,8 относительно γ .

5. Рассчитать и построить в полулогарифмическом масштабе для коллекторов с предельными значениями γ зависимость $K_{\text{пр}}(K_{п\text{ эф}})$. При использовании выражения 2.13 предварительно вычислить $K_{п\text{ эф}} = K_{п}(1 - K_{\text{во}})$.

3. Структурные модели гранулярных коллекторов и их использование на практике

3.1 Гранулярные и капиллярные модели горной пород как пористой среды, состоящей из элементарных ячеек

Зернистая или гранулярная структура наиболее типична для терригенных (обломочных) горных пород, а также для некоторых участков карбонатов. Рассмотрение этой структуры необходимо для обоснования капиллярной модели, удобной для математическо-

го описания петрофизических свойств горных пород и в первую очередь коллекторов.

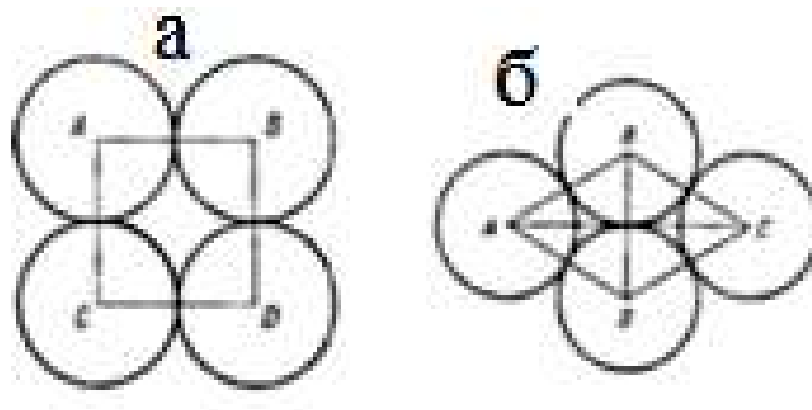


Рис. 3.1 Схематическое изображение на плоскости моделей гранулярных коллекторов с одноразмерными зёрнами – шарами с их рыхлой (а) и плотной (б) укладкой; а,в,с,д – углы контура элементарной ячейки, на которые может быть разбита модель коллектора

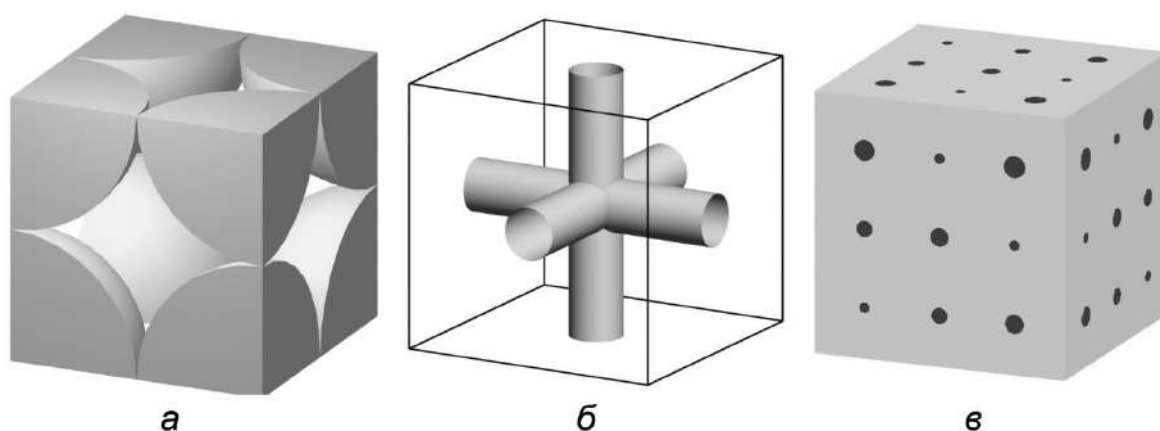


Рис.3. 2. Элементарные ячейки объемных моделей гранулярного (а) и капиллярного (б) типов и капиллярно-стохастическая модель пористой среды, состоящая из системы элементарных ячеек с круглоцилиндрическими капиллярами (в).

Простейшая модель гранулярной структуры состоит из соприкасающихся шаров (моделей зёрен) равного диаметра α . Рассматриваем случай рыхлой укладки гранул, при которой пористость мо-

дели максимальна. Вырезая кубик объёмом $V=\alpha^3$ с центром в полости, получим элементарную ячейку скелета, состоящую из усеченных шаров с поровым пространством между ними (рис.3.2 а). По свойствам этого элементарного объёма можно судить обо всей модели.

Скелет в ячейке, состоящий из 8 частей (получаемых при разрезании шара тремя ортогональными плоскостями) в совокупности образуют шар с диаметром α и объёмом равным $V_{\text{ск.я}} = 4/3\pi(\alpha/2)^3 = \pi\alpha^3/6$. Поэтому общая поверхность поровых каналов $S_{\text{п}}$ в ячейке равна поверхности шара, т.е. $S_{\text{п}} = \pi\alpha^2$. Коэффициент пористости пустотного пространства ячейки: $K_{\text{п}} = (\alpha^3 - \pi\alpha^3/6)/\alpha^3 = 1 - \pi/6 = 0,476$. Это значение можно рассматривать как максимально возможную пористость у гранулярного коллектора с одноразмерными зёрнами. Удельная поверхность пор S_y , представляющая отношение $S_{\text{п}}$ к объёму ячейки $V = \alpha^3$, равна $S_y = S_{\text{п}}/V = \pi/\alpha$.

Каждые взаимно параллельные грани куба соединены сквозными фильтрующими каналами переменного сечения, выполняющих роль поры. Применяемый в гидродинамике для характеристики сложных по форме каналов фильтрующих сред гидравлический радиус $r_{\text{г}}$ вычисляется как отношение объёма порового пространства $V_{\text{п}} = K_{\text{п}}V$ к $S_{\text{п}}$. Поэтому, учитывая, что $S_{\text{п}} = S_y V$ имеем $r_{\text{г}} = K_{\text{п}}/S_y$. При рыхлой упаковке гранул $r_{\text{г}} = 0,476\alpha/\pi = 0,1515\alpha$.

Другой способ определения $r_{\text{г}}$ состоит в вычислении отношения средней площади фильтрующего канала $S_{\text{к}}$ к его периметру Π . Фильтрующий канал переменного сечения в ячейке можно представить в виде виртуального круглого цилиндра длиной α и радиусом $r_{\text{к}}$, причем гидравлический радиус этого канала должен остаться тем, который характерен для существующей геометрии модели. Вычисляя $r_{\text{г}} = S_{\text{к}}/\Pi = \pi r_{\text{к}}^2 / 2\pi r_{\text{к}}$, получим, что, как и принято в гидродинамике, $r_{\text{г}} = r_{\text{к}}/2$. Это означает, что радиус виртуального цилиндрического канала в 2 раза больше гидравлического радиуса сложного по форме реального канала, которым он может быть заменен.

Важной гидродинамической характеристикой фильтрующей среды является просветность Ψ , которая представляет долю площадей сечения поровых каналов в сечении среды. Применительно к ячейке куба, отражающей свойства среды из совокупности подобных ячеек, просветность представляет отношение площадей сечения порового канала и грани куба $S_{гр}$. Среднюю просветность фильтрующего канала можно отождествлять с просветностью виртуального канала - цилиндра: $\Psi = \pi r_k^2 / \alpha^2 = 4\pi r_r^2 / \alpha^2$. Для модели с рыхлой упаковкой гранул (при $r_r = 0,1515\alpha$) $\Psi = 0,288$. Через просветность можно вычислять другие параметры пористой среды. Для ячейки с любой упаковкой одноразмерных гранул справедливо: $r_r^2 = \Psi \alpha^2 / 4\pi$. При рыхлой упаковке гранул $K_{п} = (\pi \Psi / \alpha)^{1/2}$ и $\Psi = 1,273 K_{п}^2$.

В гранулярной модели К.Терцаги шары одинакового размера упакованы случайным образом. Для этой модели гидравлический радиус выражается через пористость и равен [9]

$$r_r = 0,176 \alpha K_{п}^{1/2} / (1 - K_{п})^{1/3}. \quad (3.1)$$

При $K_{п} = 0,26$, минимально возможном для одноразмерных гранул (случай плотной упаковки), имеем $r_r = 0,0992\alpha$ и $\Psi = 0,124$, а при рыхлой упаковке получим вышеприведенные значения этих характеристик. Легко убедиться, что для одноразмерных гранул $\Psi \approx 0,5 K_{п}$. Это соотношение достаточно универсально и широко используется в обосновании практически важных формул для фильтрующих сред.

Параметры r_r и Ψ позволяют переходить от гранулярной к капиллярной модели пористой среды, в которой поровое пространство представлено пучками пересекающихся и непересекающихся капилляров с различной их ориентировкой и распределением по размерам. В простейшем случае считается, что в элементарной ячейке имеются 3 пересекающихся капилляра одинакового радиу-

са (рис. 3.1 б). Дальнейшие рассуждения справедливы применительно как к гранулярным, так и капиллярным моделям.

Важной петрофизической характеристикой коллектора является относительное сопротивление (параметр пористости) P_{π} , представляющее отношение удельных сопротивлений неоднородной среды и воды, заполняющей поровое пространство. Часто относительное сопротивление обозначают как параметр пористости, так как оно в основном зависит от пористости и в исследованиях фигурирует в виде зависимостей $P_{\pi}=f(K_{\pi})$. При простой форме каналов $P_{\pi}=1/\Psi$ [3,9]. Для ячейки с рыхлой и плотной упаковкой гранул параметр P_{π} равен 3,47 и 8,09, соответственно.

Наибольшие трудности встречаются при моделировании величины коэффициента проницаемости $K_{\text{пр}}$. Классическим считается уравнение Козени-Кармана, справедливое как для гранулярных, так и капиллярных моделей пористой среды.

Согласно этому уравнению коэффициент проницаемости равен

$$K_{\text{пр}}=r_{\Gamma}^2\Psi/cT^2. \quad (3.2)$$

Величину в знаменателе называют постоянной Кармана и часто принимают равной 5 [9]. Коэффициент c учитывает форму канала и для круглого или квадратного его сечения c равен 2 или 1,78, соответственно. При эллиптической или неизвестной форме канала принимают $c=2,5$. Параметр T^2 принято условно называть фактором извилистости. С его помощью учитывают не только извилистость каналов, но и переменное их сечение, шероховатость стенок, стыковку каналов и некоторые другие факторы, ухудшающие проницаемость среды. По представлениям П. Кармана и других исследователей, подтвержденных экспериментальными данными для сред непористых сред, к которым относятся хорошие коллекторы, $T^2 \approx 2$ [Ромм Е. С]. В связи с этим постоянная Кармана и получается в общем случае равной 5.

Подчеркнем, что все приведенные выше петрофизические коэффициенты для элементарной ячейки справедливы и для однородной среды, состоящей из системы таких ячеек с одинаковыми параметрами фильтрующих каналов.

Капиллярная модель элементарной ячейки с круглоцилиндрическими пересекающимися капиллярами эквивалентна гранулярной модели при выполнении некоторых условий. Предполагается, что в элементарной кубической ячейке размером α поровое пространство образовано тремя одинаковыми ортогонально пересекающимися в центре ячейки круговыми цилиндрами длиной α и диаметром b (рис.3.1б).

Пористость и удельная поверхность пор. Коэффициент пористости элементарной кубической ячейки объемом α^3 со структурой фильтрующих каналов, показанных на рис. 3.1 б, можно представить выражением (числитель - объём пустотного пространства в ячейке) [12]:

$$K_{\Pi} = (0,75\pi b^2\alpha - 1,75b^3) / \alpha^3 = 2,356(b/\alpha)^2 - 1,75(b/\alpha)^3 \quad (3.3)$$

Выполняя вычисления по этой формуле при $b/\alpha=0,606$ (что соответствует условно рыхлой укладке зёрен при $r_r=0,1515\alpha$), получим значение 0,476, а при $b/\alpha=0,397$ (условно плотная укладка при $r_r=0,0992\alpha$) – значение 0,26. Следовательно, при одинаковых гидравлических радиусах пористость капиллярной и гранулярной моделей также одинакова.

Удельная поверхность порового пространства в ячейке в свою очередь равна:

$$S_y = 3\pi b(\alpha - 0,742b) / \alpha^3 = 9,424[(b/\alpha)^2 - 0,742(b/\alpha)^3] / b. \quad (3.4)$$

Задаваясь отношением b/α можно вычислить по (3.3) и (3.4) величины K_{Π} и S_y , и найти гидравлический радиус модели $r_r = K_{\Pi} / S_y$ и

коэффициент проницаемости $K_{пр}$. Выполняя эти вычисления для значений $K_{п}$ в интервале $0,26 \div 0,476$, получим величины $r_{г}$, совпадающие с теми, которые характерны для гранулярного коллектора. При этом, как и должно быть, выполняется соотношение $r_{г}=b/4$.

Полученные результаты свидетельствуют о соответствии по емкостным свойствам удобной для исследований капиллярной модели однородного по структуре коллектора частным моделям гранулярного коллектора (одномерные гранулы с различной плотностью упаковки), которые адекватны реальным коллекторам. Это позволяет в дальнейшем оперировать капиллярными моделями. Переходя к рассмотрению других петрофизических коэффициентов, будем полагать, что градиент электрического и гидродинамического полей направлен перпендикулярно одной из граней кубической ячейки капиллярной модели..

Относительное сопротивление. Сопротивление R водонасыщенной ячейки объемом α^3 с удельным сопротивлением ρ равно $R=\rho\alpha/\alpha^2=\rho/\alpha$ и $\rho=R\alpha$. Но так как ток протекает только по каналу диаметра b , заполненного водой с удельным сопротивлением $\rho_{в}$, то $R=\rho_{в}\alpha/(\pi(b/2)^2)$ и $\rho_{в}=R\pi b^2/4\alpha$. Следовательно, относительное сопротивление элементарной ячейки: $P_{п}=\rho/\rho_{в}=4\alpha^2/\pi b^2$. С учётом того, что $\Psi = \pi r_{к}^2/\alpha^2$, а $r_{к}= b/2$ имеем $\Psi = \pi b^2/4\alpha^2$ и $P_{п} = 1/\Psi$, т.е совпадение с величиной для ячейки гранулярной модели, имеющую ту же просветность и гидравлический радиус. Снова убеждаемся в адекватности капиллярной и гранулярной моделей.

На практике часто используют выражение $P_{п}=(K_{п})^{-m}$. Поскольку $m=-\lg P_{п}/\lg K_{п}$, можно определить этот показатель для модели. Например, при $K_{п}=0,26$ получим $m=1,55$, а при $K_{п}=0,476$ $m=1,67$.

Проницаемость. Коэффициент проницаемости элементарной ячейки соответствует универсальному выражению (3.2). Для круглых капилляров $s=2$, а $\Psi=1/P_{п}= \pi b^2/4\alpha^2$. Таким образом, учитывая, что $r_{г}^2= b^2/16$ и $T^2=1$ выражение для $K_{пр}$ примет вид:

$$K_{\text{пр}}=0,0245b^4/\alpha^2=0,031b^2\Psi. \quad (3.6)$$

Достоинство капиллярной модели состоит в возможности вычислять параметры ФЕС для любых сред с однородными ячейками при заданных значениях просветности и диаметра поровых каналов b . Как показано выше, $\Psi = \pi r_k^2/\alpha^2 = 0,785 b^2/\alpha^2$ $b/\alpha = 1,128\sqrt{\Psi}$. Поэтому для моделируемой среды применимы формулы (3.2), (3.3) и др.

Практическая работа

Применяя упрощенные гранулярную и капиллярную модели определить и построить:

- 1) Для высокопористых коллекторов ($K_{\text{п}}=0,26-0,45$) с применением формулы К. Терцаги зависимости $\Psi(K_{\text{п}})$ и $P_{\text{п}}(K_{\text{п}})$.
- 2) Полагая, как принято в известной зависимости $P_{\text{п}}(K_{\text{п}})^{-m}$, определить $m(K_{\text{п}})$ для нескольких значений $K_{\text{п}}$.
- 3) Построить в полулогарифмическом масштабе на одном чертеже зависимость $K_{\text{пр}}(K_{\text{п}})$ с параметром $b=1, 4, 8, 16$ мкм и зависимости и $K_{\text{пр}}(b)$ при $K_{\text{п}}=0,3, 0,2$ и $0,1$.

3.2 Методы и результаты изучения структуры порового пространств осадочных горных пород

Применяются несколько лабораторных методов изучения структуры межскелетного пространства горных пород. При *мембранной капиллярометрии (порометрии)* полностью водонасыщенный образец горной породы с известной пористостью последовательно подвергается обработке сжатым воздухом с пошаговым увеличением его давления P , при котором вытесняется некоторая часть воды. После каждого шага путем взвешивания определяется количество и доля удаленной воды. Примененное давление на капилляры (капиллярное давление) вытесняет воду из капилляров определенного (всё уменьшающегося) диаметра b , что позволяет

установить долю в поровом пространстве каналов с определенным диаметром на основе соотношения $b = k/P$ (k -коэффициент, зависящий от конструкции лабораторной установки). В результате строятся графики распределения b , отражающие доли объема пор определенного диаметра, пример которых показан на рис.3.3.

Более точное представление о распределении поровых каналов по размерам получают с помощью *ртутной порометрии* [5]. В этом методе в сухой образец с последовательным увеличением давления вдавливают ртуть, фиксируя её долю в поровом пространстве. Обычно распределения диаметров каналов получаются достаточно детальными. Особенность методов порометрии состоит в том, что определяются не размеры пор, а диаметры каналов фильтрации, которые могут быть меньше пор.

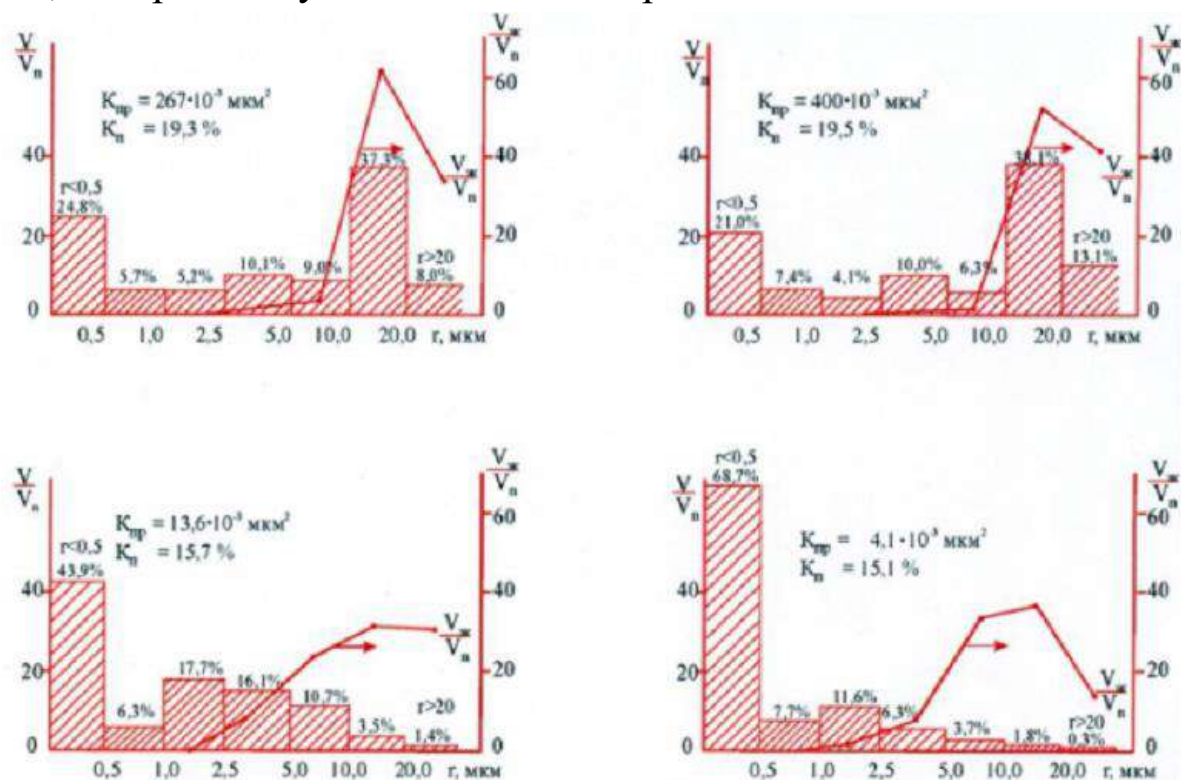


Рис. 3.3. Графики распределения пор по размерам в долях общей пористости и долевое участие пор в фильтрации по данным капиллярметрии [5]

Важную информацию о структуре порового пространства получают при микроскопическом анализе шлифов горных пород. Для изучения структуры пустот сухой образец предварительно насы-

щают ртутью или подкрашенными смолами. Однако фотографии шлифов дают представление о структуре пустот лишь на плоскости. Пример изображения сечения зерен, пор и поровых каналов в шлифе в схематическом виде приведен на рис. 3.4 а.

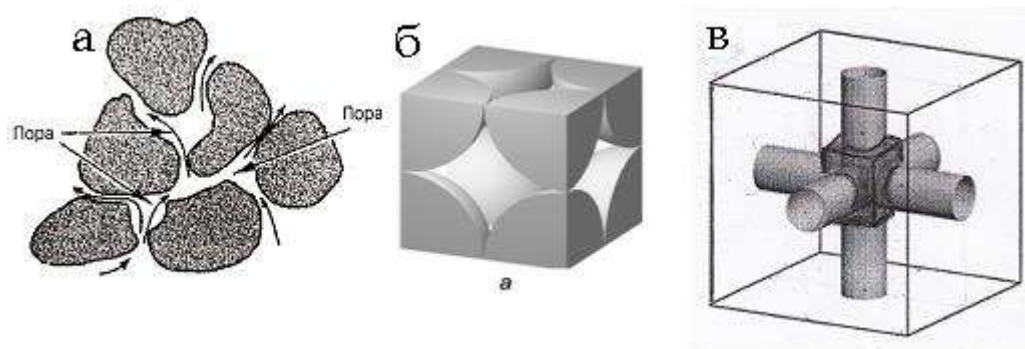


Рис. 3.4. Поры и соединяющие их каналы (капилляры) по изучению шлифов (по Форест Грею) (а), центральная часть капиллярно- поровой модели, ключающая пору (тождественная поровой модели с равно-размерными шарами) (б), элементарная ячейка капиллярно – поровой модели с круглоцилиндрическими каналами и порой в её центральной части (в)

В лабораторных условиях на образцах и по измерениям в скважинах на уровне пластов-коллекторов получены графики распределения времени релаксации T_2 ядерно- намагниченных поровых вод. Так как T_2 пропорционально гидравлическому радиусу (и размерам) поровых каналов имеется возможность изучать их распределение в горных породах с вычислением дифференциальной пористости (рис.3.5). В общем случае распределения имеют полимодальный характер, что свидетельствует о присутствии разноразмерных поровых каналов, которые формируют статистически однородные группы.

Хотя каждый из отмеченных методов имеет свои достоинства и ограничения, существует возможность сформировать реальное представление о структуре порового пространства коллекторов. Лабиринт пустот пористых пород представляет совокупность разноразмерных полузамкнутых межзерновых пустот (поры), сообща-

ющихся между собой щелеобразными или изометричными каналами (капилляры), имеющими меньшее сечение, чем поры. Наиболее отчётливо капиллярно - поровая структура гранулярных горных пород видна на фотографиях шлифов (пример рис. 3.4а).

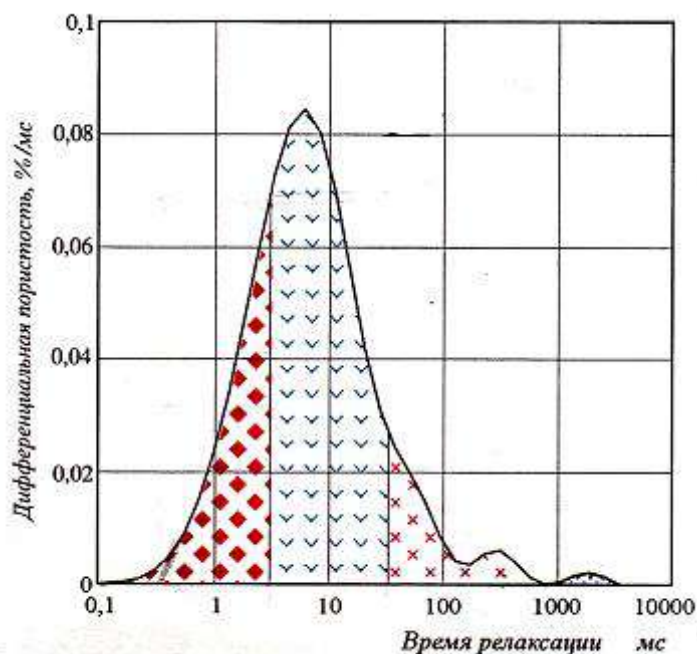


Рис. 3.5. Пример полученного после математической обработки исходной кривой измеряемого сигнала (релаксационной кривой), графика дифференциальной пористости ($\partial K_p / \partial T_2$), разделенного на интервалы с проявлением пор глинистости (до 3 мс), с капиллярно связанной водой (до 33 мс) и эффективных пор (больше 33 мс)

Формирование моделей всегда представляет итеративный процесс, при котором в новой модели делается попытка сохранить достоинства предшествующего варианта и исправить те положения, которые вызывают неудовлетворенность. Известность получила решётчатая модель, предложенная В. А. Мурцовкиным, применяемая при интерпретации данных ядерно-магнитного каротажа (ЯМК). В этой модели учтена разноразмерность поровых каналов и их случайный (стохастичный) характер распределения для монофракций предложено выражать с помощью гамма-функции [7]. Вместе с тем допущено упрощение формы пустот, представляющих в каждой кубической ячейке пересечение трех прямоугольных каналов квадратного сечения. Е. И. Леонтьев предпринял попытку обосновать модель породы со сложной геометрией порового пространства, в котором сферические поры соединялись круглоцилиндрическими каналами [6]. Это свидетельствовало о желании приблизить модель к реальным средам. Однако работа над этой моде-

лью, пригодной для широкого применения, осталась незавершенной.

3.3 Капиллярно – поровая модель коллекторов

С учетом опыта предшественников предложена модель пористой породы, состоящей из системы одинаковых кубических ячеек размера α , центральную часть которых занимает пора, с отходящими от неё 6 круглоцилиндрическими каналами с диаметром b (рис.3.4 в) [11]. Форма поры точно соответствует той, которая характерна для ячеек модели из шаровых гранул, то есть она находится внутри кубика со сторонами, равными $1,65b$. Виртуально при определенных ограничениях капиллярно-поровая модель ячейки тождественна модели с тремя пересекающимися круглоцилиндрическими капиллярами, изображенной на рис. 3.2 б.

Коэффициент пористости для одной ячейки можно вычислять по формуле (3.3), представив её с характеристикой $\beta = b/\alpha$ в виде

$$K_{\text{пя}} = (0,75\pi\beta^2 - 1,75\beta^3). \quad (3.7)$$

При этом предусмотрено, что для $\beta = 0,606$ получаем $K_{\text{пя}} = 0,476$ и $r = 0,1515\alpha$, причем, как и положено для гидравлических систем, $b = 4r_r$. Необходимо заметить, что заданное значение β является предельной относительной величиной и при этом в ячейке цилиндрических каналов не существует. Ячейка включает только пору и принимает вид, изображенный на рис. 3.4 б.

Размер поры связан с диаметром капилляров и в общем случае размер поры, как и ограничивающего ее куба, равны $1,65b$. Вклад поры сложной формы в $K_{\text{пя}}$ определяется величиной $2,138\beta^3$, а по объему ее можно отождествлять с эквивалентными сферой или цилиндром (длиной $1,65b$) с диаметрами $1,6b$ и $1,284b$, соответственно. Представление о вкладе поры и каналов в пустотное пространство ячейки в зависимости от приведенного диаметра каналов

β демонстрирует рис. 3.6. С увеличением β объем поры и ее доля в пустотном пространстве ячейки увеличиваются и при предельном значении $\beta=0,606$ только она и определяет пористость (кривая п). При увеличении диаметра каналов в ячейке их относительные длина и объем уменьшаются от максимума до нуля (кривая к).

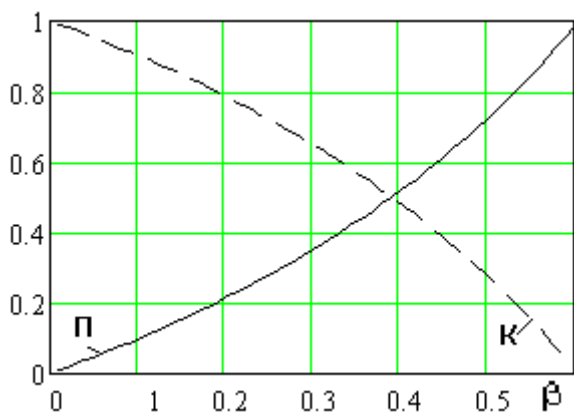


Рис. 3.6. Зависимости долей объемов поры (п) и каналов (к) в пустотном пространстве элементарной ячейки от приведенной величины диаметра каналов

Для обеспечения разноразмерности пустот в ячейках, то есть стохастичности среды, для диаметра капилляров b принимается распределение Вейбулла. В удобном для применения к моделируемым средам виде плотность распределения Вейбулла для b имеет вид :

$$f(b)=cb_0^{-1}(b/b_0)^{c-1}\exp-(b/b_0)^c. \quad (3.8)$$

Параметр b_0 , близкий главным обобщенным характеристикам распределения (математическому ожиданию и др.) играет роль коэффициента масштаба, а параметр c — является коэффициентом формы и в определенной степени он обратный дисперсии.

Распределением Вейбулла впервые было предложено для описания размеров частиц, полученных при дроблении, и именно такая структура типична для терригенных пород. На практике этим распределением аппроксимируют физические поля и свойства, отличающиеся широким диапазоном изменения измеренного признака с применением логарифмического масштаба для аргумента. По виду это теоретическое распределение близко соответствует спек-

трам времени T_2 , получаемых на монофракционных горных породах при проведении ЯМК. Проверка подтвердила возможность аппроксимации практических спектров времени T_2 распределением Вейбулла. Поэтому есть все основания применить это распределения для моделирования пористых горных пород.

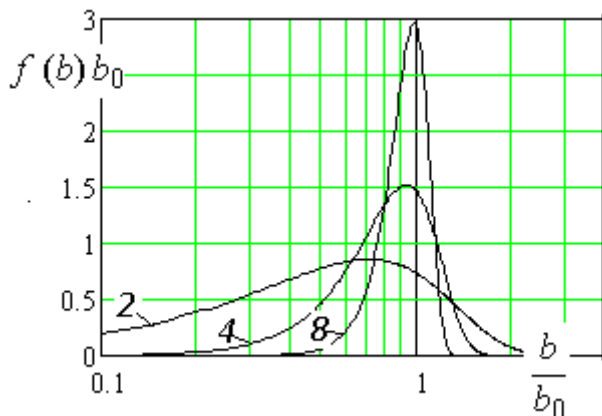


Рис. 3.7. Графики функции $f(b)b_0$, демонстрирующие вид распределения b/b_0 с параметром c , равным 2, 4 и 8

На рис. 3.7 показаны типичные теоретические функции распределения приведенной величины переменной b/b_0 для трех значений c . Видно, что с увеличением c дисперсия уменьшается и модальные значения аргумента приближаются к 1.

Возникает необходимость оценить максимальные $b^{\max}$ и минимальные $b^{\min}$ значения диаметров каналов для заданного их распределения. Ориентируясь на выражение (3.8), с достаточной для практического применения точностью получим, что

$$b^{\max} = b_0(4c^{-1.2} + 1) \quad \text{и} \quad b^{\min} = 0.95 - 1.08e^{-0.1c}. \quad (3.9)$$

Вид зависимостей предельных значений b^* в долях b_0 для распределений с параметром c показан на рис. 3.8. По нему видно, что при увеличении c отношения b^*/b_0 стремятся к 1, что связано с уменьшением дисперсии распределения диаметров каналов. По этим зависимостям можно определить диапазон значений b при заданных величинах b_0 и c или оценить параметры моделируемого распределения, если известен диапазон значений диаметров кана-

лов. Например, если для $f(b)$ отношение b/b_0 находится в интервале 0,15-2, имеем $c=2$.

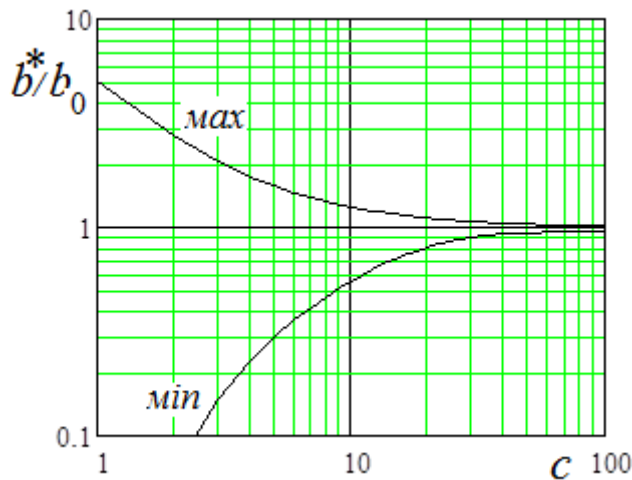


Рис. 3.8. Зависимости приведенных максимальных и минимальных значений диаметров каналов от параметра c , определяющих диапазон их распределения

Согласно теории при распределении Вейбулла математическое ожидание (среднее арифметическое), мода и медиана соответственно равны [9]:

$$b_{cp} = b_0 \Gamma(1+c^{-1}), \quad Mo = b_0 \left(\frac{c-1}{c}\right)^{1/c}, \quad Me = b_0 (\ln 2)^{1/c}, \quad (3.10)$$

где $\Gamma(.)$ – гамма - функция.

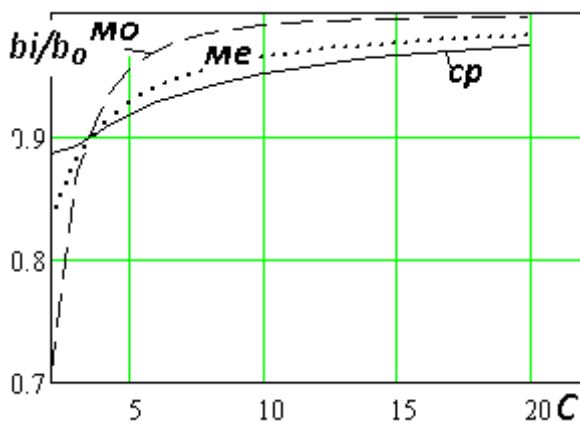


Рис. 3.9. Зависимости значений математического ожидания, моды и медианы (все условно b_i), выраженные в долях параметра b_0 , от коэффициента c для распределения Вейбулла, с помощью которого моделируется капиллярно – пористая среда

Представление об изменении этих характеристик, выраженных в долях b_0 можно получить по рис. 3.9. Видно, что с увеличением c относительные величины этих характеристик приближаются к 1.

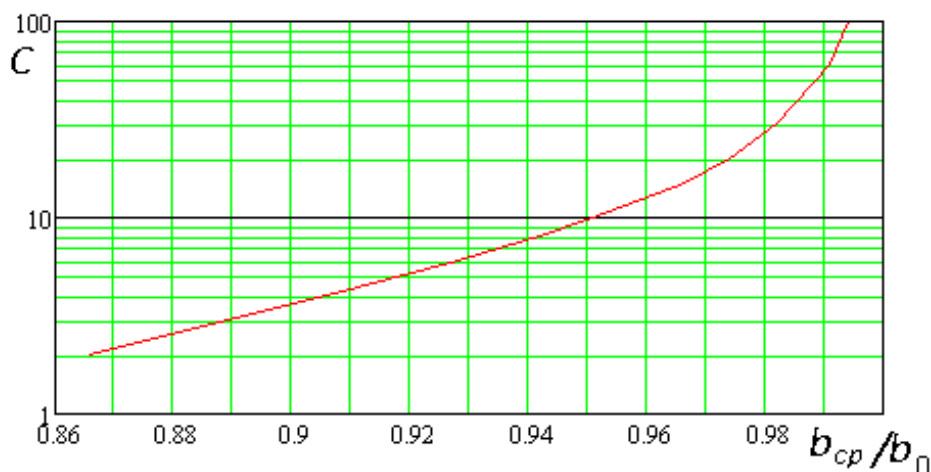


Рис.3.10. Зависимость параметра c от отношения b_{cp}/b_0

Параметр b_0 хотя и не относится к обобщенным характеристикам распределения, но может служить ориентиром для их оценки. В свою очередь, задаваясь отношением b_{cp}/b_0 можно по зависимости, приведенной на рис.3.10, определить параметр c . В интервале $c=2\div 10$, наиболее типичном для коллекторов, зависимость $b_{cp}/b_0(c)$ может быть аппроксимирована прямой с уравнением

$$b_{cp}/b_0 = 0,0085c + 0,865,$$

по которому при известных c и b_0 можно определить значение b_{cp} .

Заметим также, что при применении функции распределения $f(b)$ можно сделать подстановку $b_0 = b_{cp}/\Gamma(1+c^{-1})$, что позволит оперировать средним значением диаметров каналов.

Для моделирования распределения диаметров каналов b при заданных параметрах c и b_0 построена палетка в осях $f(b)/f(b^{mo})$ и b/b_0 , приведённая ниже в рекомендациях для выполнения практической работы. Для её использования необходимо вычислить значение $f(b^{mo})=Mo$ по (3.10). Достаточно скопировать график палетки и изменить соответствующим образом масштаб шкал осей.

Пористость среды. Для моделирования пустотного пространства капиллярно – поровой среды, рассматриваемой как модель коллектора, необходимо просуммировать пористость всей сово-

купности элементарных ячеек, согласно плотности вероятности (3.8). Для этого вычисляется интеграл [11]

$$K_{\Pi} = \alpha^{-3} \int_0^{b^{\max}} (0,75\pi b^2 \alpha - 1,75b^3) f(b) db, \quad (3.11)$$

верхним пределом которого является $b^{\max}$, а размер ячейки $\alpha = 1,65b^{\max}$. При этих условиях коэффициент пористости, зависит только от параметра c . Рисунок 3.11 позволяет получить представление об этой зависимости. С увеличением параметра c значение $b^{\max}$ стремится к b_0 и пористая среда становится все ближе к структуре с одноразмерными порами, у которой $K_{\Pi} = 47,6\%$. Данное свойство модели позволяет рассматривать ее как среду достаточно правдоподобно соответствующую имеющимся представлениям о предельной структуре коллектора.

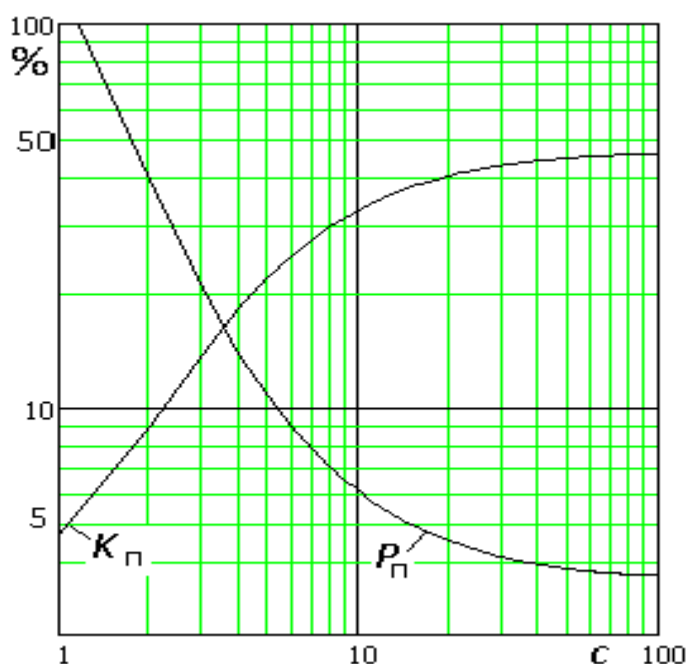


Рис. 3.11. Зависимости коэффициента пористости K_{Π} (%) и параметра пористости P_{Π} (д. е.) от коэффициента c для капиллярно – поровой модели среды

Для практических целей значение K_{Π} (в д. е.) можно определить, воспользовавшись функцией

$$K_{\Pi} = 0,442 - 0,48 \exp(-0,15c), \quad (3.12)$$

наиболее точно согласующейся с данными вычислений интегрального варианта в интервале пористости 10 – 30 %, типичной для коллекторов.

Дифференциальная пористость. Моделирование дифференциальной пористости dK_{π}/db позволяет продемонстрировать вклад в общую пористость коллектора пор определённого размера. Исходная формула для определения требуемого распределения получается при делении подинтегрального выражения (3.11) на объем элементарной ячейки α^3 , размер которой должен соответствовать $b^{\max}$ (см.(3.9)) и поэтому $\alpha=1,65b^{\max}$.

Для наглядности удобно пользоваться функцией dK_{π}/db , умноженной на b_0/c , при аргументе b_0/b , что позволяет свести на одну палетку графики дифференциальной функции для различных параметров. Пример такой палетки приведён на рис.3.12.

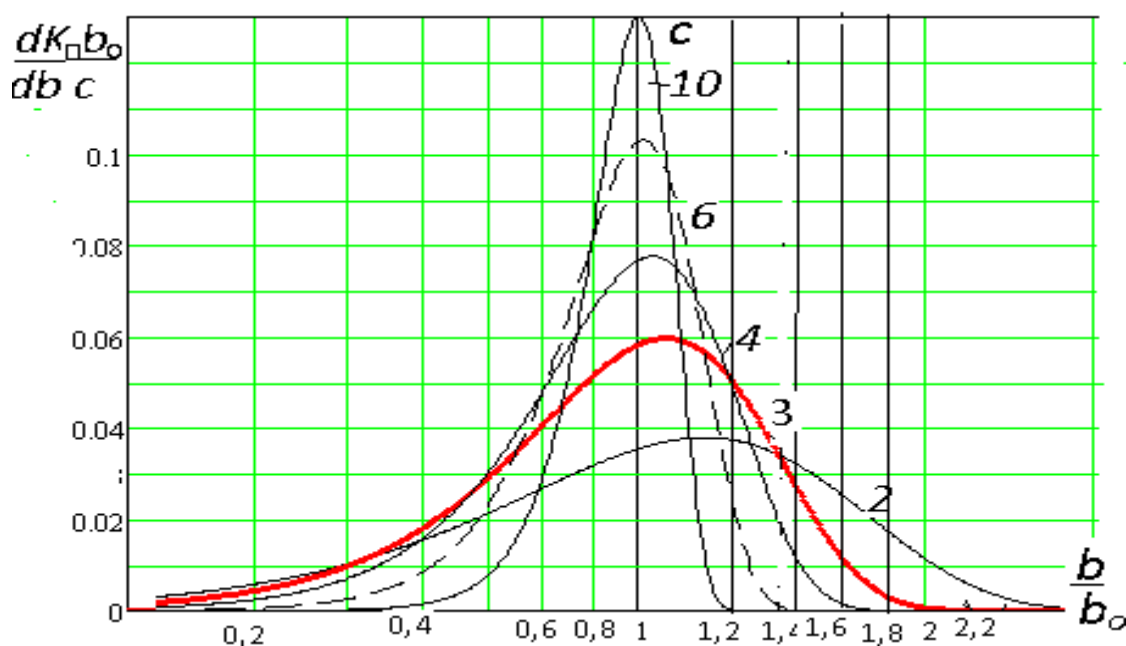


Рис.3.12. Графики приведённых значений дифференциальной функции с параметром c

График дифференциальной пористости позволяет по его площади определить общую пористость. Воспользовавшись палеткой после преобразования шкал для параметров b_0 и c , можно

получит модельную зависимость $dK_{\text{п}}/db(b)$, и вычислить $K_{\text{п}}$.

При известном значении предельного для фильтрации флюидов диаметра поровых каналов $b_{\text{пр ов}}$, полностью заполненных остаточной водой, можно вычислить коэффициенты $K_{\text{во}}$ и $K_{\text{п эф}}$.

Для этого достаточно определить площадь $\Delta K_{\text{п ов}}$ ($b \leq b_{\text{пр ов}}$) и искомые коэффициенты: $K_{\text{во}} = \Delta K_{\text{п ов}} / K_{\text{п}}$ и $K_{\text{п эф}} = K_{\text{п}} - \Delta K_{\text{п ов}}$.

Подобные процедуры выполняются при обработке данных ЯМК.

Параметр пористости

Согласно теории электродинамики применительно к элементарной ячейке пористой среды относительное сопротивление или параметр пористости равен $P_{\text{п}} = T / \psi_{\text{я}}$ [1]. Входящий в это выражение коэффициент извилистости T представляет отношение длины токопроводящих путей в ячейке к ее длине. Просветность $\psi_{\text{я}}$ сложного по форме фильтрующего канала отождествляют с просветностью виртуального канала в виде цилиндра с таким же гидравлическим радиусом, какой известен для реального канала. Для рассматриваемой модели ячейки (рис.3.4 в) $\psi_{\text{я}} = \pi b^2 / 4\alpha^2$.

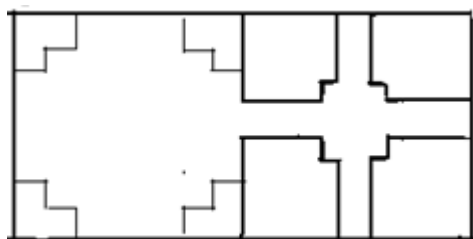


Рис. 3.12. Сечения через центры двух ячеек с различной пустотностью, как пример стыковки каналов с разными диаметрами капилляров

Следуя схеме моделирования В. А. Мурцовкина для системы из разноразмерных капилляров, необходимо учесть стыковку каналов двух ячеек (условно 1 и 2) с разными диаметрами капилляров, последовательно включенных в цепь. Полагая пока, что $T=1$, относительное сопротивление между центрами двух стыкующихся ячеек равно $2\alpha / \pi(1/b_1^2 + 1/b_2^2)$, а вероятность стыковки каналов определяется произведением $f(b_1)f(b_2)$.

Для определения относительного сопротивления среды необходимо просуммировать относительные электропроводности парал-

тельно включенных пар стыкующихся ячеек, а затем найти относительное сопротивление как обратную величину этой суммы. В результате формула для вычисления параметра пористости примет вид:

$$P_{\Pi} = 2\alpha^2 \pi^{-1} \left[\int_0^{b^{\max}} db_2 \int_0^{b^{\max}} \frac{b_1^2 b_2^2}{b_1^2 + b_2^2} f(b_1) f(b_2) db_1 \right]^{-1}, \quad (3.13)$$

причем, как уже подчеркивалось, $\alpha = 1,65 b^{\max}$.

Зависимость $P_{\Pi}(c)$ показана на рис.3.11, из которого видно, что с увеличением коэффициента c параметр пористости уменьшается и стремится к величине 3,47, характерной для модели с рыхлой укладкой равноразмерных шаров.

Представляет интерес исследовать связь характеристик P_{Π} и K_{Π} , учитывая существования классической формулы Арчи: $P_{\Pi} = K_{\Pi}^m$ [1]. Вычисляя коэффициент m с использованием соответствующих характеристик относительного сопротивления и пористости для реального диапазона коэффициента c получим график, изображенный на рис.3.13

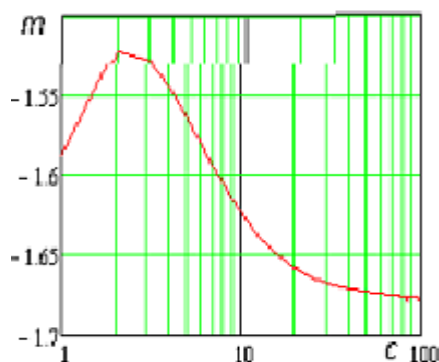


Рис.3.13. График показателя m в формуле Арчи, устанавливающей связь между параметром пористости и коэффициентом пористости, с использованием данных, приведенных на рис.3.11

Известно, что теоретические графики для ряда простых моделей коллекторов, а также экспериментальные зависимости $P_{\Pi}(K_{\Pi})$ в билогарифмическом масштабе, представляют прямые [3]. Это означает, что показатель m является константой для изучаемых сред.

Переменный характер m при вычислениях по (8) можно связать с неравномерным занижением величины относительного со-

противления, при определении которого не учитывалась извилистость токового потока. При больших значениях параметра c диаметры стыкующихся каналов отличаются мало и параметр извилистости $T \approx 1$, а показатель m стремится к значению $-1,68$. При малых значениях c и широком диапазоне диаметров капилляров стыкующиеся каналы имеют большую разницу в диаметрах. Это, естественно, обуславливает нарушение прямолинейности токового потока, что должно приводить к дополнительному возрастанию сопротивления, которое не учитывалось.

Поэтому представляется логичным, ориентируясь на показатель m , определенный точным способом, принять, что независимо от коэффициента c параметр пористости может быть вычислен через коэффициент пористости по формуле:

$$P_{\Pi} = 1/K_{\Pi}^{1,68}. \quad (3.14)$$

Будем основываться на предположении, что снижение относительного сопротивления при его вычислении объясняется отсутствием в формуле (3.12) множителя T . Тогда отношение значений параметра пористости, получаемое по формулам (3.13) и (3.12), можно рассматривать как искомый средний параметр извилистости и построить функцию $T(c)$. График изменения параметра T приведен на рис .3.14.

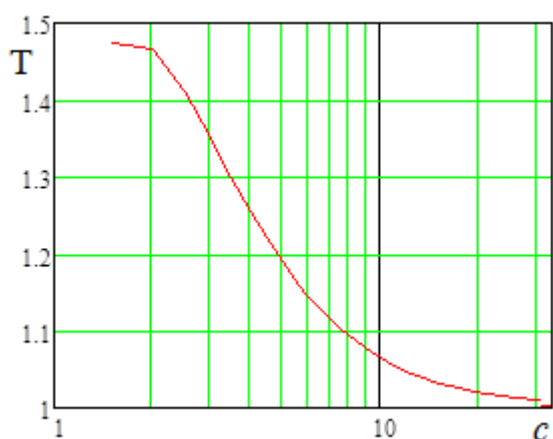


Рис.3.14. Зависимость предполагаемого параметра извилистости T от коэффициента c

Зависимость параметра $T(c)$ можно аппроксимировать функцией

$$T=0,75\exp(-0.26c)+1. \quad (3.14)$$

Примечательно, что известный специалист по гидродинамике Карман рекомендовал при оценке проницаемости сред с невысокой пористостью применять параметр $T \approx 1,41$ [9]. В дальнейшем полученные данные о параметре извилистости будут использованы при моделировании коэффициента проницаемости коллекторов.

Возможен также прогноз общей пористости по величине относительного сопротивления по формуле

$$K_{\Pi}=P_{\Pi}^{-0,595}.$$

Проницаемость

Коэффициент проницаемости $K_{\text{пр}}$ каналов при однонаправленном процессе фильтрации в элементарной ячейке согласно классического уравнения Козени – Кармана равен:

$$K_{\text{пр я}}=r^2\psi/2T^2=0,0245b^4/T^2\alpha^2.$$

Проницаемость среды эквивалентна ее электрической проводимости. Поэтому для определения коэффициента проницаемости среды достаточно просуммировать $K_{\text{пр я}}$ для половинок пар, параллельно включенных в процесс фильтрации стыкующихся ячеек так же, как это делалось при определении относительной электропроводности. В результате получим:

$$K_{\text{пр}}=0,049\alpha^{-2} T^{-2} \int_0^{b^{\max}} db_2 \int_0^{b^{\max}} \frac{b_1^4 b_2^4}{b_1^4 + b_2^4} f(b_1)f(b_2)db_1. \quad (3.15)$$

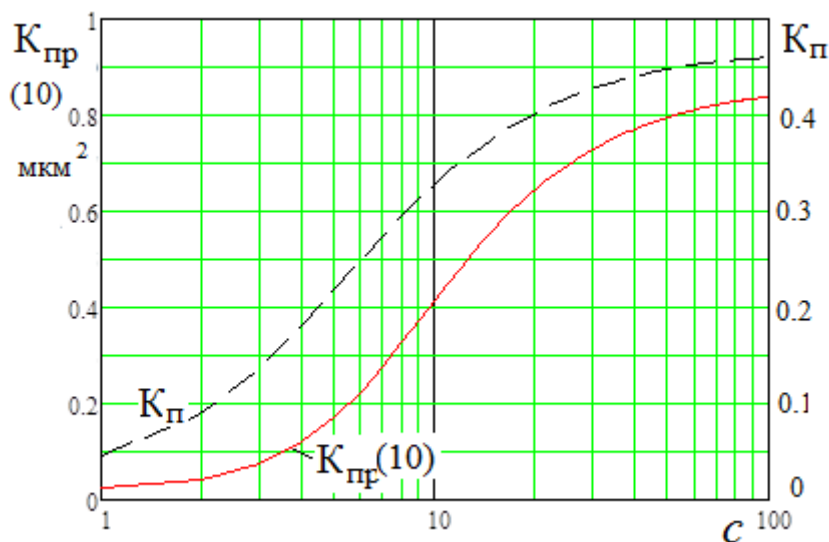


Рис.3.15. Зависимости коэффициентов проницаемости $K_{\text{пр}}$ ($b_0=10$ мкм) и пористости $K_{\text{п}}$ от коэффициента c

Для учета фактора извилистости T^2 следует воспользоваться выражением (3.14).

На рис. 3.15 приведена зависимость $K_{\text{пр}}(c)$ в мкм², рассчитанная по формуле (3.15) для параметра $b_0=10$ мкм. На этом же рисунке приведена зависимость коэффициента пористости $K_{\text{п}}(c)$ (в д.е.), помогающая представить связь между этими фильтрационно – емкостными характеристиками для конкретного параметра размера капилляров. Для оперативных вычислений проницаемости среды при $b_0=10$ мкм может быть использована зависимость

$$K_{\text{пр}}(b_0=10)=5,3K_{\text{п}}^{2,4}+0,04. \quad (3.16)$$

Так как коэффициент пористости пропорционален b_0^2 , то зная величину $K_{\text{пр}}(b_0=10)$, можно при равенстве значений $K_{\text{п}}$ определить проницаемость статистически однородной среды для любого значения b_0 по формуле

$$K_{\text{пр}}(b_0)= K_{\text{пр}}(10) b_0^2/100. \quad (3.17)$$

Учитывая связь относительного сопротивления с пористостью, существует возможность установить также зависимость $K_{пр}(P_{п})$ (мкм²), имеющую вид

$$K_{пр}(10)=5,6P_{п}^{-1.46}. \quad (3.18)$$

Моделирование полифракционных пород

Сравнительно просто моделируются породы, которые образованы простым смешиванием фракций (минеральных компонентов), с различными параметрами распределений b_0 и c , а также долями D_i в объеме среды для каждой i -ой фракции. Тогда при наличии в породе n фракций общая пористость вычисляется как сумма коэффициентов пористости компонентов среды: $K_{п}=\sum_1^n D_i K_{пi}$, причем, значения $K_{пi}$ вычисляются по формуле (3.11) с учетом соответствующего значения $b_i^{\max}$ или по формуле (3.12). Результирующий график распределения диаметров капилляров также определяется суммированием и $f(b)=\sum_1^n D_i f_i(b)$, причем, интеграл вероятности этого распределения равен 1. Механически модель полифракционной среды можно представить как смесь ячеек с размерами α_i , зависящими от параметров распределения фракции.

Для сложных сред принимается параллельное включение пористых элементов среды при пропускании через нее потоков гидро- или электродинамического происхождения. Коэффициент проницаемости полифракционной породы также как коэффициент пористости определяется как средневзвешенное значение для характеристик статистически однородных фракций. При вычислении же параметра пористости (относительного сопротивления) $P_{п}$ следует использовать выражение $P_{п}^{-1}=\sum_1^n D_i/P_{пi}$.

В качестве примера сформируем модель песчаника со структурной глинистостью. Зададимся значениями для чистого песчаника (1) $K_{п1}=0,247$, $c_1=6$, $b_{01}=2$ мкм, $D_1=0,8$, а для глины (2) $K_{п2}=0,178$, $c_2=4$, $b_{02}=0,5$ мкм, $D_2=0,2$. Тогда общая пористость равна 0.233, а график распределения диаметров капилляров примет вид, который изображен на рис. 3.16.

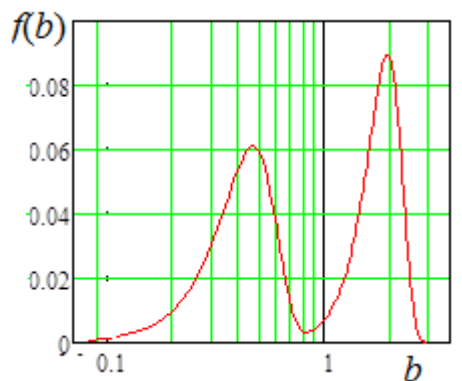


Рис.3.16. График распределения диаметров капилляров модели глинистого песчаника (величины параметров компонентов приведены в тексте)

Вычисляя с учетом пористости коэффициенты проницаемости для чистых песчаной и глинистой фракции отдельно для $b_0=10$, затем для заданных b_{01} и b_{02} получим $K_{пр} = 0,8 \cdot 0,225 \cdot 0,04 + 0,2 \cdot 0,124 \cdot 0,0025 = 7,3 \text{ фм}^2$.

Для определения относительного сопротивления $P_{п}$ необходимо решить уравнение

$$1/P_{п} = 0,8/10,48 + 0,2/18,17.$$

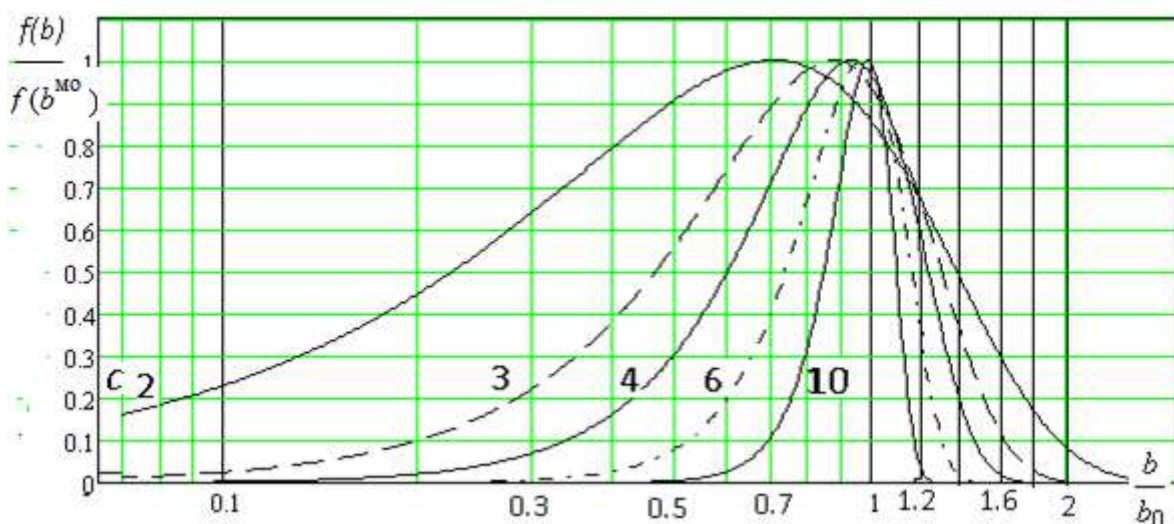
В результате имеем $P_{п}=11,45$.

Представленный на рис.3.16 график $f(b)$ может быть использован для проверки технологии по решению обратной задачи, когда необходимо при известном распределении размеров поровых каналов определить фракционный состав и коллекторские свойства всей горной породы и ее фракций.

Проверка капиллярно – поровой модели на реальных средах, для которых были получены достоверные данные о структуре и физических свойствах, подтвердила хорошие её возможности для практического применения.

Практическая работа

1. По заданным значениям параметров b_0 и c построить в полулогарифмическом масштабе график распределения $f(b)$ для статистически однородной пористой среды, воспользовавшись ниже приведённой палеткой



2. Рассчитать и построить зависимость $K_{\Pi}(c)$ для типичного для коллекторов интервала $c=2 \div 10$, воспользовавшись (3.12).

3. Воспользовавшись палеткой построить график дифференциальной пористости dK_{Π}/db для заданных значений c и b_0 . Определить по нему величину K_{Π} , а также $K_{\text{во}}$ и $K_{\Pi \text{ эфф}}$ (при известном значении $b_{\text{пр во}}$).

4. Воспользовавшись палеткой построить график дифференциальной пористости dK_{Π}/db для заданных значений c и b_0 бифракционной песчано - глинистой породы. Определить по нему величину K_{Π} , а также $K_{\text{во}}$ и $K_{\Pi \text{ эфф}}$ (при известном значении $b_{\text{пр во}}$).

5. Определить для этой модели значения P_{Π} и $K_{\text{кр}}$.

4. Геоэлектрическое моделирование коллекторов и других отложений в скважинах

4.1 Моделирование проявлений самопроизвольной поляризации (ПС) осадочных горных пород

Происхождение естественного электрического поля ПС в скважинах связано с действием электрохимических процессов, обусловленных контактом через пористую среду (горная порода) растворов с различной концентрацией солей (с преимуществом NaCl) в пластовой воде ($C_{\text{в}}$) и в промывочной жидкости скважины (C_0). Как прави-

ло, $C_v > C_0$. При упрощённой трактовке в результате на границе ствола скважины возникает потенциалообразующий двойной электрический слой ионов диффузионно-адсорбционной природы с электродвижущей силой $E_{да}$, которая рассматривается как характеристика источника электрического тока и свойство горной породы в условиях данной скважины. Потенциал на границе двойного слоя соответствует ЭДС и снижается экспоненциально при удалении. И хотя величину ЭДС измерить нельзя, в скважине в средней части пласта к ней близко значение потенциала самопроизвольной поляризации, измерение которого производят при применении метода ПС. Для идеализированных условий, предполагающих равенство удельных сопротивлений мощных пластов, вмещающих пород, бурового раствора, отсутствие зоны проникновения обоснованы теоретические модели формирования ЭДС.

На чистых глинах, благодаря адсорбционной активности, возрастающей с уменьшением размера пор, при более высокой подвижности катионов на границе глина – скважина менее концентрированный раствор в скважине заряжается положительно. Возникающая при этом ЭДС при температуре $t = 18^\circ \text{C}$ оценивается величиной в мВ

$$E_{да} = 58 \cdot \lg(C_v/C_0). \quad (4.1)$$

На чистых пористых песчаниках с относительно широкими капиллярами благодаря диффузии ионов, стремящихся выровнять концентрацию солей контактирующих растворов (в пласте и скважине), происходит образование двойного электрического слоя с ЭДС. Отрицательные ионы диффундируют наиболее активно. При этом менее концентрированный раствор в скважине на контакте с пластом глин заряжается отрицательно и возникающая ЭДС двойного слоя принимает значение в мВ

$$E_{д} = -11,6 \cdot \lg(C_v/C_0). \quad (4.2)$$

Для песчано-глинистой породы с долями глинистой фракции $C_{\text{гл}}$ и песчаной $(1-C_{\text{гл}})$ выражение для ЭДС диффузионно-адсорбционного процесса можно представить в виде:

$$E_{\text{да}} = C_{\text{гл}} 58 \cdot \lg(C_{\text{в}}/C_0) - (1 - C_{\text{гл}}) 11,6 \cdot \lg(C_{\text{в}}/C_0). \quad (4.3)$$

На плотных практически непроницаемых известняках, углистых породах, солях ЭДС не возникает.

Удельное сопротивление воды $\rho_{\text{в}}$ обратно пропорционально концентрации растворённой в ней соли $C_{\text{в}}$ и при температуре 18°C можно принять, что $\rho_{\text{в}} = 6,7/C_{\text{в}}$ г/л. Поэтому при характеристике ЭДС используют соотношение $C_{\text{в}}/C_0 = \rho_0/\rho_{\text{в}}$ (ρ_0 – удельное сопротивление промывочной жидкости). При наличии в породе зоны проникновения роль промывочной жидкости играет её фильтрат с $\rho_{\text{ф}}$ и ЭДС возникает внутри проницаемого пласта там, где фильтрат контактирует с пластовой водой.

На глубине, где температура возрастает по закону $t \approx H_{\text{км}} 30^\circ \text{C}$, ЭДС увеличивается в K_t раз, причём $K_t = (t+273)/(18+273)$.

Как видно из выражений (4.1 – 4.3) ЭДС собственной поляризации горных пород тесно связана с их литологическими свойствами, точнее со степенью глинизации и песчанности. Хотя сама величина ЭДС не может быть измерена, но возможна оценка её изменения по измерениям относительного потенциала методом ПС. Поэтому представляет интерес моделирование типичных разрезов отложений нефтегазовых месторождений по параметру ЭДС для идеализированных условий. С учетом полученных данных затем можно моделировать диаграммы изменения поля ПС и обосновывать способы интерпретации практических измерений.

На примере условного разреза с набором типовых литотипов можно продемонстрировать дифференцированность горных пород по величине ЭДС. На рис. 4.1 приведён график $E_{\text{да}}$, рассчитанный

по обобщающей формуле (4.3) для отложений с заданными параметрами глинистости.

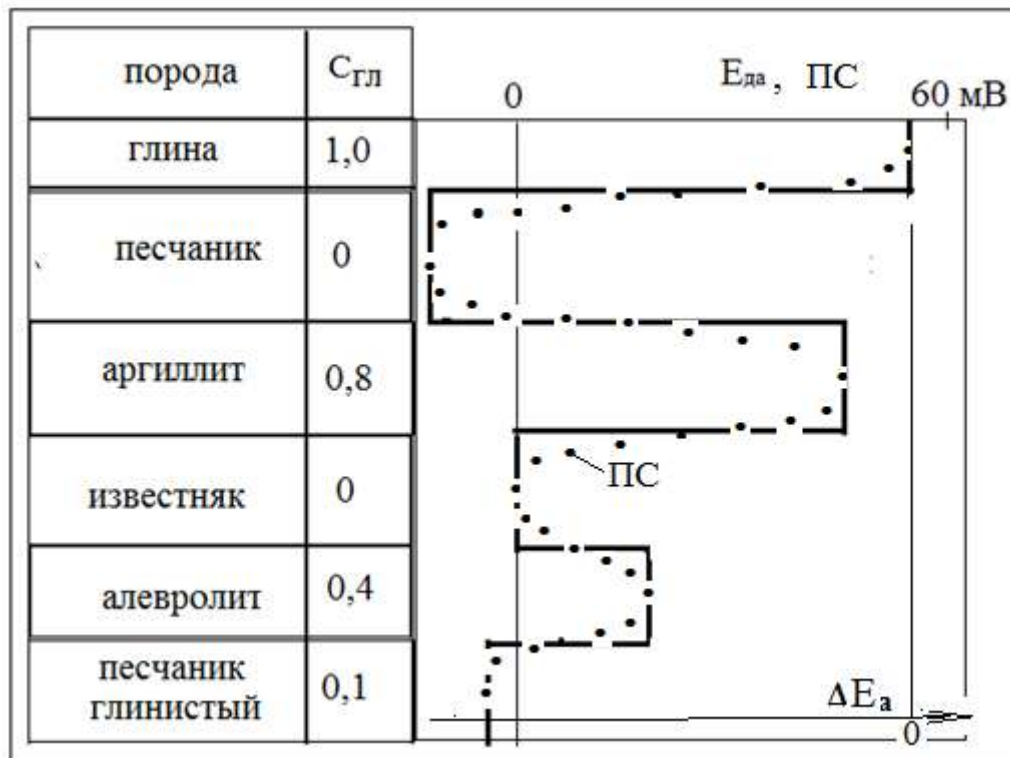


Рис. 4.1 Диаграммы ЭДС (сплошные линии), ПС (точки) и их аномальные составляющие относительно уровня глин для условного разреза, демонстрирующий дифференцированность горных пород по этим характеристикам без учёта температуры при отношении $\rho_0/\rho_b = 10$

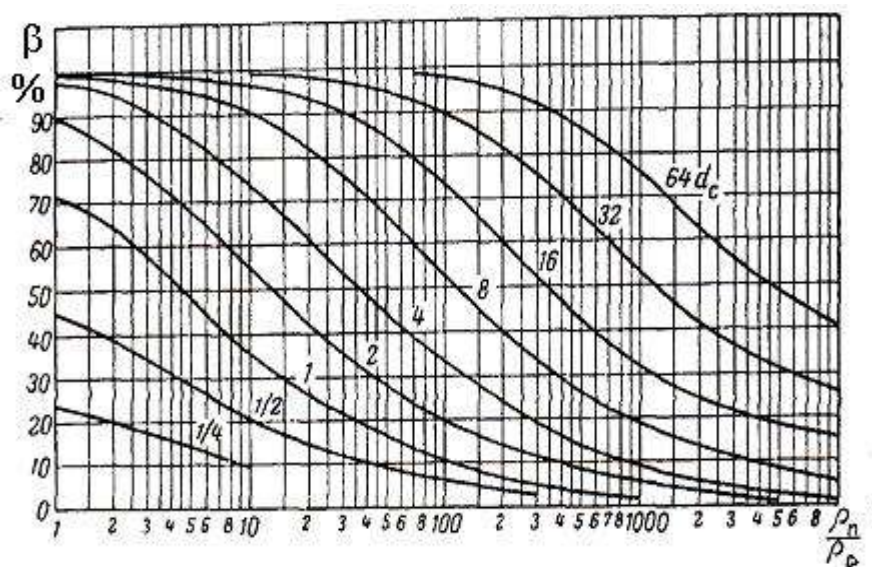
Зная распределение ЭДС в моделируемом разрезе можно построить график ее аномальной составляющей $\Delta E_a = E - E_{гл}$ относительно уровня глин. Для этого достаточно построить (сохранив горизонтальный масштаб) новую шкалу с нулевой отметкой на уровне глин (рис. 4.1).

Знание ЭДС позволяет смоделировать теоретическую кривую изменения поля ПС, обозначаемую как аномалию относительно уровня глин ΔU_a . Для идеализированных условий амплитуда в средней части пластов $\Delta U_a = \Delta E_a$, а границам соответствуют средние значения ΔE_a контактируемых пластов. В приграничной области пласта в интервале приблизительно 2 диаметра скважины (d_c) по d_c в каж-

дую сторону происходит изменение значений ΔU_a от значений ΔE_a одного пласта до другого.

В реальных условиях пласты, на которых возникают поля диффузионно-адсорбционного происхождения могут иметь ограниченную мощность, что обуславливает снижение ЭДС по сравнению с теоретически ожидаемыми значениями. Также ослабляется ЭДС пласта с увеличением диаметра скважины и с ростом его удельного сопротивления. Для проницаемых пластов контакт разносоленых растворов с удельным сопротивлением $\rho_f \approx 0,8\rho_0$ и ρ_v , обеспечивающий возникновение ЭДС, смещается к внешней границе зоны проникновения, создавая эффект увеличения диаметра скважины. Для учета факторов отклонения в реальных средах от идеализированных условий в расчетные значения ΔU_a следует ввести поправки за повышенное удельное сопротивление пласта (для проницаемых пластов в зоне проникновения), его ограниченную мощность, влияние диаметра скважины и зоны проникновения. Поэтому в общем случае амплитудное значение ΔU_a вычисляется с учетом общего поправочного коэффициента β (в д.е.) и амплитудное значение аномальной составляющей поля ПС равно $\Delta U_a = \beta \Delta E_a$.

Для введения поправок построена номограмма в осях β и ρ_p/ρ_0 с шифром, соответствующим мощности пласта.



Зависимости, показывающие какую часть от $\Delta E_{пл}$ для идеализированных условий составляют аномальные значения для пластов с повышенным значением ρ_p , конечной мощностью (в долях диаметра скважины d_c).

Для проницаемых пластов используют отношение $\rho_{\text{п}}/\rho_{\text{ф}}$.

Эту номограмму можно использовать для приближенного учета степени уменьшения амплитуды аномалии, обусловленной влиянием понижающей зоны проникновения, если ввести ее диаметр D , который часто принимают равным $5d_c$. Рассматривается условная скважина диаметра D с некоторым эквивалентным удельным сопротивлением $\rho_{\text{экв}}$: средневзвешенное для удельных сопротивлений ρ_0 и зоны проникновения $\rho_{\text{зп}}$. Например, при диаметре скважины 21 см, мощности пласта песчаника 1.7 м, буровом растворе с $\rho_0=5$ Омм, ($\rho_{\text{ф}}=4$ Омм), $\rho_{\text{зп}}=15$ Омм для проницаемого нефтенасыщенного пласта с $\rho_{\text{п}}=20$ Омм получим с учетом влияния зоны проникновения ($\rho_{\text{экв}}=13,3$ Омм) в долях единицы $\beta=0,92 \cdot 0,75=0,69$.

На практике исходными для интерпретации являются графики двойного разностного параметра.

Как отмечено, величина электродвижущей силы зависит от соотношения удельного сопротивления контактирующих на уровне пласта растворов, т.е. $\rho_0/\rho_{\text{в}}$. Если рассчитать и построить зависимость $E_{\text{да}}(\rho_0)$ (с логарифмическим масштабом по ρ_0) при известном и постоянном значении $\rho_{\text{в}}$, имеющей вид прямой, то с её помощью можно продемонстрировать предпосылки применения метода ПС при наличии промывочной жидкости с ρ_0 . С помощью этой зависимости определяют по измеренному полю ПС величину $\rho_{\text{в}}$, а затем концентрацию соли $C_{\text{в}}$ в пластовой воде на глубине.

В качестве примера на рис. 4.2 показана такая зависимость для пласта чистого пористого песчаника, рассчитанная по (4.2) с учётом повышающего температурного коэффициента $K_t=1,14$ для глубины 2 км. Вместе с ней приведен график аномальной составляющей ЭДС песчаника ΔE относительно ЭДС глин, рассматриваемых как фон. Он получен как разность $E_{\text{пес}} - E_{\text{гл}} = \Delta E$. К вычислению аномальной составляющей прибегают и в методе ПС, но при этом оперируют с величинами потенциала, и получаемая характеристика близка к значению ΔE .

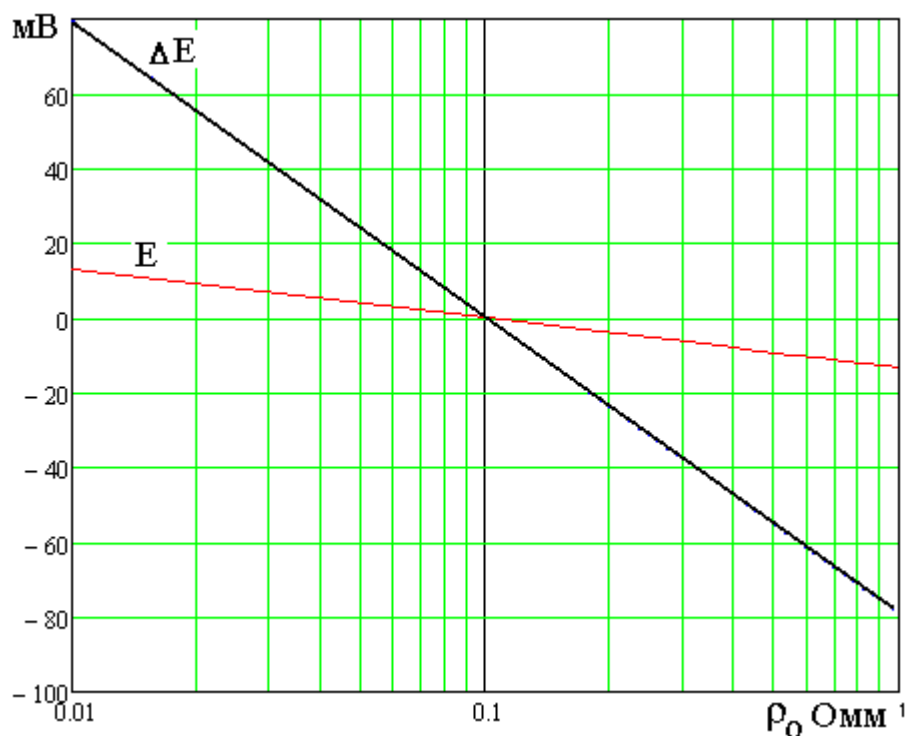


Рис. 4.2. Графики E (ЭДС песчаника) и ΔE (аномальная ЭДС песчаника относительно ЭДС глин), демонстрирующие зависимости этих характеристик при изменении ρ_0 и неизменной величине $\rho_v=0,1$ Ом·м для пластовых вод на глубине 2 км.

Как видно из рис. 4.2, при $\rho_0 < \rho_v$ значения на графиках положительные и отрицательные при $\rho_0 > \rho_v$. Это связано с тем, что знак ЭДС зависит от соотношения $C_v/C_0 = \rho_0/\rho_v$. Если оно равно 1, то ЭДС на пластах разреза отсутствует. Это обстоятельство позволяет, имея данные о величине ЭДС (на практике о величине потенциалов поля ПС), полученные при применении в скважине растворов с резко отличающимися величинами ρ_0 , построить линейные графики подобные приведённым на рис. 4.2. Так как в полулогарифмическом масштабе зависимости $E_{\text{да}}(\rho_0)$ и $\Delta E(\rho_0)$ представляют прямые, то очевидно, что значения ρ_0 , при которых характеристики графиков равны 0, соответствуют значениям ρ_v . Этот прием, получившем название «способ двух растворов», часто используют на практике особенно в начальной стадии разведки нефтегазовых месторожде-

ний, ограничиваясь измерениями поля ПС всего при двух растворах в скважине.

Результаты моделирования зависимостей E и ΔE от соотношения удельных сопротивлений скважинных и природных растворов также демонстрируют необходимость обеспечения значительного различия растворов для получения контрастной дифференцированности песчано – глинистых отложений по полю ПС.

Практическая работа

1. Для разреза, аналогичного приведённому на рис. 4.1, рассчитать и построить графики ЭДС (E) и её аномальной составляющей ΔE относительно ЭДС глин при значениях $\rho_v=0,4$ Омм и $\rho_0=2$ Омм для глубины 2500 м.

2. Построить для пласта-коллектора с логарифмической шкалой для ρ_0 зависимости $E(\rho_0)$. и $\Delta E(\rho_0)$ при постоянном значении $\rho_v=0,4$ Омм.

4.2 Геоэлектрические модели пластов, вскрытых субвертикальной скважиной

Геоэлектрические модели пластов позволяют оценить возможности методов электрометрии по литологическому расчленению разреза, выделению коллекторов и определению характера и уровня насыщения их углеводородами и водой в открытом стволе скважин. При проходке скважины диаметром $d_{\text{скв}}$ у вскрываемых пластов может происходить нарушение их естественного состояния. По характеру преобразований пласты разделяют на 3 основных типа, модели которых приведены на рис.4.3.

Плотные, монолитные с минимальной пористостью горные породы практически не претерпевают изменений. Диаметр скважины в них соответствует номинальному (d_n), т.е. равному диаметру бурового инструмента. Такие породы непроницаемы для бурового раствора и их физические свойства, измеренные в скважине, соответствуют тем, которые характерны для естественного состояния пласта. К таким породам относятся не трещиноватые карбонаты, плотные песчаники, ангидриты и др.

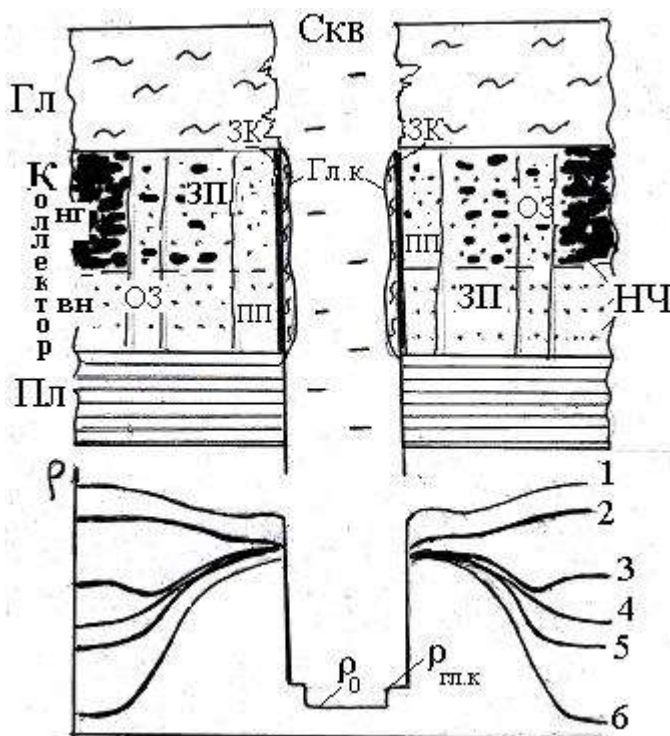


Рис.4.3 Структурная геоэлектрическая модель участка разреза, где скважиной (Скв), зонной ПЖ, вскрыты пласты глин (Гл), плотных пород (Пл) и песчаник-коллектор, в котором имеются нефтегазо (- нг) и донасыщенная (вн) части

Рис. 4.2 Графики изменения ρ_k в скважине и в пласте-коллекторе по латерали при различном характере его насыщения : 1- газом; 2-5 - нефтью; 6- пластовой минерализованной водой; ρ_0 и $\rho_{г.к.}$ -удельное сопротивление ПЖ и глинистой корочки, соответственно

Глинистые породы обычно имеют повышенную пористость, могут быть различной плотности, но также относятся к непроницаемым для бурового раствора (промывочной жидкости) породам. Низкоплотные глины при бурении часто размываются, что приводит к увеличению на их уровне диаметра скважин. На относительно плотных аргиллитах (камнеподобная глина) диаметр скважин может быть близким к номинальному. Поэтому на глинистых породах показания геофизических методов соответствуют естественным свойствам пород или могут ещё отражать влияние скважины в случае $d_{скв} > d_n$.

Пласты-коллекторы вследствие превышения забойного давления над пластовым претерпевают наибольшие изменения. Это происходит из-за фильтрации бурового раствора внутрь пласта с вытеснением флюидов (пластовая вода, нефть, газ), заполняющих поровое пространство в естественных условиях. Поэтому в околоскважинном пространстве в пределах пласта - коллектора можно условно выделять зону изменения и неизменённую часть (НЧ), в

которой физические свойства отражают естественное состояние пласта (рис.4.1).

При детальном рассмотрении к зоне изменения можно отнести глинистую корочку внутри скважины, поскольку коллектор играет роль фильтра с сетью пор, в результате чего обычно на проницаемых пластах наблюдается $d_{\text{скв}} < d_{\text{н}}$ на 1-5см. Внутри пласта вследствие проникновения глинистых частиц может образоваться тонкий (в несколько мм) слой с повышенной глинистостью, получивший название зона кольтматации (ЗК).

За ним следует зона проникновения (ЗП) фильтрата промысловой жидкости (ПЖ), толщина и диаметр (D) которой определяются многими факторами (различием между скважинным гидростатическим и пластовым давлениями, фильтрационно-емкостными свойствами пласта, режимом бурения и др.). Реальные диаметры ЗП 0,5-2 м, причём при прочих равных условиях, чем лучше коллектор, тем меньше ЗП. Поэтому подавляющее число геофизических методов с радиусом исследования меньше 0,5м даёт информацию о свойствах пласта-коллектора в ЗП.

В случае водонасыщенного коллектора из зоны проникновения вытесняется пластовая вода, которая заменяется фильтратом ПЖ. Оставшаяся в части порового пространства связанная с твёрдой фазой породы вода несколько изменяет свои свойства, например, удельное сопротивление. В продуктивных пластах помимо пластовой воды буровой раствор вытесняет газ и частично нефть. Во многих случаях вблизи стенок скважины породы наиболее сильно промытых фильтратом бурового раствора, иногда вытесняются из пор даже капиллярно связанная вода и нефть.. Эта часть ЗП толщиной 5-10 см, обозначаемая как промытая порода (ПП), оказывает влияние главным образом на показания микрозондов.

В нефтегазонасыщенном коллекторе ЗП имеет более сложную структуру. В ней может присутствовать наряду с фильтратом и остаточной водой ещё и остаточная нефть, доля которой в порах характеризуется коэффициентом $K_{\text{но}}$ с величиной 0,2-0,4. Во внешней части ЗП часто возникает кольцевая оторочка с повышенной электропроводностью, в пределах которой подвижные нефть и газ вытеснены, а пластовая вода - присутствует. Эта часть ЗП носит ещё название «окаймляющая зона» (ОЗ) и её присутствие может

проявиться при применении индукционного зондирования. Возможные графики изменения удельного сопротивления (ρ) в пласте коллекторе по латерали при различных характере и насыщенности его флюидами показаны на рис.4.2. Подобные графики удаётся зафиксировать по результатам зондирования методами электрометрии. Наиболее заметно сложная структура околоскважинного пространства вскрытого пласта коллектора проявляется при применении методов электрометрии с зондами различного радиуса действия.

Скважина	ρ_0	Глинистый пласт $\rho_{г\text{л}}, \rho_{\text{во}}^*, K_{\text{пг\text{л}}}$	
		ЗП	НЧ
		$K_{\text{нг}}, P_{\text{н}}, \rho_{\text{зпнг}}, K_{\text{взп}}, K_{\text{но}}, \rho_{\text{смзпнг}}$	$\rho_{\text{нг}}, K_{\text{в}}, \rho_{\text{смнг}},$
	Коллектор	$\rho_{\text{ф}} - \rho_{\text{возп}} - \rho_{\text{ф}} - \rho_{\text{возп}} - K_{\text{возп}} - K_{\text{п}} - \rho_{\text{п}}$ $-\rho_{\text{во}}^* - K_{\text{во}} - \text{ВНК} - - - - -$ $K_{\text{в}}=1$	
	Нефтегазонасыщен		
	Водонасыщен	ЗП	НЧ
		Плотный пласт $\rho_{\text{пл}}, \rho_{\text{во}}^*, K_{\text{ппл}}$	

Рис.4.3 Упрощенная структурная геоэлектрическая модель разреза с петрофизическими характеристиками пластов, как объектов электрометрии открытого ствола скважины, вскрывшей пласты глин, плотных пород и коллектор с нефтегазонасыщенной и водонасыщенной частями, зоной проникновения (ЗП) и неизменённой частью (НЧ)

Для теоретического обоснования решения некоторых задач электрометрии по измерениям удельного сопротивления (УС) может быть рекомендована упрощенная по структуре геоэлектрическая модель пласта-коллектора. В ней учтены петрофизические свойства, в наибольшей степени влияющие на показания методов электрометрии с различной зоной исследования (рис.4.3)

В коллекторе, частично содержащем углеводороды, можно условно выделить 4 коаксиально-цилиндрических блока. В модель разреза включены глинистый пласт, играющий обычно роль покрышки, пласт плотных пород и продуктивный пласт-коллектор, имеющий нефтегазо- и водонасыщенные участки, включающие ЗП и НЧ. При вычислении удельного сопротивления пористой среды используется величина параметра пористости, который при отсутствии осложняющих факторов по результатам математического моделирования и опытных данных ряда исследователей в большинстве случаев равен $P_{\pi}=K_{\pi}^{-1,68}$ [12]

Модель глинистого пласта представляет среду с пористостью $K_{\text{ггл}}$, которая насыщена исключительно связанной водой с УС $\rho_{\text{во}}^*$. Особенность присутствующей здесь остаточной воды состоит в том, что она не контактирует с подвижной водой и имеет достаточно стабильные свойства. По данным М. М. Элланского, подтверждёнными другими исследователями, при температуре 18°C $\rho_{\text{во}}^{18}=0,22$ Омм. На глубине при температуре t для оценки $\rho_{\text{во}}^t = \rho_{\text{во}}^*$ применяют стандартное для любой воды выражение

$$\rho_{\text{во}}^t = \rho_{\text{во}}^{18} (18+273)/(t+273). \quad (4.1)$$

Для глинистого пласта его УС равно $\rho_{\text{ггл}} = \rho_{\text{во}}^t K_{\text{ггл}}^{-1,68}$.

В коллекторе с пористостью, характеризующейся K_{Π} , остаточная вода контактирует с подвижной водой, которая может быть пластовой (в НЧ) или фильтратом промывочной жидкости (в ЗП), образуя смесь, свойства которой зависят от контактирующих вод и их соотношений в смеси. В результате смеси вод, определяющие проводящую электрическое поле среду, оказываются различными во всех 4 блоках геоэлектрической модели рассматриваемой структуры коллектора.

Для НЧ коллектора при $\rho_{\text{в}} < \rho_{\text{во}}^*$ контактирующие жидкости сохраняют свои электрические свойства. В случае когда $\rho_{\text{в}} > \rho_{\text{во}}^*$ всего лишь в несколько раз, изменением $\rho_{\text{во}}^*$ можно пренебречь. Поэтому в этой части коллектора при определении УС смеси оперируют величинами $\rho_{\text{в}}$ и $\rho_{\text{во}}^*$ с учётом их долей.

Считая, что в электрическом поле подвижная и остаточная воды, образующие смесь с УС $\rho_{\text{см}}$, соединены параллельно, в общем случае ($K_{\text{в}} \leq 1$) имеем:

$$\rho_{\text{см}} = K_{\text{в}} / [K_{\text{во}} / \rho_{\text{во}} + (K_{\text{в}} - K_{\text{во}}) / \rho_{\text{в}}]. \quad (4.2)$$

У водонасыщенного пластовой водой коллектора в НЧ $K_{\text{в}} = 1$ и, зная для него величины $K_{\text{во}}$, $\rho_{\text{в}}$, и $\rho_{\text{во}}^*$ по (4.2) вычисляют $\rho_{\text{смвп}}$, а затем УС пласта $\rho_{\text{вп}} = \rho_{\text{смвп}} K_{\Pi}^{-1,68}$.

В ЗП водонасыщенного коллектора роль подвижной воды играет фильтрат ПЖ. Обычно известно УС ПЖ- ρ_0 , а для фильтрата его надо вычислить. Применяют выражение $\rho_{\text{ф}} \approx 0,8\rho_0$, отвечающее типичным буровым растворам с плотностью $1,3 \text{ г/см}^3$ [13].

Так как УС фильтрата обычно значительно больше остаточной воды, происходит её опреснение с изменением УС, принимающего величину $\rho_{\text{во зпвп}}$. Для её оценки рекомендуется выражение, установленное при исследовании классических коллекций коллекторов, насыщаемых разными растворами [10]:

$$\rho_{\text{возп}} = \rho_{\text{ф}} (\rho_{\text{во}}^* / \rho_{\text{ф}})^N, \quad N = K_{\text{во}}^n, \quad n = 0,132 \lg \rho_{\text{ф}} / \rho_{\text{во}}^*. \quad (4.3)$$

Одновременно с опреснением остаточной воды происходит увеличение $K_{\text{возп}}$. В работе [14] показано, что справедливо выражение:

$$K_{\text{возп}} = K_{\text{во}} (\rho_{\text{ф}} / \rho_{\text{во}}^*)^{0,2}. \quad (4.4)$$

С учётом определенных характеристик для ЗП формула (4.2) принимает вид:

$$\rho_{\text{смзпвп}} = 1 / [1/\rho_{\text{возп}} + (1-K_{\text{возп}})/\rho_{\text{ф}}], \quad (4.5)$$

причем $\rho_{\text{зпвп}} = \rho_{\text{смзп}} K_{\text{п}}^{-1,68}$.

В ЗП нефтегазонасыщенного коллектора можно считать, что характеристики для остаточной воды такие же как и в ЗП у водонасыщенного коллектора, но здесь $K_{\text{в}} = 1 - K_{\text{но}}$. Поэтому УС смеси вычисляют по формуле

$$\rho_{\text{смзпнг}} = (1-K_{\text{но}}) / [K_{\text{возп}} / \rho_{\text{возп}} + (1-K_{\text{но}}-K_{\text{возп}})/\rho_{\text{ф}}]. \quad (4.6)$$

В этом блоке $\rho_{\text{зпнг}} = \rho_{\text{смзпнг}} K_{\text{п}}^{-1,68}$.

В НЧ нефтегазонасыщенного коллектора $K_{\text{в}} = 1 - K_{\text{нг}}$ и при определении УС смеси формула (4.2) принимает вид:

$$\rho_{\text{смнг}} = (1 - K_{\text{нг}}) / [K_{\text{во}} / \rho_{\text{во}}^* + (1-K_{\text{нг}}-K_{\text{во}})/\rho_{\text{в}}]. \quad (4.7)$$

Для неизменённой части $\rho_{\text{нг}} = \rho_{\text{смнг}} K_{\text{п}}^{-1,68}$.

Представляет интерес вычислить для этого блока параметр насыщения $P_{\text{н}} = \rho_{\text{нг}} / \rho_{\text{вп}}$, а затем применить часто используемую для оценки $K_{\text{нг}}$ формулу $K_{\text{нг}} = 1 - P_{\text{н}}^{-0,5}$ и сравнить полученный результат с величиной $K_{\text{нг}}$, заданный для формирования модели продуктивного коллектора.

Практическая работа

1. Для заданного разреза, вскрытого скважиной, при известных некоторых параметрах объектов сформировать структурную геоэлектрическую модель, используя схему, представленную на рис. 4.3.

4.3 Моделирование диаграмм электрозондирования

При известном геоэлектрическом разрезе в скважине имеется возможность смоделировать диаграммы методов КС путем вычисления значений ρ_k . Выберем в качестве примера метод высокочастотного индукционного каротажного изопараметрического зондирования (ВИКИЗ). Зондирование выполняется серией (например 5) однотипных трехкатушечных зондов размера L с различным радиусом исследования R . Пример зонда с одной генераторной и двумя приемными сближенными катушками показан на рис.4.4.

Результатом исследования каждым зондом на уровне пласта является значение кажущегося удельного сопротивления, отражающего вклад тех участков структуры пласта по латерали, которые оказались в пределах радиуса исследования при данном размере зонда. Согласно теоретическим и экспериментальным основам метода определены наиболее типичные значения радиусов исследования, которые для одной из конструкций снаряда ВИКИЗ приведены на рис. 4.4. Отметим здесь проявление окаймляющей зоны (ОЗ), которая иногда образуется в нефтенасыщенных коллекторах с присутствием в порах пластовых вод. Последние вытесняются промывочной жидкостью труднее, чем нефть.

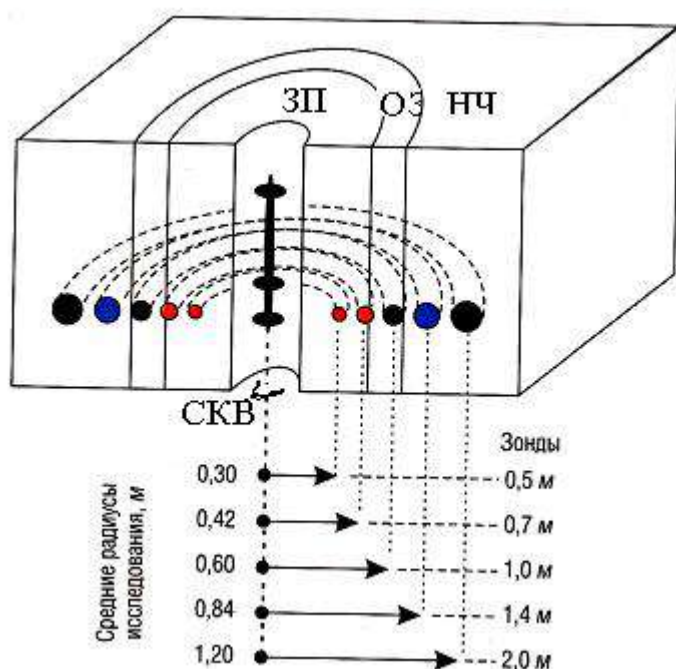


Рис. 4.4 Схема структуры пласта – коллектора, вскрытого скважиной, с расположенным в ней зондом и обозначением средних радиусов исследований для стандартных 5 зондов; в структуре пласта помимо скважины (СКВ) выделены зона проникновения (ЗП), окаймляющая зона (ОЗ), неизменная часть (НЧ) (по Антонову Ю. Н., Эопову М. И)

Упрощенный способ определения ρ_k для большого зонда на примере сложного по геоэлектрической структуре пласта-коллектора состоит в вычислении средневзвешенного значения удельных сопротивлений зон соответствующего размера ΔR_i , попадающих в пределы радиуса исследования зонда. Для скважины, заполненной промывочной жидкостью с удельным сопротивлением ρ_0 , глинистой корочкой толщиной h с $\rho_{ГК}$, зоной проникновения с $\rho_{зп}$, неизменной нефтегазонасыщенной частью с $\rho_{нг}$ без учета окаймляющей зоны в предельном случае имеем:

$$\rho_k^R = (\rho_0 \Delta R^{СКВ} + \rho_{ГК} \Delta R^{ГК} + \rho_{зп} \Delta R^{зп} + \rho_{нг} \Delta R^{нг}) / R. \quad (4.8)$$

Например, для нефтегазо-насыщенного пласта – коллектора при $d_{СКВ}=0,21$ м, $h=0,05$ м, $D=0,6$ м для большого (2 м) зонда с радиусом исследования 1,2 м получим: $\rho_{к2}=(\rho_0 0,1 + \rho_{ГК} 0,05 + 0,15 \rho_{зп} + 0,9 \rho_{нг})/1,2$. Для малого зонда (0,5 м) с радиусом исследования 0,3 м вычислительная формула примет вид: $\rho_{к0,5}=(\rho_0 0,1 + \rho_{ГК} 0,05 + 0,15 \rho_{зп})/0,3$.

Естественно, что при зондировании пластов с более простой геоэлектрической структурой, например, для непроницаемого пласта глин, выражение (4.8) в числителе содержит только 2 слагаемых, учитывающих влияние скважины и пласта. Для моделирования диаграмма зонда заданной длины для скважины с несколькими пересечениями разнотипных отложений руководствуются правилами формирования вида кривых соответствующего метода.

По результатам моделирования ВИКИЗ для каждого пласта могут быть построены кривые зондирования, отражающие зависимость ρ_k от длины зонда или радиуса исследований. Примеры моделирования кривых зондирования для пластов - коллекторов приведён на рис. 4 5. Например, при исследовании пласта, насыщенного нефтью и пластовой водой (график С) зонды малого размера фиксируют значения ρ_k близкие сопротивлению зоны проникновения. Средний зонд отражает присутствие низкоомной окаймляющей зо-

ны, а показания больших зондов уже свидетельствуют о нефтенасыщенности пласта.

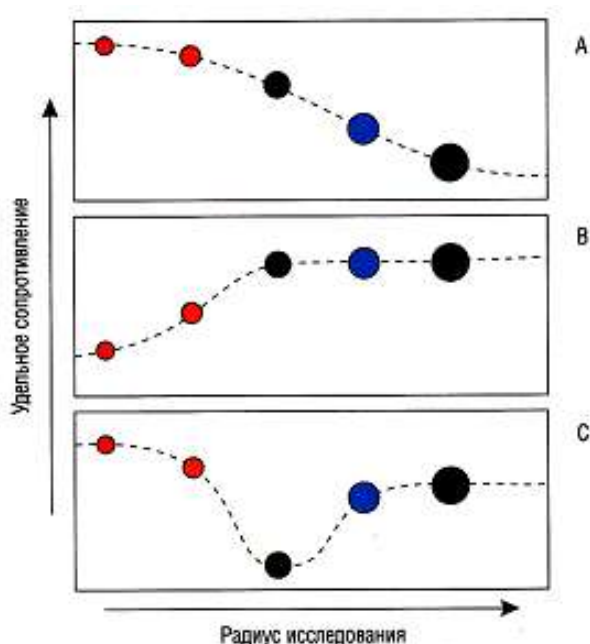


Рис.4.5 Кривые зондирования разнотипных коллекторов: А – водонасыщенный; В – нефтегазонасыщенный; С – насыщенный нефтью и водой. Обозначения зондов см. на рис.4.4
(по Антонову Ю.Н., Эопову М.И.)

Практическая работа

1. Для заданного разреза с известными геометрическими и электрическими параметрами объектов смоделировать диаграммы ρ_k трех зондов ВИКИЗ длиной 0,5, 1 и 2 м.

4.4 Моделирование диаграмм индукционного каротажа

Современные зонды индукционного каротажа (ИК) длиной $L = 2 \div 4$ м с применением умеренных по частоте токов (20- 50 кГц) рассчитаны на изучение электропроводности горных пород в зоне с радиусом действия $(0,5 - 1) L$. Поэтому в большинстве случаев измеряемая кажущаяся удельная электропроводность γ_k в Сим/м пластов мощностью $h \geq L$ соответствует их значениям в естественном состоянии. При моделировании диаграмм ИК на водонасыщенных пластах при известных значениях ρ_v и пористости (K_{Π}) амплитудное значение в средней части пласта оценивается по известной формуле с использованием параметра пористости $P_{\Pi} = K_{\Pi}^{-1,68}$

$$\gamma_k = 1/(\rho_v P_{\Pi}). \quad (4.9)$$

Величину γ_k удобно выражать в мСим/м и вычислять по ней в Омм, как часто делают на производстве, величину $\rho_k = 1000/\gamma_k$

Для нефтегазонасыщенных пластов с известной величиной $K_{нг}$ при вычислении γ_k формуле (4.9) вместо K_n следует подставить выражение $K_{\Pi}(1-K_{нг})$. Таким образом учитывается факт исключения части водонасыщенных пор, заполненных не электроопродными углеводородами.

Для достаточно мощных пластов по амплитудным значениям в средней части пластов и осредненным значениям контактирующих пластов на контактах и моделируются диаграммы метода ИК. На маломощных пластах ($h < L$) значение γ_k в точке записи (середина зонда) приблизительно равно средневзвешенному амплитудных значений контактирующих пластов с учетом долей каждого из них в пределах размера зонда. Например, при зонде с $L=4$ м в случае пласта с $\gamma=50$ мСим/м и $h=1$ м, контактирующего с пластами, у которых γ равны 200 и 100 мСим/м, в точке записи на уровне середины пласта получим:

$$\gamma_k = 200 \cdot 1,5/4 + 50 \cdot 1/4 + 100 \cdot 1,5/4 = 125 \text{ мСим/м.}$$

Из этого примера видно, что на модельной диаграмме присутствие пласта при данном размере зонда практически окажется малозаметным, что и характерно для реальных диаграмм ИК.

4.5 Моделирование диаграмм микрокаротажа

Микрокаротаж предполагает применение прижимного к стенке скважины снаряда с трехэлектродной установкой А0,025М0,25N. Когда задействованы все электроды, измеряется кажущееся удельное сопротивление ρ_k с микроградиент-зондом (МГЗ) размером 3,75 см. Другое значение ρ_k измеряется с помощью двухэлектродного микропотенциал-зонда (МПЗ) АN с размером 5 см. Результаты измерений ρ_k представляются в виде двух совмещенных диаграмм. Радиусы зоны исследований этими зондами соответственно при-

близительно равны 3,75 см. и 10 см. Благодаря различию радиусов исследования зондов на коллекторах происходит расхождение показаний зондов с заметным увеличением значений ρ_k на МПЗ. На непроницаемых пластах показания зондов близки. По этим признакам и происходит выделение коллекторов в разрезе при интерпретации диаграмм микрозондирования.

На проницаемых коллекторах МГЗ измеряется ρ_k глинистой корочки, пористость которой ($K_{пгк}$) обычно равна 0,4-0,5. Поэтому при известном удельном сопротивлении бурового раствора ρ_0 и толщине глинистой корочки $h \geq 3,75$ см. вычисление ρ_k для МГЗ можно проводить по формуле

$$\rho_k^{МГЗ} = \rho_0 K_{пгк}^{-1,68} \approx 4 \rho_0. \quad (4.9)$$

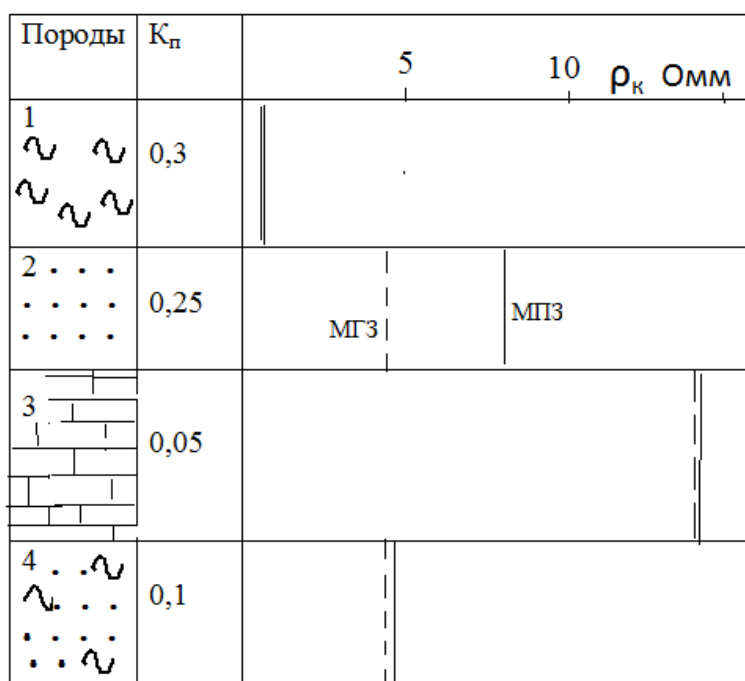


Рис. 4.6. Модельные диаграммы ρ_k микрозондов для условного разреза породы: 1-глины; 2-песчаник; 3-известняк; 4-алевралит; $\rho_0=1$ Омм, $\rho_v=0,1$ Омм

В зону измерения МПЗ помимо глинистой корочки попадает промытая зона пласта-коллектора с пористостью $K_{ппл}$, насыщенного фильтратом бурового раствора с ρ_f ($\rho_f \approx 0,8 \rho_0$). Для промытой зоны $\rho_{пз} = \rho_f K_{ппл}^{-1,68}$. Полагая, что $\rho_k^{МПЗ}$ представляет средневзвешенное значение сред (глинистая корочка с долей $h/10$ и промытый коллек-

тор долей $(10-h)/10$), оказавшихся в зоне исследования МПЗ, получим:

$$\rho_k^{\text{МПЗ}} = [h\rho_k^{\text{МГЗ}} + (10-h)\rho_{\text{ПЗ}}]/10. \quad (4.10)$$

Показания микрозондов на непроницаемых пластах (глины, известняки, угли) при идеальном контакте электродов со стенками скважины одинаковы и при известных значениях пористости пластов и удельного сопротивления пластовых вод ρ_v вычисляют по стандартной формуле $\rho_k = \rho_v K_{\text{П}}^{-1,68}$.

Пример моделирования диаграмм микрозондов для заданных параметров разреза приведен на рис. 4.6.

Практическая работа

Работа по рассматриваемой теме предполагает определение УС пластов заданного разреза с построением прямоугольных диаграмм, которые могут быть получены при исследованиях скважин микрозондами малого и большого размера.

5. Моделирование плотности, скорости отложений и полей, используемых для их изучения

5.1 Моделирование характеристик плотности горных пород

Плотность δ определяется как масса вещества m , содержащаяся в единице объёма, величина которого V :

$$\delta = m/V,$$

имеет размерность в г/см^3 или кг/м^3 .

Для осадочных водонасыщенных горных пород принято выражать плотность через плотности скелета (минеральная составляющая) $\delta_{\text{ск}}$, глинистой минеральной фракции $\delta_{\text{гл}}$, воды δ_v и коэффициент пористости $K_{\text{П}}$:

$$\delta_{\text{П}} = (1 - K_{\text{П}} - K_{\text{ГЛ}})\delta_{\text{ск}} + K_{\text{ГЛ}}\delta_{\text{гл}} + K_{\text{П}}\delta_v \quad (5.1)$$

При моделировании основных литотипов принимают плотность в г/см³ воды – 1, кварца – 2,65, минералов глин (каолинит–гидрослюда) -2,65-2,85, кальцита - 2,71. Значения плотности используют при вычислениях естественной радиоактивности горных пород и показаний гамма – гамма метода. Например, для чистого песчаника, у которого $K_{\Pi}=0,25$, в зоне проникновения $\delta_{\Pi}=0,75 \cdot 2,65+0,25 \cdot 1=2,24$ г/см³.

При преимущественно каолинитовом составе глин в песчанике плотности скелета и глин близки ($\delta_{ск}=\delta_{гл}=\delta_{ТВ}$) и образуют твердую фракцию с плотностью $\delta_{ТВ}$. В этом случае выражение (5.1) упрощается и принимает вид:

$$\delta_{\Pi}=(1-K_{\Pi})\delta_{ТВ}+K_{\Pi}\delta_{В}$$

5.2 Геосейсмическое и геоакустическое моделирование

Скорости упругих колебаний осадочных горных пород как и плотности определяются при известных значениях скорости в скелете $V_{ск}$, в воде $V_{В}$ и K_{Π} :

$$V_{\Pi}=(1-K_{\Pi})V_{ск}+K_{\Pi}V_{В}. \quad (5.3)$$

Скорость в км/с в кварце и минеральной составляющей глин принимают 5,9, а у кальцита– 6,67. Пресные и соленые (пластовые воды) различаются по скорости и в среднем равны 1,56 и 1,7 км/час, соответственно. Для нефти и газа типичны значения скоростей 1,35 и 0,48 км/час соответственно. Однако скорости нефтегазоносных пород моделируются только для разрезов обсаженных скважин или при изучении предпосылок к сейморазведке. Так при известных значениях плотности и скорости распространения упругих колебаний вычисляют как их произведение сейсмический импеданс и коэффициенты отражения для контактирующих пластов.

Зная состав пород и их пористость можно смоделировать для разреза ожидаемые диаграммы акустического каротажа, в котором измеряют интервальное время ΔT в мкс, связанное со скоростью (км/час):

$$\Delta T = 1000 / V_p. \quad (5.4)$$

Для кварца, кальцита и каолинита, кальцита, пресной и пластовой воды типовые значения интервального времени мкс/м соответственно равны: 170, 150, 640, 590. Для горных пород ΔT определяют как средневзвешенное значение этого параметра для компонентов их состава.

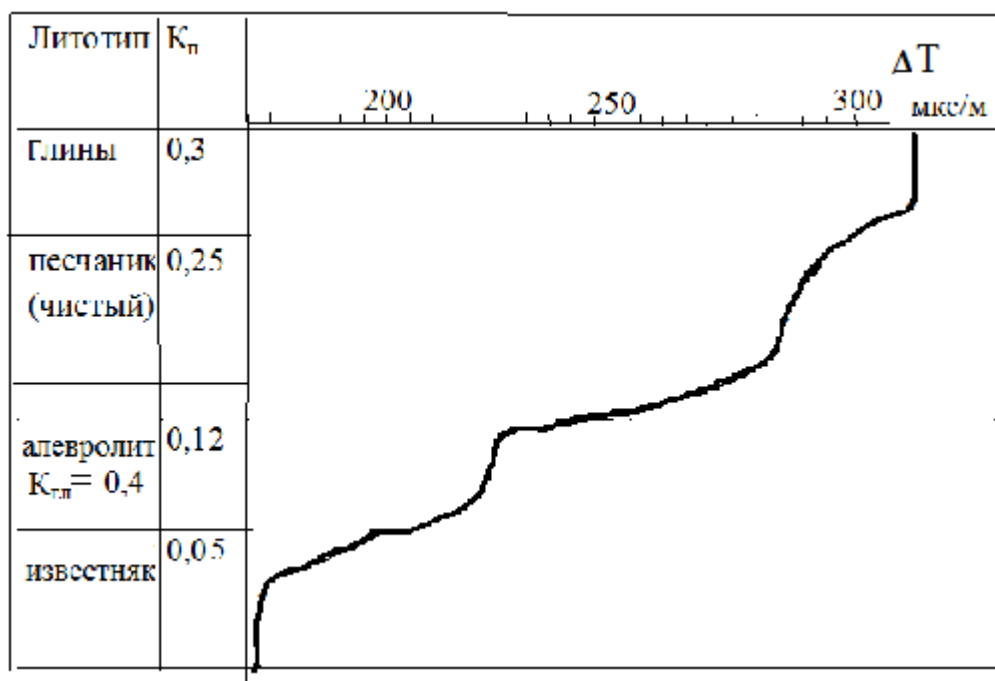


Рис. 5.1. Модельная диаграмма интервального времени ΔT для типового терригенного разреза с заданной пористостью литотипов

Следует учитывать, что при акустическом каротаже в открытом стволе радиус исследований в проницаемых породах, как правило, меньше ширины зоны проникновения.

Рассмотрим пример моделирования диаграммы ΔT для типового терригенного разреза с заданными значениями пористости литотипов. Примем для упрощения, что все горные породы насыщены

пресной водой, так как различие по интервальному времени пресных и пластовых вод мало.

Для построения модели диаграммы для серии пластов вычисляются средневзвешенные значения интервального времени для каждого пласта. Эти значения характерны для средней части каждого пласта. Участок перехода значений ΔT между пластами на практике равен длине зонда и на границах между пластами диаграмма должна иметь средние значения, характерные для контактирующих пластов. По этим правилам смоделирована диаграмма, приведенная на рис. 5.1.

Практическая работа

1. По заданным значениям K_p и $K_{гл}$ для условного разреза из нескольких литотипов рассчитать и построить диаграммы плотности, скорости и интервального времени.

6. Моделирование полей, изучаемых методами радиометрии

6.1 Естественная радиоактивность горных пород

Для моделирования диаграмм гамма-каротажа, отражающих распределение естественной радиоактивности горных пород в разрезе необходимо располагать данными о составе пород, их пористости, глинистости, плотности компонентов. Некоторые из этих характеристик могут быть вычислены исходя из состава пород, глубины их залегания и других данных.

Естественная радиоактивность горных пород определяется содержанием естественных радиоактивных элементов (ЕРЭ). Главные из них: уран (U), торий (Th) и калий (K). Существует возможность выразить интенсивности излучения радиоактивного вещества через урановый эквивалент eU . Он определяет такое массовое содержание урана, при котором показания прибора в однородной безграничной среде такое же как при данном содержании ЕРЭ их природной смеси. За

единицу eU принимают некоторую массу содержания урана с известной интенсивностью излучения. Учитываются также соотношения между ураном и другими ЕРЭ, с характерными соотношениями их долей в веществе.

Применительно к горным породам урановый эквивалент зависит от урановых эквивалентов минералов и их содержания в горной породе. Средние значения eU кварца, кальцита и глинистых минералов соответственно приблизительно равны 3,1, 2,8 и 13,4 (по Д. А. Кожевникову).

Для полиминеральной горной породы с плотностью δ справедливо выражение

$$eU = \sum K_{mi} \delta_{mi} eU_{mi} / \delta, \quad (6.1)$$

представляющее сумму урановых эквивалентов минералов породы с учётом их минеральной плотности δ_{mi} и доли K_{mi} в породе. Например, для кварцевого глинистого песчаника с кварцевым скелетом (плотность глинистых минералов и кварца одинакова) и параметрами $K_{п}=0,24$, $K_{гл}=0,12$ при оценке уранового эквивалента получим следующие характеристики. Плотность этой полиминеральной горной породы $\delta=2,65 \cdot 0,76 + 1 \cdot 0,24 = 2,25$ г/см³, а урановый эквивалент равен $eU = (0,64 \cdot 2,65 \cdot 3,1 + 0,12 \cdot 2,65 \cdot 13,4) / 2,25 = 3,6$.

Естественная радиоактивность пласта горных пород J_γ , изучаемых при применении метода ГК, пропорциональна величине eU и при известном для снаряда коэффициенте пропорциональности C равна $J_\gamma = CeU$. Для моделирования диаграммы ГК амплитудную интенсивность поля можно выразить в условных единицах, принимая за такую единицу минимальную амплитуду поля естественной радиоактивности. Обычно она характерна для известняков. Поэтому определив значения eU для всех пластов разреза с минимумом ($eU_{изв}$) для известняков, можно для каждого пласта смоделировать поле $J_{\gamma п}$ в условных единицах:

$$J_{\gamma \text{ п. у. е.}} = J_{\gamma \text{ п.}} / J_{\gamma}^{\min} = eU_{\text{п.}} / eU_{\text{изв.}} \quad (6.2)$$

Например, при пористости известняка 0.05 и плотности его скелета из кальцита $2,71 \text{ г/см}^3$ плотность этой горной породы равна $2,624 \text{ г/см}^3$. Вычисляя минимальную естественную радиоактивность через урановый эквивалент мономинерального известняка по формуле (6.2) получим $eU_{\text{изв.}} = 0,95 \cdot 2,71 \cdot 2,8 / 2,624 = 2,75$.

Для чистой глины с типичной пористостью $K_{\text{п.}} = 0,3$ и плотностью $\delta_{\text{гл.}} = 2,14$ имеем $eU_{\text{гл.}} = 0,7 \cdot 2,65 \cdot 13,4 / 2,14 = 11,6$. Выражая естественную радиоактивность глин, имеющих обычно среди пластов разреза максимальную интенсивность в долях поля известняков получим $J_{\gamma \text{ п.}}^{\max} / J_{\gamma \text{ п.}}^{\min} = 11,6 / 2,75 = 4,22$.

Очевидно, что на рассматриваемом выше глинистом песчанике моделируемая естественная радиоактивность относительно известняка равна $J_{\gamma \text{ п. у. е.}} = 3,6 / 2,75 = 1,31 \text{ у.е.}$, а на самом известняке $J_{\gamma \text{ п. у. е.}} = 1 \text{ у.е.}$

Моделирование всей кривой радиоактивности проводится с учетом теоретических закономерностей формирования ее вида. Рассчитываемое по (6.2) амплитудное значение соответствует средней части пласта, а на границе контактирующих пластов имеем среднее значение их амплитуд. Интервал изменения поля в районе границы между амплитудными значениями контактирующих пластов приблизительно равен размеру зонда, который обычно не превышает 0,3 м.

Величина максимальной относительной глинистости $\eta^{\max}$ для конкретной площади бывает известной и, например, для месторождений З.Сибири принимают $\eta^{\max} = 0,7$. Соотношение $J_{\gamma}^{\max} / J_{\gamma}^{\min}$ также бывает известно и как показано выше оценивается величиной 4,22. Пористость матрицы для песчаников устанавливается по данным лабораторных исследований керна или же может быть прогнозирована по статистической зависимости от глубины. Так по Д. А. Кожевникову $K_{\text{пм}} (\text{д.е.}) = 0,425 - 0,075H(\text{км})$.

Пример дифференциации осадочных горных пород по естественной радиоактивности по данным метода ГК показан на рис. 6.1.

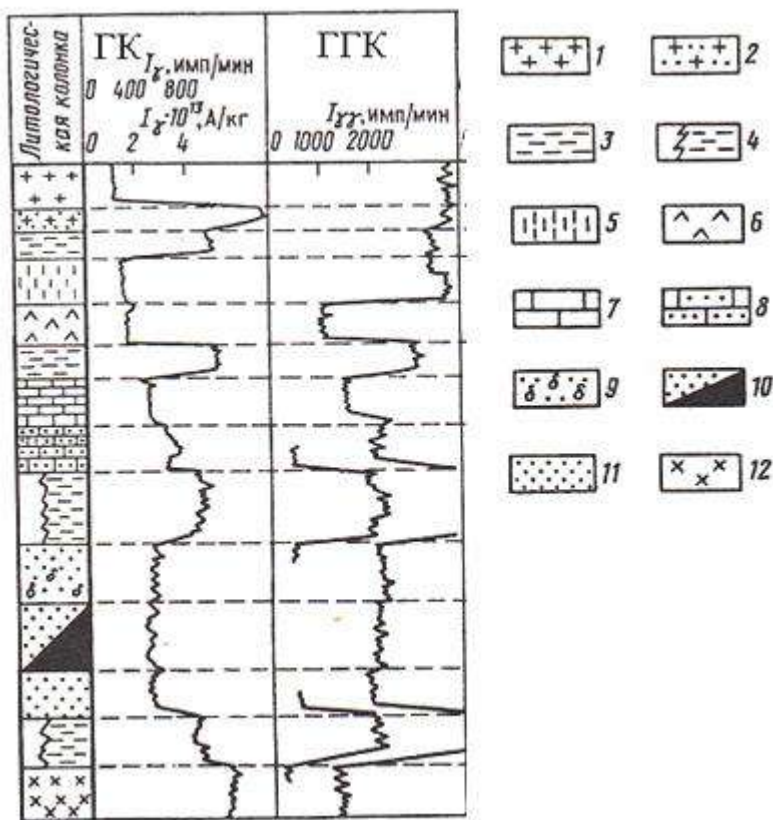


Рис. 6.1. Схематические диаграммы, полученные ядерными методами на нефтегазовых месторождениях (по В. М. Добрынину и др.)

1 - каменная соль; 2 - калийная соль; 3 - глина; 4 - пласт с глубокой каверной; 5 - гипс; 6 - ангидрит; 7 - известняк низкопористый; 8 - известняк высокопористый; песчаник: 9 - газоносный; 10 - нефтеносный; 11 - водоносный; 12 - метаморфизованная порода

Другой способ моделирования диаграмм ГК возможен при известных значениях коэффициента сухой глинистости $K_{\text{гл}}$ пластов песчанно-глинистого разреза и пористости матрицы $K_{\text{пм}}$. Необходимо также располагать или задаться значением гамма-поля чистого известняка, которое является минимальным для разреза. Тогда, с учетом известной формулы для двойного разностного параметра пласта $\Delta J_{\gamma\text{п}} = (J_{\gamma\text{п}} - J_{\gamma}^{\text{мин}}) / (J_{\gamma}^{\text{макс}} - J_{\gamma}^{\text{мин}})$ и соотношений $\eta = K_{\text{гл}} / K_{\text{пм}} = \Delta J_{\gamma\text{п}} \eta^{\text{макс}}$ (по Д. А. Кожевникову) можно получить выражение для амплитудного значения поля ГК пласта в долях $J_{\gamma}^{\text{мин}}$:

$$J_{\gamma\text{п}} / J_{\gamma}^{\text{мин}} = 1 + K_{\text{гл}} (J_{\gamma}^{\text{макс}} / J_{\gamma}^{\text{мин}} - 1) / K_{\text{пм}} \eta^{\text{макс}}. \quad (6.3)$$

Практическая работа

1. По заданным значениям $K_{\text{п}}$ и $K_{\text{гл}}$ для условного разреза из нескольких литотипов с известными минералогическими плотностями компонентов рассчитать и построить диаграммы естественной радиоактивности двумя способами.

6.2 Моделирование диаграмм гамма-гамма каротажа

В методе ГГК изучается рассеянное на горных породах гамма – излучение $J_{\gamma\gamma}$ поля источника мощностью N_0 , достигшее индикатора. Оно зависит от плотности δ среды, окружающей скважинный прибор с коэффициентом $C_{\gamma\gamma}$. В упрощенной трактовке в осадочных горных породах связь $J_{\gamma\gamma}$ с δ записывается выражением $J_{\gamma\gamma} = N_0 e^{-C\delta}$.

При моделировании диаграмм ГГК их удобно выражать в долях (условных единицах) поля, характерного для некоторой эталонной среды с известной плотностью. Эталонной средой может быть раствор или порода (например, известняк) с известными значениями плотности δ_3 . Например, для терригенного разреза, рассматриваемой эталонной средой могут сложить карбонатные отложения. Тогда амплитудное значение моделируемого поля для пласта с плотностью δ в условных единицах равно

$$J_{\gamma\gamma \text{ у.е.}} = e^{C(\delta_3 - \delta)}. \quad (6.4)$$

Очевидно, что коэффициент $C_{\gamma\gamma}$ может рассматриваться как некоторый масштабный параметр. Например, при $C_{\gamma\gamma}=1$ для эталонного плотного известняка ($\delta_{\text{кальц}}=2,71 \text{ г/см}^3$) с характеристиками $K_{\text{п}}=0,05$, $\delta=2,62 \text{ г/см}^3$, на глинистых породах, имеющих в разрезе, как правило, минимальную плотность, у которых, например, $K_{\text{п}}=0,3$ и $\delta=2,15 \text{ г/см}^3$ моделируемое поле равно $J_{\gamma\gamma \text{ у.е.}} = e^{-0,56}=1,75$. Следовательно, при данном коэффициенте зонда интенсивность поля на глинах в 1,75 раза больше, чем на известняках. Очевидно, относительные амплитудные значения моделируемого поля для всех литотипов будут находиться в пределах диапазона 1- 1,75 у.е.

Моделирование диаграмм метода ГГК проводится с учетом закономерностей, известных из теории и практики типичных теоретических кривых. Расчетные амплитудные значения в долях поля, характерного для известняков $J_{\gamma\gamma \text{ изв.}}$, должны соответствовать средней части пласта, а границам – средние амплитудные значения контакти-

рующих пластов. Если известны значения поля на известняках в имп/мин, то всю модельную диаграмму можно также представить в этих единицах, используя ранее вычисленные относительные характеристики поля $J_{\gamma\gamma}$ уе.

При современных технологиях при применении метода ГГК часто регистрируется сразу диаграммы плотности. Для моделирования таких диаграмм можно воспользоваться выражением (5.1).

Моделирование всей кривой плотности проводится с учетом теоретических закономерностей формирования ее вида. Рассчитываемое по (5.1) амплитудное значение соответствует средней части пласта, а на границе контактирующих пластов имеем среднее значение их амплитуд. Интервал изменения поля в районе границы между амплитудными значениями контактирующих пластов приблизительно равен размеру зонда, который обычно не превышает 0,5 м.

Пример схематической диаграммы ГГК для уловного разреза осадочных отложений нефтегазовых месторождений, сформированной на основе практического опыта, приведен на рис. 6.1.

Практическая работа

1. По заданным значениям $K_{\text{п}}$ и $K_{\text{гл}}$ для условного разреза из нескольких литотипов с известными минералогическими плотностями компонентов рассчитать и построить диаграммы плотности пород разреза.

2. Выбрав в качестве эталонного пласта известняки, рассчитать и построить диаграмму ГГК для разреза в долях поля известняков.

6.3 Моделирование данных нейтронного каротажа по тепловым нейтронам

Измерения со стационарными изотопными источниками нейтронов в открытом стволе с зоной проникновения в коллекторах. При этих измерениях потока нейтронов, достигших теплого состояния (НКТ), считается, что в зоне исследования в поровом пространстве горных пород присутствует только относительно пресная вода. При отсутствии в горной породе кристаллизационной воды или при

пренебрежимо малом её количестве в идеализированных условиях измерений плотность потока тепловых нейтронов J_{nn} имеет простое выражение. При применении зонда с заинверсионным размером (40 – 60 см) с коэффициентом C_{nn} можно принять, что измеряемое поле обратно пропорционально пористости пласта и равно

$$J_{nn} = C_{nn} / K_{\pi}. \quad (6.3)$$

Выражение (6.3) справедливо и при изучении гамма-поля J_{γ} (вариант НГК) с зондом, у которого коэффициент C_{γ} .

На практике часто измерения ведут в условных «водяных единицах», понимая под ними интенсивность поля в воде, т. е. $J_{ннв}$, которое определяют для применяемого снаряда. Поскольку в воде $K_{\pi}=1$, то, переходя к приведенной плотности потока, получим простую формулу для его расчета (K_{π} в д.е.):

$$J_{y.e.} = J_{ннп} / J_{ннв} = 1 / K_{\pi}. \quad (6.4)$$

Последнее выражение и позволяет при заданном значении K_{π} для каждого пласта в разрезе смоделировать диаграмму метода нейтронного каротажа в условных (водяных) единицах. Техника построения диаграмм аналогична той, которая рекомендована выше для методов АК, ГК и ГГК. Длина зонда часто равна 0,5 м.

Модельная диаграмма $J_{y.e}$ для разреза с пластами различного состава и пористости позволяет получить представление об их дифференциации по данным нейтронного каротажа. Естественно, что влияние газа и нефти в коллекторах на показания метода не проявляется и главным фактором при формировании диаграмм является пористость горных пород.

Измерения с импульсными источниками нейтронов в обсаженных скважинах. При импульсном нейтрон-нейтронном каротаже (ИННК) горные породы облучают потоками быстрых нейтронов, создаваемыми в виде кратковременных импульсов с помощью гене-

раторов нейтронов. Во временной промежуток между импульсами через время задержки от начала импульса измеряют плотность потока тепловых нейтронов N , который со временем t уменьшается по экспоненциальному закону:

$$N = N_0 e^{-t/\tau} \quad (6.5)$$

и зависит от мощности источника N_0 и среднего времени жизни тепловых нейтронов τ в изучаемой горной породе.

Величина τ является одной из характеристик нейтронной активности веществ и в горной породе может рассматриваться как интегральное значение вещественных компонентов (скелет, пластовые воды, нефть, газ), входящих в состав пород. Данные о средней величине τ для некоторых веществ, приводимые ниже в миллисекундах:

вещество	кварц,	каолинит,	пласт. вода,	нефть,	газ
τ мс	1,1	0,36	0,07	0,21	0,3

свидетельствуют о предпосылках для разделения горных пород по результатам измерения этого параметра.

Для многокомпонентной горной породы существует возможность вычислить параметр τ . Например, для чистого кварцевого песчаника при известных значениях коэффициентов пористости (K_{Π}), нефтенасыщенности ($K_{\text{Н}}$), газонасыщенности ($K_{\text{Г}}$) и водонасыщенности ($K_{\text{В}}$) справедливо следующее уравнение:

$$\frac{1}{\tau_{\Pi}} = \frac{1-K_{\Pi}}{\tau_{\text{СК}}} + \frac{K_{\Pi} K_{\text{В}}}{\tau_{\text{В}}} + \frac{K_{\Pi} K_{\text{Н}}}{\tau_{\text{Н}}} + \frac{K_{\Pi} K_{\text{Г}}}{\tau_{\text{Г}}}. \quad (6.6)$$

В случае песчано-глинистого скелета коллектора при известной доле сухого глинистого вещества $K_{\text{ГЛ}}$ имеем $(1-K_{\Pi})/\tau_{\text{СК}} = (1-K_{\Pi}-K_{\text{ГЛ}})/\tau_{\text{КВ}} + K_{\text{ГЛ}}/\tau_{\text{ГЛ}}$. Это уравнение решают относительно $\tau_{\text{СК}}$.

Используя формулу (6.6) легко смоделировать диаграмму τ для разреза с набором пластов различных литотипов, в том числе: плотных известняков, чистых глин, пористых песчаников с раз-

личной глинистостью и частично насыщенным газом, нефтью или только пластовой водой. При $K_r=0$ можно записать выражение для оценки нефтенасыщенного пласта, которым и пользуются на практике

$$K_H = \left[1 - \left(\frac{1}{\tau_{\Pi}} - \frac{1-K_{\Pi}}{\tau_{СК}} \right) \frac{\tau_{\Pi}}{K_{\Pi}} \right] \frac{\tau_H}{\tau_H - \tau_{\Pi}}. \quad (6.7)$$

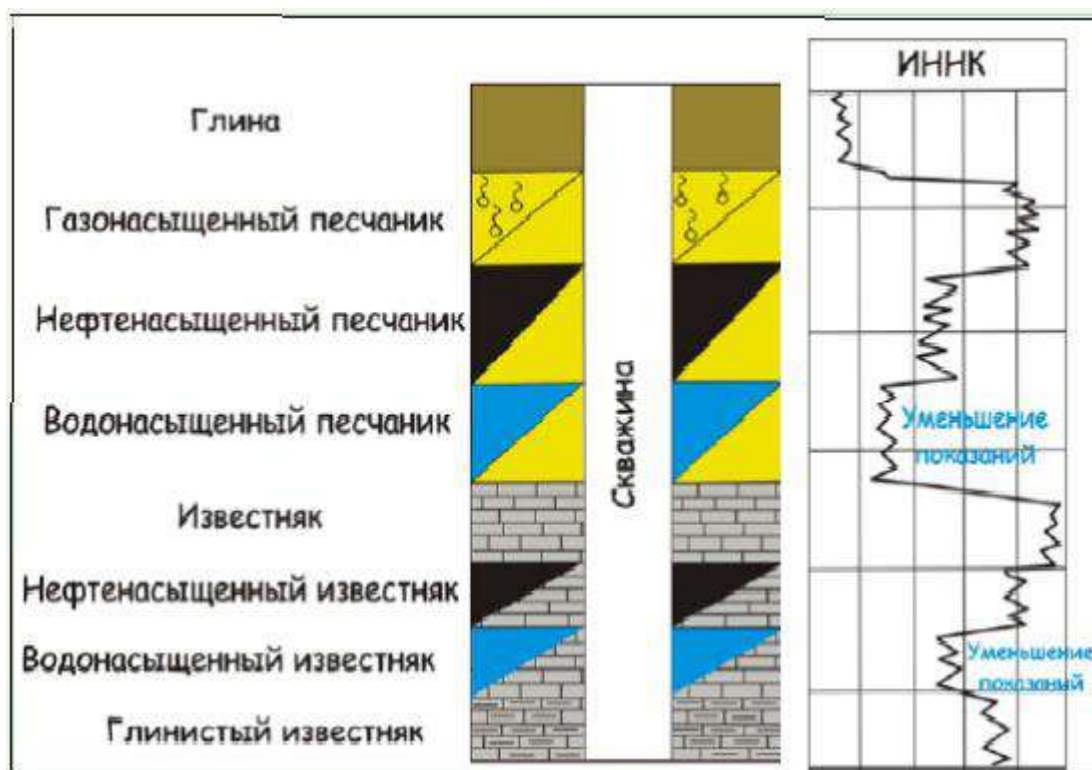


Рис.6.3. Типичный вид диаграммы ИННК для разреза, в котором пласты-коллекторы имеют различный характер насыщения флюидами

Необходимо отметить, что диаграммы τ по виду близки диаграммам нейтронного каротажа ($J_{\Pi\Pi}$ или $J_{\Pi\gamma}$), так как отражают обратную зависимость от водородосодержания и прямую зависимость от времени жизни тепловых нейтронов. Например, при близких значениях пористости показания этих характеристик на газонасыщенном коллекторе (пониженное водородосодержание и $\tau_r > \tau_H$) меньше, чем на нефтенасыщенном коллекторе. На водонасыщен-

ном соленым пластовым раствором коллекторе ($\tau_{\text{в}} < \tau_{\text{н}}$) показания меньше, чем на нефтенасыщенном коллекторе.

Эти закономерности используются на практике для оценки характера насыщения коллекторов, установления положения контактов между флюидами, как, например, это проиллюстрировано на рис. 6. 3. Вид представленной на нем диаграммы ИННК для разреза с коллекторами с различным характером насыщения флюидами, характерен для поля тепловых нейтронов, а также и для времени их жизни.

Необходимо отметить, что при регистрации гамма-излучения радиационного излучения методом НГК показания на водонасыщенном коллекторе выше, чем на нефтенасыщенном коллекторе.

Практическая работа

1. По заданным значениям $K_{\text{п}}$ для условного разреза из нескольких литотипов смоделировать диаграмму нейтронного каротажа в водяных единицах.
2. Смоделировать для заданного разреза диаграмму τ , ориентируясь на табличные значения этого параметра.

7. Формирование петрофизических моделей по данным каротажа на месторождениях твердых полезных ископаемых

В районах изучения твердых полезных ископаемых горные породы характеризуются высокой изменчивостью геологических и физических характеристик и представление о структуре объектов разведки можно получить с помощью стохастических моделей разрезов [11]. Исходными данными для них чаще всего являются диаграммы каротажа.

Для формирования моделей, отражающих неоднородность полезных ископаемых, например руд, и вмещающих их горных пород, изучаемые образования представляют в виде двухкомпонентных макросмесей. Для этого выполняется цифровое кодирование диаграмм каротажа, статистическая обработка результатов кодирова-

ния с определением петрофизических типов геологических компонентов изучаемой среды.

Полученные данные используются для построения типовой физико-геологической колонки и петрофизических разрезов по разведочным профилям. Подробно технология петрофизического моделирования для этих целей, разработанная автором, рассмотрена в учебном пособии [11].

8. Типовое задание для курсовой работы по дисциплине

1. Сформировать геологическую колонку разреза. Смоделировать применительно к этому разрезу диаграммы методов ГИС: КС (МК и ИК), ПС, АК, ГК, ГГК, ННК при заданных характеристиках пластов разреза

, Породы	1 глины	2 гл. песчаник нефт..	3 алевролит.	4 известняк	5 песчаник водонасыщ..	6 аргиллит.
$K_{\text{п}}$	0,3	0,25	0,1	0,05	0,3	0,28
$K_{\text{гл}}$	0,7	0,07	0,45	0	0	0,72
$K_{\text{н}}$		0,8				

Мощность пластов 4 м, $\rho_0=2$ Омм, $\rho_v=0,2$ Омм, $h_{\text{глк}}=4$ см.

2. В текстовой части изложить методику моделирования с обоснованием применяемых алгоритмов.

9. Параметры и их обозначения, используемые при моделировании в промысловой геофизике

Главные характеристики компонентного состава горных пород (в д.е. или в %)

1. $K_{\text{пм}}$ – пористость матрицы, доля межскелетной пористости в объёме породы ($V_{\text{пм}}/V$).

2. $K_{\text{п}}$ – общая пористость, доля объёма всех пор в породе ($V_{\text{п}}/V$).

3. $C_{\text{гл}}$ - объёмная (влажная, набухшая) глинистость, доля пелитового материала (большей частью глинистого) с водой в породе ($V_{\text{гл}}/V$).

4. $K_{\text{гл}}$ - доля сухого глинистого компонента в породе ($V_{\text{гл с}}/V$).

Характеристики компонентного состава и фильтрационно-ёмкостных свойств порового пространства (в д.е. или в %)

1. $K_{\text{в}}$ – доля вод различной природы в поровом пространстве ($V_{\text{в}}/V_{\text{п}}$).
2. $K_{\text{в п}}$ – доля подвижной воды в поровом пространстве ($V_{\text{в п}}/V_{\text{п}}$).
3. $K_{\text{во}}$ – доля остаточной (неподвижной) воды в поровом пространстве ($V_{\text{в}}/V_{\text{п}}$), $K_{\text{во}}+K_{\text{вп}}=K_{\text{в}}$.
4. $K_{\text{н}}$ – доля нефти в поровом пространстве ($V_{\text{н}}/V_{\text{п}}$).
5. $K_{\text{г}}$ – доля газа в поровом пространстве ($V_{\text{г}}/V_{\text{п}}$), $K_{\text{в}}+K_{\text{н}}+K_{\text{г}}=1$.
6. $K_{\text{нг}}$ совместная доля углеводородов в поровом пространстве ($V_{\text{нг}}/V_{\text{п}}$), $K_{\text{н}}+K_{\text{г}}=K_{\text{нг}}$.
7. $K_{\text{п эф}}$ – эффективная пористость, доля пор в породе, способных фильтровать флюиды ($V_{\text{п эф}}/V$).
8. $K_{\text{но}}$ – доля остаточной нефти в поровом пространстве.
9. $K_{\text{дп}}$ - динамическая пористость, доля пор в породе, способных отдавать нефть ($V_{\text{пд}}/V$).
10. $K_{\text{пр}}$ – коэффициент абсолютной проницаемости (свойство в мкм^2 , Дарси).
11. $K_{\text{пр н}}$ - коэффициент проницаемости по нефти (свойство в мкм^2 , Дарси).

Характеристики неоднородности горных пород (в д.е. или в %)

12. $K_{\text{п гл}}$ – коэффициент пористости глин (как водонасыщенного цемента $V_{\text{п гл}}/V_{\text{гл в}}$).
13. $\beta_{\text{гл}}$ – коэффициент относительной пористости глин, доля пор глин в поровом пространстве породы ($V_{\text{п гл}}/V_{\text{п}}$).
14. B – коэффициент набухания глин ($V_{\text{гл в}}/V_{\text{гл с}}=C_{\text{гл}}/K_{\text{гл}}$).

15. $\gamma_{\text{гл}}$ – водоудерживающая способность цемента или влажность набухания ($V_{\text{п гл}}/V_{\text{гл с}}=B-1$).
16. $\eta_{\text{гл}}$ – относительная глинистость, доля частиц сухой глины в межскелетном пространстве ($V_{\text{гл с}}/V_{\text{пм}}$).
17. μ_0 – часть порового пространства в породе, представляющая остаточную воду, удерживаемую скелетом ($V_{\text{во ск}}/V$).
18. $\mu_0/K_{\text{пм}}$, a – доля остаточной воды в поровом пространстве матрицы, удерживаемая скелетом ($V_{\text{во ск}}/V_{\text{пм}}$).
19. μ – пористость породы с цементом, меньше которой все поры заняты остаточной водой и $K_{\text{во}}=1$.
20. $\gamma_{\text{гл}}K_{\text{гл}}$ – доля остаточной воды в породе, удерживаемая частицами глины ($V_{\text{п гл}}/V$).
21. Ψ – петрофизический инвариант, при равенстве которому породы с индивидуальными свойствами характеризуются одинаковой проницаемостью

Структурные характеристики пород

22. α – размер элементарной кубической ячейки, на которые может быть разбита порода, равный максимальному диаметру зёрен, входящих в её структуру.
23. S_y – удельная поверхность пор, представляющая отношение поверхности пор $S_{\text{п}}$ к объёму элементарной ячейки $V_{\text{я}}= \alpha^3$.
24. $r_{\text{г}}$ – гидравлический радиус, представляющий отношение объёма поры к её поверхности ($V_{\text{п}}/ S_{\text{п}}$) или площади сечения порового канала к его периметру.
25. ψ – просветность, отношение площади сечения порового канала к площади ячейки.
26. $P_{\text{п}}$ – параметр пористости или относительное сопротивление (при простой форме канала $P_{\text{п}}=1/ \psi$)
27. T^2 – фактор извилистости канала
28. b – диаметр круглоцилиндрического капилляра, являющегося моделью порового капилляра сложной формы ($b=4 r_{\text{г}}$)

29. b_0, b_{mo} - среднее и модальное значения диаметров капилляра в стохастической модели терригенного коллектора

30. $f(b), p$ – функция и параметр распределения диаметров капилляров в стохастической модели терригенного коллектора

Сокращения:

ЗП – зона проникновения, НЧ – неизменённая часть пласта, ОЗ – окаймляющая зона для нефтенасыщенного пласта, ПН – пласт нефтенасыщенный, ПВ – пласт водонасыщенный

Параметры геоэлектрической модели разреза, вскрытого скважиной

Удельное сопротивление в Ом м

31. ρ_0 - бурового раствора

32. ρ_f - фильтра бурового раствора в ЗП

33. ρ_{vo} – остаточной воды в неизменённых частях пластов

34. ρ_v – пластовой воды в коллекторах

35. ρ_{cm} – смеси контактирующих водных растворов

36. $\rho_{зп\text{ пв}}$ – соответствующего блока пород (например, в зоне проникновения водонасыщенного пласта-коллектора

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Основная

1. *Добрынин В. М., Вендельштейн Б. Ю., Кожевников Д. А.* Петрофизика (Физика горных пород): учеб. для вузов. 2-е изд. – М.: ФГУП Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2004. – 368 с.
2. *Кобранова В.Н.* Петрофизика. Учебник для вузов. М.;Нед-ра, 1986. -392 с.

Дополнительная

3. *Дахнов В. Н.* Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород. – М.: Недра, 1975. – 344 с.
4. *Кожевников Д. А., Коваленко К. В.* Изучение коллекторов нефти и газа по результатам адаптивной интерпретации геофизических исследований скважин. – М.: Изд. Центр РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2011. – 180 с.
5. Количественная оценка добывных характеристик коллекторов нефти и газа по петрофизическим данным и материалам ГИС/Л. М. Дорогоницкая, Т. Н. Дергачева, Л. Д. Худякова и др. Томск: СГТУ. 2007. 278 с.
6. *Леонтьев Е. И.* Моделирование в петрофизике. М.: Недра. 1978. 125 с.
7. *Мурцовкин В. А., Зеленов* Расчет электропроводности и проницаемости горных пород по данным ядерно – магнитного каротажа // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС, 2006. Вып. 2-4. С 108 – 120.
8. *Пирсон С. Д.* Справочник по интерпретации данных каротажа. Пер.с англ.-М: Недра, 1968.-402 с.
9. *Сапожников В.М.* Математическое моделирование коллекторских свойств отложений в разрезах нефтегазовых месторождений: Учебное пособие. Екатеринбург: изд-во УГГУ, 2006. 60 с.

10. Сапожников В.М. Упрощённая модель электропроводности терригенных коллекторов, насыщенных свободной и связанной водой //НТВ «Каротажник» Тверь: Изд. АИС 2008, вып 10(175). С 48-58.

11. *Сапожников В. М.* Комплексирование геофизических методов: учебн. пособие. Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2010. -76 с.

12. *Сапожников В. М.* Моделирование фильтрационно – емкостных свойств коллекторов с применением капиллярно – поровой модели. //НТВ «Каротажник» Тверь: Изд. АИС 2018, вып 6(288). С 48-58.

13. *Сковородников И. Г.* Геофизические исследования скважин: учеб. пособие. – 3-е изд. – Екатеринбург: Институт испытаний, 2009. – 471 с.

14. *Элланский М. М.* Петрофизические основы комплексной интерпретации данных геофизических исследований скважин // Изд-во ГЕРС, 2001. 229 с.

Содержание

Введение.....	3
1. Компонентные модели отложений в разрезах нефтегазовых месторождений и некоторые свойства коллекторов	5
2. Роль глинистости и остаточной водонасыщенности в формировании фильтрационно емкостных свойств коллекторов.....	13
3. Структурные модели гранулярных коллекторов и их использование на практике	25.85
3.1 Гранулярные и капиллярные модели горной пород как пористой среды, состоящей из однородных элементарных ячеек.....	25
3.2 Стохастическая модель пористой среды с круглоцилиндрическими капиллярами.....	32
3.3 Модели полифракционных горных пород.....	36
4.1. Моделирование проявлений самопроизвольной поляризации.....	50
4.2. Геоэлектрические модели пластов, вскрытых субвертикальной скважиной.....	57

4.3. Моделирование диаграмм электроразведки.....	63
4.4 Моделирование диаграмм индукционного каротажа	66
4.5 Моделирование диаграмм микрокаротажа.....	67
5. Моделирование плотности, скорости горных пород и полей, используемых для их изучения.....	69
5.1 Моделирование характеристик плотности.....	69
5.2 Геосейсмическое и геоакустическое моделирование.....	70
6. Моделирование полей, изучаемых методами радиометрии.....	72
6.1. Естественная радиоактивность горных пород.....	72
6.2. Моделирование диаграмм гамма-гамма каротажа.....	76
6.3. Моделирование данных нейтронного каротажа по тепловым нейтронам.....	77
7. Формирование петрофизических моделей по данным каротажа на месторождениях твердых полезных ископаемых.....	81
8. Типовое задание для курсовой работы по дисциплине.....	82
9. Параметры и их обозначения, используемые при петрофизическом моделировании в промысловой геофизи- ке.....	82
Список литературы.....	86

Учебное издание

САПОЖНИКОВ Вадим Михайлович

ПЕТРОФИЗИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ

Учебное пособие

по дисциплине «Петрофизические модели»

для студентов специальности

21.05.03 – «Технология геологической разведки»

специализации «Геофизические исследования скважин (ГИС)»

очной, заочной и дистанционной форм обучения

Редактор издательства *Н. Л. Сайгина*

Компьютерная верстка *Н. Г. Сайгиной*

Подписано к печати 20.08.2019. Бумага писчая. Формат 60х84 1/16

Гарнитура Times New Roman. Печать на ризографе.

Печ. Л. 4.5 Уч.-изд. Л. 3. Тираж 50

Заказ № 133

Издательство УГГУ

620144, г. Екатеринбург, Куйбышева, 30

ФГБОУ ВПО «Уральский государственный горный университет»

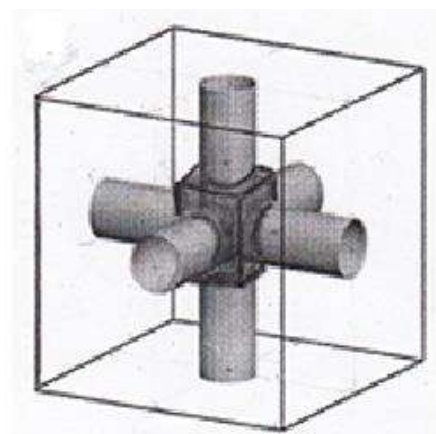
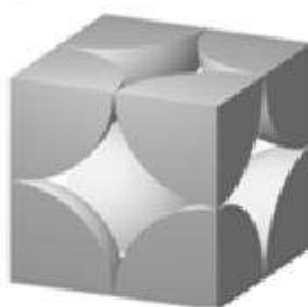
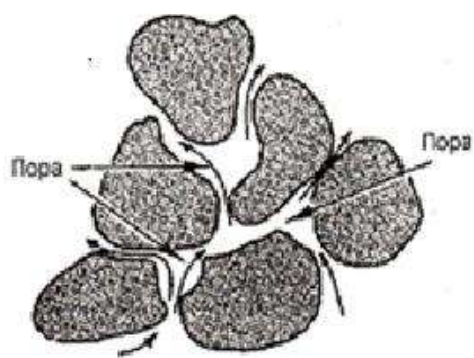
Отпечатано с оригинал – макета

в лаборатории множительной техники

В. М. Сапожников

ПЕТРОФИЗИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ

Учебное пособие



Екатеринбург

2019



Сапожников Вадим Михайлович -

Профессор кафедры геофизики Уральского государственного горного университета, доктор г.-м. н. Выпускник Свердловского горного института. После окончания вуза прошел в нем путь от инженера-исследователя до ведущего профессора. Научные интересы – скважинная электроразведка, петрофизическое и геолого – геофизическое моделирование сред месторождений полезных ископаемых, интерпретация данных ГИС. Автор более 150 научных работ, включая монографии, авторские свидетельства на изобретения, статьи учебные пособия. Участвовал в разведке более 20 месторождений полезных ископаемых.

МИНОБРНАУКИ РОССИИ

ФГБОУ ВО

«Уральский государственный горный университет»



В. М. Сапожников

ФИЗИКО-ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ

Учебное пособие

по дисциплине «Физико-геологическое моделирование»
для студентов специальности
21.05.03 Технология геологической разведки
специализации «Геофизические методы исследования
скважин»

ОДОБРЕНО

Методической комиссией
факультета геологии и геофизики УГГУ
«20» марта 2020 г.
Председатель комиссии

A blue ink signature of Prof. V.I. Bondarev, written over a horizontal line.

проф. В.И. Бондарев

Екатеринбург – 2020

Введение

Представленный курс лекций в основном ориентирован на изложение методик выявления и изучения месторождений твердых полезных ископаемых. Именно эти объекты являются главными для специальности 21.05.03 Технология геологической разведки.

1. НОРМАЛЬНОЕ ПОЛЕ И ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ АНОМАЛИИ. НЕКОТОРЫЕ СПОСОБЫ ИХ ОПРЕДЕЛЕНИЯ

При проведении геофизических работ приходится оперировать понятиями нормального поля и геофизической аномалии. И хотя способы их определения в различных методах могут существенно различаться, основные принципы в этих способах являются общими. Это связано с тем, что задачей геофизических исследований является выявление и классификация неоднородностей в геологической среде.

Нормальное поле

Это такое физическое поле условно однородной геологической среды, которое существовало бы в случае отсутствия объектов, нарушающих однородность этой среды. Например, за нормальное в гравиразведке принимают поле силы тяжести условно однородного сфероида Земли, поверхность которого совпадает с уровнем океанов. Это поле определяют исходя из координат точки наблюдения по широте и долготе с учетом значения поля на экваторе. Для уточнения в это поле вносят поправку Буге, учитывающую влияние толщины и плотности промежуточного (между точкой наблюдения и уровнем океана) слоя.

В магниторазведке также рассчитаны карты нормального поля Земли, которое на ограниченной площади принимают за постоянное значение. Его определяют в соответствии с географическим положением этой площади на материке или в море. В методе радиоволнового просвечивания (РВП) нормальное электромагнитное поле вычисляют с учетом паспортной для передатчика начальной напряженности, геометрии (взаимного расположения элементов) установки и коэффициента поглощения поля (α_k) условно однородной среды (рис. 2).

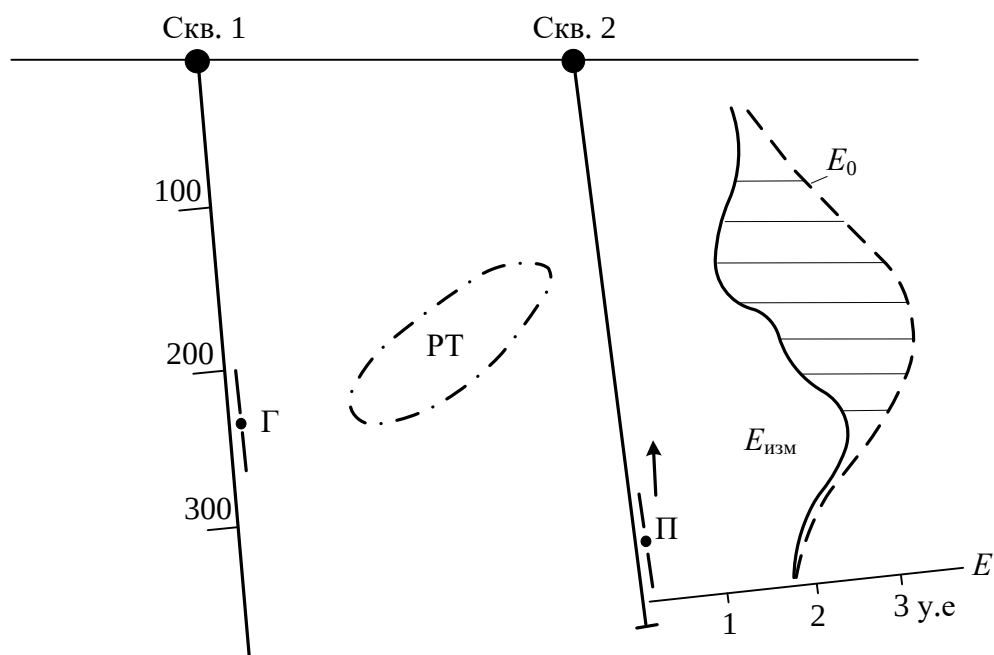


Рис. 2. Пример сопоставления напряженности измеренного ($E_{изм}$) и вычисленного нормального (E_0) поля в методе радиоволнового просвечивания

Г – генераторная антенна; П – приемная антенна; РТ – рудное тело

Похожий подход к определению нормального поля применяют в методе заряда, выражая это поле в виде функции от расстояния точки наблюдения до эпицентра погруженного источника тока. Эту функцию рассчитывают аналитически или определяют стохастическим способом по измеренному полю [13].

В методах, изучающих искусственно возбуждаемые поля, в качестве нормального иногда принимают некоторые обоснованные постоянные значения поля или в виде некоторого диапазона значений с верхним и нижним пределами.

В общем случае нормальным считается поле, обусловленное однородной по конкретному физическому параметру геологической средой. В некоторых случаях условно однородная среда может представлять какую-то структуру, например, горизонтально-слоистое полупространство, измеряемая характеристика поля над которым остается постоянной или изменяется по установленному закону. Принимаемая однородность среды зависит от масштаба исследований. При средне- и крупномасштабных съемках используют понятие о местном нормальном поле, отражающем стохастический подход к его определению.

Стохастический способ определения нормального поля

В методах, изучающих на ограниченной площади естественные физические поля или искусственно возбуждаемые поля при постоянном размере установки (магниторазведка, радиометрия, электропрофилирование и др.), в качестве фона (местного нормального поля) принимают некоторые постоянные значения, характерные для условно однородной геологической среды, которая рассматривается в качестве фонового объекта. Это может быть массив горных пород, горизонтально-слоистая толща или другая структура, характеристики поля для которой по показаниям применяемой установки в идеале должны сохраняться постоянными.

В реальной геологической обстановке в случае наличия такой структуры на результаты геофизических наблюдений влияет масса случайных факторов: мелкая неоднородность физических свойств фонового объекта, изменения геометрии его элементов, рельеф местности и т.п. В этих условиях перспективно использовать стохастический (вероятностно-статистический) подход к определению фона.

Простейшим примером служит статистическое определение коэффициента поглощения в методе РВП, который определяется по нескольким значениям, вычисленным на участках трассы измерений, не имеющих признаков экранирования поля генератора проводниками в межскважинном пространстве. Этот коэффициент для изучаемого разреза принимается как постоянная величина и используется при вычислении нормального поля.

Профильная съемка. В более общем случае, как это показано на рис. 3, а на примере профилирования методом вызванной поляризации (ВП) с установкой постоянного размера, исходными являются данные измерений на участке, для которого имеются основания отнести поле на нем к условному фону. Как видно из рис. 3, а, значения кажущейся поляризуемости (η_k) на профиле изменяются в определенных пределах. Для объективного отражения изменчивости поля строится дифференциальная кривая распределения анализируемой характеристики с учетом закона, принимаемого для статистически однородной совокупности этой характеристики. В случае η_k распределение хорошо описывается нормальным законом Гаусса. Построение распределения ведется с применением линейной шкалы с разбивкой диапазона измеренных значений на равные интервалы (классы). Ось ординат отражает частоту появления при измерениях значений поля

для каждого из классов (соответствует середине класса) и принимается в штуках или процентах (рис. 3, б). Для характеристики фона желательно иметь не менее 30 измерений.

При ограниченном объеме выборки для построения детальной кривой распределения в статистике применяют прием, предусматривающий использование второй шкалы значений поля. Ширина классов остается прежней, но их границы смещаются относительно первой шкалы на половину класса. Использование дополнительной шкалы позволяет в 2 раза увеличить число точек, по которым строится распределение, не уменьшая ширину класса.

Значение поля A , встречающееся с максимальной частотой (мода), которое при нормальном законе распределения совпадает со средним и медианой, принимают в качестве центрального значения – $\bar{A}_0$ (в рассматриваемом примере изучения поляризуемости $\bar{\eta}_{k0} = 2.5\%$).

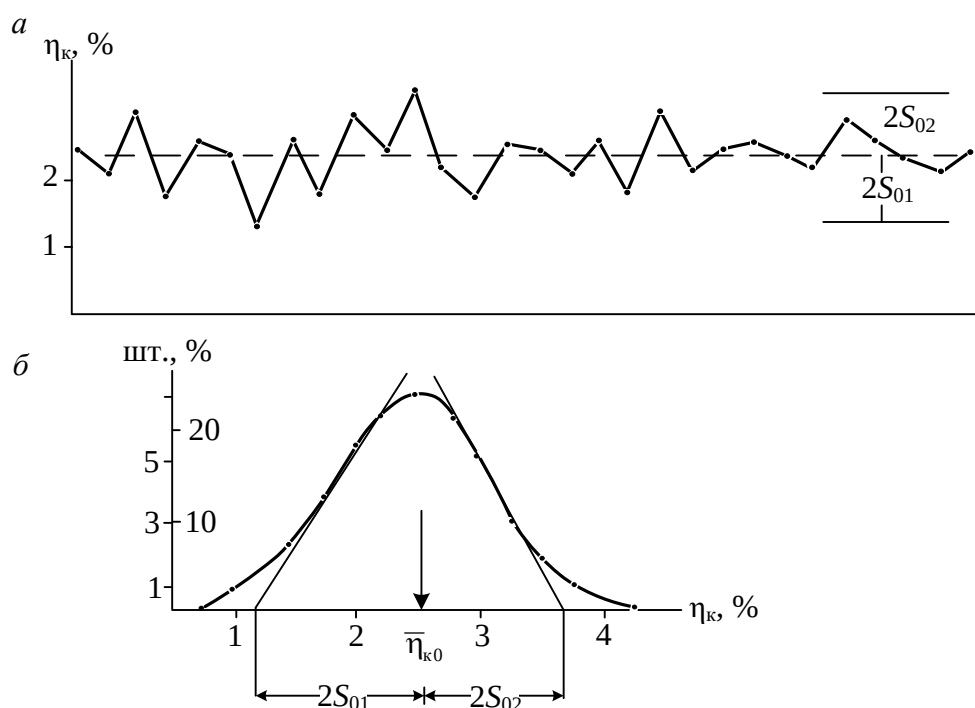


Рис. 3. Графики измеренных значений кажущейся поляризуемости (η_k) методом ВП по профилю в пределах фонового объекта (а) и дифференциальная кривая распределения значений η_k для этого профиля, по которой определяют стохастические характеристики фона (б)

Для характеристики рассеивания значений относительно центрального используют среднеквадратичное отклонение – S_0 . В теории вероятности ему соответствует стандартное отклонение (стандарт). Для его определения к ветвям кривой распределения проводятся две наклонных касательных (рис. 3, б). Согласно теории точки пересечения касательных с осью абсцисс смещены от центрального значения на величины $\pm 2S_0$, а расстояние между точками пересечения равно $4S_0$. В рассматриваемом примере $S_0=0,63\%$.

При упрощенном способе искомые характеристики определяют графически по графикам измеренного поля на фоновом объекте. Осредняющая график прямая соответствует значению $\bar{A}_0$, а величина S_0 определяется по диапазону изменения фона, который приблизительно равен $4S_0$. На рис. 3, а этот диапазон отмечен ограничивающими линиями (в правой части рисунка).

Статистические характеристики нормального поля с распределением по закону Гаусса могут быть вычислены и аналитическим путем. Центральное значение вычисляется как среднее для n рядовых (i) измерений: $\bar{A}_0 = \sum A_{0i}/n$, а величина S_0 определяется по формуле

$$S_0 = \left[\sum_{i=1}^n (A_{0i} - \bar{A}_0)^2 / n \right]^{1/2} \quad (1)$$

По результатам оценки статистических характеристик нормального поля его диапазон с надежностью 95 % принимают равным:

$$A_0 = \bar{A}_0 \pm 2 S_0. \quad (2)$$

Очевидно, что все величины поля, попадающие в этот диапазон, могут рассматриваться как значения фона. По результатам измерений, приводимых на рис. 3, значения в интервале 1.24-3.74 относятся к фоновым характеристикам поля.

При известной величине S_0 к аномальным с надежностью 95 % относятся значения поля, отвечающие условиям: меньше $(\bar{A}_0 - 2S_0)$ или больше $(\bar{A}_0 + 2S_0)$.

Метод заряда. Исходными данными являются значения относительного потенциала, измеренные по некоторой сети, причем для нее известны координаты точек наблюдения, позволяющие определить расстояние от каждой точки до эпицентра заряда. В примере (рис. 4), иллюстрирующем применение способа, результаты съемки поля за-

ряда в рудное пересечение скважины 1 представлены в виде плана изолиний потенциала.

Наиболее распространенной моделью вмещающей среды в этом методе является однородное изотропное или горизонтально-слоистое полупространство. Для реализации способа определения нормального поля на планшете съемки намечаются 6-8 радиальных профилей с началом в эпицентре заряда O . На одном чертеже строят графики измеренного потенциала (U) для этих радиальных профилей как функции расстояния (r) от точки O и проводят осредняющую их кривую $U_{\text{ср}}$. Кривая $U_{\text{ср}}$ и рассматривается в качестве функции нормального потенциала $U_0(r)$. Естественно эту процедуру можно выполнить аналитически по простейшей программе осреднения.

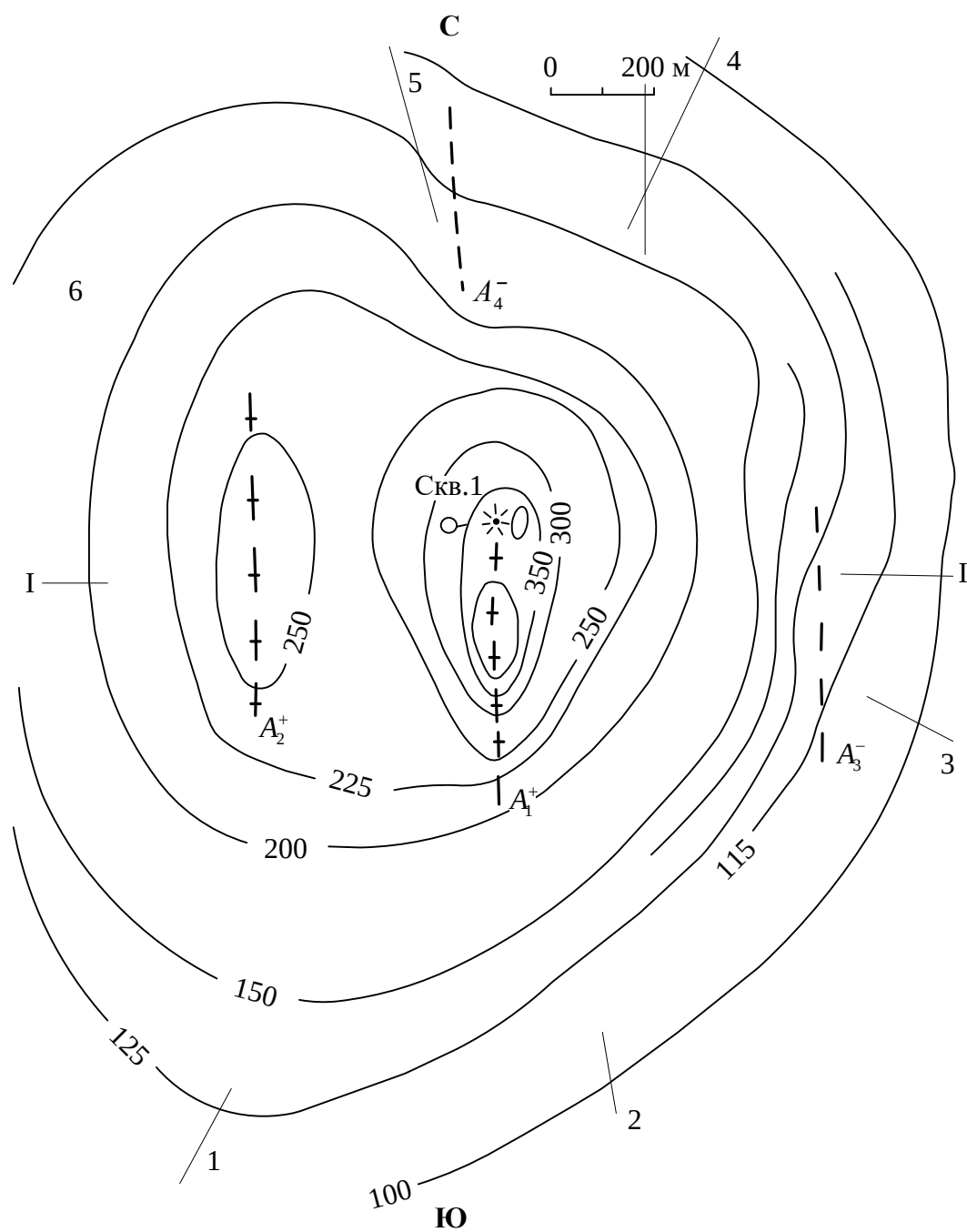


Рис. 4. План изолиний потенциала (в мВ) поля заряда, сделанного в рудное пересечение скв.1:

A^+ , A^- - оси положительных и отрицательных аномалий, 1-6 – радиальные профили, O – эпицентр заряда; I – I – линия геологического разреза

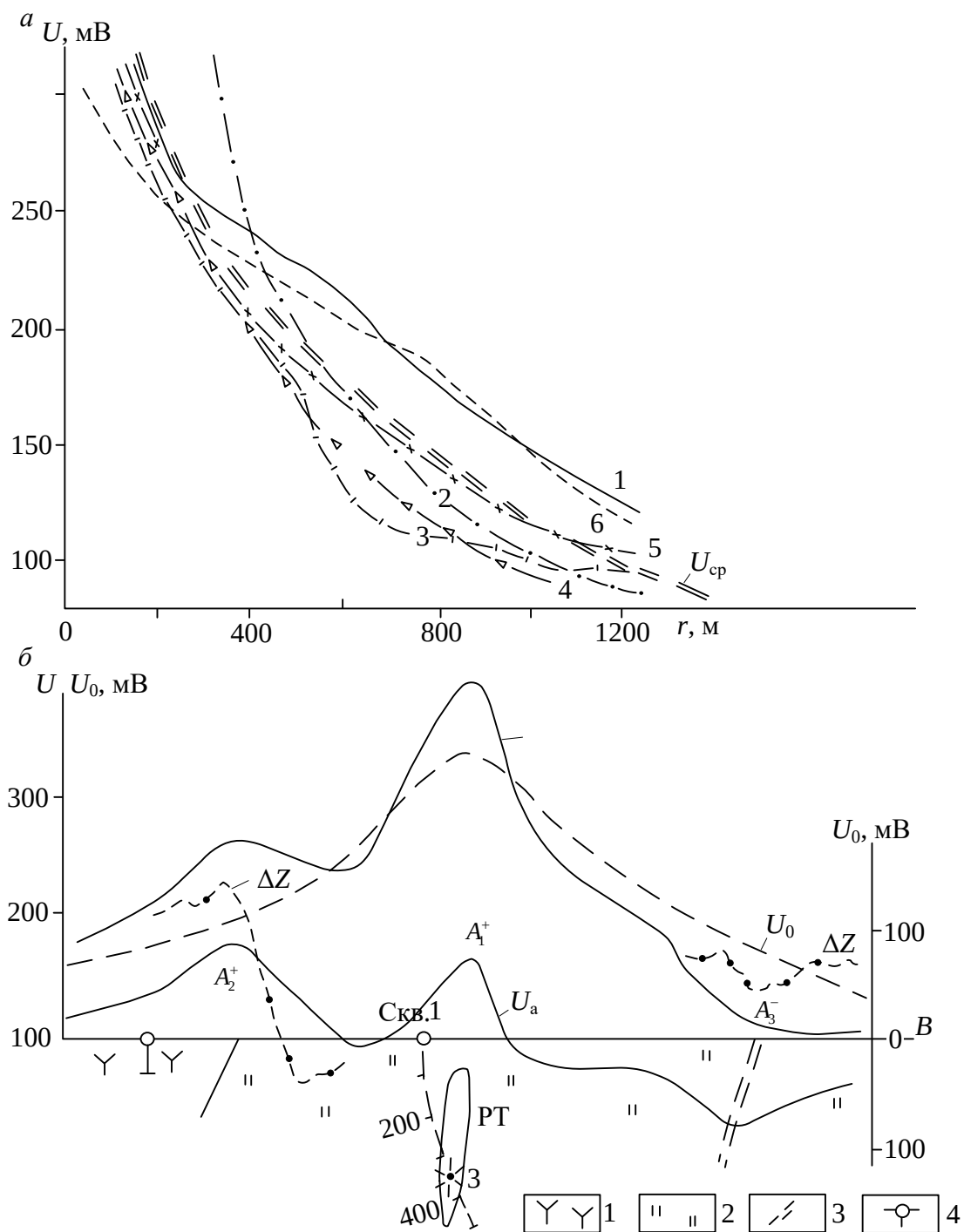


Рис. 5. Результаты обработки и интерпретации поля заряда в скважину 1 (исходные данные на рис. 4):

a – графики потенциала по системе радиальных профилей и осредняющая их кривая ($U_{cp} = U_0(r)$); b – графики измеренного, нормального и аномального потенциала (U , U_0 , U_a), фрагменты измерений магнитного поля (ΔZ) и геологический разрез по профилю I–I.

1 – субвулканические липарито-дациты; 2 – гидротермально измененные породы; 3 – разрывные нарушения; 4 – скважины; 3 – заряд; РТ – рудное тело (проекция на плоскость разреза)

В случае наличия признаков проявления анизотропной вмещающей среды стохастический способ определения нормального потенциала в методе заряда применяют с учетом схемы перехода от анизотропной к изотропной среде [13].

По результатам определения нормального потенциала можно при любой ориентировке профилей съемки вычислить нормальный потенциал по профилю. Пример определения в методе заряда по плану изолиний (рис. 4) нормального потенциала по одному из поперечных профилей показан на рис. 5, а.

Геофизические аномалии

Геофизическая аномалия характеризует отклонение физического поля от его нормальных значений. По геофизическим аномалиям изучают неоднородности геологической среды различного масштаба, что позволяет получить представление о самой структуре земных недр. В общем случае, при анализе результатов геофизических измерений в качестве аномальной составляющей рассматривают величину разности между измеренным значением поля в i -ой точке (A_i) и местным нормальным полем (A_0): $A_{ai} = \Delta A_i = A_i - A_0$. Нормальное поле может быть постоянным или плавно меняющимся, задаваться некоторыми средними величинами или, при учете его дисперсии, в виде предельных значений. В общем случае к аномальным относятся значения, превышающие верхний предел нормального поля или оказывающиеся ниже его нижнего предела. В первом случае наблюдается положительная аномалия, а во втором случае отрицательная аномалия.

Например, на рис. 2 аномальная составляющая изображена заштрихованной областью и отражает появление отрицательной аномалии, связанной с экраным влиянием сульфидного рудного тела.

В качестве примера определения аномальной составляющей изучаемого поля могут служить результаты, полученные при обработке и интерпретации данных метода заряда, приводимые на рис. 4 и 5. Данные о распределении нормального потенциала $U_0(r)$ используются для выделения в рядовой точке аномальной составляющей U_a измеренного потенциала U , равной

$$U_a = U - U_0(r). \quad (3)$$

По результатам определения нормального потенциала можно при любой ориентировке профилей съемки вычислить нормальный, а

затем и аномальный потенциал по профилю. Результаты подобных вычислений нормального потенциала, сопоставления его с измеренным полем и график аномального потенциала по одному из поперечных профилей с элементами геологической интерпретации показан на рис. 5, б.

В рассматриваемом примере аномалия A^+_1 связана с приподнятой относительно заряда частью заряженного рудного тела, имеющего северное склонение. Другая положительная аномалия A^+_2 обусловлена контактом гидротермально измененных пород, вмещающих заряженное тело, с менее электропроводной субинтрузией. Отрицательные аномалии фиксируют субвертикальные плоскости разрывных нарушений относительно повышенной электропроводности.

Безразмерные характеристики геофизических аномалий. В ряде случаев для характеристики аномального объекта целесообразно использовать нормирование аномалий относительно каких-то стандартных величин, при котором учитывается уровень фона, снижается зависимость от точности измерений, типа измеряемой аппаратуры, условий наблюдений, вида изучаемого поля. Появляется возможность сопоставлять аномальные эффекты, зафиксированные от одного и того же объекта различными методами или одним методом, но с применением различных технологий, и в других случаях.

В промысловой геофизике при оценке аномалий широко применяется двойной разностный параметр α . Он представляет отношение

$$\alpha = \Delta A_i / \Delta A_0 = (A_i - A_0) / (A_0 - A_0), \quad (5)$$

где ΔA_i – аномалия на рядовом объекте, ΔA_0 – максимальная аномалия на объекте принятом за эталон (может быть и любым объектом с которым производится сравнение). Например, при проведении измерений поля ПС в скважине на изучаемом пласте-коллекторе потенциал равен 20 мВ, на пласте с самыми высокими фильтрационно-емкостными свойствами потенциал равен 10 мВ, на глинах, рассматриваемых в качестве фона, зафиксированы значения 60 мВ. Следовательно, для изучаемого пласта имеем $\alpha_{\text{ПС}} = -40 / -50 = 0,8$.

Применение безразмерного двойного разностного параметра удобно для установления корреляционной зависимости $\alpha_{\text{ПС}}$ от некоторых промысловых параметров, например, от коэффициента пористости K_p , определенного по данным лабораторных исследований. Подобные зависимости часто имеют достаточно универсальное значение и широко используются на производстве.

При геофизических поисковых и разведочных работах на твердые полезные ископаемые для характеристики аномальности i -го объекта при применении j -го метода используется показатель контрастности γ_{ij} , равный [1]:

$$\gamma_{ij} = \Delta A_i / S_0. \quad (6)$$

В этом параметре учитывается не только аномальность поля относительно уровня фона, но и дисперсия самого фона. Показатель контрастности удобен для сравнения эффективности методов при оценке их конкурентности, а также для вычисления аномальности объекта в случае применения комплекса методов. Для успешного применения метода необходимо условие $\gamma_i > |2|$.

Использование безразмерных величин γ_i позволяет учитывать результаты нескольких методов путем вычисления функции комплексного показателя θ , представляющую алгебраическую сумму показателей контрастности отдельных методов. Знак у показателей контрастности при суммировании устанавливается в соответствии с решаемой задачей, обеспечивая подчеркивание аномальности искомых объектов по комплексу методов. Подробнее этот вопрос рассмотрен ниже в разделах 3 и 5.

2. ФИЗИКО-ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЙ

Геофизические методы применяются для изучения разнообразных геологических и технических объектов. Это могут быть геологические структуры, благоприятные на содержание ценного сырья, месторождения и отдельные тела полезных ископаемых. К типовым объектам также относятся земельные основания для строительства или прокладки автомобильных и железных дорог, скважины или другие горные выработки на разведываемых или эксплуатируемых месторождениях и др. При организации и проведении геофизических работ на любых объектах необходимо четко сформулировать цели исследований по выявлению и изучению в типовых условиях геологических образований. Следует также рассмотреть возможные варианты их параметров, физические предпосылки для успешного решения поставленных задач. Результаты, получаемые в процессе исследований, часто требуют оперативного и обоснованного внесения корректив в их технологию. Ответственным моментом является представление ито-

говых данных исследований в форме понятной и удобной для специалистов, организующих комплексные геологоразведочные или изыскательские работы.

Решение всех этих вопросов осуществляется с помощью сформированной для соответствующей стадии работ физико-геологической модели (ФГМ) объекта геофизических исследований. Существенный вклад в теорию и методику комплексирования геофизических методов, включая принципы формирования ФГМ, внес выпускник Свердловского горного института профессор Гелий Сергеевич Вахромеев [1].

ФГМ отражает упрощенно-обобщенное представление об изучаемом геофизическими методами объекте, предполагающее наличие системы геолого-геофизических сведений, имеющихся на данной стадии работ. ФГМ создают в период проектирования геофизических работ, в процессе их проведения по мере поступления получаемых данных, а также по завершению работ в виде итогового документа.

Обобщенную ФГМ можно представлять в виде совокупности частных моделей: геологической, петрофизической и физических полей в профильном, плоскостном или объемном варианте.

Геологическая модель.

Примеры геологических моделей рудных полей

Геологическая модель отражает представление об объекте исследований как системе геологических тел и проявлений геологических процессов с изображением соответствующих разрезов, карт, блок-схем и т. п.

Представляет интерес рассмотреть обобщенные морфогенетические геологические модели постмагматогенных рудных полей, которые являются предметом изучения при поисках рудных месторождений. Под рудным полем понимают геологический объект, состоящий из генетически родственных сближенных рудных скоплений, гидротермально измененных минерализованных пород и малых магматических образований, представляющих собой фазы отщепления из общего материнского очага и использовавших в своем движении общие каналы. Поэтому при поисках рудных месторождений интерес представляет выявление всех этих структурных элементов рудных полей.

Наиболее отчетливо модели рудных полей продемонстрированы в работах П. Ф. Иванкина на основе детального изучения более 50

глубокозалегающих месторождений руд самого различного состава. Достоинство типизации рудных полей, выполненное П. Ф. Иванкиным, состоит в том, что сформированные им геологические модели отражают в наглядной форме главные их структурные элементы, к выявлению которых могут успешно привлекаться геофизические методы. Об этом свидетельствует опыт успешных поисково-разведочных работ, отраженный в частности в монографии [13]. Большой набор примеров рудных месторождений, изученных в пределах разнотипных рудных полей, часть из которых приведена ниже, рассмотрен в справочнике [9].

Постмагматогенные рудные поля формируются выше или на периферии материнских интрузий, которые являются источником постмагматических растворов, создающих ореолы гидротермальных изменений горных пород и рудные скопления. По характеру взаимоотношений гидротермального оруденения с материнскими интрузиями можно выделить три рода рудных полей.

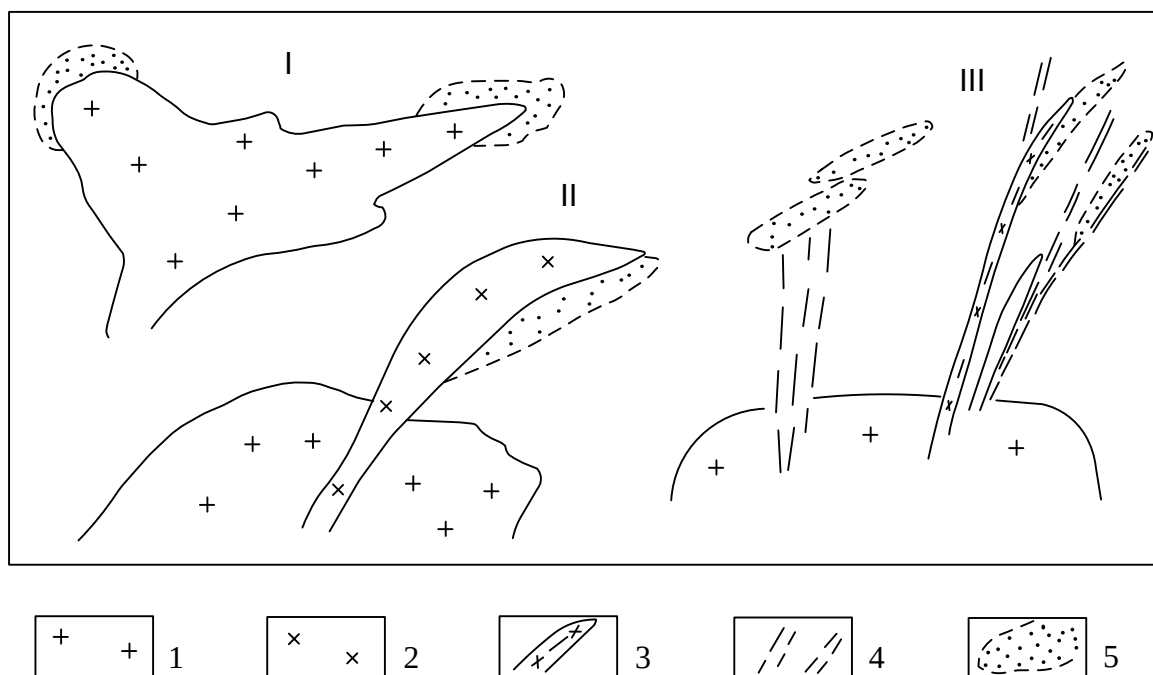


Рис. 6. Морфологические типы (геологические модели) постмагматических рудных полей разного рода (I, II, III) (по П. Ф. Иванкину):

1 – материнский плутон; 2 – тела поздних магматических отщеплений; 3 – лентовидные тела малых интрузий; 4 – разрывные нарушения; 5 – рудоносный комплекс, включающий гидротермально измененные породы и руды

Рудные поля I рода являются ореольными или бескорневыми (рис. 6). Они формируются на ранних стадиях остывания внедривше-

гося магматического тела в условиях широкого фронта отделения растворов по всей или части поверхности материнского интрузива. Растворы обычно обогащены водой, летучими и рудными компонентами. Минерализация вмещающих пород происходит вблизи места отделения растворов от остывающей магмы. В результате образуются широкие ореолы измененных пород с рассеянной или прожилковой минерализацией без богатых локальных скоплений. На поверхности они проявляются в виде полей измененных пород и рассеянной минерализации на достаточно обширных пространствах над погребенными интрузиями или вдоль границ вскрытых эрозией магматических тел. Примеры геологических разрезов месторождений типичных для ореольных рудных полей I рода приведены на рис. 7. Эти разрезы могут рассматриваться как геологические модели этих объектов. Главными структурными элементами их являются интрузии и ореолы рассеянной или прожилковой минерализации.

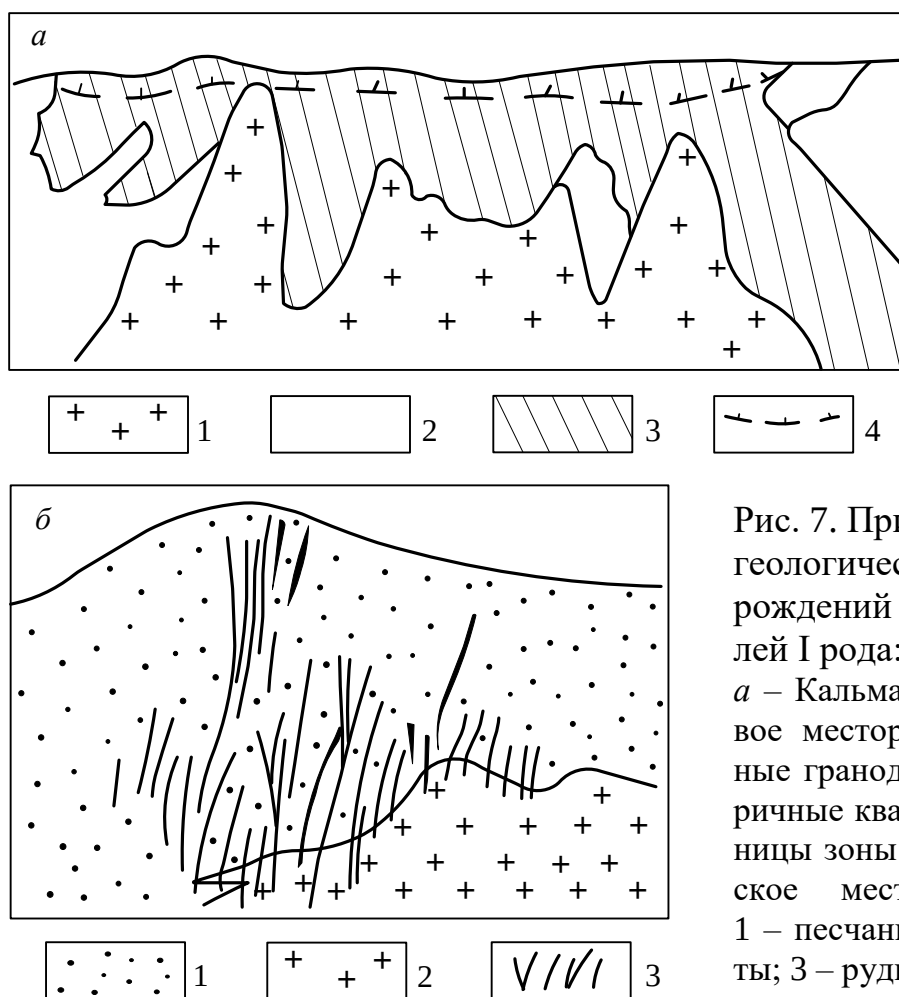


Рис. 7. Примеры схематических геологических разрезов месторождений ореольных рудных полей I рода:

а – Кальмакырское медно-порфировое месторождение: 1 – интрузивные гранодиорит-порфиры; 2 – вторичные кварциты; 3 – руды; 4 – границы зоны окисления; *б* – Иультинское месторождение вольфрама: 1 – песчаники и сланцы; 2 – граниты; 3 – рудные жилы

Рудные поля II рода – это системы рудных тел, окружающих их зон гидротермально измененных пород и поздних магматических от-

щеплений, имеющих общие корни (или рудно- и магмоподводящие каналы), уходящие внутрь крупного интрузива, производными которого все они являются (рис. 6.) Считается, что растворы поступали из верхних частей интрузива и проникали в их кровлю в виде потоков, двигавшихся по нарушениям, контактам или другим проницаемым каналам, что обусловило структурный контроль оруденения. Фигура рудного поля и свойства преобразованных в его пределах пород отражают направленность рудоносных растворов от корней к фронту поля. Рудные поля II рода характерны для гипабиссальных интрузий, часто приурочены к вулканическим постройкам, сформировавшимся над ними, имеют пологие и крутопадающие ветви. Примеры месторождений, типичных для корневых рудных полей II рода, приведены на рис. 8.

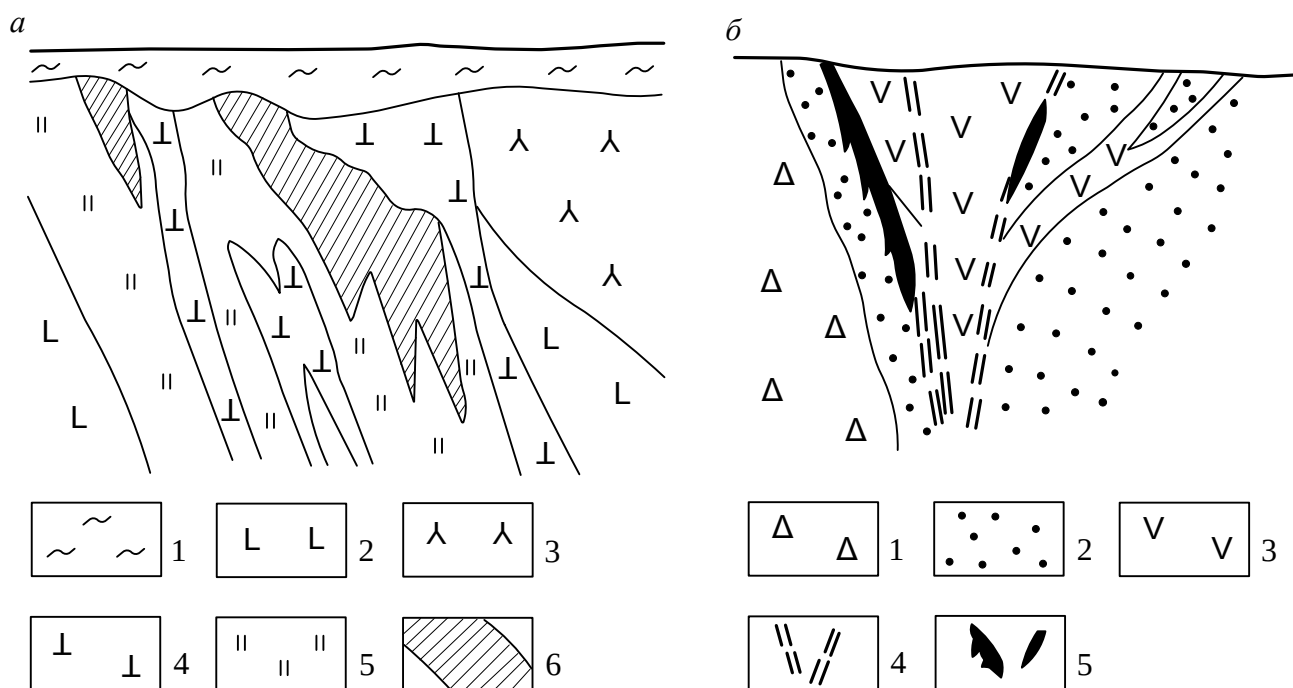


Рис. 8. Схематические геологические разрезы месторождений рудных полей II рода:

а – южная часть Гайского медноколчеданного месторождения: 1 – рыхлые отложения; 2 – туфы; 3 – диабазовые порфириты; 4 – субвулканические липарит-дациты (малая интрузия); 5 – метасоматиты; 6 – руды; б – молибден-урановое месторождение: 1 – диабазы и спилиты докембрия; 2 – переслаивающиеся осадочные и вулканогенно-осадочные породы; 3 – субвулканические андезиты (малая интрузия); 4 – разрывные нарушения; 5 – рудные тела

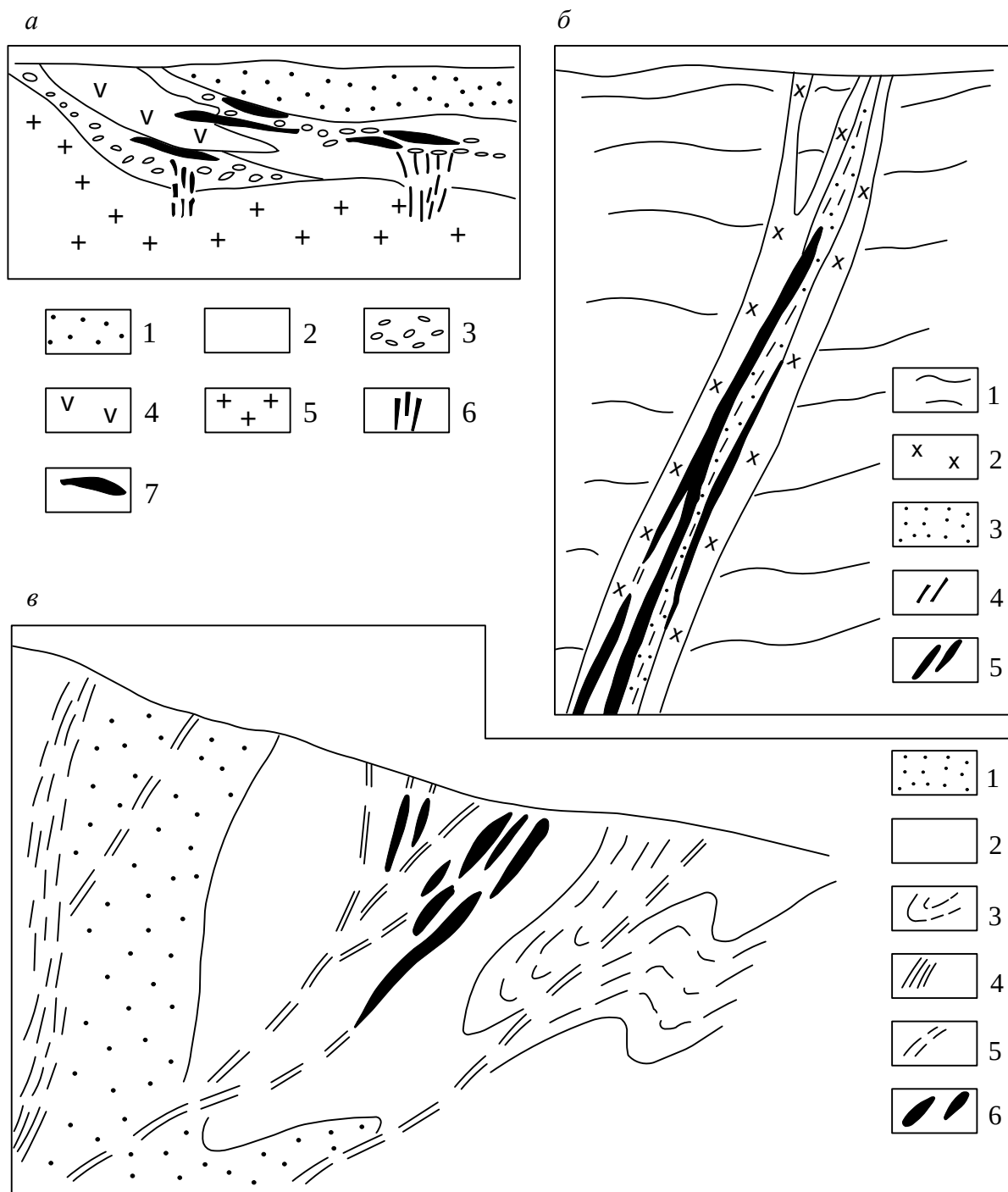


Рис. 9. Примеры геологических разрезов месторождений корневых рудных полей III рода:

а – мышьяково-урановое месторождение: 1 – алевриты с прослоями песчаников; 2 – песчаники; 3 – конгломераты и гравелиты; 4 – туфолавы; 5 – граниты; 6 – разрывные нарушения; 7 – рудные тела; *б* – уран-титановое месторождение: 1 – кристаллические сланцы и гнейсы; 2 – пегматитовые жилы; 3 – гидротермально измененные породы; 4 – бластомилониты тектонических швов; 5 – рудные тела; *в* – Сахалинское месторождение киновари: 1 – песчаники, конгломераты, алевриты; 2 – глинистые алевриты; 3 – пачки глин; 4 – главный разлом; 5 – оперяющиеся трещины; 6 – рудные тела

К рудным полям III рода относят систему рудных тел, окружающих их измененных пород и иногда сопровождающих их серии малых интрузий, значительно оторванных от глубинных интрузий (рис. 6). Образовавшие их потоки гидротерм приурочены к самостоятельным тектоническим зонам, уходящих на глубину, или к ветвям крупных разломов. Последние являлись открытыми системами и, хотя могут нести следы гидротермальных изменений и минерализации, но промышленных скоплений руды не содержат. В ответвлениях, выклинивающихся к дневной поверхности, или в локальных проницаемых геологических телах, игравшими роль экранированных для растворов резервуаров, с которыми контактировали тектонические нарушения, образуются рудные скопления. Поэтому рудные залежи в рудных полях этого рода залегают согласно со слоистыми толщами или разрывными нарушениями в породах с повышенной пустотностью. Примеры месторождений, характерных для рудных полей III рода, приведены на рис. 9.

Таким образом, как следует из геологических моделей, при поисках рудных месторождений главными объектами выявления геофизическими методами являются рудные залежи, включающие их ореолы окolorудных изменений, рудоконтролирующие тектонические нарушения, крупные и малые интрузии. Все эти объекты имеют аномальные петрофизические свойства и благоприятные предпосылки для обнаружения при геофизических съемках.

Модели петрофизические и физических полей

Петрофизическая модель отражает сведения о распределении в геологическом пространстве физических свойств, характеризующих геологические тела, как объекты, имеющие предпосылки для выявления и изучения их геофизическими методами. При этом возможны случаи объединения нескольких геологических образований в структурно-вещественные комплексы (СВК) с одинаковыми или близкими физическими свойствами. В этом случае происходит упрощение петрофизической модели по сравнению с геологической моделью. Однако не исключены случаи, когда внутри условно единого геологического тела существуют участки изменений свойств за счет проявления процессов локального преобразования горных пород, которые отличаются по физическим свойствам и могут фиксироваться геофизическими методами. Такая картина наблюдается при локальном ме-

таморфизме, околорудных изменениях, развитии трещиноватости и др. процессах. В этих случаях петрофизическая модель может отражать результаты действия этих процессов и выглядеть сложнее, чем геологическая модель.

Петрофизическая модель может быть представлена в виде таблиц, типовых физико-геологических колонок, сводных геолого-геофизических разрезов, петрофизических карт или разрезов: самостоятельных или совмещенных с геологическими картографическими материалами. Желательно дополнять традиционно принятые в геологии мелкомасштабные литолого-стратиграфические разрезы (колонки) данными о физических свойствах, представленных на них толщ.

Исходные данные о физических свойствах горных пород для формирования петрофизической модели получают в результате лабораторных измерений на образцах, по данным интерпретации результатов каротажа или параметрических наблюдений физических полей на отдельных участках, а также путем использования справочной литературы. Помимо данных по изучаемой территории обязательно приводятся необходимые сведения об объектах-аналогах, что позволяет учесть опыт предшественников. Примером петрофизической модели месторождения может служить упрощенная типовая физико-геологическая колонка, изображенная на рис.11.

Физические поля или результаты их трансформации отражают данные, получаемые при решении прямой задачи на основе геологической и петрофизической моделей, или же отражают данные реальных наблюдений. Они необходимы для обоснования возможностей геофизических методов. На стадии проектирования это могут быть геофизические поля на объектах-аналогах, ранее изученных в схожих геологических условиях. Физические поля также приводятся как исходный материал, использованный при геологической интерпретации уже выполненных измерений, когда с помощью ФГМ представляются итоговые документы геофизических работ.

Пример физико-геологической модели

В качестве примера на рис. 10, 11 приводится ФГМ уранового месторождения, приуроченного к разрывным дислокациям в метаморфизованных породах протерозоя. По классификации П. Ф. Иванкина оно относится к корневым рудным полям III рода, оторванных от материнского глубинного плутона и приуроченных к тектониче-

ским зонам. На геологической модели (рис. 10, а) видно, что разрывные нарушения тяготеют к крыльям антиклинальной структуры, представленной вулканогенно-карбонатными отложениями. Оруденение локализуется в зонах проявления разрывной тектоники преимущественно в сланцевых толщах на участках с повышенной пористостью, появившихся вследствие разуплотнения пород. Рудоносные растворы помимо урана привнесли в зону их разгрузки вещества, сформировавшие ореолы гематитизации и сульфидизации. Эпигнетические изменения вмещающих пород сопровождались образованием в верхней части разреза зоны окисления.

Петрофизическая модель месторождения (рис. 11) отражает развитие аномальных проявлений в физических свойствах, как в контуре рудных тел, так и в околорудно-измененных породах. В рудах помимо высокой радиоактивности (J_γ) отмечается увеличение плотности (σ), магнитной восприимчивости (χ), поляризуемости (η_k) и понижение сопротивления (ρ_k). Вмещающие породы достаточно дифференцированы по физическим свойствам, что позволяет ожидать появление аномалий от складчатых структур. Анализируя петрофизическую модель, можно полагать, что зоны околорудно-измененных пород, характеризующиеся разуплотнением, повышением магнитной восприимчивости, электропроводности и поляризуемости, должны проявиться в магнитном поле, а также по данным методов электротометрии. Следует ожидать наложение на структурную составляющую полей проявлений, связанных с телами рудных тел и сопровождающих их ореолов минерализации.

Действительно, на графиках полей, измеренных комплексом методов по профилю, проходящему через рудоносную структуру (рис. 10, б), отражаются главнейшие ее элементы. Так отрицательной локальной аномалией силы тяжести отмечается ядро антиклинали (выход к поверхности карбонатов среди магматических пород). Расширение этой аномалии связано с проявлением зон разуплотнения и трещиноватости, обусловленных существованием здесь разрывных нарушений, как одного из признаков благоприятных условий для проникновения рудоносных растворов.

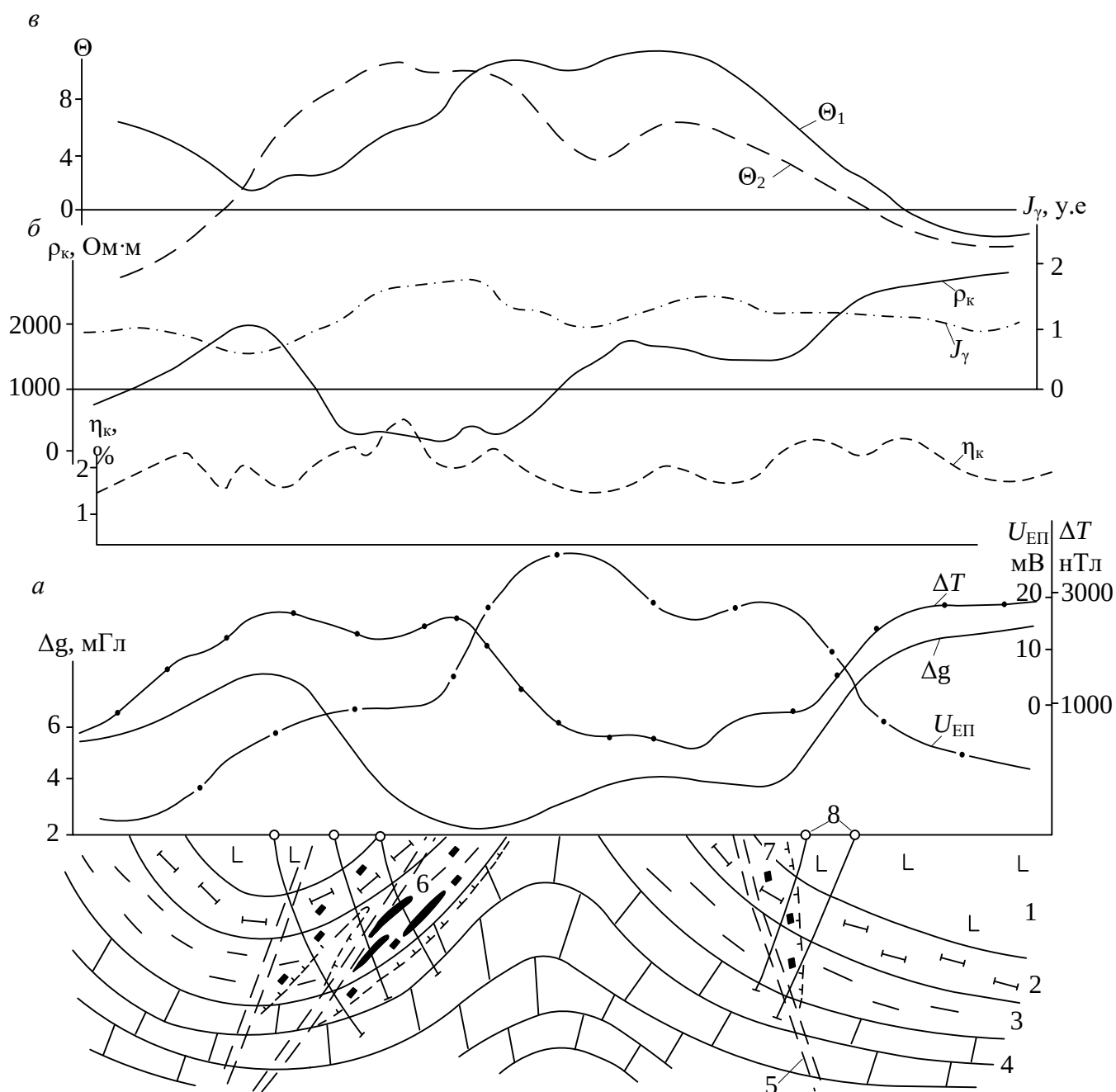


Рис. 10. ФГМ месторождения урана (по В. Е. Голомолзину, В. А. Титовой, А. В. Денисову):

a – геологический разрез (геологическая модель) месторождения: 1 – габбро-диабазы; 2 – пестроцветные слюдистые сланцы; 3 – слюдисто-карбонатные шунгитсодержащие сланцы; 4 – доломиты; 5 – тектонические нарушения; 6 – урановые руды; 7 – зоны гидротермально метасоматических изменений и минерализации; 8 – скважины; *б* – графики геофизических полей; *в* – функции комплексного показателя аномалий гравитационного и магнитного полей (θ_1), полей электрометрии и радиометрии (θ_2)

Отрицательная локальная аномалия магнитного поля, связанная с ядром антиклинали, явно уже гравитационной аномалии, то есть заметно повышение магнитного поля в районе ослабления поля силы

тяжести (над выходом к дневной поверхности рудоносных пород). Такое несоответствие двух полей является признаком отражения развития вторичных процессов, связанных с проявлением рассеянного ожелезнения, что характерно для фронтальной части ореола поступавших из недр рудоносных растворов. Это весьма благоприятный поисковый признак.

Для месторождения характерны участки профиля, на которых отмечается заметное уменьшение удельного сопротивления, хотя и слабое, но заметно повышение поляризуемости среды по данным срединного градиента с размером установки 1000 м. Так как над этим участком также наблюдается заметное повышение гамма-поля, то эти важные признаки следует также рассматривать как благоприятные для обнаружения оруденения.

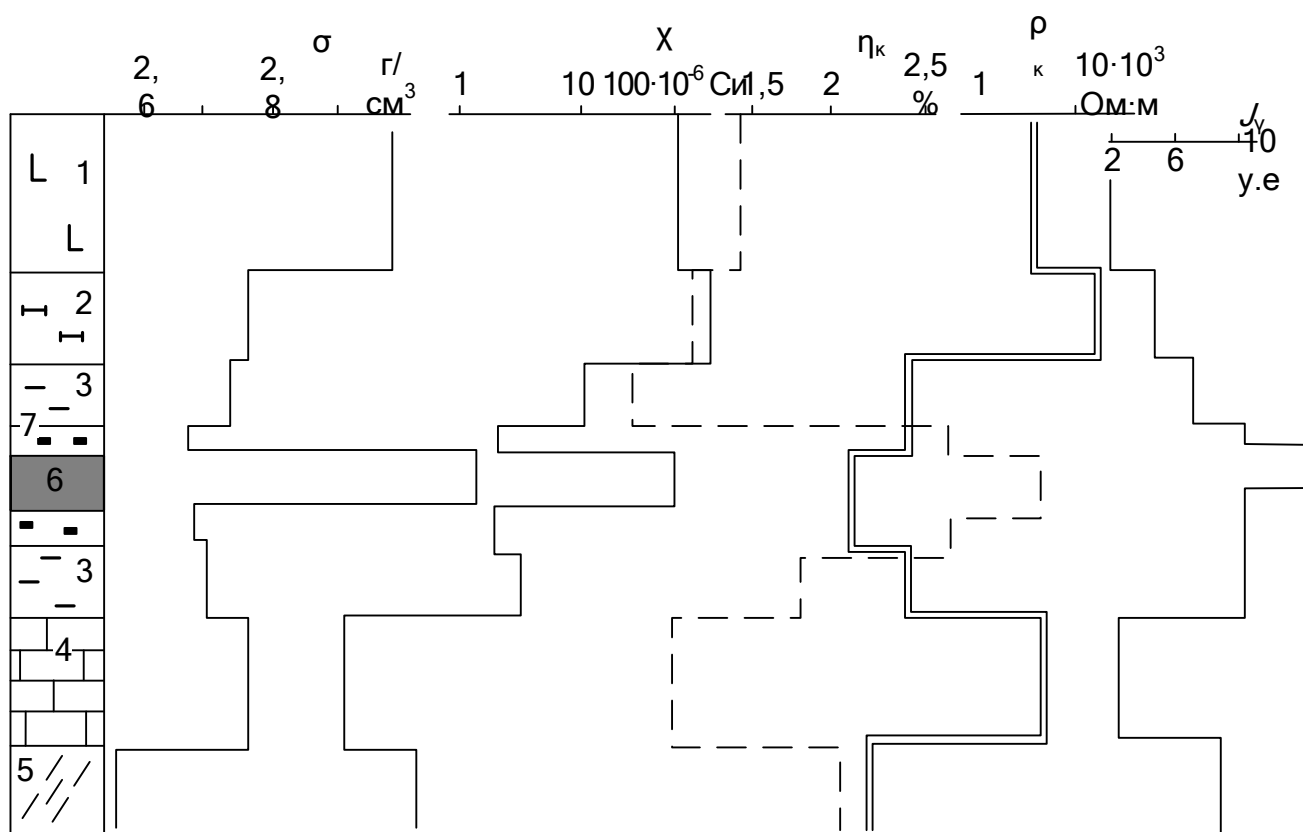


Рис. 11. Типовая физико-геологическая колонка (петрофизическая модель) месторождения урана (см. рис.10):
 графики плотности (σ), магнитной восприимчивости (χ), кажущихся поляризуемости (η_k) и удельного сопротивления (ρ_k), радиоактивности (J_γ) горных пород разреза (1-7 см. подрисуночные надписи к рис.10, а)

Весьма отчетливо влияние рудоносных пород проявляется в виде четкой положительной аномалии естественного электрического

поля. И хотя аномалия несколько смещена по восстанию относительно самого оруденения и наблюдается еще над участком с рассеянной минерализацией, однако, при наличии других признаков район, наиболее перспективный на оруденение, по аномалии естественного поля фиксируется достаточно надежно.

Представление о возможности совместного учета результатов нескольких методов показано на примере двух вариантов функции комплексного показателя (рис. 10, в). При вычислениях в качестве нормального поля использовались значения, типичные для участков профиля, проходящих над магматическими породами. Вычислительные формулы для Θ составлялись с таким расчетом, чтобы подчеркнуть положительными аномалиями присутствие объектов, представляющих первоочередной интерес.

Функция Θ_1 вычислялась по формуле $\Theta_1 = -\gamma_{ГР} - \gamma_{м}$ и отражает совместное проявление аномальности полей гравиметрии и магнитометрии. При структурных исследованиях интерес представляют выходы к дневной поверхности потенциально рудоносной толщи сланцев, и соответствующие им отрицательные аномалии этих полей являются положительными факторами контроля этих искомых объектов. Это обстоятельство учтено в формуле Θ_1 . График функции Θ_1 имеет картировочное значение и положительная аномалия Θ_{A1} хорошо соответствует выходам сланцев совместно с толщиной карбонатных пород среди тел магматитов.

Функция Θ_2 отражает аномальность методов электроразведки (КС, ВП и ЕП) и радиометрии, связанных с самим месторождением урана и близрасположенного рудопроявления, и вычислялась по формуле $\Theta_2 = \gamma_{ВП} + \gamma_{ЕП} - \gamma_{КС} + \gamma_{р}$. Результирующая аномалия этих методов подтверждает возможность применения данного комплекса методов для поисков урановых руд в геологических условиях близких тем, которые отражены на представленной ФГМ.

Таким образом, сформированная по данным геологии, измерений физических свойств в скважинах и полей на дневной поверхности ФГМ, позволяет расшифровать природу геофизических аномалий наземных методов, выявить те признаки, по совокупности которых можно обнаруживать урановые месторождения в районе с подобными геологическими условиями. Появляется возможность обосновать комплекс геофизических методов, при применении которого можно рассчитывать на успешные результаты поисков.

3. ФОРМИРОВАНИЕ ПЕТРОФИЗИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ПО ДАННЫМ РУДНОГО КАРОТАЖА

В настоящее время сведения о физических свойствах при проектировании, поисках и разведке месторождений полезных ископаемых в основном получают по данным геофизических методов исследования скважин (ГИС). Одним из вариантов представления петрофизической модели объекта исследований является типовая геолого-геофизическая колонка разреза изучаемой геологической среды. В промысловой геофизике она получила название сводный геолого-геофизический разрез. Поскольку физические свойства осадочной толщи, изучаемой методами промысловой геофизики, достаточно стабильны по латерали, для формирования модели разреза используют диаграммы 2-3 скважин, имеющих пересечения всех структурных элементов разреза.

В рудных районах, характеризующихся высокой изменчивостью разнообразных признаков геологических образований, представление об их физических свойствах можно получить с помощью стохастической модели разреза.

Основными элементами структуры рудного поля являются геологические тела и зоны развития геологических процессов, мощности которых измеряются десятками метров. Отдельный элемент, исходя из опыта ГИС, представляет образование с включениями и его можно с некоторым приближением рассматривать как двухкомпонентную среду. Размеры включений обычно составляют первые метры. Роль включений играют мелкие чередующиеся пропластки пород иного состава по сравнению с вмещающей их средой. К включениям относят также локальные участки проявления выборочного эпигенетического преобразования в геологическом теле, останцы материнской породы, подвергшейся метаморфическим изменениям, и др.

Кодирование диаграмм ГИС

Рассматривая пересечение геологического тела в скважине как двухкомпонентную смесь, предложено выполнять кодирование диаграмм каротажа, позволяющее представить информацию о пересечении в виде характеристик изучаемого свойства (поля) A и долей содержания для каждого из компонентов [8]. Естественно полагать, что для одного из компонентов макросмеси присущи высокие значения

свойства A_B , а для другого – низкие значения этого свойства A_H . Коэффициенты, отражающие содержание каждого из компонентов, соответственно равны K_B и K_H .

Для реализации простейшего способа определения характеристик такой макросмеси необходимо провести в пределах пересечения три линии, осредняющие значения измеряемого свойства для каждого из компонентов (средние значения A_B и A_H) и диаграммы в целом (значение A_{cp}) (рис. 12). Первые два значения определяют свойства компонентов, а коэффициенты содержания каждого из компонентов находят по формулам:

$$K_B = (A_{cp} - A_H)/(A_B - A_H), K_H = (A_B - A_{cp})/(A_B - A_H) = 1 - K_B. \quad (4)$$

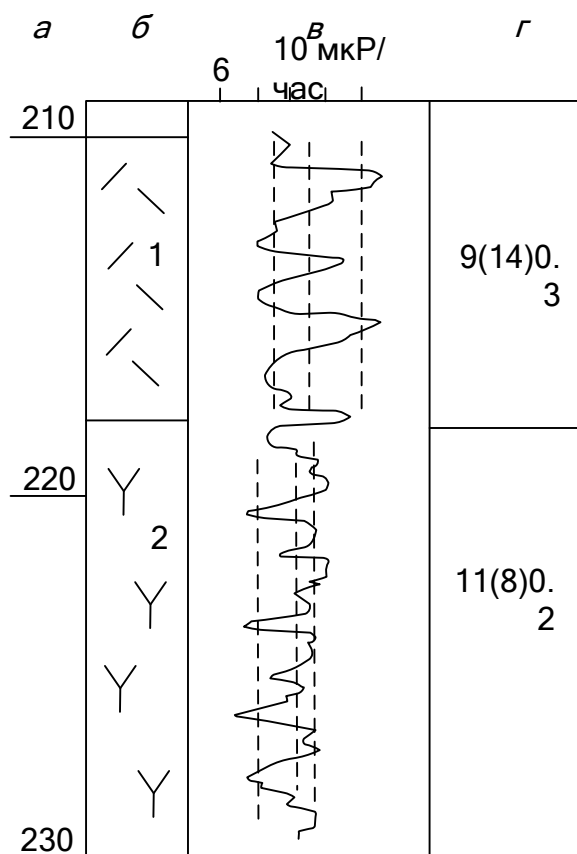


Рис. 12. Пример кодирования диаграммы ГК для двух интервалов участка скважины:
а – глубины; *б* – геологическая колонка; *в* – диаграмма; *г* – результаты кодирования; 1 – туфы; 2 – липариты

Очевидно, что, если мощность рассматриваемого пересечения составляет H метров, то доли компонентов в метрах равны: $H_B = HK_B$ и $H_H = HK_H$.

Информацию об измеренном физическом признаке для каждого пересечения геологического образования можно представить в виде кода следующего вида: $A_{ок}(A_{вкл})K_{вкл}$. Первое значение соответствует средней величине физического свойства основного компонента, доля

которого в макросмеси выше. Значение в скобках отражает среднее значение физического свойства компонента, рассматриваемого как включение, а последнее значение соответствует его доле в макросмеси. Следует заметить, что основной компонент также как и включения могут характеризоваться относительно высокими или низкими значениями свойства. Например, при кодировании данных измерений методом ГК естественной радиоактивности в мкР/час (рис. 12) для интервала 210-218 м (туфы) с помощью набора значений 9(14)0,3 фиксируется наличие среди основной части пласта мощностью 8 м включений (пропластков с повышенным содержанием кислой фации), на долю которых приходится 2,4 м. Основная масса туфов имеет радиоактивность 9 мкР/час, а более радиоактивные пропластки характеризуются значениями около 14 мкР/ч. Для липаритов, залегающих ниже туфов, пересечение которых зафиксировано в интервале 218-230 м, характерны средние значения для основного компонента 11 мкР/час, а для включений 8 мкР/час. Доля включений составляет 0,2, и поэтому результаты кодирования для этого интервала выражаются набором значений 11(8)0,2.

Имеется программа автоматического кодирования диаграмм методов ГИС, созданная В. А. Серковым при участии автора.

Результаты кодирования позволяют представить данные измерения физического свойства (поля) по скважине в компактной форме, удобной для хранения, трансляции, применения разнообразных способов обработки, построения петрофизических разрезов без потери информации о неоднородной структуре геологических образований, отражающей проявление определенных процессов. Например, имея данные кодирования диаграммы электрометрии с измерениями удельного сопротивления ρ в Ом·м, можно вычислить коэффициент электрической анизотропии λ . Для среды с двухосной анизотропией, характеризующейся удельным сопротивлением вкrest слоистости – ρ_n , по слоистости – ρ_t , справедливы следующие формулы:

$$\rho_n = K_v \rho_v + K_h \rho_h, \quad \rho_t = \rho_v \rho_h / (K_h \rho_v + K_v \rho_h), \quad \lambda = (\rho_n / \rho_t)^{1/2} \quad (5)$$

Статистическая обработка результатов кодирования

Данные кодирования диаграмм методов ГИС, зарегистрированных по нескольким скважинам изучаемого участка на стадии поисков или разведки, позволяют сформировать петрофизические модели каждого элемента структуры этого участка. Задача практически сво-

дится к получению представления о типичных горных породах и рудах участка, как объектах исследования геофизическими методами. При этом следует отразить те изменения в свойствах этих пород, которые вызывают процессы тектоники, метаморфизма и минерализации.

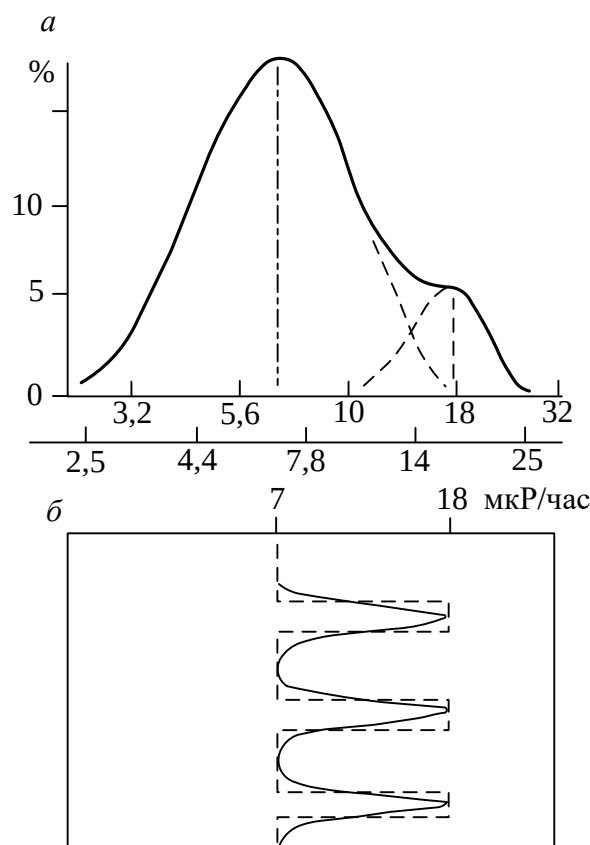
Петрофизические модели, присущих изучаемому разрезу литотипов горных пород, формируются на основе статистических исследований по выборкам для каждого из них путем построения кривых распределения изучаемых физических характеристик. В выборку для конкретного литотипа включаются все его пересечения, которые на геологических колонках классифицированы приблизительно одинаково. Статистика проводится для каждого изучаемого геофизического свойства отдельно, подобно тому, как это делается при оценке уровня нормального поля стохастическим способом (см. раздел 2). Поскольку распределение для большинства физических свойств статистически однородных совокупностей горных пород подчиняется логнормальному закону, рассмотрим этот случай детально.

Для построения дифференциальной кривой распределения признака (физического поля или свойства) A необходимо выполнить группирование данных о нем по классам (интервалам равной ширины на оси абсцисс), применяя логарифмическую шкалу. Для достаточно представительных (репрезентативных) выборок удобно разбивать один порядок на 4 класса. Например, границы классов могут соответствовать значениям: 1-1,8-3,2-5,6-10-18-32 и т. д. В случае применения второй смещенной шкалы границы классов: 1,4-2,5-4,4-7,8-14-25 ит. д. При таком подходе отпадает необходимость применять бланки с логарифмической шкалой.

В таблицу группирования заносятся значения мощности в метрах. Для двухкомпонентных макросмесей в таблицу заносятся мощности компонентов H_H и H_B в классы в соответствии с характерными для компонентов значениями A_H и A_B . В большинстве случаев они разносятся по разным классам, но при близких значениях измеряемого признака мощности компонентов могут попасть в один класс. Дифференциальная кривая распределения (функция частоты) строится по данным о суммарной мощности (ординаты) каждого класса (на оси абсцисс это середины классов). Пример дифференциальной функции распределения приведен на рис. 13, а.

Рис. 13. Пример построения статистической диаграммы для туфов смешанного состава:

а – дифференциальная кривая распределения естественной радиоактивности (выборка по 5 скважинам); *б* – статистическая диаграмма ГК (поле в логарифмическом масштабе)



В большинстве случаев кривые распределения отражают статистическую неоднородность изучаемых образований, которая проявляется в двухгорбности кривых, или они имеют другие особенности, также позволяющие сделать вывод о двухкомпонентной структуре этих образований. Пользуясь известными приемами статистики сложную кривую распределения можно представить в виде двух элементарных кривых, соответствующих логнормальному закону. По ним легко определить центральные значения признака для каждого компонента, а также долю каждого компонента в выборке (по соотношению площадей элементарных кривых). Эти данные и используют для статистической характеристики изучаемых объектов по геофизическим признакам путем построения прямоугольных диаграмм, которые затем могут быть скорректированы с учетом специфики вида аномалий измеряемого в скважинах поля. Так для метода ГК аномальными являются пропластки (включения) с максимумом аномалии в середине пропластков и полумаксимумом на их границах.

Рис. 13, *б* иллюстрирует принцип построения статистической диаграммы для объекта по данным, получаемым при использовании распределения естественной радиоактивности туфов смешанного состава (измерения по 5 скважинам на периферии медноколчеданного

месторождения). О соотношении долей основного компонента и включений можно судить по ширине площадок значений радиоактивности основного компонента и включений. В рассматриваемом примере это соотношение 1:3 и, следовательно, на статистической диаграмме $K_{\text{вкл}} = 0,25$.

Построение типовой физико-геологической колонки

Построение начинается с формирования типовой геологической колонки, которая отражает в разрезе весь комплекс геологических тел, участвующих в создании структуры изучаемого участка с отражением последовательности их залегания. При мелкомасштабных исследованиях можно использовать литолого-стратиграфическую колонку, которая создается геологической службой в каждом районе геологоразведочных работ. Такие колонки обычно не имеют масштаба, а сведения о мощностях толщ или геологических тел приводятся на колонке в виде диапазонов их мощностей. На геологических колонках отдельно выделяются объекты, которые развиты в районе не повсеместно, то есть появляются в виде локальных тел. В первую очередь это относится к малым интрузиям, рудным телам и зонам метаморфизма. Подобные объекты изображаются в виде включений в толще вмещающих пород.

На основе дифференциальных кривых распределения геофизических признаков для каждого литотипа формируются статистические диаграммы по изученным признакам для всего разреза в соответствии с геологической колонкой. В большинстве случаев все геологические тела представляются на статистических геофизических диаграммах как образования с включениями. Неоднородность объектов показывают путем изображения прямоугольных или скорректированных с учетом типичной формы диаграмм, подобных той, которая представлена на рис. 13, б. Пример типовой физико-геологической колонки (упрощенный вариант без отражения компонентов в горных породах) приведен на рис. 10.

Типовая физико-геологическая колонка дает представление о физических свойствах всего комплекса геологических образований в изучаемом районе и на ее основе могут решаться разнообразные задачи в период проведения геологоразведочных работ. Полученные данные используют при формировании петрофизической модели при исследовании участков с условиями близкими тем, которые учтены

при формировании типовой колонки, как на стадии проектирования работ, так при интерпретации измеренных полей. В период разведки типовая колонка помогает правильно классифицировать объекты, изученные методами ГИС.

4. ТОЧНОСТЬ НАБЛЮДЕНИЙ

Вопрос о точности наблюдений возникает как в период проектирования геофизических работ, так и по их завершении. При планировании точности наблюдений необходимо знать уровень аномалий от объектов, представляющих интерес для решения стоящих задач, погрешности измерений, которые возникают при применении имеющейся аппаратуры и планируемой технологии измерений, а также вероятный диапазон геологических помех, типичный для фоновых образований из-за их неоднородности.

Сведения об интенсивности аномалий, подлежащих обнаружению, получают исходя из анализа сформированной ФГМ и опыта предшественников. Обычно ориентируются на некоторую минимальную по интенсивности аномалию, которая характерна для объекта, представляющего интерес при решении поисковой задачи.

Необходимо учитывать, что искомую аномалию придется обнаруживать на фоне нормального поля, присущего среде, вмещающей искомый аномалиеобразующий объект. Нормальное поле всегда имеет некоторую дисперсию D_0 , которую можно охарактеризовать через среднеквадратичную погрешность измерения нормального поля S_0 , поскольку $D_0 = S_0^2$. Как уже отмечалось в разделе 2, величину S_0 можно оценить несколькими способами. К стандартным относится аналитический способ, основанный на использовании данных n измерений поля A в пределах фоновой среды и формулы (1). В случае малой выборки вместо n применяют значение $n-1$.

Дисперсия значений в пределах нормального поля складывается из дисперсии геологических помех S_Γ , вызванных неоднородностью фонового объекта, и дисперсии показаний, связанных с аппаратурно-методическими (условно приборными) погрешностями измерений S_Π . Поэтому общая дисперсия измерений фона равна: $S_0^2 = S_\Gamma^2 + S_\Pi^2$.

Приборная погрешность оценивается по результатам независимых контрольных n измерений поля по формуле

$$S_\Pi = \pm \sqrt{\sum_1^n (A_1 - A_2)^2 / (2n - 1)},$$

A_1 и A_2 – соответственно первичное и контрольное измерение на i -ой точке.

По величине составляющей S_{Γ} , которая равна $S_{\Gamma} = (S_0^2 - S_{\Pi}^2)^{1/2}$, получают представление о влиянии геологических помех.

Для успешного выделения аномальных значений A_a , как это уже отмечалось в разделе 2, необходимо чтобы выполнялись условия: $A_a < (\bar{A}_0 - 2 S_0)$ или $A_a > (\bar{A}_0 + 2 S_0)$. В первом случае выделяется отрицательная, а во втором случае положительная аномалии.

Для снижения общей погрешности измерений S_0 руководствуются следующими положениями [1,3].

1. Если $S_{\Gamma} > S_{\Pi}$, то для снижения S_{Γ} полезным оказывается применение специальных методов обработки данных съемки с целью подавления геологических помех, носящих часто случайный характер. Например, простое сглаживание измеренного поля по N точкам уменьшает S_{Γ} почти в N раз.

2. Если $S_{\Pi} > S_{\Gamma}$, то есть смысл применить более точную аппаратуру или усовершенствовать технологию измерений. Например, за счет многократного (N кратного) измерения поля на одной точке и использования осредненного его значения удастся уменьшить величину S_{Π} приблизительно в $\sqrt{N}$ раз.

Среднеквадратичная приборная погрешность S_{Π} вычисляется по результатам каждой съемки. Обычно планируется для выполненного объема наблюдений провести приблизительно в 5 % точках контрольные измерения.

5. ОБОСНОВАНИЕ СЕТИ НАБЛЮДЕНИЙ

Как правило, сеть наблюдений представляет систему параллельных профилей, на которых намечаются с определенным шагом точки наблюдения. Условно принимают, что профили параллельны оси x и перпендикулярны оси y . Тогда расстояния между профилями – Δy , а между точками – Δx .

Обычно геофизическая съемка проводится в помощь геологическому картированию определенного масштаба. Исходя из этого масштаба расстояние между профилями должна составлять на отчетной карте съемки 1 см. Например, при масштабе 1:50000 необходимо иметь $\Delta y = 500$ м. Шаг наблюдений обычно в 2 раза меньше межпрофильного расстояния. В рассматриваемом примере $\Delta x = 250$ м.

При непрерывной регистрации характеристик физического поля (на борту самолета, вертолета, судна, автомобиля) в силу инерционности регистрирующей аппаратуры условным шагом съемки можно считать величину $\Delta x = V \cdot \tau$, учитывающую скорость и постоянную времени движущегося измерителя.

В условиях резкой изменчивости свойств геологической среды масштаб геофизической съемки может быть принят вдвое крупнее, чем для геологического картирования.

При проектировании поисковых геофизических работ, проводимых, как правило, в масштабах 1:10000 и 1:5000, необходимо предвидеть вид и величину ожидаемых аномалий от объектов, представляющих первоочередной интерес для решения поисковой задачи. Этими объектами могут быть не только тела полезных ископаемых, но и связанные с ними генетически и пространственно малые интрузии, разрывные нарушения, ореолы окolorудных изменений и др., имеющие обычно меньшую контрастность по аномальным признакам. Представления о форме и размерах аномальных зон искомых геологических объектов формируются на основе анализа ФГМ.

Сеть наблюдений выбирают такой, чтобы в контур аномальной зоны попал хотя бы один профиль с двумя точками наблюдений, на которых аномальный объект будет зафиксирован.

Существует возможность теоретически оценить вероятность P обнаружения объекта [1, 6]. Обычно форму аномальной зоны объекта отождествляют с эллипсом, оси которого равны L (длина зоны) и B (ширина зоны). В наиболее простом случае вероятность пересечения аномальной зоны одним из профилей, ориентированных перпендикулярно большей оси (т.е. вкрест простирания), когда $L \leq \Delta y$, выражается простой дробью: $P = L / \Delta y$. При неизвестной ориентировке такого объекта вероятность его пересечения определяется классическим решением «задачи об игле», сформулированной монахом Ж. Бюффеном еще в 18 веке:

$$P = 2L / \pi \Delta y. \quad (7)$$

Можно отметить, что только за счет неизвестной ориентировки объекта поисков по отношению к направлению съемочных профилей при $L = \Delta y$ вероятность его обнаружения снижается с 1 до $P = 2/\pi = 0,637$.

Если известен угол β отклонения профилей от нормали к простиранию объекта в радианах, то при $L \leq \Delta y$ вероятность обнаружения объекта равна:

$$P = L \sin \beta / (\beta \Delta y). \quad (8)$$

Полезно заметить, что для значения $\beta = \pm \pi/6$ величина $\frac{\sin \beta}{\beta} = 0,955$, т.е. мало отличается от 1. Поэтому на практике достаточно чтобы сеть профилей была ориентирована только приближенно правильно. Если это условие соблюдается, то при $\Delta y = 0,9 L$ пересечение аномальной зоны профилем гарантировано.

Общее решение задачи о вероятности пересечения контура аномалии профилем при произвольном значении угла β , когда $L / \Delta y \geq 1$, приводит к выражению:

$$P = \frac{2}{\pi} \left[\frac{L}{\Delta y} + \cos^{-1} \frac{\Delta y}{L} - \sqrt{\left(\frac{L}{\Delta y} \right)^2 - 1} \right]. \quad (9)$$

При $L = \Delta y$ снова получаем $P = 2/\pi = 0,637$.

Общее выражение для вероятности пересечения аномальной зоны эллиптического вида с осями L , B и периметром Π при произвольной ориентировке профилей съемки имеет вид:

$$P = \Pi / \pi \Delta y, \quad (10)$$

$$\Pi = \frac{\pi}{2} [1,5(L + B) - \sqrt{L \cdot B}]. \quad (11)$$

Две точки профиля, пересекающего аномальную зону, окажутся внутри ее контура, если $\Delta x \leq B/2$.

Для более скупуплезной оценки вероятности P имеется серия номограмм, учитывающих возможные варианты соотношения размеров контура аномалии, параметров сети и углов β [1, 3].

Оценим для примера вероятность обнаружения аномальной зоны размером 200×50 м сетью с ячейкой 100×25 м при неизвестном простирании оси зоны. В этом случае $L = 200$ м, $\Delta y = 100$ м. и по формуле (9) получим $P = 0,83$. С использованием специальных номограмм можно установить, что объект будет обнаружен с вероятностью $P = 1$, если отклонение профилей от нормали к простиранию объекта будет меньше 60° .

Следующая задача может быть сформулирована в виде задания. Необходимо определить какого минимального размера аномальная

зона с неизвестным простиранием может быть обнаружена с помощью сети размером в м 250×50 . Для решения найдем величину периметра зоны П из формулы (10) для случая $P = 1$, полагая $B = 100$ м и $\Delta y = 250$ м. Эта величина равна $\Pi = 785$ м. Решая уравнение для П относительно L (методом подбора или составив квадратное уравнение относительно $\sqrt{L}$), получим искомую величину: $L = 360$ м.

На стадиях детальных поисков и разведки сеть наблюдений бывает самой разнообразной. Помимо прямоугольной сети при детальных съемках возможно проложение радиальных и криволинейных профилей, допустимо отклонения от равномерности изучения площади съемки. Повышенная детальность принята для интерпретационных профилей, шаг наблюдений на которых допустимо устанавливать таким, чтобы выявить характерные точки измеряемого физического поля (экстремумы, точки перегиба, перехода через ноль и т. п.). Обычно пункты наблюдения сгущают в районе эпицентра аномалий и разряжают на участках выхода в нормальное поле. В результате детальных работ необходимо установить конфигурацию, размеры аномалии, ее амплитуду и другие особенности, которые затем используют в процессе интерпретации.

Шаг наблюдений подбирают с таким расчетом, чтобы при аппроксимации поля между двумя фиксированными точками прямой линией отклонение фактических его значений от этой прямой не превышало 5 % средней величины значений поля. Например, при съемке естественного поля с шагом 20 м амплитуда аномалии составила 58 мВ, откуда следует, что среднее значение аномалии на профиле приблизительно равно 29 мВ. Между двумя рядовыми точками съемки, на которых получены значения 27 и 39 мВ, выполнено промежуточное измерение с результатом 36 мВ. Разница между последним значением и средней величиной рядовых измерений равна 3 мВ, что составляет 10,3 % от среднего значения аномалии. Следовательно, необходимо сгустить сеть, уменьшив шаг наблюдений по крайней мере в 2 раза.

7. ВЫДЕЛЕНИЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ АНОМАЛИЙ И ИХ КОМПЛЕКСНАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ

Конечным результатом геофизических съемок является выявление и геологическое истолкование тех неоднородностей геологиче-

ской среды, которые по размерам и контрастности свойств способны создавать ощутимые аномалии.

Важнейшими проблемами анализа измеренных полей являются исключение или ослабление их составляющих, связанных с влиянием геологических помех, разделение выделенных на фоне помех аномалий на региональные и локальные (возможно нескольких порядков). Необходимы классификация выделенных аномалий на перспективные (отвечающие целевым задачам) и неперспективные, выполнение качественной и количественной интерпретация аномалий и определение их геологической природы.

Выделение аномалий

При анализе поля A принимается аддитивная (суммирующая) его модель, согласно которой существующая в рядовой точке функциональная величина аномалии A_a имеет региональную A_{ap} , локальную $A_{ал}$ и случайную $A_{ас}$ (помеха) составляющие:

$$A_a = A_{ap} + A_{ал} + A_{ас}. \quad (12)$$

Помехи обычно отождествляют со случайными функциями и эта их особенность позволяет применять специальные методы математической фильтрации, основанные на исключении составляющих поля с высокочастотным спектром и некоррелируемостью характеристик поля по площади. Простейшей операцией по ослаблению случайной составляющей является сглаживание в окне из нескольких точек. Если взять 5 точек и применить полином третьей степени, то формула для сглаживания измеренных значений A в рядовой точке с номером i с использованием данных по соседним точкам имеет вид:

$$A_{сгл}(i) = 0,486A(i) + 0,343\{A(i+1) + A(i-1)\} - 0,086\{A(i+2) + A(i-2)\}. \quad (13)$$

Процедура сглаживания приводит к уменьшению дисперсии фона главным образом за счет снижения геологической погрешности при незначительном изменении неслучайной аномалии. В результате уменьшения общей среднеквадратической погрешности наблюдений увеличивается контрастность аномалии и, следовательно, улучшаются условия для ее выделения.

Примером могут служить результаты выделения слабой аномалии кажущейся поляризуемости, приводимые на рис. 21. Согласно исходным измерениям (график *a*), диапазон колебаний фоновых значений η_k составляет 0,5-2,5 %, а среднее значение равно 1,5 %. Выше верхнего предела фона зафиксированы 2 точки со значениями около

3 %. Полагая, что аномальные значения в этих точках равны 1,5 %, а среднеквадратичное отклонение для фона составляет 0,5 %, вычисленный показатель контрастности аномалии (см. (6)) для данных условий равен 3.

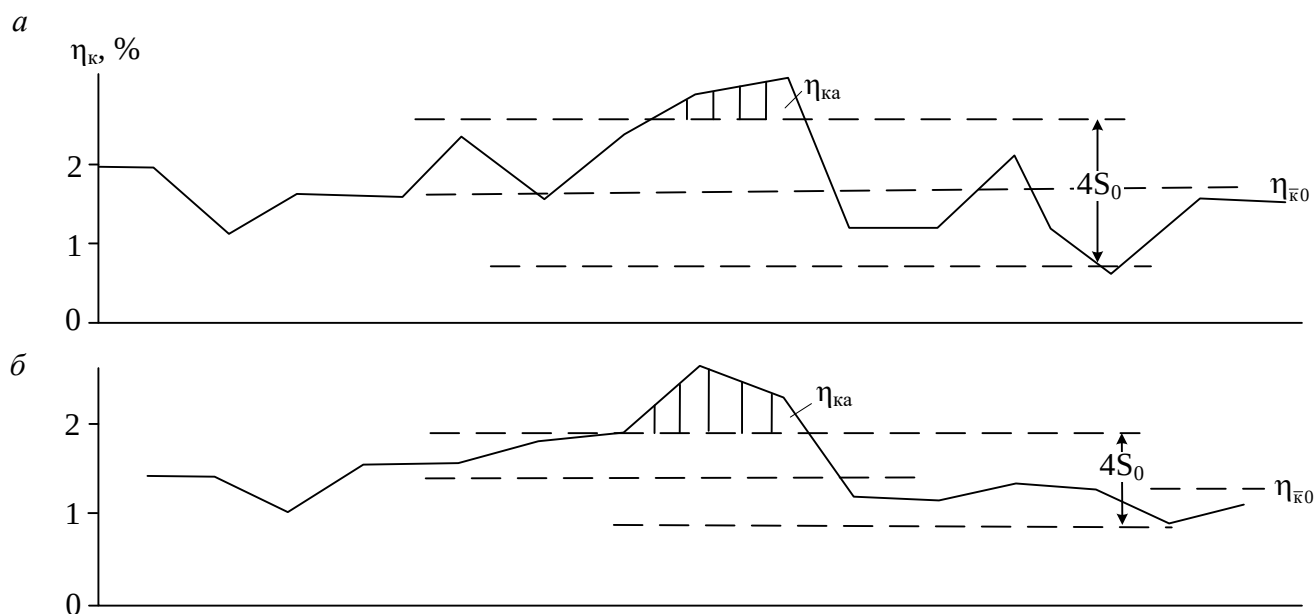


Рис. 21. Результаты выделения слабой аномалии кажущейся поляризуемости η_k по данным измеренного поля (график *а*) и после его сглаживания (график *б*)

После сглаживания исходного графика η_k по 5 точкам (график *б*), фоновые значения находятся в пределах 1-2 % при среднем 1,5 %, а аномальные значения остаются близкими к 3 %. Заметно, что на сглаженном графике аномалия проявляется более отчетливо. Этот эффект подтверждается и вычислением показателя контрастности, который становится близким к 6, то есть увеличивается в 2 раза относительно первоначального значения.

В инструкциях по ряду полевых методов к достоверной (надежность 99,5 %) аномалии относятся такие совокупности значений в не менее чем 3 точках, для каждого из которых выполняется условие: $A_a/S_0 \geq 3$. Если за аномалию принимать значения в 2 раза превышающее среднеквадратическую погрешность фона, то есть $A_a/S_0 \geq 2$, то надежность выделения такой аномалии согласно теории вероятности составляет 95 %. Оценивая надежность с точки зрения энергетического отношения аномалия/помеха, получим для последнего условия 82 %.

При выделении геофизических аномалий в общем случае проводится разделение региональных и локальных аномалий, отличающихся

ся областью их проявления. Наилучшие условия разделения этих аномалий существуют в случае резкого их различия по размерам и интенсивности. В зависимости от целевой задачи подавляется либо одна либо другая составляющая геофизического поля. Нередко интерес представляют как региональные аномалии, отражающие крупные структурные особенности геологической среды, так и локальные аномалии, которые связаны с влиянием мелких геологических тел, например рудных залежей.

Выделение региональных аномалий проводится на основе сглаживания наблюдаемого поля, предполагающего существенное ослабление влияния помех и локальных объектов. К основным способам выделения региональных аномалий относятся следующие.

1. Усреднение поля вдоль профилей или по площади. Часто используют поточечное усреднение в пределах круга определенного радиуса.

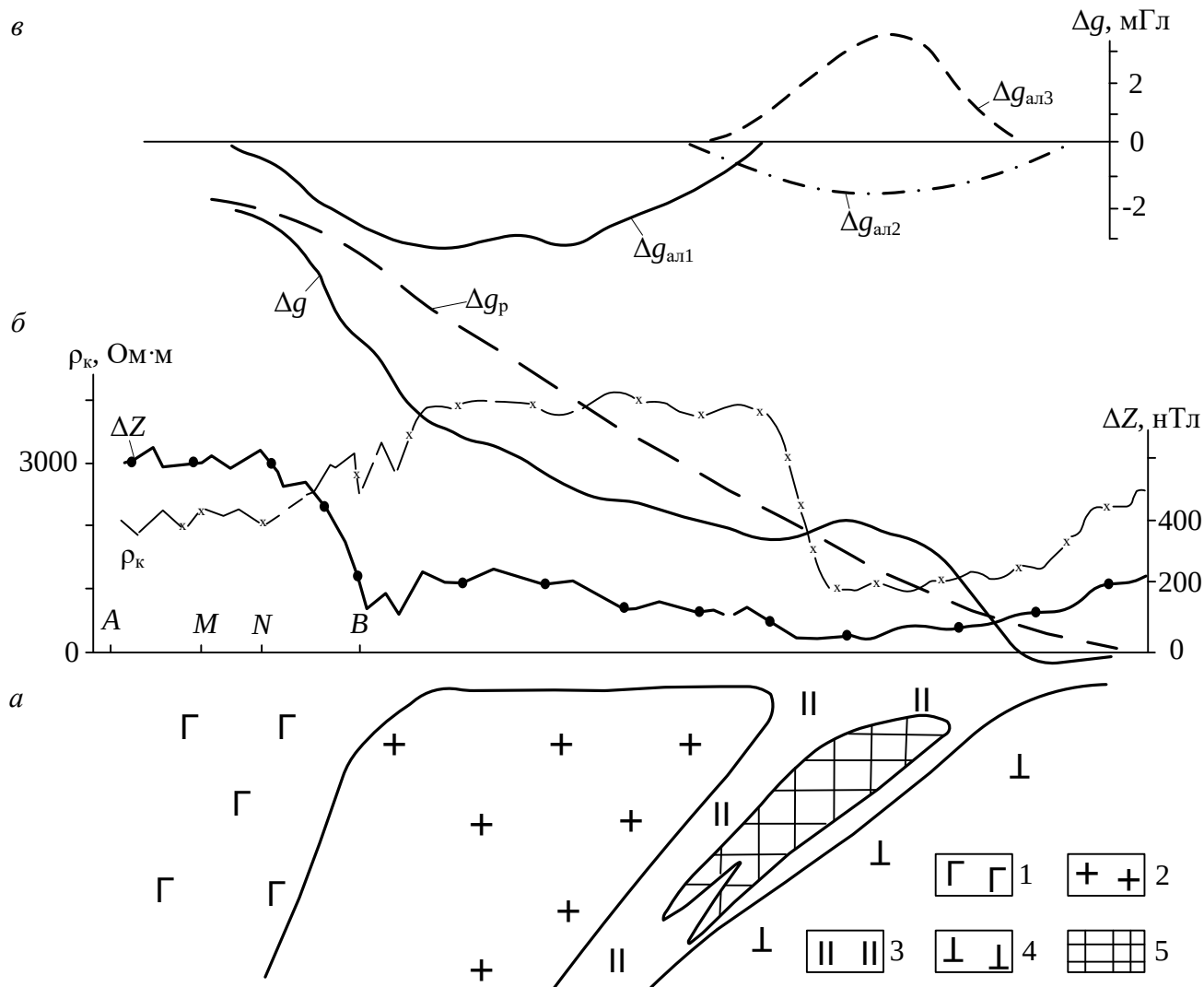
2. Тренд-анализ, под которым понимается процедура аппроксимации эмпирических данных вполне определенными функциями, аргументами которых являются координаты точек наблюдения. Аппроксимация может осуществляться с помощью алгебраических полиномов, как правило, невысоких степеней. При кусочно-полиномиальной аппроксимации применяют сплайн-функции, представляющие кубические полиномы для ограниченных участков площади.

3. Пересчет в верхнее полупространство позволяет существенно ослабить влияние небольших геологических неоднородностей и упростить процесс интерпретации региональной аномалии, которая проявляется более отчетливо.

Локальные аномалии определяют после исключения из измеренного поля региональной составляющей. Для того чтобы подчеркнуть существование локальной аномалии осуществляют пересчет измеренного поля в нижнее полупространство и вычисляют производные высшего порядка. Это позволяет усилить высокочастотную составляющую, связанную с геологическими телами небольших размеров.

Пример совместного проявления региональной и локальных аномалий в поле силы тяжести в районе медноколчеданного месторождения показан на рис. 22. На фоне плавного почти линейного уменьшения поля Δg в краевой части крупного массива базальтов

(основные породы с повышенной плотностью) фиксируется локальная отрицательная аномалия (условно первого порядка), связанная с субинтрузией гранитоидов (породы кислого состава менее плотные по сравнению с базальтами). Региональная аномалия от массива базальтов показана на рис. 22, б штриховой линией (Δg_p). Висячем боку субинтрузии гранитоидов внутри зоны гидротермально измененных пород (метасоматиты с минимальной для разреза плотностью) находится рудная залежь (с максимальной для разреза плотностью). Ореол метасоматитов создает отрицательную аномалию (условно второго порядка), на фоне которой проявляется локальная положительная аномалия (условно третьего порядка) от рудной залежи. Для наглядности все три локальные аномалии (1, 2, 3) изображены отдельно на рис. 22, в.



a – геологический разрез: 1 – базальты; 2 – гранитоиды; 3 – гидротермально измененные породы; 4 – туфы; 5 – руды; *б* – графики измеренного поля силы тяжести (Δg) и его регионального фона (Δg_p), магнитного поля (ΔZ), удельного сопротивления (ρ_k); *в* – графики локальных аномалий поля силы тяжести, отражающие присутствие в разрезе субинтрузии ($\Delta g_{ал1}$), зоны гидротермально измененных пород ($\Delta g_{ал2}$), рудной залежи ($\Delta g_{ал3}$)

О существовании нескольких локальных аномалий поля силы тяжести можно предположить по данным других геофизических методов. Так присутствие субинтрузии гранитоидов, которым соответствует обширная отрицательная локальная аномалия гравитационного поля (1), отчетливо фиксируется ступенчатым понижением магнитного поля относительно уровня, характерного для базальтов, и увеличением в этом районе кажущегося сопротивления. Выход к дневной поверхности зоны гидротермально измененных пород, которому соответствует локальная отрицательная аномалия (2), совпадает с областью минимальных значений магнитного поля и кажущегося сопротивления, что является довольно типичным признаком для ореолов околорудных изменений. Существование в этой же области слабой локальной положительной аномалии силы тяжести (3) является следствием влияния рудных масс с аномально высокой плотностью. Слабость влияния рудной залежи связано с тем, что над ее верхней кромкой залегают низкоплотные породы (метасоматиты и кора выветривания), а также эффектом наложения положительной аномалии от руды на более обширную отрицательную аномалию от зоны гидротермалитов.

Необходимо подчеркнуть важность разделения аномалий силы тяжести, поскольку результаты их количественной интерпретации позволяют сформировать представления о пространственных контурах геологических тел, создающих эти аномалии. Данные же большинства других методов имеют значение для картирования неоднородностей в верхней части разреза.

Принципы комплексной интерпретации геофизических аномалий

Цель комплексной интерпретации данных различных методов состоит в том, чтобы выполнить классификацию геологических объектов, создающих достоверные аномалии, уделяя первоочередное внимание перспективным аномалиям.

Использование эталонных аномалий. Комплексная интерпретация может осуществляться с помощью как аналитических, так и вероятностно-статистических методов. Первым этапом интерпретации

является построение рабочих (интерпретационных) физико-геологических моделей, которые позволяют задать некоторые априорные рамки и сузить неопределенность решения обратной задачи, выбрав наиболее вероятные варианты. В аналитических способах комплексной интерпретации геологические объекты и их параметры для ФГМ задаются в виде начальных приближений итерационного цикла решения обратной задачи. Интерпретатор должен представлять вид типичных аномалий, характерных для некоторого класса моделей геологических тел, подходящих для условий изучаемой среды. При этом учитываются ограничения, которые вытекают из представлений об априорной ФГМ и данных, полученных применявшимися геологическими (результаты проходки канав, шурфов, скважин), геохимическими и геофизическими методами.

Примером приемов решения обратных задач на участке проведения съемки методом заряда служит геологический разрез, построенный на основе комплексной интерпретации аномального поля заряда с учетом данных измерений магнитного поля и проходки скважин глубокого и картировочного бурения (рис. 5, б). При интерпретации аномального поля заряда использован набор некоторых теоретических аномалий электрического потенциала над типовыми объектами геологических разрезов рудных полей, приведенный на рис. 23.

Пособием по интерпретации локальных аномалий комплекса геофизических методов может служить таблица-схема, представляющая подборку аномалий от тел простейшей геометрической формы с аналитическими выражениями для вычислений полей в некоторых характерных точках (приложение 1).

Традиционными являются приемы визуального сопоставления аномалий, выделяемых по различным измеренным физическим полям. При анализе аномалий ориентируются по совпадению определенных признаков на установлении меры аналогии исследуемых и эталонных объектов. В качестве эталонов используют геологические тела, детально изученные как геофизическими, так и геологическими методами, подтвержденные бурением и горными выработками.

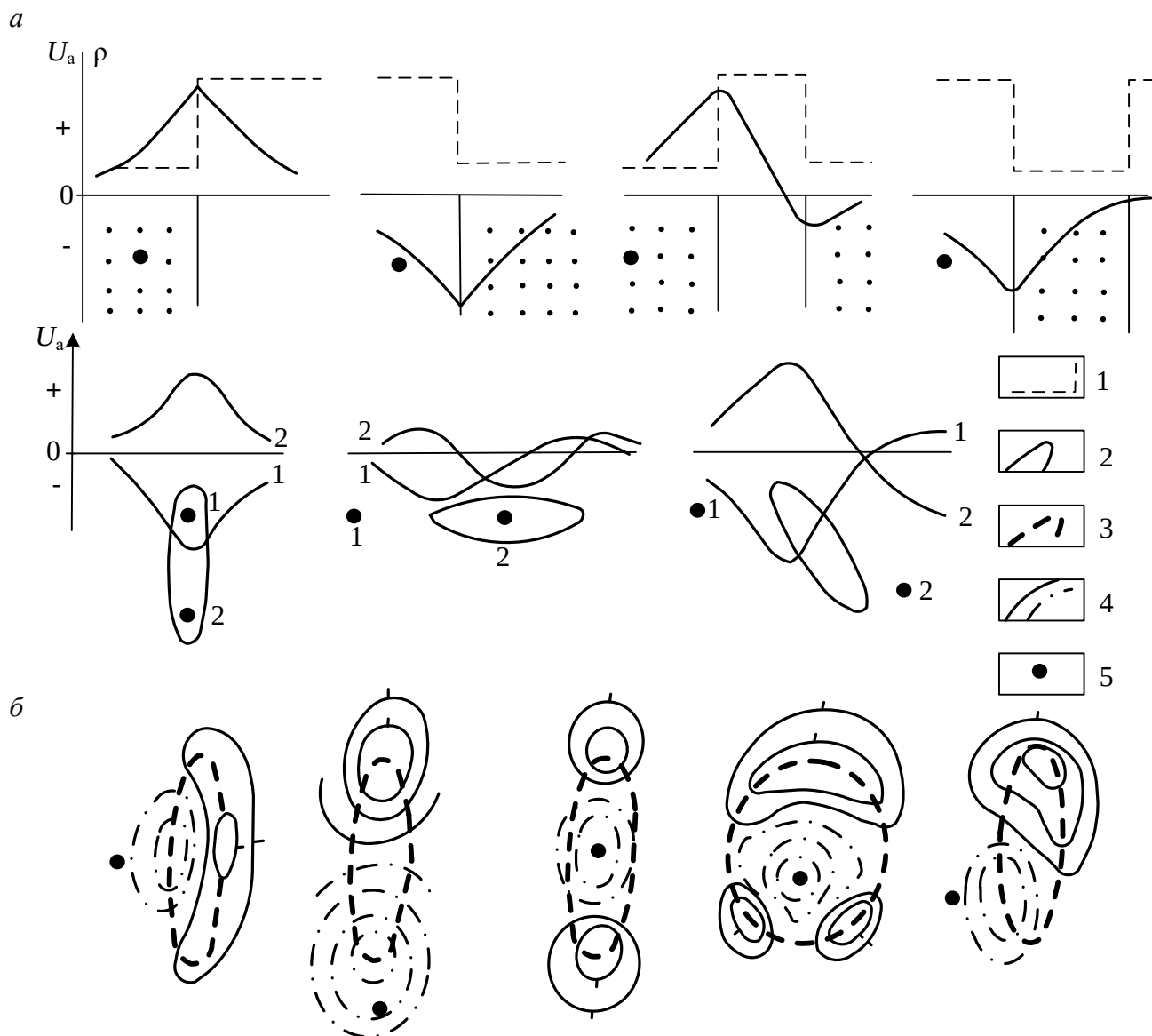


Рис. 23. Графики (а) и планы изолиний (б) аномального электрического потенциала (U_a) поля заряда в присутствии пластовых и сфероидальных тел:

1 – графики удельного сопротивления (ρ) слоистых сред; 2, 3 – погруженный сфероидальный проводник в разрезе (2) и плане (3); 4 – изолинии положительного (сплошные линии) и отрицательного (штрихпунктирные линии) аномального потенциала; 5 – заряд

Фактически задача подготовки к комплексной интерпретации сводится к созданию физико-геологических моделей типовых объектов-эталонов. Например, составляется сводка признаков, по которым могут быть откартированы тектонические нарушения. К их признакам обычно относят: отрицательные аномалии гравитационного, магнитного полей, кажущегося сопротивления, связанные с разрыхлением пород в зоне нарушения, увеличением над ним коры выветривания. В ряде случаев нарушениям в плане соответствуют узкие полосы

резкого изменения поля, связанного с различием свойств двух блоков, разделенных разрывом. Для тектонических нарушений характерна линейность в проявлении отмеченных признаков. В качестве эталонных аномалий гравитационных и магнитных полей, фиксирующих проявления разрывной тектоники, может служить подборка, приведенная на рис. 24. Признаки разрывов выражаются в сгущении изолиний, смене ориентировки большой группы локальных аномалий, повторяющимся изломом аномалий, наличием линейно вытянутых аномалий большой протяженности, смещении осей локальных аномалий или характерные деформации изолиний в определенном направлении. Все эти особенности аномальных полей можно видеть на рис. 24.

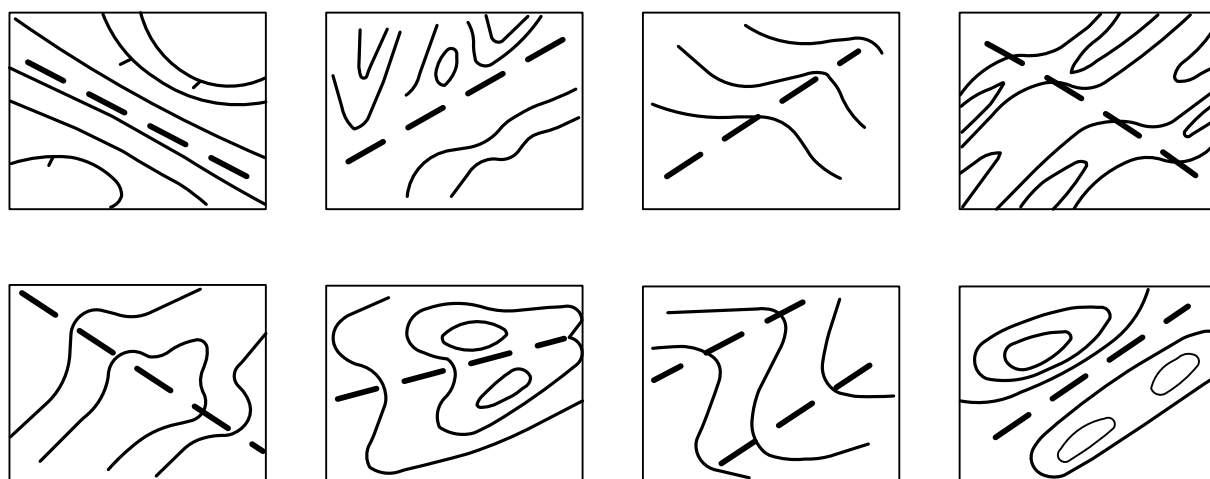


Рис.24. Примеры проявления тектонических нарушений (штриховые линии) в аномальных гравитационном и магнитном полях (по Г. Г. Кассину)

Разработаны специальные программы, позволяющие выделять и классифицировать комплексные аномалии в автоматическом режиме на основе некоторого набора эталонных образов типовых объектов. Результатом компьютерных способов распознавания образов являются прогнозные карты изученной территории с разбиением на несколько классов, характеризующихся различным набором признаков и имеющие определенное геологическое значение [2].

Одним из путей решения задачи диагноза геофизических аномалий является вычисление функций комплексного показателя (ФКП) θ , интегрировано обобщающих результаты измерений несколькими методами одновременно. Они служат для: 1) свертывания информации, полученной несколькими методами исследования; 2) приведения

наблюдений к уровню нормального поля; 3) выделения слабых аномалий; 4) разделения выявленных комплексных аномалий на перспективные и неперспективные [1].

Техника вычисления ФКП рассмотрена в разделах 3 и 5, а пример ее использования рассмотрен на материалах, послуживших основой при построении ФГМ для поисков месторождений урана (см. раздел 3, рис. 6). Полезность определения ФКП продемонстрирована также на рис 19.

Приводимое на рис. 6 отдельное вычисление ФКП для данных гравимагнитных исследований и поисковых методов электроразведки и радиометрии связано с различием задач, которые ставятся перед этими комплексами. С помощью первых методов можно картировать выходы к дневной поверхности потенциально рудоносных сланцев и подстилающих карбонатных отложений. Как показано на рис.6, эта задача решается успешно и выявляемые аномалии ФКП (Θ_1) являются перспективными и локализуют участки для детальных поисков.

В случае применения поискового комплекса обнаружение аномалий ФКП для этого комплекса (Θ_2), подобной той, которая изображена на рис. 6, позволяет отнести ее к перспективным и рассматривать как признак присутствия уранового оруденения.

Количественная комплексная интерпретация наиболее эффективна для сильных аномалий, то есть при больших значениях показателей контрастности. Данные совокупности методов позволяют более надежно установить возможные ограничения, которые необходимо учитывать при применении интерпретационного аппарата математической физики. Наиболее успешным является метод подбора параметров аномалиеобразующих объектов, позволяющий получить решение прямой задачи, соответствующее эмпирическим данным об изучаемых полях.

Прежде чем перейти к построению детальной ФГМ осуществляется экспресс-интерпретация полей путем оценочных вычислений ожидаемых для модели аномалий и их сопоставления с реально измеренными полями на участке работ. Для этих целей можно воспользоваться уже упоминавшейся выше таблицей-схемой аномалий для тел правильной геометрической формы. Таблица дает представление о виде геофизических аномалий и их амплитуде при известных форме, размерах, условиях залегания и аномальности физических (плотност-

ных, магнитных, электрических) свойств большой группы объектов, моделирующих геологические тела.

Способ подбора. Для уточнения форм аномалиеобразующих геологических тел используется способ подбора, который предполагает отыскание их границ по полям для отдельных методов с учетом ограничений, вытекающих из данных других методов. Например, при интерпретации сложных гравиметровых аномалий по профилю необходимо предварительно определиться с уровнем региональной аномалии и создающей ее неоднородностью, а также с количеством и видом локальных аномалий, подлежащих количественной интерпретации. Существенную помощь при этом могут оказать данные других геофизических методов. Например, как это показано по материалам рис. 22, можно обосновать возможность выделения локальных аномалий от нескольких объектов и высказать предположения об их геологической природе.

По данным электрозондирования часто удается установить положение кровли коренных горных пород и вероятные физические характеристики скрытых под наносами геологических тел (на основе корреляционных зависимостей между электрическими и другими физическими свойствами). Часто по аномалиям методов естественного электрического поля и вызванной поляризации проявляются участки рассеянной сульфидной минерализации, типичные для оклорудно-измененных пород. Пример подобных аномалий приведен в разделе 3 на рис. 10. Естественно, что имеет смысл геометризовать в пространстве эти участки, данные о выходах к дневной поверхности которых устанавливаются электроразведкой. Особый интерес представляет задача определить положение в пространстве рудных залежей, признаки существования которых заметны в аномальном поле силы тяжести и могут проявиться по данным специальных методов, например метода переходных процессов.

Для реализации способа подбора в рамках каждого метода разработаны разнообразные программы. Например, применительно к методу ВЭЗ разработан набор программ, как для ручной, так и машинной (компьютерной) интерпретации. Подбор сводится к сопоставлению наблюдаемых кривых с теоретически рассчитанными графиками для горизонтально-слоистой среды с известными параметрами (удельное сопротивление и мощность) слоев. Для снижения неоднозначности интерпретации используют данные о сопротивлении не-

которых опорных слоев или точно установленных границах на отдельных участках работ. Наиболее достоверные данные получают при наличии скважин.

Классификация геологических объектов на принципе самообучения

Этот принцип позволяет по совокупности геофизических данных разделить площадь исследований на некоторое число однородных (по совокупности признаков) классов (объектов), причем их геологическая природа может до определенного времени оставаться неясной. Для установления природы таких классов требуется выполнить геологические исследования (анализ проб, проходка скважин и др.), однако объем заверочных исследований невелик. Достаточно проанализировать данные по типичным представителям классов.

Примером реализации такого подхода могут служить материалы петрофизической классификации и картирования горных пород по данным измерений физических полей в скважинах [10]. Так при разведке медноколчеданного месторождения Осеннее на Южном Урале было установлено, что рудовмещающая структура представляет сложно построенную вулкано-тектоническую депрессию, осложненную крутопадающими и межслоевыми нарушениями. Всего в разрезе месторождения выделялось около десятка разновидностей литотипов [11], представлявших сложный комплекс геологических тел. Определенные сложности возникали с установлением наименования пород, подвергшихся гидротермальному метасоматозу, а также с определением роли субвулканических липарито-дацитов в формировании месторождения.

Для классификации геологических объектов на месторождении были привлечены данные каротажа естественной радиоактивности (ГК), которые, как известно, наиболее тесно связаны с литологическими особенностями горных пород. По этому свойству легче всего определить тип породы, подвергшейся эпигенетическим преобразованиям и принявшей черты метаморфизованной разновидности. Построенная по результатам статистической обработки диаграмм ГК, по методике изложенной в разделе 3, дифференциальная кривая распределения радиоактивности изображена на рис. 25. Из этой кривой следует, что все рудовмещающие породы можно разделить на три статистически однородные совокупности (А, Б, В) и определить границы

между ними (9 и 25 мкР/час) для построения петрорадиоактивных разрезов.

Результаты анализа химического состава показали, что радиоактивность рудовмещающих пород возрастает пропорционально увеличению кремнезема (47,6, 57,3, 65,7 %) и калия (1,9, 3,3, 4,8 % K_2O) и положительно коррелируется с повышением кислотности пород, которая в свою очередь отражает последовательность поступления в изучаемый массив магматических инъекций. Построенные петрофизические разрезы значительно проще геологических разрезов и наглядно отражают структурные особенности и историю формирования месторождения. Для этого на петрорадиоактивный разрез наложены контуры зон, отражающие степень сульфидной минерализации пород, установленные в результате статистической обработки диаграмм метода электродных потенциалов (МЭП). Данные метода фиксируют степень рудной концентрации ($>0,65$, $0,65-0,3$, $<0,3$), соответствующей уровню сплошных руд (класс Р), сильно измененных и сульфидизированных пород (класс С) и слабо измененных околорудными процессами участков разреза.

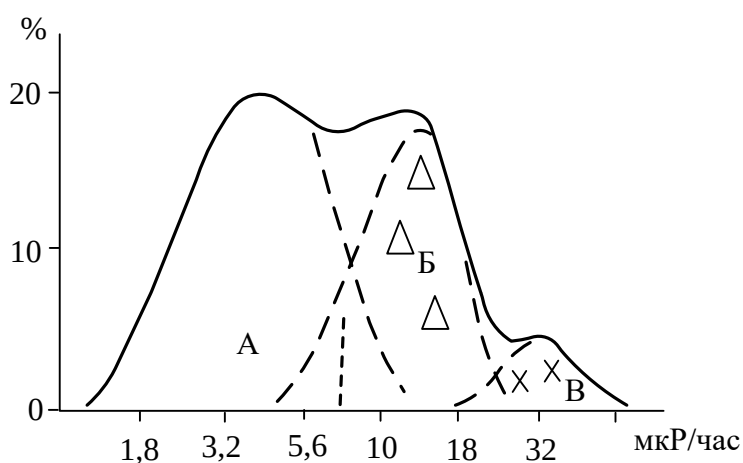


Рис. 25. Дифференциальная кривая распределения гамма-активности рудовмещающих пород медноколчеданного месторождения Осеннее

Результаты классификации геологических объектов по данным измерений двух геофизических полей на принципах самообучения с помощью статистического способа позволили построить петрофизические разрезы, на которых породы разделены на обоснованное огра-

ниченное число классов, отражающих главные черты рудоносной структуры.

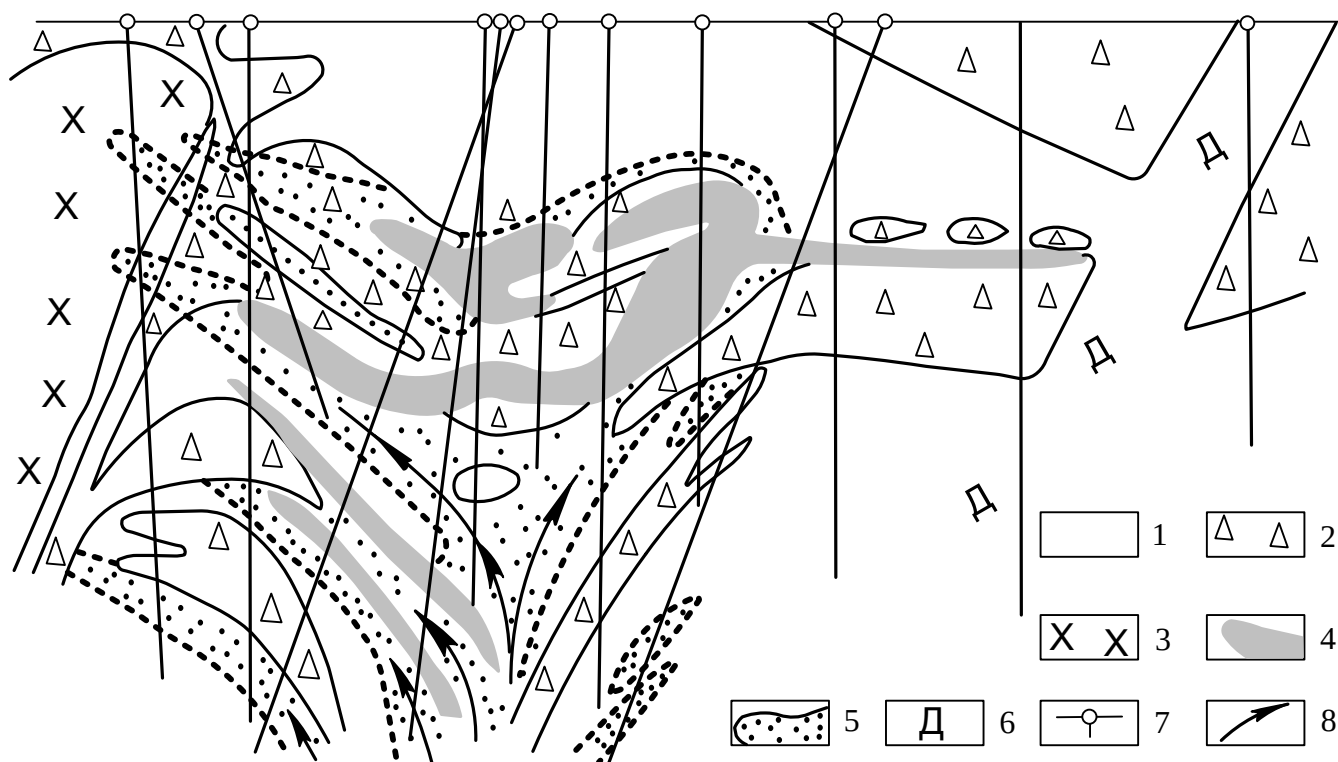


Рис. 26. Петрофизический разрез (классификация по двум геофизическим полям: ГК и МЭП) медноколчеданного месторождения Осеннее:

1, 2, 3 – петрорадиоактивные группы пород А, Б и В, соответственно; 4 – сплошные руды (класс Р); 5 – богатая сульфидная минерализация (класс С); 6 – дайка основных пород; 7 – скважины; 8 – предполагаемые пути движения рудоносных растворов

Один из таких разрезов приведен на рис. 26. Из него видно, что в массив, сложенный комплексом вулканогенных пород основного состава (комплекс пород класса А с низкой радиоактивностью) на завершающей стадии активного вулканизма по субвертикальной тектонической зоне внедрились субинтрузии кислых пород (липарито-дацитовые порфиры – класса Б по радиоактивности). Эти породы имеют силлобразную форму с корнями, уходящими на глубину. На заключительной стадии вулканизма ранее формированная толща была прорвана интрузией (сиенит-диориты класса В с наибольшей радиоактивностью). Поступление рудоносных растворов происходило по каналу уже пройденному субинтрузиями липарит-дацитов, кото-

рые перекрыли сквозную тектоническую зону, образовав экранированную структуру с участками повышенной проницаемости на контактах кислых и основных пород. Эти участки брекчирования и явились теми самыми резервуарами, в которых накапливались руообразующие смеси.

Контуры зон, отражающих классы пород с высокой и умеренной степенью сульфидной минерализации (классы Р и С, соответственно) фиксируют картину проникновения рудных растворов с глубоких горизонтов вверх по узкому субвертикальному каналу. Очевидно, что в верхней части разреза происходило распределение этих растворов по экранированным пологим участкам брекчирования на контактах вулканогенных и субинрузивных пород, где увеличивалась концентрация рудного вещества. По данным комплексной интерпретации геофизических полей медноколчеданное месторождение Осеннее является типичным представителем корневых рудных полей II рода, геологические модели которых рассмотрены в разделе 3.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Основной

1. *Вахромеев Г. С.* Основы методологии комплексирования геофизических исследований при поисках рудных месторождений. М.: Недра, 1978. 152 с.

2. *Комплексирование методов разведочной геофизики: Справочник геофизика* / под ред. В. В. Бродового, А. А. Никитина М.: Недра, 1984, 384 с.

3. *Никитин А. А., Хмелевской В. К.* Комплексирование геофизических методов: учебник для вузов. Тверь: ООО Изд. «ГЕРС», 2004, 294 с.

Дополнительной

4. *Виноградов А. М.* Геополя и колчеданы Южного Урала. Екатеринбург: УрО РАН, 2004, 187 с.

5. *Геофизические методы разведки рудных месторождений.* / В. В. Бродовой, В. Д. Борцов, Л. Е. Подгорная и др. под ред. В. В. Бродового. М.: Недра, 1990, 296 с.

6. *Геофизические методы поисков и разведки неметаллических полезных ископаемых* / под ред. П. В. Вишневого, Г. С. Вахромеева, И. Л. Шаманского. М.: Недра, 1984, 223 с.

7. *Геофизические поиски рудных месторождений* / под ред. В. А. Кличникова. Алма-Ата: Каз.ФВИРГ, 1970, 610 с.

8. *Кассин Г. Г.* Геофизические методы на региональном этапе геологоразведочного процесса. Екатеринбург: УГГА, 1996, 104 с.

9. *Рудные месторождения СССР* / под ред. В. И. Смирнова. Том 3. М.: Недра, 1974, 392 с.

10. *Сапожников В. М.* Использование диаграмм каротажа для петрофизического картирования рудовмещающих горных пород. / Методика поисков и разведки глубокозалегающих рудных месторождений. Вып.1. Межвуз. науч. темат. сб. Свердловск: изд. УПИ, 1977, с. 11-19.

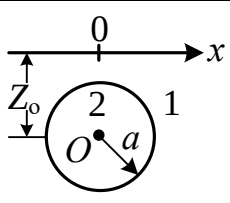
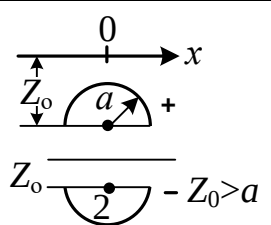
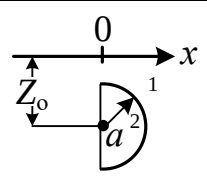
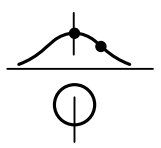
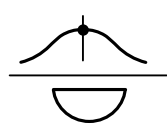
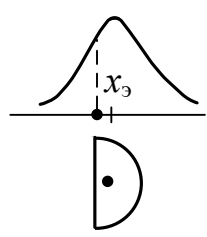
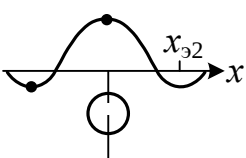
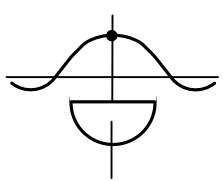
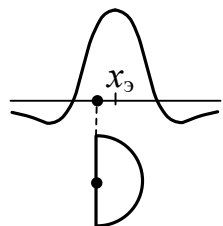
11. *Сапожников В. М., Голиков Ю. В., Берг Л. Я.* Опыт объемного петрофизического картирования рудовмещающих пород месторождения Осеннее / Методика поисков и разведки глубокозалегаю-

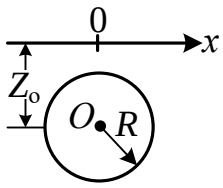
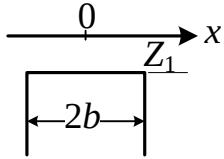
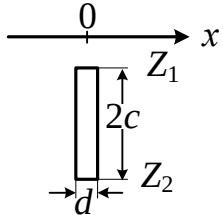
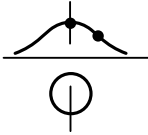
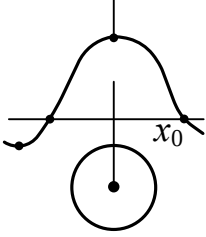
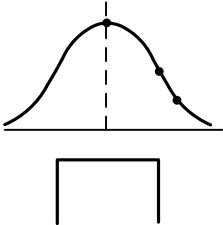
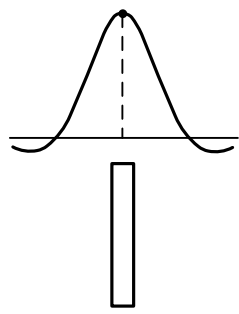
щих рудных месторождений. Вып.1. Межвуз. науч. темат. сб. Свердловск: изд. УПИ, 1977, с. 20-27.

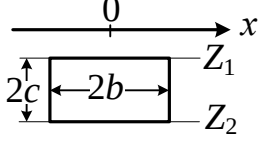
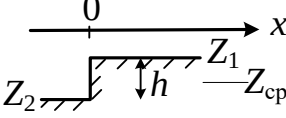
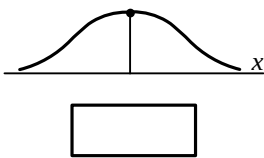
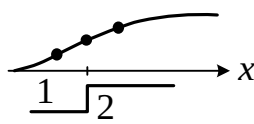
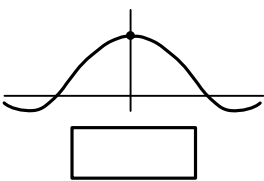
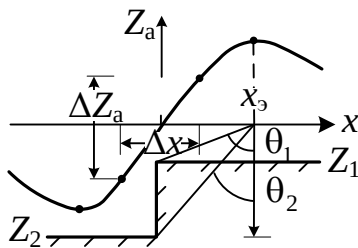
12. Сапожников В. М., Шевченко В. Г. Теория и методика электроразведки в градиентных средах. Л.: Недра, 1992, 135 с.

13. *Электроразведка рудных полей методом заряда* / М. В. Семенов, В. М. Сапожников, М. М. Авдевич, Ю. В. Голиков. Л.: Недра, 1984, 216 с.

**Сводка формул для вычисления значений
аномальных полей в характерных точках**

1		III	III _Г	III _В
2	разрез			
3	Δg_a^3	$\frac{4G\pi a^3 \Delta \sigma}{3Z_0^2}$ $x_{1/2} = 0,77Z_0$ 	$\frac{2G\pi a^3 \Delta \sigma}{3Z_0^2} \left(1 \pm \frac{3a}{4Z_0} \right)$ 	$\frac{2G\pi a^3 \Delta \sigma}{3Z_0^2}$ $x_3 = \frac{3}{8}a$ 
4	Z_a^3	$\frac{8\pi a^3 J}{3Z_0^3}$ $x_0 = \pm Z_0 \sqrt{2}$ $x_{32} = \pm 2Z_0$ $Z_{a2}^3 = -0,036Z_a^3$ 	$\frac{4\pi a^3 J}{3Z_0^3} \left(1 \pm \frac{9a}{8Z_0} \right)$ 	$\frac{4\pi a^3 J}{3Z_0^3}$ $x_3 = \frac{3}{8}a$ 
5	ρ_k^3 η_k^3	$\frac{2\kappa_1 \rho_1 a^3}{Z_0^3}$	$\frac{2\rho_1(\mu-1)a^3}{5\mu+1} \times$ $\times \left(\frac{1}{Z_0^3} \pm \frac{9a}{8Z_0^4} \right)$	$\frac{\rho_1(\mu-1)a^3}{(\mu+2)Z_0^3}$

1		Ц	МП	ТП
2	разрез			
3	Δg_a^3	$\frac{2G\pi R^2 \Delta \sigma}{Z_0^2}$ $x_{1/2} = \pm Z_0$ 	$\pm \infty$	$2Gd\Delta\sigma \ln \frac{Z_2}{Z_1}$ $x_{1/2} = \pm \sqrt{Z_1 Z_2}$ 
4	Z_a^3	$\frac{2\pi R^2 J}{Z_0^2}$ $x_{\min} = \pm Z_0 \sqrt{3}$ $x_0 = \pm Z_0$ 	$4J \operatorname{arctg} \frac{b}{Z_1}$ $x_{1/2} = \pm \sqrt{b^2 + Z_1^2}$ $x_{1/4} = \pm \sqrt{x_{1/2}^2 + 2Z_1 x_{1/2} }$ 	$2J d \left(\frac{1}{Z_1} - \frac{1}{Z_2} \right)$ 
5	ρ_k^3 η_k^3	$\frac{2\kappa \rho_1 R^2}{Z_0^2}$	$\frac{2\rho_1(\mu-1)}{\pi} \operatorname{arctg} \frac{b}{Z_1}$	$\frac{\rho_1 d}{\pi m} \left(\frac{1}{Z_1} - \frac{1}{Z_2} \right)$ $m = \frac{\mu}{\mu-1} - \frac{c}{b+c}$ $d = 2b$

1		Пр	У
2	разрез		
3	Δg_a^3	$2G\Delta\sigma \left\{ b \ln \frac{Z_2^2 + b^2}{Z_1^2 + b^2} + 2(f_2 - f_1) \right\}$ $f_i = Z_i \operatorname{arctg} \frac{b}{Z_i}$ 	$2\pi G h \Delta \sigma$ $x_3 \rightarrow \infty$ $x_{1/2} = 0$ $x_0 \rightarrow -\infty$ $x_{1/4} = -Z_{cp}$ $x_{3/4} = Z_{cp}$ 
4	Z_a^3	$4J \left(\operatorname{arctg} \frac{Z_2}{b} - \operatorname{arctg} \frac{Z_1}{b} \right)$ 	$Z_a = 2J(\theta_1 - \theta_2)$ $\theta_{1,2} = \operatorname{arctg} \frac{x}{Z_{1,2}}$ $x_0 = 0$ $x_3 = \pm \sqrt{Z_1 Z_2}$ $x = 0 \quad \Delta Z_a / \Delta x = \frac{2J}{Z_1}$ 
5	ρ_K^3 η_K^3	$\frac{2\rho_1}{\pi m} \left(\operatorname{arctg} \frac{Z_2}{b} - \operatorname{arctg} \frac{Z_1}{b} \right)$ $m = \frac{\mu}{\mu - 1} - \frac{c}{b + c}$	$\rho_{ка} = \rho_1 \frac{(\mu - 1)(\theta_1 - \theta_2)}{\mu \pi}$ при $\rho_2 = \rho_1$ $\eta_{ка} = (\eta_2 - \eta_1) \frac{\theta_1 - \theta_2}{\pi}$

Пояснения

Аномальные геофизические поля: гравитационное (Δg_a), магнитное (Z_a), удельное сопротивление ($\rho_{ка}$) и поляризуемость ($\eta_{ка}$).

Тела: шар (Ш), полушары вертикальный (ПШВ) и горизонтальный (ПШГ), цилиндр (Ц), мощный пласт (МП), тонкий пласт (ТП), прямоугольная прямая призма (ПР), вертикальный уступ (У).

Размерности: линейные величины в м, $\Delta\sigma$ -избыточная плотность в г/см³; $G=6.67\cdot 10^3$ внесистемный вариант гравитационной постоянной, позволяющий получать Δg_a в мГл.; $\Delta\chi$ -избыточная магнитная восприимчивость в системе СГС ($\Delta\chi_{СГС}=4\pi\cdot\Delta\chi_{СИ}$); J_i -интенсивность вертикального намагничивания: $J_i=\Delta\chi\cdot Z_n$; Z_n – нормальное поле Земли: $Z_n\approx 0.5$ Э; 1 Эрстед=10⁵ нТл.; $\text{artg } x$ в радианах; ρ_1 и ρ_2 – удельное сопротивление вмещающей среды и тела, соответственно; $\mu=\rho_2/\rho_1$; $K=(\mu-1)/(\mu+1)$; $K_1=(\mu-1)/(2\mu+1)$; $\rho_k=\rho_1+\rho_{ка}$; $\eta_k=1-\rho_k/\rho_k^*$; $\rho_1^*=\rho_1/(1-\eta_1)$; $\rho_2^*=\rho_2/(1-\eta_2)$; $\mu^*=\rho_2^*/\rho_1^*$; $\rho_k^*=\rho_1^*+\rho_{ка}^*$; $\eta_{ка}=\eta_k-\eta_1$; графики $\rho_{ка}$ и $\eta_{ка}$ подобны графикам Z_a ; $x_э=0$ (кроме уступа).



**Министерство науки и высшего
образования РФ**

**ФГБОУ ВО
«Уральский государственный горный
университет»**

ОДОБРЕНО

Методической комиссией
факультета геологии и геофизики УГГУ
«20» марта 2020 г.
Председатель комиссии

проф. В.И. Бондарев

Н. С. Земцов, Бельшев Ю.В., Болотнова Л.А

«Алгоритмы и системы обработки и интерпретации ГИС»

Методические указания к практическим занятиям и
самостоятельной работе по дисциплине "Алгоритмы и системы
обработки и интерпретации ГИС " для студентов
специальности 21.05.03 Технология геологической разведки
специализации «Геофизические методы исследования скважин»
всех форм обучения

**Екатеринбург
2020**

Цели и задачи лабораторной работы.

Целью данного курса лабораторных работ является получение навыков обработки данных геофизических исследований скважин с помощью специализированных компьютерных программ обработки:

Формат данных результатов геофизических исследований скважин;

Литологическое расчленение разреза скважины

Определение двойных разностных параметров

Определение петрофизических коэффициентов (глинистость, пористость);

Определение характера флюида пластов коллекторов;

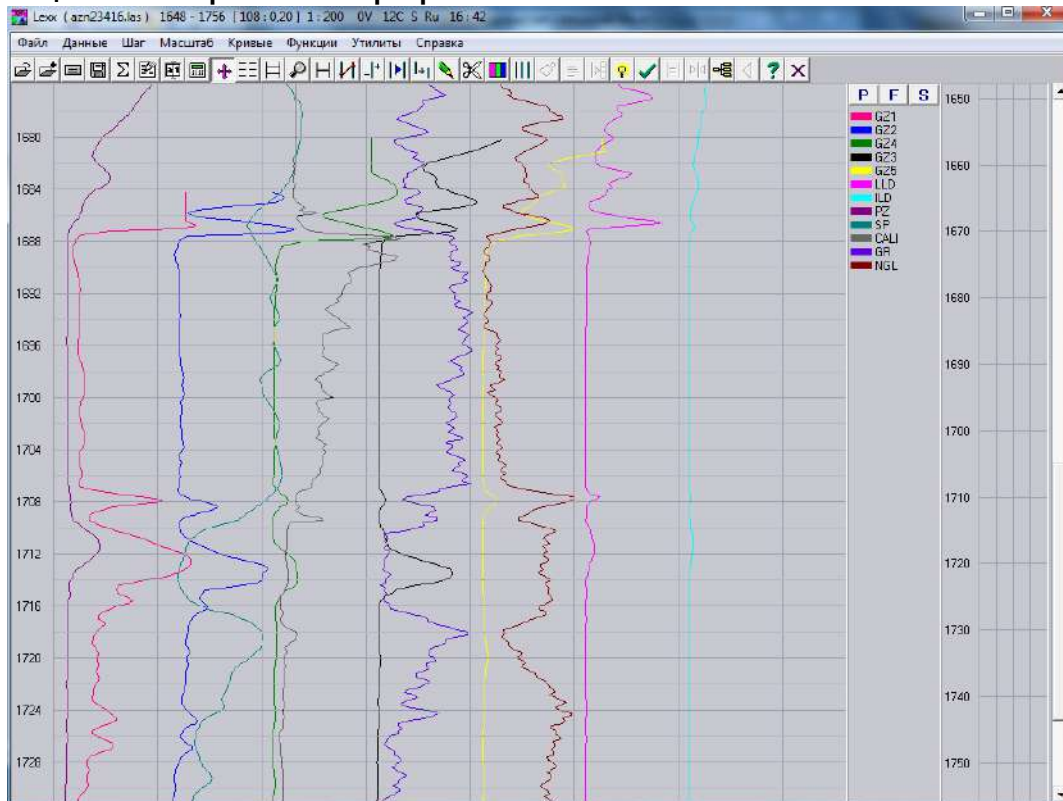
Определение фильтрационных свойств пластов коллекторов;

Корреляция результатов исследования скважин, определение запасов месторождения.

Предварительная обработка

Программа LEXX

Программа LEXX представляет собой многофункциональный редактор каротажных кривых и предназначена для редактирования и различных функциональных преобразований геофизических кривых, хранящихся в файлах формата LAS и ASCII.

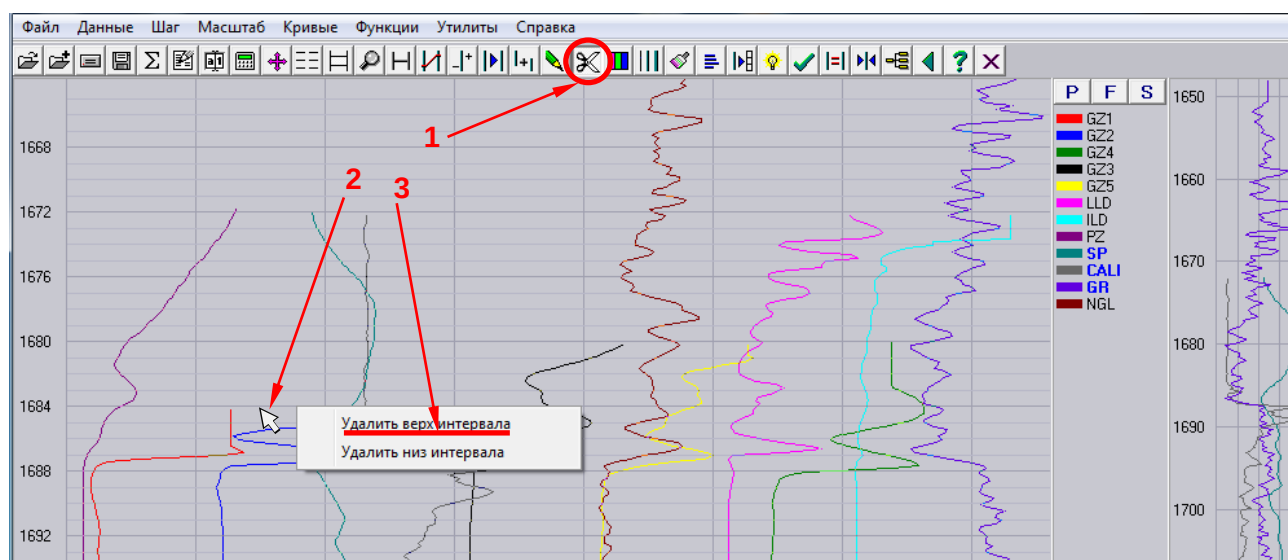


Программа создана для геофизиков-интерпретаторов и позволяет в несколько раз ускорить процесс редактирования каротажных кривых.

Максимальное число загружаемых кривых - 50.

Устанавливаем один интервал для всех методов:

1. Нажимаем кнопку «Удаление фрагмента» - ;
2. Устанавливаем курсор на метке глубины, выше или ниже которой нужно удалить значения и нажимаем левую кнопку мыши;
3. В контекстном меню выбираем нужный пункт.



Функциональные клавиши

Действия функциональных клавиш программы.

- F1** - Вызов справки по программе
- F2** - Загрузить данные
- F3** - Добавить данные
- F4** - Сохранить данные
- F5** - Показать карту данных
- F6** - Уравнять графические атрибуты выделенных

кривых

- F7** - Центрировать выделенную кривую

- F8** - Переключение цветов кривых

(Исходные/Именные)

- F9** - Настройки программы

- F10** - Переход в меню программы

- F12** - Переключение языка интерфейса

(Русский/Английский)

- Home** - Переход к началу интервала

- End** - Переход в конец интервала

- PageUp** - Скроллинг на половину страницы вверх

- PageDn** - Скроллинг на половину страницы вниз

- Up** - Скроллинг вверх

- Down** - Скроллинг вниз

- Space** - Скроллинг вниз или вверх, в зависимости

от положения курсора мыши

- Left** - Смещение выделенной кривой влево

- Right** - Смещение выделенной кривой вправо
- Tab** - Переключение между текущим и предыдущим режимами
- Delete** - Удалить все границы или интервалы, в зависимости от режима
- BackSpace** - Отмена выполненной операции
- Esc** - Включить экранную заставку

Визуализация данных

Просмотр кривых на экране

Для перемещения по глубине вверх и вниз используйте вертикальную полосу прокрутки в правом углу экрана. Кроме того, для перемещения по интервалу можно использовать следующие клавиши:

- Home** - Переход к началу интервала
- End** - Переход к концу интервала
- PgUp** - Скроллинг вверх на половину страницы
- PgDn** - Скроллинг вниз на половину страницы
- Up** - Скроллинг вверх
- Down** - Скроллинг вниз
- Space** - Скроллинг вниз, если курсор мыши находится в нижней половине экрана.
- Space** - Скроллинг вверх, если курсор мыши находится в верхней половине экрана.

Вспомогательный трек

Вспомогательный трек расположен справа от легенды кривых, снабжен шкалой глубин всего загруженного интервала и может содержать любые из загруженных кривых. Для помещения кривых на вспомогательный трек нужно выделить кривые на легенде и нажать кнопку **Поместить на трек**.

При щелчке мышью на вспомогательном треке, в основном окне происходит переход на соответствующую глубину. При щелчке правой кнопкой мыши на вспомогательном треке, кривые удаляются из трека.

Изменение вертикального масштаба

Вертикальный масштаб выбирается в меню **Масштаб** из следующих значений

1:100, 1:200, 1:500, 1:1000, 1:2000, 1:5000, 1:10000.

Текущий вертикальный масштаб показывается в заголовке окна программы.

Изменение горизонтального масштаба кривых

Выберите режим изменения горизонтального масштаба кривых.

Если нужно увеличить видимую амплитуду кривой нажмите **левую** кнопку мыши на кривой, амплитуда кривой начнет увеличиваться, а когда амплитуда достигнет нужной величины, отпустите кнопку мыши.

Если нужно уменьшить видимую амплитуду кривой нажмите **правую** кнопку мыши на кривой, амплитуда кривой начнет уменьшаться, а когда амплитуда достигнет нужной величины, отпустите кнопку мыши.

Если нужно уравнивать горизонтальные масштабы двух или более кривых, выделите их на легенде кривых и нажмите кнопку **Уравнивать атрибуты**.

Изменение толщины кривых

Выберите режим **Толщина кривых**.

Увеличить толщину кривой можно щелчком левой кнопки мыши на кривой.

Уменьшить толщину кривой можно щелчком правой кнопки мыши на кривой.

Изменение цвета кривых

Выберите режим **Цвета кривых**.

Щелкните левой кнопки мыши на нужной кривой и выберите нужный цвет для кривой.

Переключение между именными цветами кривых и цветами по умолчанию выполняется клавишей **F8**.

Изменение имен кривых

Первый способ. Щелкните мышью на свободном месте легенды кривых. Появится таблица с именами кривых. Отредактируйте в таблице имена кривых и нажмите клавишу Esc.

Второй способ. Нажмите кнопку **Имена кривых**.

В открывшемся диалоге отредактируйте имена кривых.

Для автоматической трансляции имен кривых нажмите кнопку **Трансляция**.

При необходимости отредактируйте схему трансляции имен.

Примечание: В именах кривых допустимы буквы латинского и русского алфавита, цифры и знак подчеркивания. Имя кривой должно начинаться с буквы и ограничиваться 10-ю символами.

Перемещение кривых

Перейдите в режим **Перемещение кривых**.

Установите указатель мыши на кривую, которую вы хотите переместить

и нажмите левую кнопку мыши. Переместите кривую в нужное место и отпустите кнопку мыши

Установка границ

Перейдите в режим **Установка границ**.

Поместите указатель мыши в то место, где вы хотите установить границу и нажмите левую кнопку мыши. В указанном месте появится обозначение границы в виде горизонтальной линии.

Для удаления границы поместите на нее указатель мыши и нажмите правую кнопку мыши - граница будет удалена. Удаление всех границ выполняется клавишей **Delete**.

Примечание: В режимах увязки, смещения и растяжки кривых также можно устанавливать границы щелчком левой кнопки мыши, при этом, не указывая на какую-либо кривую.

Выделение интервалов

Перейдите в режим **Выделение интервалов**.

Поместите указатель мыши в то место, где вы хотите установить начало интервал и нажмите левую кнопку мыши. В указанном месте появится обозначение начала интервала в виде горизонтальной линии. Не отпуская кнопку мыши, переместите указатель на конец интервала и отпустите кнопку мыши. Указанный интервал будет выделен цветом.

Если вы хотите удалить какой-либо интервал, щелкните по нему правой кнопкой мыши.

Для удаления всех выделенных интервалов нужно перейти в режим **Выделение интервалов** и нажать клавишу **Delete**.

Коррекция кривых

Перейдите в режим **Коррекция кривых**.

Курсор мыши устанавливается на кривой, которую нужно исправить, и нажимается левая кнопка мыши. Далее проводится нужный контур при нажатой кнопке мыши, после чего левая кнопка отпускается.

*Примечание: Если вы хотите отменить произведенные изменения кривой, нажмите кнопку **Откат**.*

Видимость кривых

После щелчка левой кнопкой мыши на легенде цвета кривой она становится видимой.

После щелчка правой кнопкой мыши на легенде цвета кривой она становится невидимой.

Если нужно включить видимость всех кривых щелкните кнопку **Показать все кривые**.

Если нужно сделать все кривые невидимыми щелкните кнопку **Скрыть все кривые**.

Выбор кривых

Щелкните левой кнопкой мыши на именах нужных кривых. Имя выбранной кривой показывается голубым цветом.

Повторный щелчок левой кнопкой мыши отменяет выбор кривой.

Если нужно выбрать все кривые, щелкните кнопку **Выбрать все кривые**.

Центрирование кривых

Выберите на легенде нужную вам кривую и нажмите кнопку **Центрировать кривую**.

Данная кривая будет смещена в центр окна.

Увязка кривых

Увязка кривых выполняется следующим образом:

Перейдите в режим **Увязка кривых**.

Установите курсор мыши на опорной кривой и нажмите левую кнопку мыши, затем переместите мышь до увязываемой кривой и отпустите левую кнопку мыши. В месте увязки будет установлена граница.

Примечание:

1. Имеется возможность увязывать одновременно несколько кривых, т.к. выделенные на легенде кривые увязываются синхронно с увязываемой кривой.

2. Находясь в режиме увязки, можно устанавливать границы, не переходя в режим установки границ. Для этого нужно нажать левую кнопку мыши, не указывая при этом на какую-либо кривую.

3. Если вы хотите удалить границу, щелкните по ней правой кнопкой мыши.

4. При увязке дискретных кривых установленные границы игнорируются и кванты перемещаются независимо друг от друга.

Сшивка кривых

Сшивка кривых выполняется следующим образом :

Первый способ (Две кривые перекрываются между собой).

Переместите две сшиваемые кривые так, чтобы в точке сшивки они пересекались.

Перейдите в режим **Сшивка кривых**.

Установите курсор мыши на точке сшивки и нажмите левую кнопку мыши. Будет создана новая кривая, у которой верхняя часть (выше точки на которую указывает курсор мыши) скопирована из вышерасположенной кривой, а нижняя часть скопирована из нижерасположенной кривой.

Второй способ (Кривые могут не перекрываться между собой).

Выделите на легенде кривые подлежащие сшивке (их может быть более двух) и нажмите на правой панели инструментов кнопку **Сшивка кривых**.

Выбранные кривые будут сшиты между собой.

Примечание: Разрывы между кривыми будут заполнены прямыми линиями.

Третий способ (С помощью калькулятора данных).

Напишите в калькуляторе данных следующий текст:

$NK = K1 // 500 \ 1000$

$NK = K2 // 1000 \ 1200$

$NK = K3 // 1200 \ 2000$

Будет создана кривая НК сшитая из соответствующих фрагментов кривых K1, K2 и K3.

Удаление кривых

Щелкните правой кнопкой мыши на имени удаляемой кривой.

Кривая будет удалена.

Удаление фрагмента

Удаление фрагмента выполняется следующим образом:

Перейдите в режим **Удаление фрагмента**.

1. Если вы хотите удалить верхнюю или нижнюю часть интервала или кривой :

Щелкните мышью в месте удаления и выберите часть интервала или кривой, которую нужно удалить.

Если, при щелчке мышью, вы указываете на какую либо кривую, то будет удалена соответствующая часть данных этой кривой.

Если, при щелчке мышью, вы не указываете на кривую, то будет удалена соответствующая часть интервала.

2. Если вы хотите удалить фрагмент кривой или всех кривых находящийся внутри загруженного интервала:

Выделите нужный фрагмент границами. Щелкните мышью внутри интервала.

Если, при щелчке мышью, вы указываете на какую либо кривую, то будет удален выделенный фрагмент данной кривой.

Если, при щелчке мышью, вы не указываете на кривую, то в выделенном фрагменте будут удалены данные всех кривых.

Просмотр значений кривых

Перейдите в режим **Просмотр данных**.

1. Нажмите левую кнопку мыши на нужной кривой и протяните мышь по интересующему вас интервалу. На экране будут отображаться значения кривой. Для окончания просмотра отпустите кнопку мыши.

2. Нажмите правую кнопку мыши на нужной кривой. На экране будет выведена информация по данной кривой.

3. Если вы нажали кнопку мыши не на кривой, то возле курсора мыши будет показываться значение текущей глубины, а на легенде кривых их текущие значения.

Инвертирование кривых

Выберите на легенде нужные вам кривые и нажмите кнопку **Инверсия кривой**. Будут созданы инвертированные кривые с префиксом in.

Реверсирование кривых

Выберите на легенде нужную кривую и нажмите кнопку **Обратная кривая**. Будет создана новая кривая с префиксом r. Зависимость между новой и исходной кривой выражается формулой $y = 1/x$, где y - значения новой кривой, x - значения исходной кривой.

Примечание: Сложные математические преобразования кривых нужно выполнять в калькуляторе данных.

Логарифмирование кривых

Выберите на легенде исходную кривую и нажмите кнопку **Логарифм кривой**. Будет создана логарифмированная кривая с префиксом lg.

Зависимость между новой и исходной кривой выражается формулой $y = \lg(x)$, где y - значения новой кривой, x - значения исходной кривой.

Если кривая содержит отрицательные значения, то будет сообщено об отказе от логарифмирования данной кривой.

Примечание: Сложные математические преобразования кривых нужно выполнять в калькуляторе данных.

Потенцирование кривых

Выберите на легенде нужную кривую и нажмите кнопку **Потенцирование кривой**.

Будут создана новая кривая с префиксом р. Новая кривая и исходная кривые

связаны между собой функцией $y = 10^x$, где y - значение новой кривой, x - значение

исходной кривой. Если исходная кривая содержит значения больше 6.0, то потенцирование не выполняется.

Примечание: Сложные математические преобразования кривых нужно выполнять в калькуляторе данных.

Нормирование кривых

Выберите на легенде нужную кривую и нажмите кнопку **Нормирование кривой**.

Будут создана новая кривая с префиксом п.

Новая кривая (НК) связанная с исходной кривой (ИК) зависимостью

$НК = (ИК - ИК_{min}) / (ИК_{max} - ИК_{min})$, где $ИК_{min}$ - минимальное значение кривой ИК;

$ИК_{max}$ - максимальное значение кривой ИК. Т.е. новая кривая будет нормирована в пределах от 0 до 1, что часто используется при создании кривых относительных параметров, таких как АПС, ДГК и пр.

Примечание: Если не установлено ни одной границы, то значения минимума и максимума будут постоянными величинами для всей кривой. Если установлены границы, то значения минимума и максимума будут своими для каждого интервала, лежащего между границами.

Примечание: Если нужно нормировать кривую по модулю отличному от 1, то нужно использовать

функцию Нормированная кривая в диалоге Преобразования кривых. Кривая средних значений

Выберите на легенде нужную кривую и нажмите кнопку **Средняя кривая**.

Будут создана новая кривая с префиксом *m*.

Новая кривая (НК) связанная с исходной кривой (ИК) зависимостью $НК = ИК_{mid}$, где $ИК_{mid}$ - среднее значение кривой ИК;

Примечание: Если не установлено ни одной границы, то среднее значение будет постоянной величиной для всей кривой. Если установлены границы, то средние значения будут своими для каждого интервала, лежащего между границами.

Дублирование кривых

Выберите на легенде нужные вам кривые и щелкните кнопку **Дубликат кривой**. Будут созданы дубликаты выбранных вами кривых.

Копирование фрагмента кривой

Выделите нужный вам фрагмент кривой границами. Нажмите клавишу **Ctrl**, щелкните левой кнопкой мыши на копируемой кривой и, не отпуская кнопку мыши, перетащите клонированный фрагмент кривой в нужное вам место. Отпустите кнопку мыши. Будет создана новая кривая представляющая собой копию фрагмента копируемой кривой.

Примечание: Если вы не установили границы, то кривая будет скопирована целиком.

Вставка фрагмента кривой

Выделите нужный вам фрагмент кривой границами. Нажмите клавишу **Shift**, щелкните левой кнопкой мыши на вставляемой кривой и, не отпуская кнопку мыши, переместите курсор мыши до кривой, в которую нужно вставить фрагмент. Отпустите кнопку мыши.

Фрагмент первой кривой будет вставлен во вторую кривую.

Примечание: Если вы не установили границы, то кривая будет скопирована целиком.

Удаление выбросов

Выберите на легенде нужные кривые и нажмите кнопку **Устранить выбросы**.

Примечание: Устраняются выбросы длиной не более 2-х квантов.

Устранение разрывов

Выберите на легенде кривые имеющие разрывы и нажмите кнопку **Заполнить разрывы**.

Примечание: Заполняются разрывы записи длиной не более 2-х квантов.

Закраска областей кривых

1. Закраска отдельных кривых.

Первый способ. Выберите на легенде кривые подлежащие закрашке и нажмите кнопку **Закраска Кривых**. Цвет закрашки зависит от значений кривой, которые могут быть больше или меньше значения перехода. Значение перехода по умолчанию принимается равным среднему значению кривой. Для того чтобы изменить значение перехода выберите режим **Перемещение кривых**, нажмите левую кнопку мыши на линии перехода и переместите ее в нужное место. Для изменения цвета закрашки выберите режим **Цвета кривых**, щелкните мышью по нужной области закрашки и выберите желаемый цвет закрашки.

Второй способ. Выберите в меню **Данные** команду **Закраска областей**. В разделе **Одиночные кривые** отметьте кривые подлежащие закрашке и выберите для каждой из отмеченных кривых значение перехода и цвета закрашки.

2. Закраска между двумя кривыми.

Первый способ. Выберите на легенде две нужные вам кривые и нажмите кнопку **Закраска между кривыми**. Цвет закрашки зависит от значений кривых, которые могут быть больше, меньше или равны между собой. Для изменения цвета закрашки выберите режим **Цвета кривых**, щелкните мышью по нужной области закрашки и выберите желаемый цвет закрашки.

Второй способ. Выберите в меню **Данные** команду **Закраска областей**. В разделе **Парные кривые** выберите две кривые подлежащие закрашке между собой и установите нужные цвета закрашки.

Примечание:

1. Для закрашки одиночных кривых можно выбирать любое число кривых.

2. Для закрашки между кривыми можно выбрать только две кривые.

3. Если закрашка кривых больше не нужна, нажмите кнопку **Отмена закрашки**.

Калькулятор данных

Для вызова калькулятора данных нажмите кнопку **Калькулятор данных** или выберите команду **Калькулятор данных** из меню **Функции**.

Калькулятор данных предназначен для арифметических преобразований кривых. Калькулятор поддерживает 5 действий (+, -, *, /, ^), 8 функций (Abs, Ln, Lg, Exp, Sin, Cos, Tg, Ctg) и 4 константы (Min, Max, Mid, Null).

В качестве функций можно использовать однослойные и многослойные палетки. Допускается использование скобок.

В выражениях можно использовать имена кривых (имя кривой глубин Н) и имена палеток.

Для выполнения преобразования в определенном интервале нужно после формулы преобразования поставить две косых черты // и после них ввести интервал, в котором будет выполняться преобразование. Пример НК = ИК+20 // 1200 - 1500 или НК = ИК+20 // 1200 1500

Чтобы закомментировать строку нужно поставить в начале строки две косых черты //.

Чтобы удалить кривую после выхода из калькулятора нужно в начале строки поставить знак дефиса.

Если вы записываете в одной строке более одного выражения, то они должны быть отделены друг от друга точкой с запятой.

Имя кривой можно ввести в текст формулы, щелкнув на ее имени в списке кривых.

Тексты алгоритмов можно сохранять в файлах и загружать из файлов.

Примеры написания формул преобразования:

// Это комментарии к алгоритму расчета

// Строка, которая начинается символами //, не выполняется

X1 : lg(12.15)-lg(7.20) { так вычисляются константы }

*X2 : X1 * 1.80; X3 : X1+X2 { так вычисляются константы }*

KC = 25.30

НГК = Null // 2500 3000 { присвоить нулевые значения в интервале 2500 - 3000 м }

*K2 = (25.30*1.23)+14.90*

ДТ = T2 - T1 // 1200 -1800 { выполнить выражение в интервале 1200 - 1800 м }

ДС = (ДС1+ДС2)/2

АПС = (ПС-Min(ПС))/(Max(ПС)-Min(ПС))

*K1 = (ДС*1.2) + (ПС/2.14)*

*P = (Dp*H)/10*

НК = PalName(K1)

Преобразования кривых

Выберите команду **Преобразования кривых** из меню **Функции**.

В открывшемся окне доступны 9 видов функциональных преобразований кривых.

1. Сглаживание кривой
2. Сдвиг кривой
3. Удаление выбросов
4. Введение поправки за скин-эффект
5. Выравнивание сползания
6. Создание огибающей кривой
7. Статистический синтез кривой
8. Линейный синтез кривой
9. Нормирование кривой

При работе с любой функцией необходимо выполнить 4 операции:

1. Выбрать закладку нужной функции.

2. Выбрать из списка исходную кривую.
3. Ввести запрашиваемые параметры преобразования.
4. Нажать кнопку ОК.

Все функции создают новую кривую на базе выбранной вами исходной кривой, поэтому все функции имеют поле для ввода имени новой кривой. Если предлагаемое по умолчанию имя новой кривой не устраивает вас, введите другое имя кривой.

Рассмотрим работу с каждой функцией более подробно.

1. Сглаживание кривой

Введите имя новой кривой.

Введите число точек осреднения.

Введите число проходов по кривой.

Нажмите кнопку ОК.

Примечание: Сглаживание кривой происходит за счет осреднения каждой точки с соседними точками; так при числе точек осреднения равном 3 каждая точка вычисляется как сумма самой точки с вышерасположенной и нижерасположенной точками деленная на 3.

Чем больше число точек осреднения и число проходов (повторений) тем более сглаженной получается выходная кривая.

2. Сдвиг кривой

Введите имя новой кривой.

Введите величину сдвига по глубине (в метрах).

Введите величину сдвига по значению.

Нажмите кнопку ОК.

Примечание: Сдвиг по глубине должен быть положительным числом при сдвиге кривой вниз или отрицательным числом при сдвиге кривой вверх.

3. Удаление выбросов

Введите имя новой кривой.

Введите величину максимально допустимого градиента.

По умолчанию эта величина равна утроенному среднему градиенту.

Нажмите кнопку ОК.

Примечание: Устраняются выбросы, не превышающие по глубине 2-х шагов квантования.

4. Введение поправки за скин-эффект

Введите имя новой кривой.

Нажмите кнопку ОК.

Будет создана новая кривая с введенной поправкой за скин-эффект.

5. Выравнивание сползания

Введите имя новой кривой.

Введите величину уровня привязки.

Нажмите кнопку ОК.

Примечание: Перед обращением к данной функции необходимо установить границы в точках, по которым будет происходить выравнивание сползания.

6. Создание огибающей кривой

Введите имя новой кривой.

Введите максимальное число точек.

Выберите сторону огибаания (левую или правую).

Нажмите кнопку ОК.

Примечание: При выборе правой стороны происходит огибание по точкам максимумов кривой. При выборе левой стороны происходит огибание по точкам минимумов кривой.

Если число точек между экстремумами кривой меньше заданного числа точек, то между точками экстремумов выполняется линейная интерполяция.

Если число точек между экстремумами кривой больше заданного числа точек, то кривая между этими экстремумами остается без изменений.

7. Статистический синтез кривой

Введите имя новой кривой.

Введите среднее значение кривой.

Введите среднее квадратичное значение кривой.

Нажмите кнопку ОК.

Будет создана новая кривая, отличающаяся от исходной заданными средним и средним квадратичным значениями.

8. Линейный синтез кривой

Введите имя новой кривой.

Введите значения X1, Y1, X2, Y2.

Нажмите кнопку ОК.

Будет создана новая кривая (НК) связанная с исходной кривой (ИК) зависимостью

$НК = K * ИК + B$, где $K := (y_2 - y_1) / (x_2 - x_1)$; $B := y_2 - (K * x_2)$;

9. Нормирование кривой

Введите имя новой кривой.

Введите величину модуля.

Нажмите кнопку ОК.

Будет создана новая кривая (НК) связанная с исходной кривой (ИК) зависимостью

$НК = M * (ИК - ИК_{min}) / (ИК_{max} - ИК_{min})$, где $ИК_{min}$ - минимальное значение кривой ИК;

$ИК_{max}$ - максимальное значение кривой ИК; M – значение модуля. Т.е. новая кривая будет нормирована в пределах от 0 до M , что часто используется при создании кривых относительных параметров, таких как АПС, ДГК и пр.

Примечание:

1. Если не установлено ни одной границы, то значения минимума и максимума будут постоянными величинами для всей кривой. Если установлены границы, то значения минимума и максимума будут своими для каждого интервала, лежащего между границами.

2. Нормировать кривую в пределах от 0 до 1 можно в основном окне программы, используя кнопку **Нормирование кривой**.

Точечная кривая

Выберите команду **Точечная кривая** из меню **Функции**.

В открывшемся диалоге введите глубины и значения точек. Далее, введите имя создаваемой кривой, выберите интервал формирования кривой (текущий или реальный), выберите тип формируемой кривой (аналоговая или дискретная) и нажмите кнопку **Создать**. Будет создана новая кривая по заданным точкам. Если выбран дискретный тип кривой, то созданная кривая будет содержать только выбранное число точек на указанных глубинах. Если выбран

аналоговый тип кривой, то между заданными точками будет выполнена линейная интерполяция.

Глубины задаваемых точек могут быть как внутри, так и вне текущего интервала данных.

Если выбран текущий интервал формирования кривой, то кривая будет сформирована в пределах текущего интервала. Если выбран реальный интервал формирования кривой, то кривая будет сформирована в интервале от начального значения глубины до конечного значения глубины, которые указаны в таблице координат точек.

Таблицу можно заполнить данными из дискретной кривой, щелкнув по имени кривой в списке кривых.

Статистика кривых

Нажмите кнопку **Статистика** или выберите команду **Статистика** в меню **Данные**.

Появится диалог с четырьмя закладками **Общие**, **Статистика**, **Границы** и **Интервалы**.

Выберите нужную закладку и просмотрите выведенную информацию.

На закладке **Общие** собраны общие сведения по загруженным данным.

На закладке **Статистика** выводятся статистические данные по кривым.

На закладке **Границы** выведены средние значения кривых в интервалах лежащих между границами.

На закладке **Интервалы** выведены средние значения кривых в выделенных интервалах.

Если вы хотите сохранить в файле интересующую вас информацию, нажмите кнопку **Сохранить**.

Расчет уравнения регрессии

Выберите команду **Уравнение регрессии** из меню **Функции**.

В открывшемся диалоге выберите кривую X, кривую Y и нажмите кнопку **Расчет**. Будет выполнен расчет коэффициента корреляции и уравнения регрессии для выбранных кривых.

Если в качестве кривой X выбрана кривая глубин H, то по уравнению регрессии можно построить кривую $Y = A + B * H$, где

А и В - коэффициенты указанные в уравнении регрессии, Н - кривая глубин. Для создания указанной кривой нажмите кнопку **Кривая**.

Редактирование данных

Нажмите кнопку **Редактор данных** или выберите команду **Редактирование** из меню **Данные**.

Появится окно редактора данных, где можно просматривать и редактировать данные в текстовом виде.

Если на легенде нет выбранных кривых, то в редактор будут загружены все кривые.

Если на легенде есть выбранные кривые, то в редактор будут загружены только эти кривые.

В верхнем поле выводятся имена кривых и их можно редактировать. В основном окне редактора производится редактирование данных в текстовом виде.

Чтобы изменить шаг квантования данных введите в поле **Шаг квантования** новое значение шага и нажмите кнопку **Сменить шаг**.

Примечание: Имеется возможность запустить редактор данных так, чтобы после его запуска была выделена строка, соответствующая определенной точке интервала. Для этого нужно нажать клавишу **Alt** и щелкнуть мышью по интересующей вас точке интервала, не указывая при этом на какую-либо кривую.

Заголовок файла

Выберите команду **Заголовок файла** из меню **Данные**.

В открывшемся диалоге отредактируете нужные разделы заголовка и нажмите кнопку **Запись**.

При сохранении данных эти сведения будут помещены в заголовке файла.

Примечание: Данные заголовка берутся из головного, т.е. первого загружаемого файла.

Единицы измерения кривых

Выберите команду **Единицы измерения** из меню **Данные**.

В таблице с заголовком "В текущем файле" можно ввести или отредактировать единицы измерения загруженных кривых.

В таблице с заголовком "Назначать по умолчанию" можно ввести или отредактировать единицы измерения, которые будут присваиваться кривым, у которых в заголовке файла не указаны единицы измерения.

Карта данных

Для того чтобы вывести карту данных нажмите клавишу **F5** или выберите команду **Карта данных** из меню **Данные**.

Карта данных представляет собой "взгляд сверху" на весь загруженный интервал и бывает особенно полезна при загрузке нескольких файлов с кривыми, лежащими в разных интервалах глубин.

Для того чтобы убрать карту данных нажмите клавишу **Escape**.

Кросс - графика

Выберите команду **Кросс - графика** из меню **Функции**.

Для построения кросс-плота выберите из списков кривые X, Y и, если нужно, кривую Z. В списке **Z - уровни** значения кривой Z разбиты на 10 уровней от минимального до максимального значения. Любые уровни кривой Z можно включать и выключать из построения. В списке **Кратно** выберите кратность выбора точек для построения. Если выбрана кратность 1, то для построения выбираются все точки кривых, при кратности 2 выбирается каждая вторая точка, при кратности 3 выбирается каждая третья точка и т. д. В списке **Размер** выбирается размер точек для отрисовки графика. Для выбора цвета точек нажмите кнопку **Цвет точек**. Для выбора цвета фона нажмите кнопку **Цвет фона**. Для печати графика нажмите кнопку **Печать**, заполните, если нужно, подпись к рисунку и нажмите кнопку **ОК**.

Редактирование файлов

Программа LEXX имеет встроенный текстовый редактор, специализированный на редактирование LAS и ASCII файлов.

Для вызова редактора выберите команду **Редактор Las файлов** из меню **Файл**.

Щелкните мышью в списке файлов на имени нужного файла и данный файл будет загружен в окно редактора, где его можно редактировать как обычный текстовый файл.

Ввод и редактирование палеток

Программа LEXX имеет встроенный редактор палеток, который позволяет создавать и редактировать однослойные и многослойные палетки, а также просматривать палетки в графическом виде, т.е. в виде палеточных кривых.

Максимальное число точек в одном слое - 200.

Максимальное число слоев в палетке - 10.

Созданные палетки можно использовать в калькуляторе данных для палеточных преобразований кривых.

Пример вычислений в калькуляторе данных с использованием однослойной палетки:

$НК = PalName(ИК)$

Пример вычислений в калькуляторе данных с использованием многослойной палетки:

$НК = PalName(ИК1, ИК2)$

где НК - новая кривая; PalName - имя палетки; ИК, ИК1 и ИК2 - исходные кривые.

Примечание: Имя палетки совпадает с именем файла (без расширения .pal) в котором хранится палетка. Например, если палетка хранится в файле bkz.pal, то имя палетки bkz.

Для вызова редактора палеток выберите команду

Редактор палеток из меню **Утилиты**.

Порядок создания новой палетки:

1. Введите в поле "Палетка" имя палетки.
2. Введите в поле "Массив X" имя переменной X.
3. Введите в поле "Массив Y" имя переменной Y.
4. Если палетка многослойная введите в поле "Массив Z" имя переменной Z.
5. Введите количество точек в слое.
6. Если палетка многослойная введите количество слоев и значения переменной Z для каждого слоя.
7. Нажмите кнопку **Новая палетка**. Будет создана пустая таблица с указанными вами параметрами.
8. Заполните таблицу палеточными значениями.
9. Введите краткое описание палетки в поле над таблицей.
10. Нажмите кнопку **Запись**.

Если значения какой-либо переменной изменяются с регулярным шагом, то можно ввести значение этого шага в поле "Шаг" и заполнить столбец таблицы нажатием кнопки **Далее**.

Порядок редактирования палетки:

1. Выберите палетку из списка файлов. Палетка будет загружена в таблицу.
2. Отредактируйте таблицу.
3. Нажмите кнопку **Запись**.

Нажав кнопку **Графика**, вы сможете посмотреть палетку в графическом виде. Нажатие кнопки **Таблица** вернет вас к табличному виду палетки.

Алгебраический калькулятор

Для запуска калькулятора выберите команду **Алгебраический калькулятор** из меню **Утилиты**. Калькулятор содержит два окна: левое окно для ввода текста и правое окно для вывода результатов вычислений.

В записываемых выражениях допустимы только буквы латинского алфавита и цифры.

Калькулятор поддерживает 5 действий (+, -, *, /, ^) и 8 функций (Abs, Ln, Lg, Exp, Sin, Cos, Tg, Ctg). Допускается использование скобок.

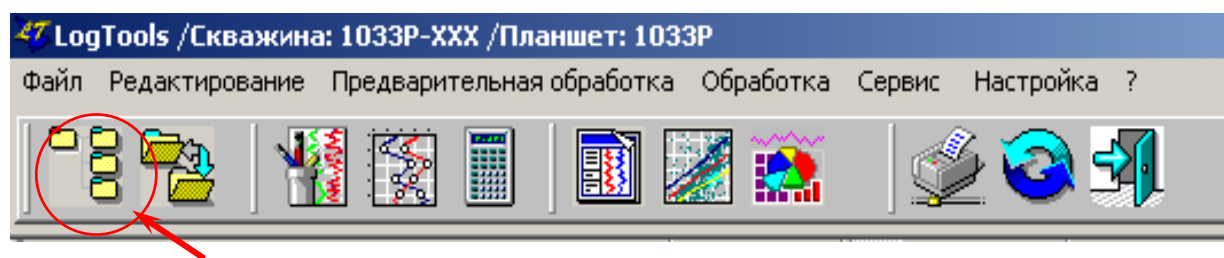
Число и сложность выражений в окне ввода не ограничены.

Точность вычислений выбирается из списка.

. Импорт Las файлов

Для того чтобы провести интерпретацию данных исследования скважин(Las файл) в программе "LogTools", необходимо импортировать исходный файл в формат понятный программе.

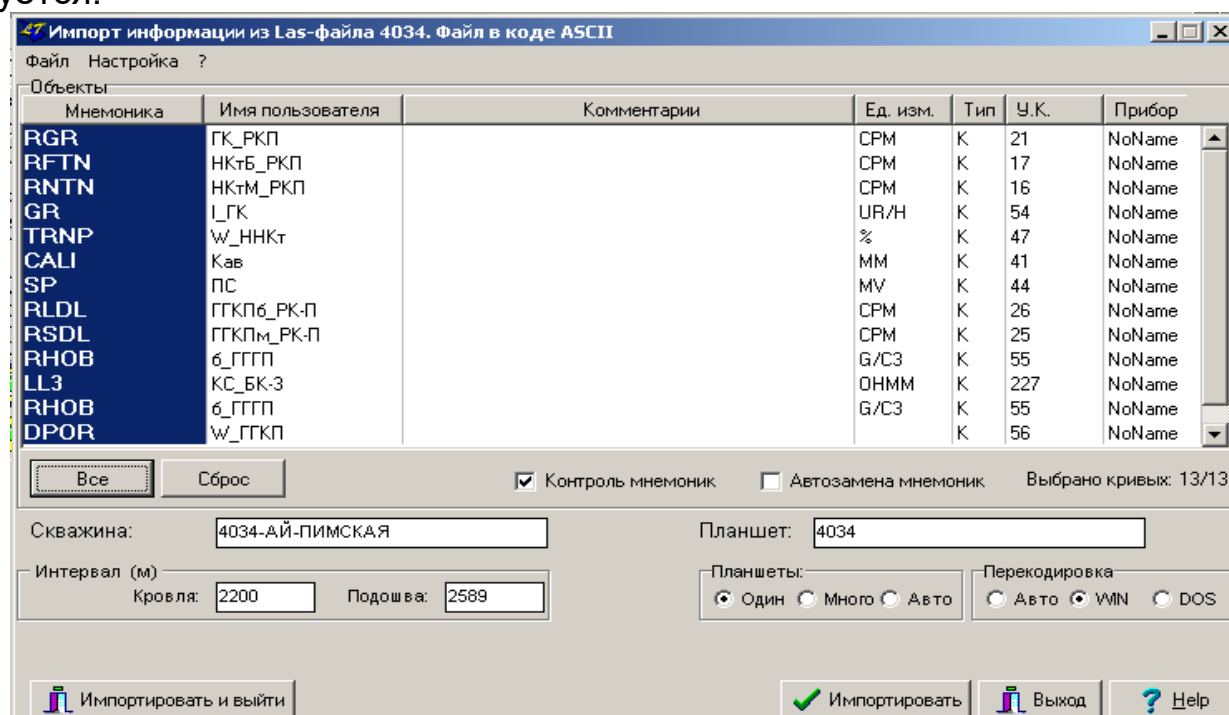
Импорт файла можно произвести из меню, пунктом "импорт" в разделе "файл" меню или кнопкой. В главном рабочем окне программы "LogTools".



После открытия мастера импорта находим и открываем исходный Las файл.

В окне импорта выделяем нужные нам кривые или все сразу (кнопка все).

В низу окна устанавливаем галочки "Контроль мнемоник", перекодировку "Win". Заводим название планшета и скважины, если требуется.



Начать импорт можно кнопками «Импортировать» и «Импортировать и выйти». Во втором случае после завершения импорта программа автоматически откроет рабочий планшет.

В ходе импорта программа будет поочередно спрашивать названия и единицы измерения, которые нужно привести в соответствие с принятыми (программой) обозначениями.

Краткий перечень стандартных обозначений методов и единиц измерений для программы "LogTools" приведен в таблице 2.

Таблица 2

Метод	Обозначение методов	Стандартное обозначение	Единицы измерения
Град-зонд	KS1	GZ1	ОНММ

Град-зонд	KS	PZ	OHMM
Обр.г-зонд (Ом·м)	OKS	GZ5	OHMM
Нейтронный метод (Ом·м)	NKT	NLT	
Индукционный метод (мСим)	IL	ILD	MS/M
	KV (KB)	CALI	
Микроптенциао зонд (Ом·м)	MPZ	MPZ	OHMM
Микроградиент зонд (Ом·м)	MGZ	MGZ	OHMM
Потенциалы собс.пол (мВ)	SP	SP	mV
Гамма-метод	GR	GR	UR/H
Индукционный метод	LLD	LLD	OHMM

Названия кривых можно будет исправить на рабочем планшете.



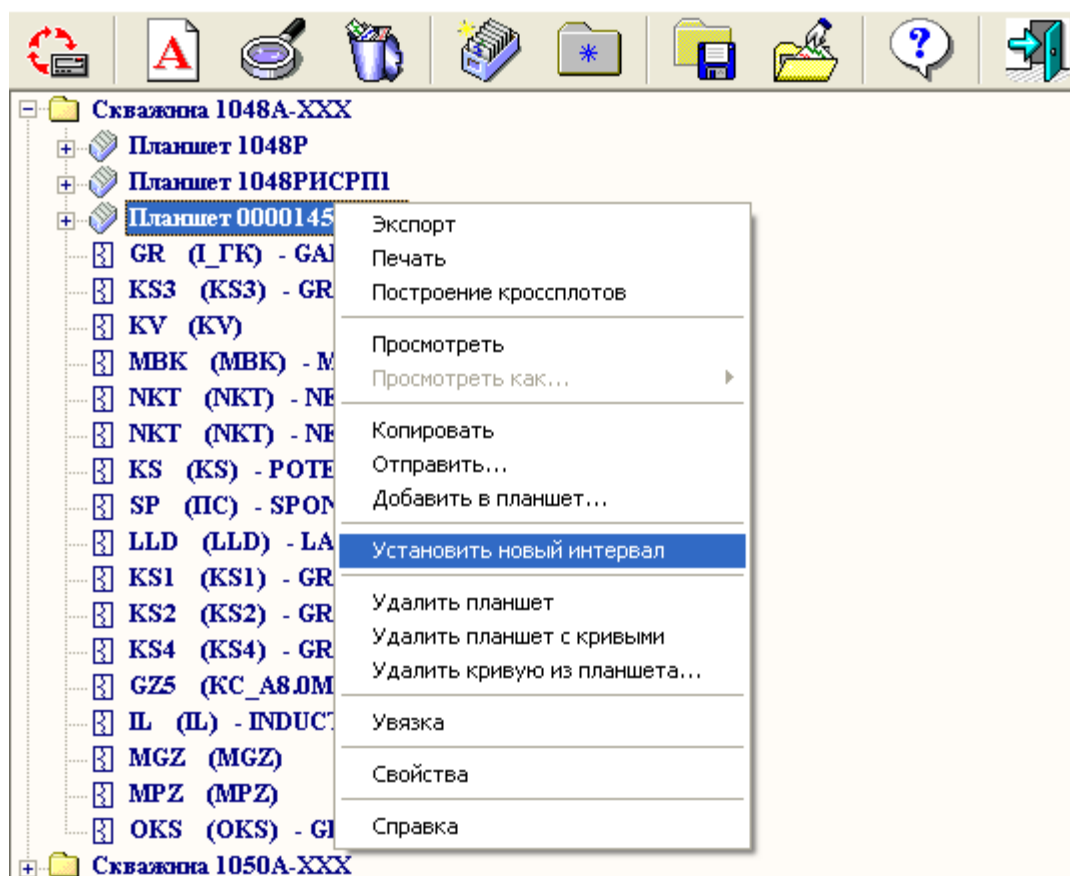
После импорта в «Базе данных» (кнопка  в главном окне LogTools) появится новая скважина и новый планшет.

Над планшетами модно проводить различные операции: устанавливать привязку, корректировать интервал интерпретации, удалять или добавлять кривые в планшет, объединить кривые или планшеты.

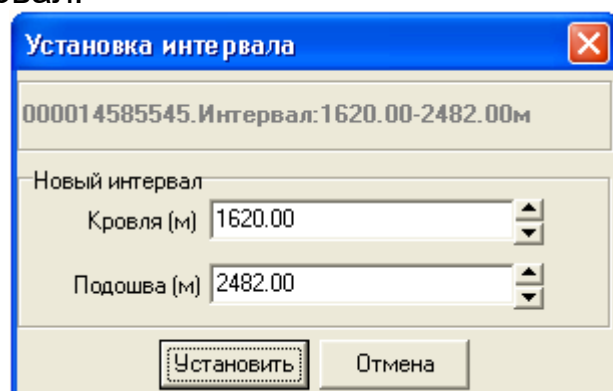
Например:

Установить новый интервал

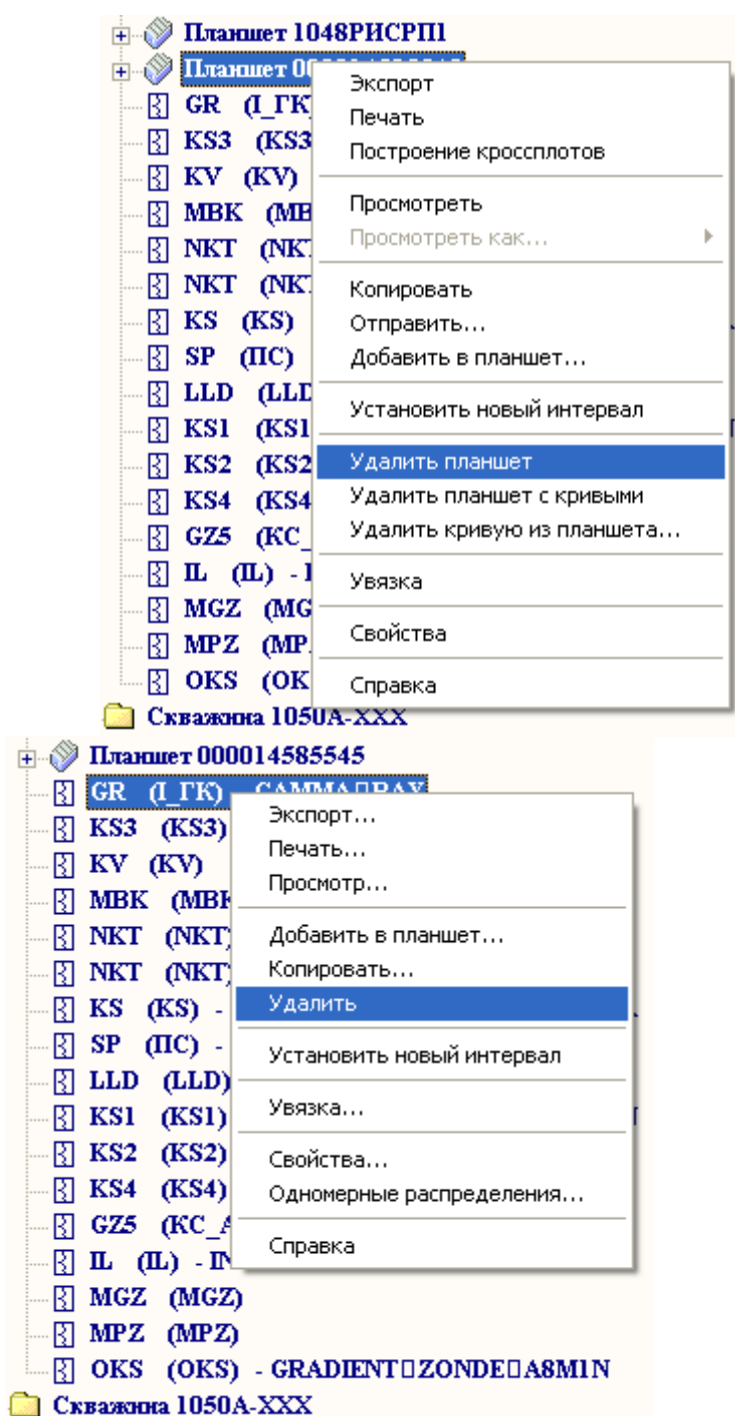
Для этого правой кнопкой мыши открываем контекстное меню на планшете там, где мы хотим установить новый интервал:



Открывается окно, в котором устанавливается требуемый интервал:



Таким же образом можно удалить кривую или планшет, в зависимости от того какой объект у вас выделен:

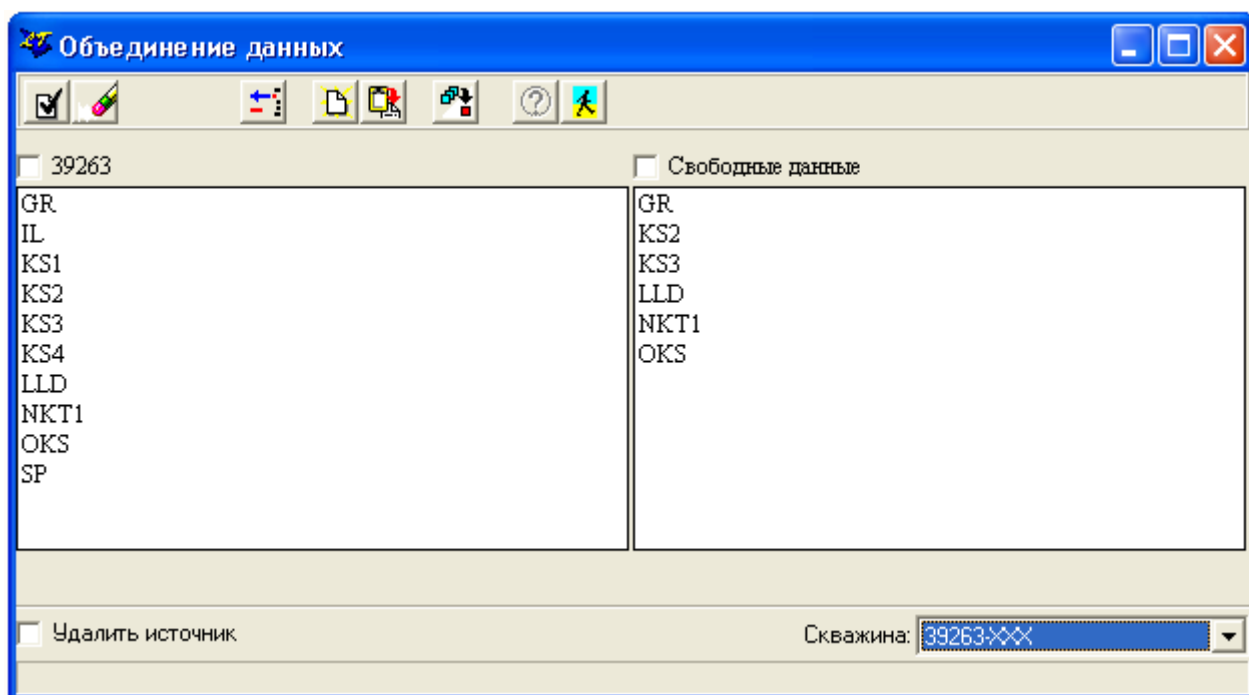


Объединение данных

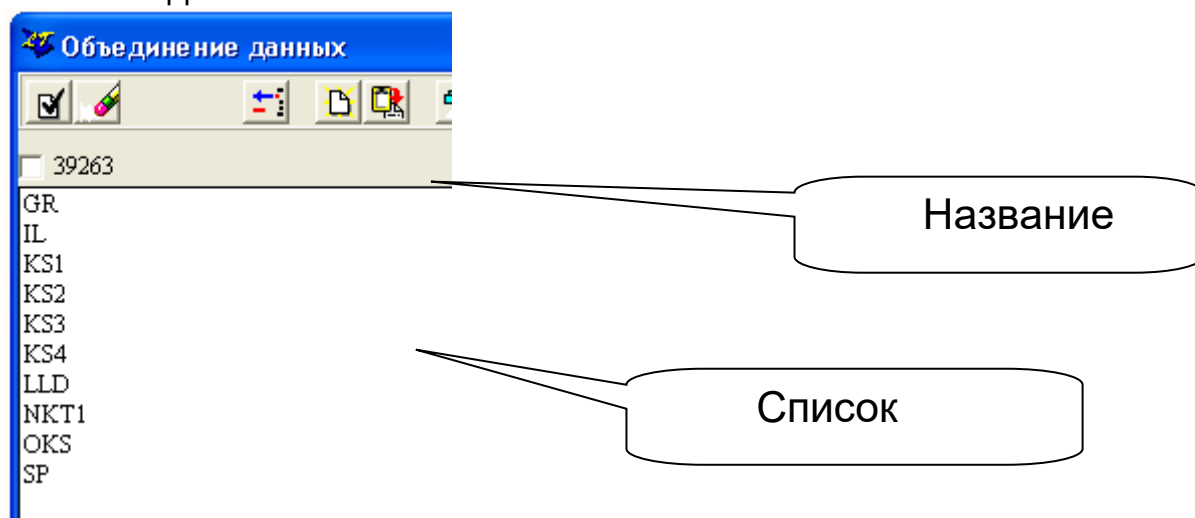
Для объединения данных открываем окно «Объединение

данных» кнопкой 

Откроется окно:



Вверху окна расположены кнопки Выделения всех кривых  и отмены выбора . Список всех кривых, входящих в планшет расположен под его названием:



Если в скважине есть кривые не входящие ни в один планшет, они расположены в списке “Свободные данные”.

После выделения кривых планшета можно удалить выделенные кривые из планшета - , объединить выбранные данные в новый планшет - , добавить выбранные данные в новый планшет - , склеить выбранные кривые - .

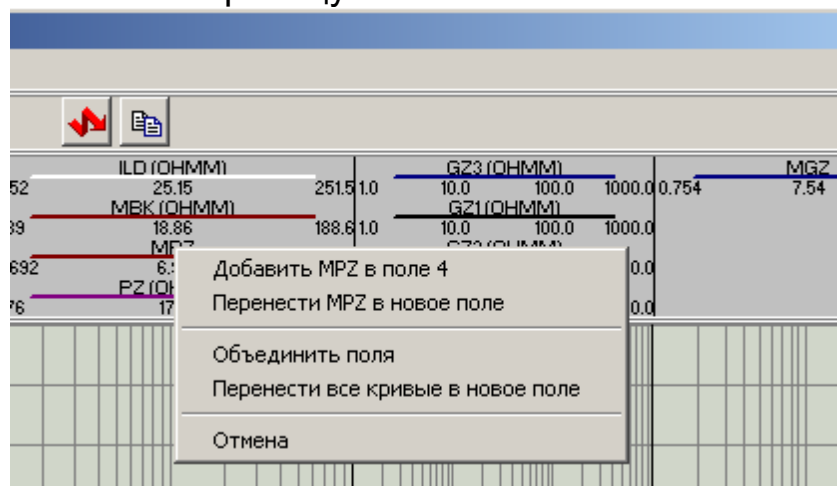
Для загрузки планшета из базы в окно редактирования достаточно щелкнуть по нему 2 раза мышкой.

3. Подготовка рабочего Планшета



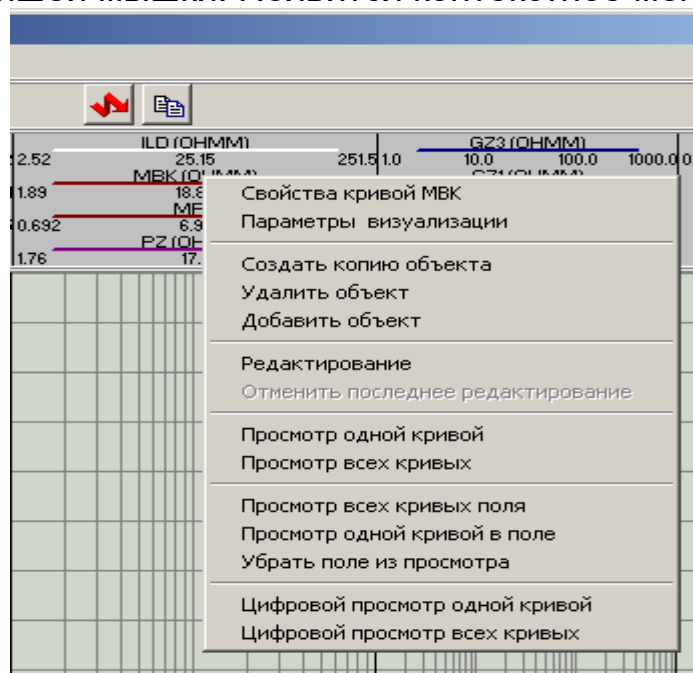
Открыть рабочий планшет для редактирования кнопкой

На рабочем планшете в нескольких полях прорисованы полученные после импорта кривые, полученные различными геофизическими методами. Кривые можно переносить в другие поля, зацепив их левой кнопкой мышки и перетаскив в нужное поле. Чтобы создать новое поле нужно зацепить кривую правой кнопкой мышки и перенести ее на границу поля. Появится контекстное меню:



Выбираем нужный пункт (перенести в новое поле).

Чтобы изменять параметры кривых или параметры вывода их на экран, нужно щелкнуть на самой кривой или ей названии правой клавишей мышки. Появится контекстное меню:



В свойствах кривых можно изменить мнемонику, задать имя и единицы измерения, прибор и комментарии. Можно задать, так же,

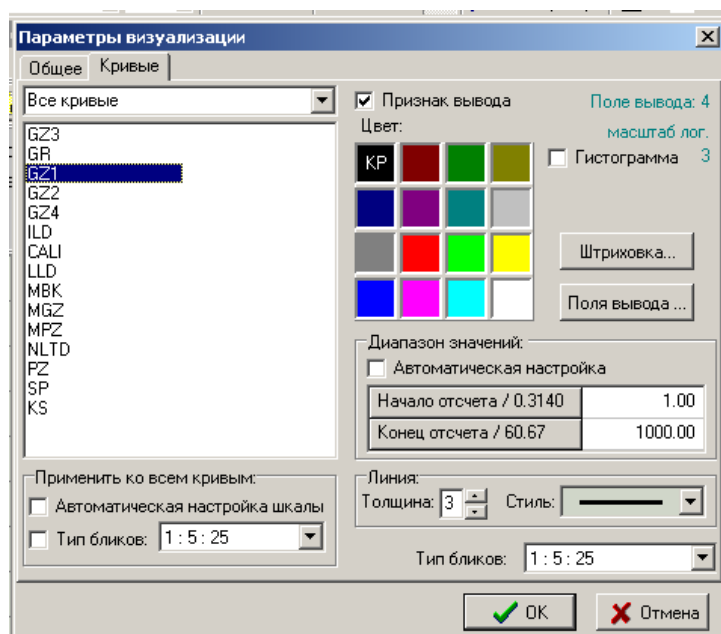
сопроводительную информацию для кривой (вкладка сопроводительная информация).

The screenshot shows the 'Свойства измерения ИЛД' (ILD Measurement Properties) dialog box with the 'Сопроводительная информация' (Companion Information) tab selected. The 'Общие' (General) sub-tab is active, showing fields for 'Мнемоника' (Mnemonic) set to 'ILD', 'Тип данного' (Type of data) set to 'Кривая' (Curve), and a value of '298'. Other fields include 'Пользовательское имя' (User name) as 'ILD', 'Пользоват. единица.изм.' (User unit) as 'Ом.м', 'Идентификац. номер' (ID number) as '0', and 'Прибор' (Device) as 'NONAME'. A 'Комментарий' (Comment) field is empty. Below these are several informational fields: 'Скважина' (Well) as '1033P-XXX', 'Интервал' (Interval) as '1572-2420м', 'Шаг квантования' (Quantization step) as '20см', 'Единица измерения' (Unit of measurement) as 'ОНММ', 'Дата создания' (Creation date) as '08.02.1999', 'Размер' (Size), 'Входит в состав приборов и планшетов' (Part of instruments and sheets), 'Методика' (Methodology), 'Исходная кривая' (Original curve), 'Программа' (Program) as 'Импорт' (Import), and 'Файл' (File) as '1033P.LAS'.

Статистические данные кривой можно просмотреть на вкладке "Статистика".

The screenshot shows the same dialog box with the 'Статистика' (Statistics) tab selected. It displays statistical data for the curve: 'Минимум' (Minimum) is 2.515, 'Максимум' (Maximum) is 823.614, 'Среднее' (Average) is 161.850, and 'Дисперсия' (Variance) is 2900.101. A bar chart visualizes these values: Min (blue bar, 2.5), Max (red bar, 823.6), AV (green bar, 161.8), and Disp (magenta bar, 2900.1). The y-axis scale goes up to 2900.10. Below the chart, there are fields for 'Корреляция' (Correlation) and 'Погрешность' (Error) set to 0.00. A section titled 'Статистическая связь с исходным параметром' (Statistical relationship with the original parameter) shows 'C1: 0.000', 'C2: 0.000', and 'C3: 0.000'. At the bottom are 'OK' and 'Отмена' (Cancel) buttons.

Изменить цвета кривых, масштабы полей и т.д. можно в "параметрах визуализации" кривых. Для этого нужно правой кликнуть кнопкой мышки в поле вывода кривых и выбрать в контекстном меню пункт "параметры визуализации", или кнопкой .



В этом окне можно выбрать цвет и толщину кривых, масштаб их вывода, настройку шкалы (автоматическая или нет), отображение кривой в планшете (признак вывода), штриховку (от начала отсчета, до конца отсчета, до значения, от значения, до кривой) и задать параметры полей вывода (логарифм. или линейная шкала, сетка и т.д.).

Для удобства интерпретации группируем кривые в полях планшета следующим образом:

Кривые ГК(GR) и ПС(SP);

Кривые нейтронных методов (NLT и др);

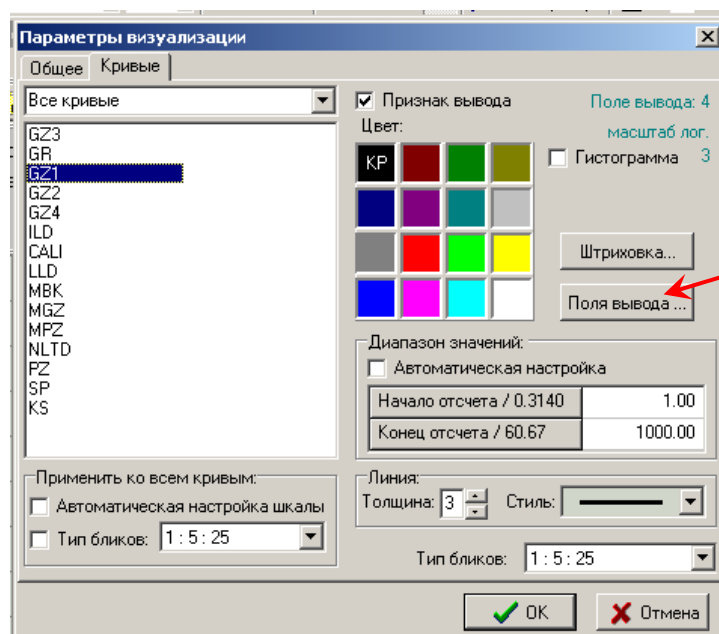
Кривые микрокаротажа MPZ и MGZ;

Кривые каротажа градиент зондов (GZ1-GZ5);

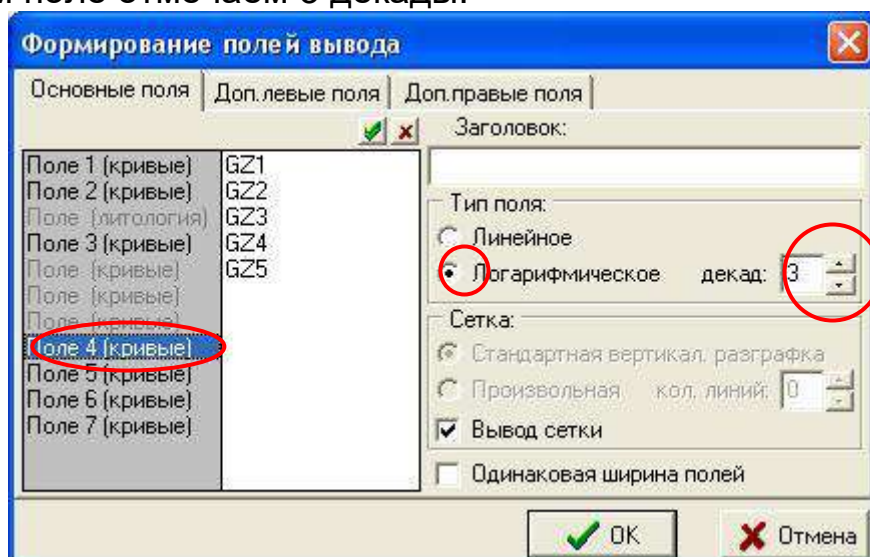
Кривые электрических методов (ILD, PZ, KS и др.).

Масштабы кривых выбираются таким образом, чтобы были явно видны изменения по скважине от максимального до минимального значения.

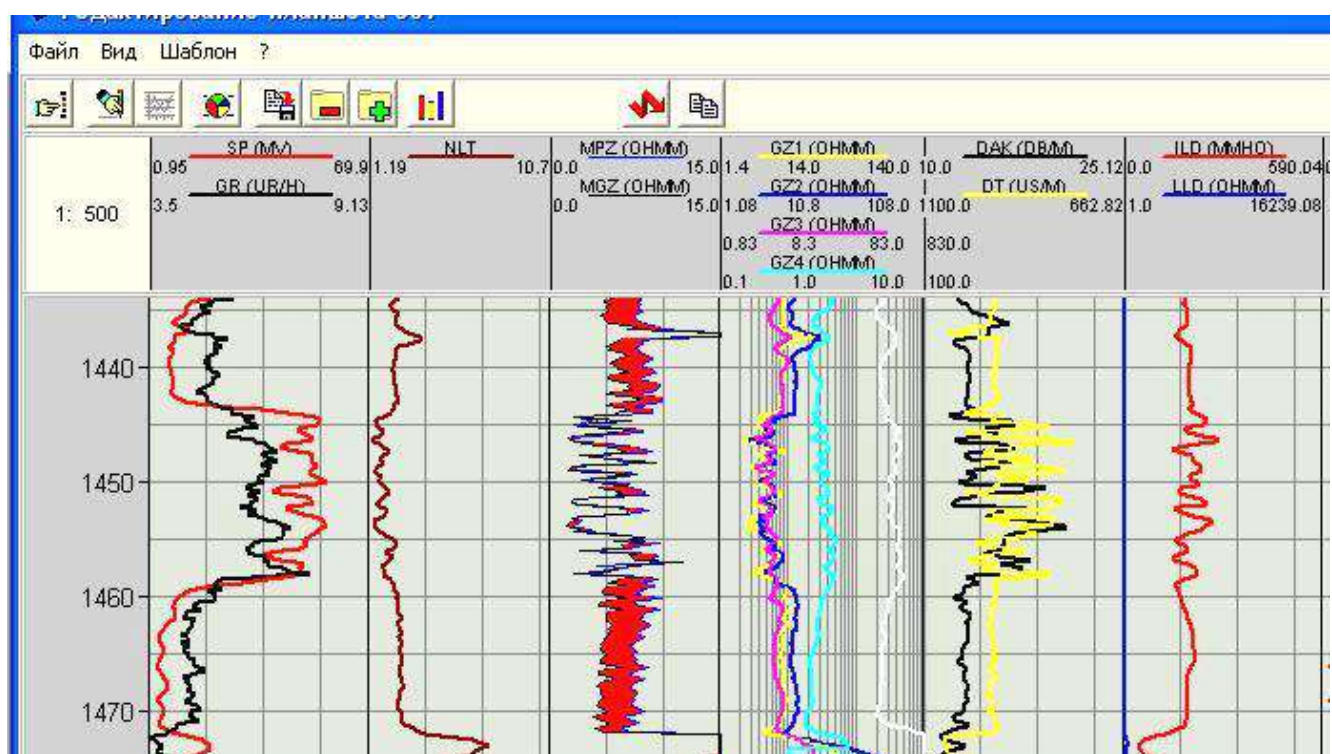
Для полей с электрическими методами необходимо задать логарифмическую шкалу в 3 декады. Для этого в параметрах визуализации выбираем поля вывода:



В нужном поле отмечаем 3 декады.



Кривые в планшете раскрашиваются разными цветами и толщиной для контрастного разделения друг от друга.



4. Предварительная интерпретация

Интерпретация и обработка скважин осуществляется в три этапа: обучение, экзамен, распознавание.

На этапе обучения необходимо определить критерии, по которым будет происходить автоматическое литологическое расчленение пород.

До начала автоматической интерпретации необходимо выделить наиболее характерные интервалы для всех типов пород, по которым будет происходить литологическое расчленение.

На этапе экзамена сравниваем результаты автоматической интерпретации и результаты предварительной ручной обработки. В случае их качественного совпадения делаем вывод о правильности автоматической интерпретации и приступаем к дальнейшей обработке скважины. В случае отрицательного результата приступаем к поиску причин ошибок.

По найденным интервалам находим все эмпирические величины, необходимые для интерпретации.

Находим интересующие нас параметры (коэфф. пористости, глинистости и тд.) и проводим автоматическое литологическое разделение.

На третьем этапе, производим интерпретацию в автоматическом режиме, сверяясь с ранее полученными результатами.

4.1. Выделение интервалов пород

Для этого по комплексу методов выделяются характерные интервалы пород, которые наиболее точно могут быть интерпретированы. Чем больше комплекс методов используемых для первичной интерпретации, тем точнее будут результаты на данном этапе и конечные результаты интерпретирования.

Литологическое расчленение можно провести по комплексу ГИС – ГК, ПС, НК, электрокаротажа и микробокового зондирования.

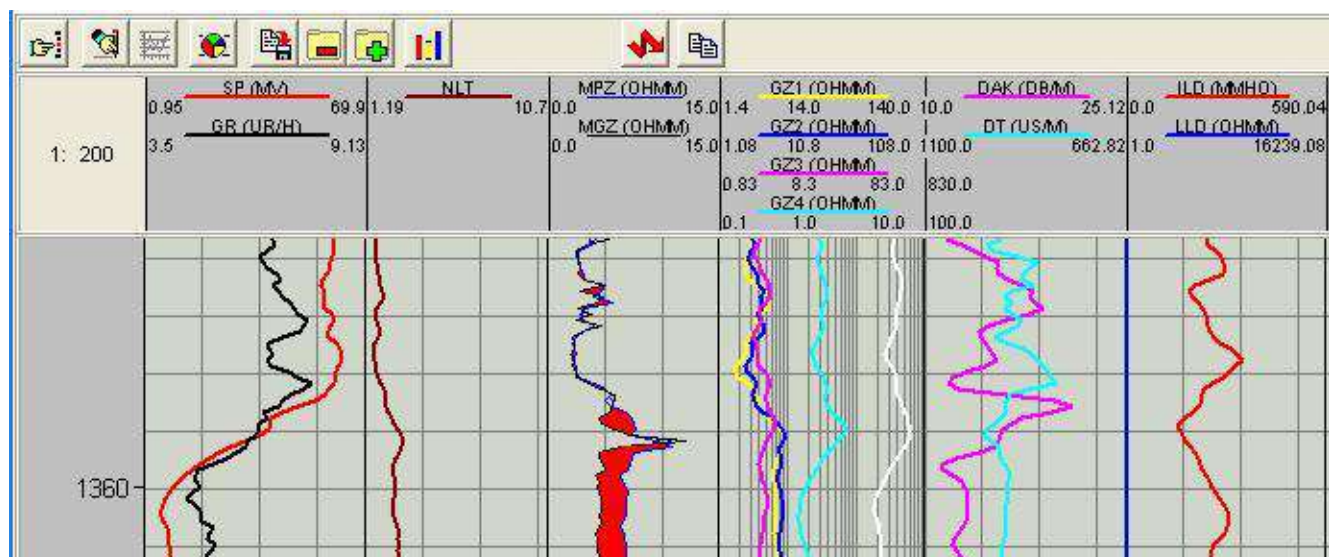
Для удобства выделения интервалов пород на планшете оставляем:

- поле с кривыми ГК(GR), ПС(SP);

- в поле нейтронных кривых оставляем только NLT;

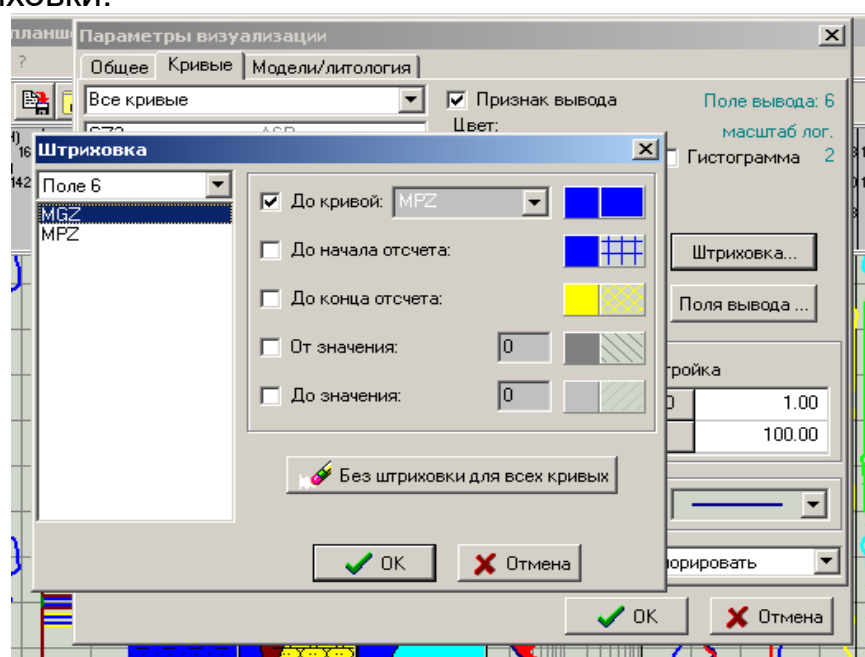
- в отдельном поле заштрихуем разницу в показаниях методов MPZ и MGZ;

- поле с результатами бокового электрического каротажа.



Для остальных кривых пока можно убрать признак вывода на экран (но не удалять).

Заштриховать превышение одной кривой над другой, можно нажав кнопку «Штриховка» в параметрах визуализации. В открывшемся окне выбираем, по какому критерию проводить штриховку, цвет и тип штриховки.



Далее по комплексу методов ГИС выделяем наиболее характерные интервалы пород.

В таблице 1 приведены критерии для литологического расчленения разреза скважины по данным комплекса методов ГИС.

Таблица 1.

Значения методов Литология	Гк, мкр/ ч	ПС, мВ	НЛТ, усл.ед.	ρ_k , Ом/м
Песчаник водоносный	min 3÷5	min 0÷30	промежуточные знач. 1,5÷2	Менее 6
Песчаник нефтеносный	min 3÷5	min 0÷30	пониженные знач. 1,5÷2	> 10
Алевролит	4÷7	30÷70	1÷2	2÷6
Глина (аргелит)	max 5÷1 2	> 70	1÷1,5 (иногда 2)	< 6
Плотная порода (известняк, доломит)	3÷5	произ- вольн ая	>3	>10 (10-20 и более)

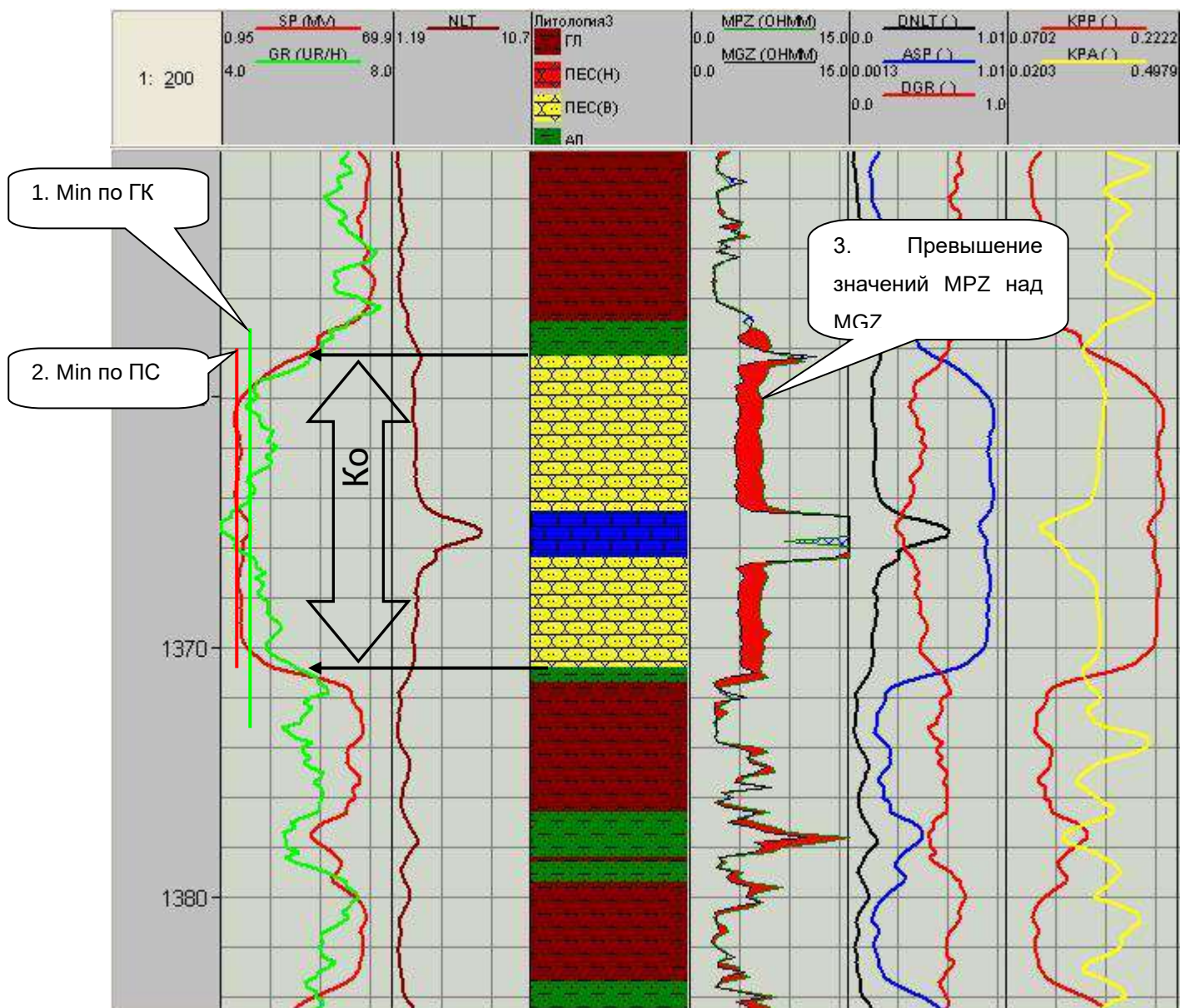
Коллектора (песчаники)

Коллектора (песчаники) выделяются:

по минимальным значениям данных ГК

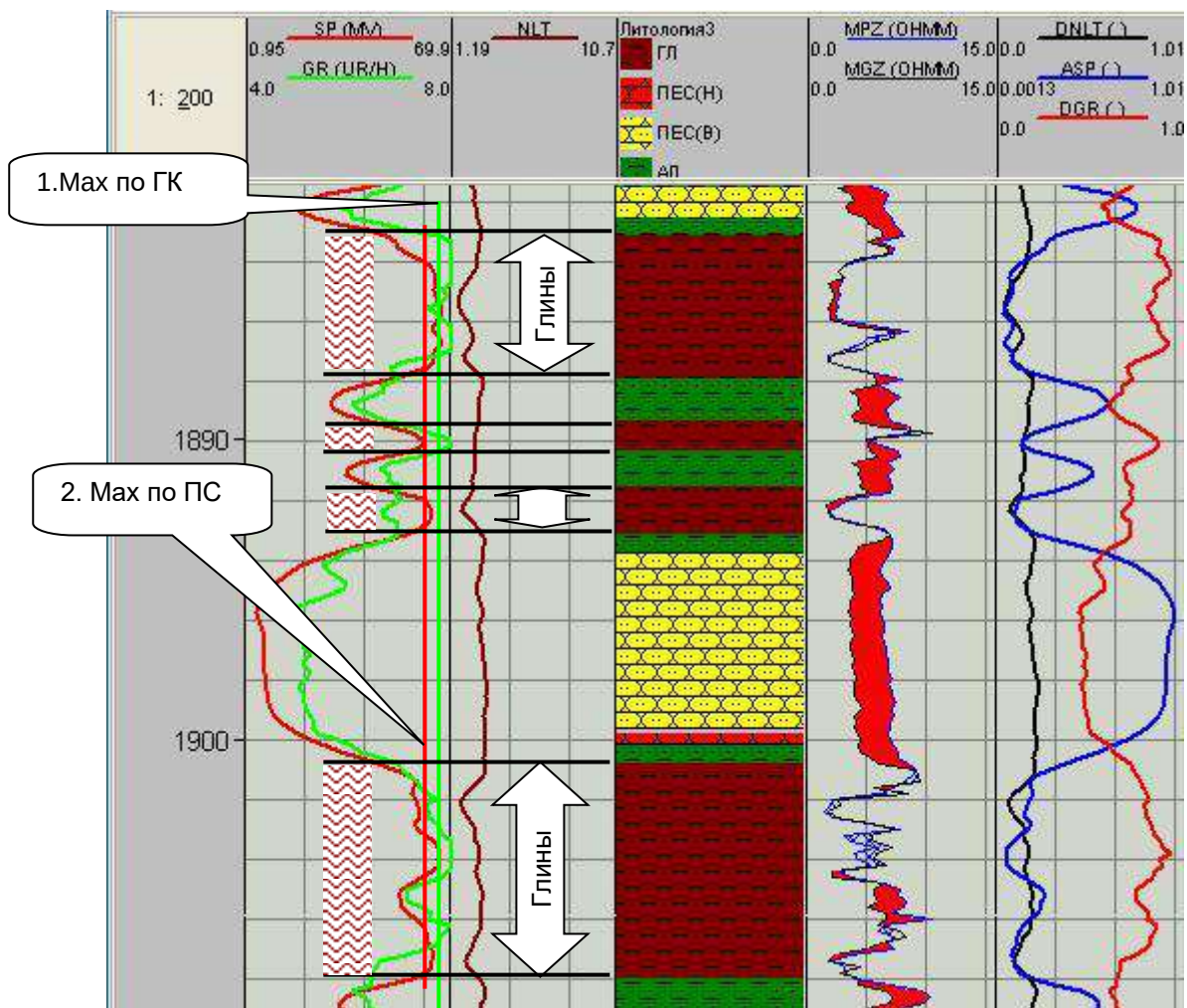
по минимальным значениям данных ПС. Границы пласта выделяются по правилу полумаксима.

о наличие коллектора говорит разница в показаниях микробокового каротажа – превышение данных микропотенциал зонда (MPZ) над данными микроградиент зонда (MPZ).



Глины

Глины выделяются по:
 максимальным значениям ГК(GR);
 максимальным значениям ПС(SP).



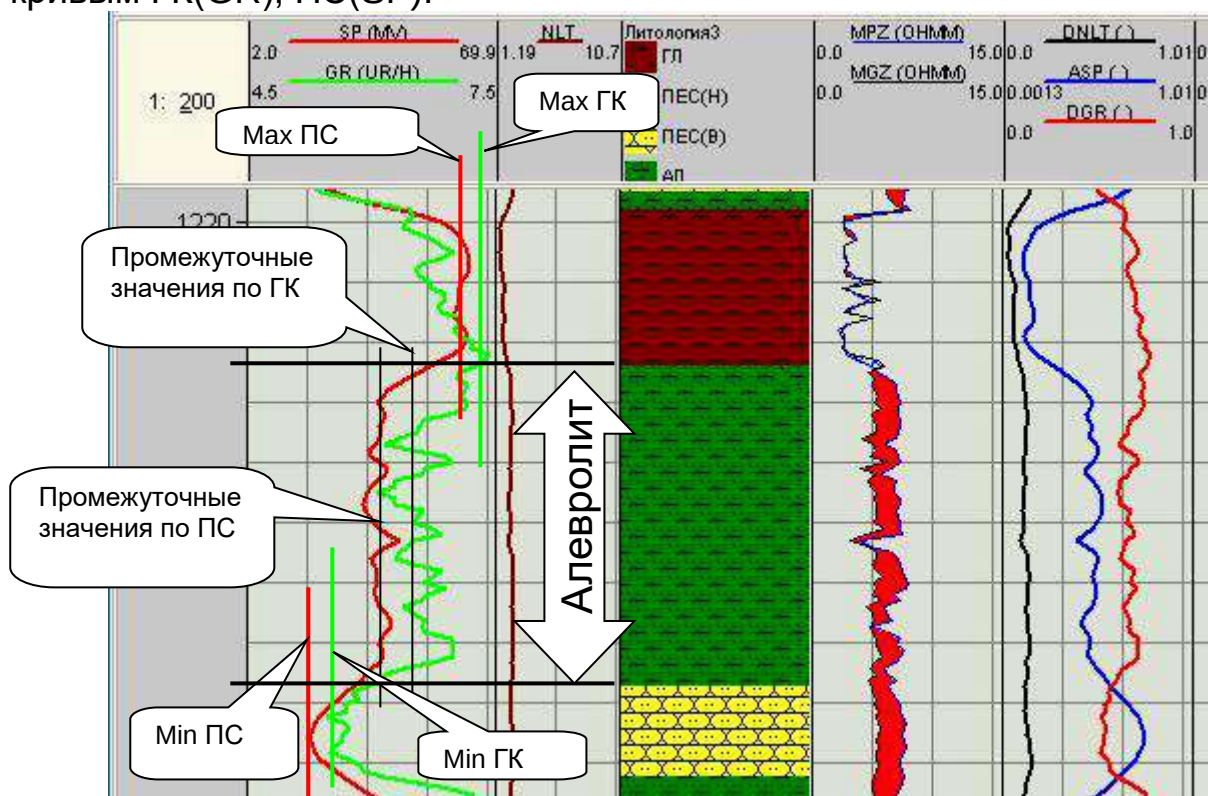
Алевролиты

Алевролиты выделяются:

по промежуточным, между максимальным и минимальным, значениям ГК(GR),

по промежуточным, между максимальным и минимальным, значениям ПС(SP).

Для интервалов алевролитов характерны пилообразные изломы по кривым ГК(GR), ПС(SP).



Плотные породы

Плотные породы (известняки, доломиты) выделяются:

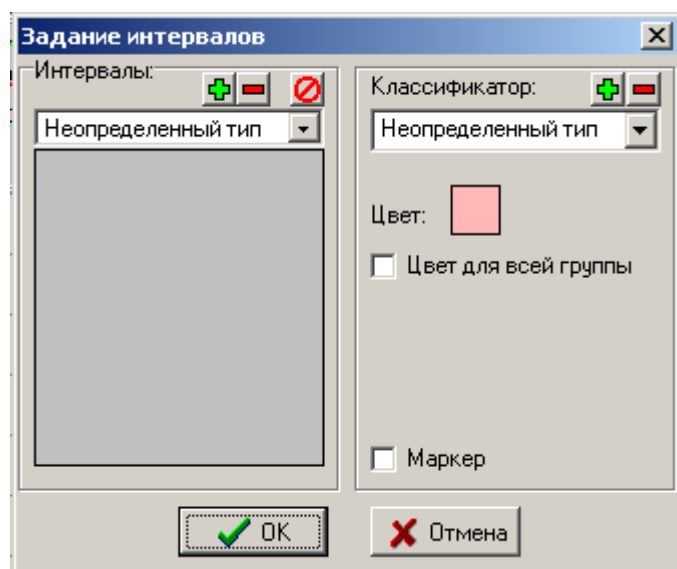
по повышенным значениям NLT

по пониженным значениям ГК(GR).



Порядок выделения интервалов пород

Нажимаем кнопку задания интервалов . Открывается окно:



Выбираем неопределенный тип, нажав кнопку в левой панели окна задания интервалов. Нажимаем кнопку ОК.

Двойным щелчком отмечаем кровлю и подошву пласта выделяемого типа породы по скважине.

Открываем окно "Задания интервалов" нажав кнопку или щелкнув правой кнопкой мыши по выделенному интервалу. В классификаторе (выпадающий список справа) выделяем нужный нам тип пород (если отсутствует – заводим), выбираем цвет для данной группы пород и устанавливаем галочку - цвет для всей группы.

Аналогично выделяем другие группы пород.

Одновременно можно просмотреть интервалы только одной породы. Интервалы разных пород одновременно просмотреть нельзя.

Рекомендуемые цвета для выделения интервалов пород:
песчаники – желтый;
глины – коричневый;
известняки – синий;
алевролиты – зеленый.

4.2. Контроль правильности выделения интервалов

4.3. Оценка статистических свойств

Оценить правильность выделения интервалов можно на основании статистических зависимостей кривых разных методов. При статистической зависимости различают корреляцию, когда устанавливают существование взаимосвязей между двумя (или более) случайными величинами и оценивают тесноту этой связи и регрессию, когда выясняют характер (форму) зависимости между этими величинами и возможность оценки одной величины по другой.

Оценка тесноты связи производится путем расчета коэффициента корреляции, определяющего и степень зависимости между случайными величинами.

При отсутствии связи коэффициент корреляции равен нулю. При коэффициенте корреляции $0,7 < |r_{xy}| < 1$ связи между разными физическими полями устойчивы и обусловлены одним и тем же источником, т.е. аномалии вызваны одним и тем же объектом. При $|r_{xy}| < 0,5$ можно говорить о слабых связях или об их отсутствии, что свидетельствует, например, о различной природе аномалий

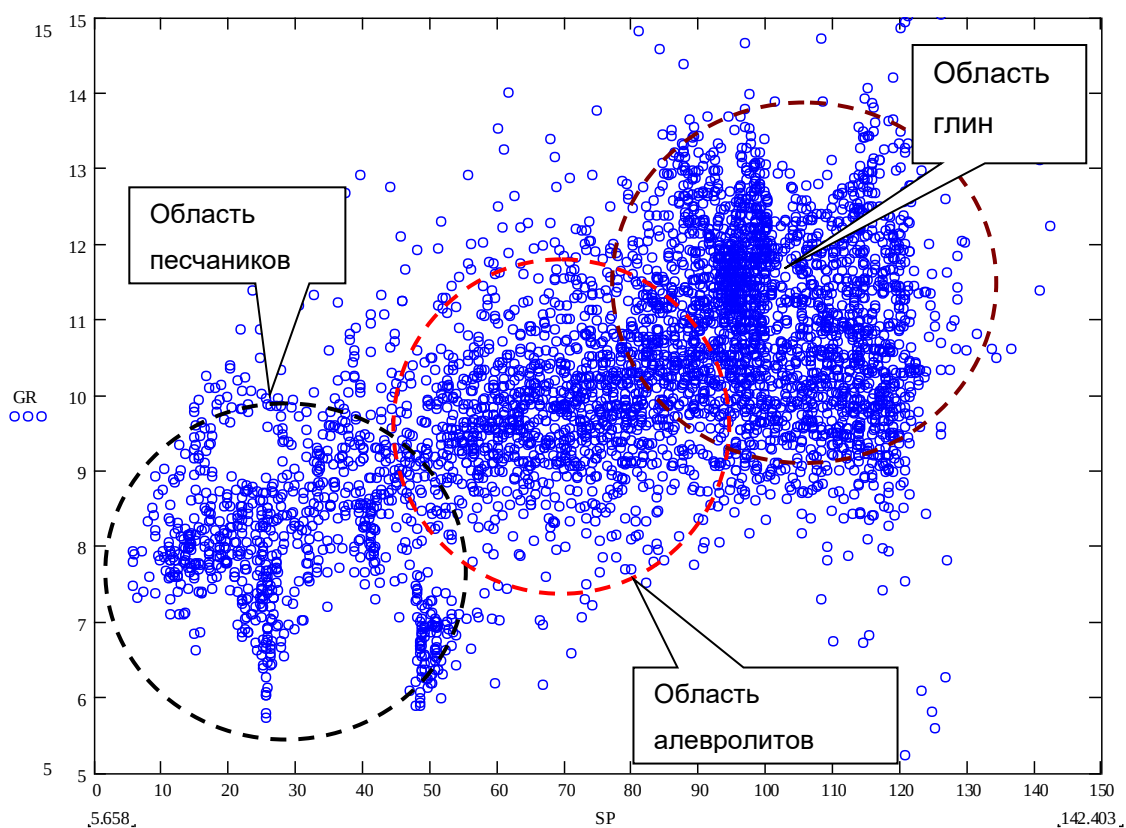
В системе LogTools корреляционные зависимости можно оценить с



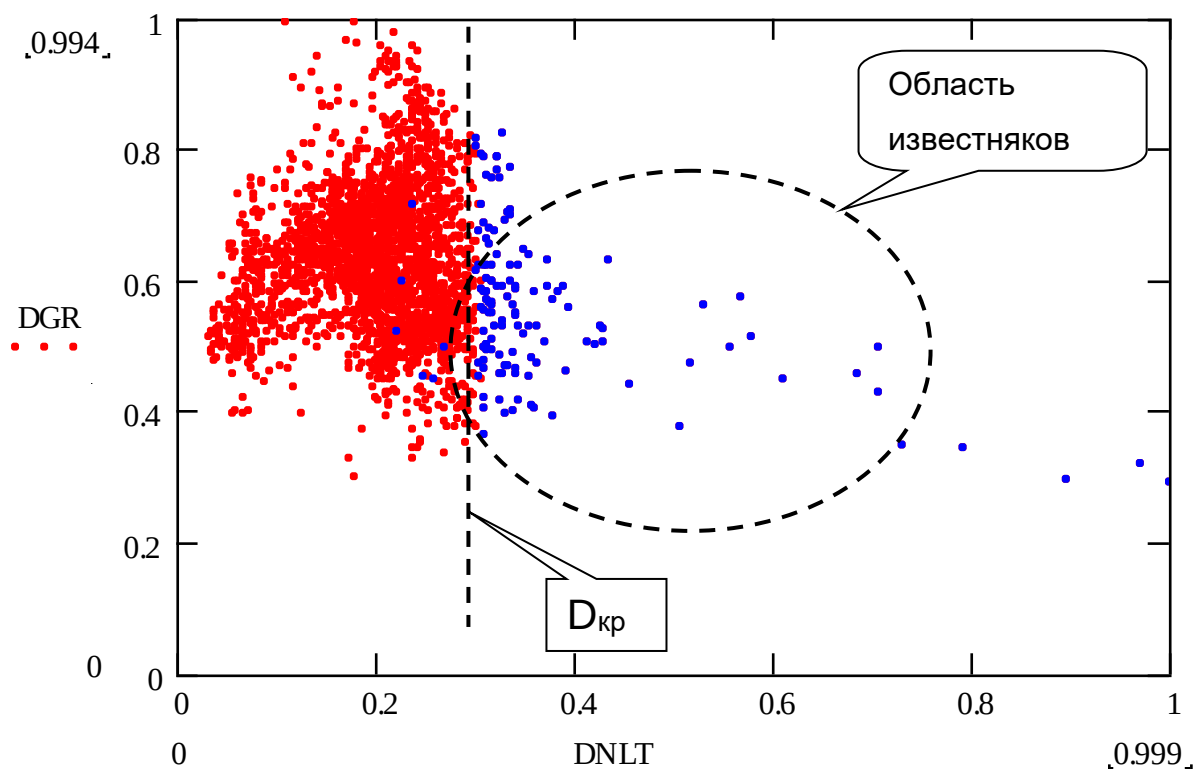
помощью кроссплотов – кнопка

В меню вид выбираем "кроссплот XY + планшет". В выпадающих списках выбираем кривые, отображаемые по оси X и Y. Для отображения на кроссплоте интервалов пород (выделенных ранее) нужно отметить галочку «интервалы» и в окне задания интервалов (кнопка ) выбрать интересующую породу.

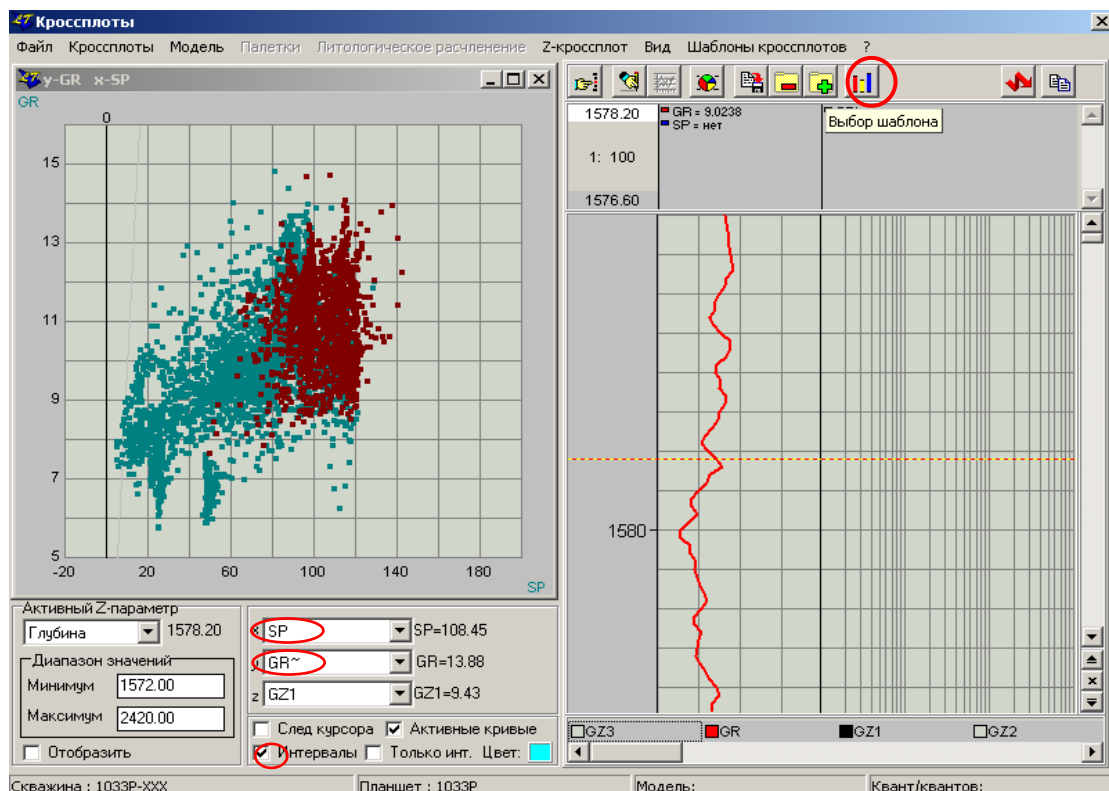
Оценить правильность выбора интервалов песчаников, алевролитов и глин можно по кривым SP(X) и GR(Y).



Плотные породы характеризуются пониженными значениями по DGR и повышенными значениями по DNLT, поэтому проверить их положение можно по кроссплоту GR – DNLT.



По этому же кроссплоту выбирают значение $D_{кр}$ – это уровень ниже которого облако точек значений DNLT у известняков переходит в единичные точки.



Правильность выбора интервалов известняка можно по кроссплоту кривых DNLT(нейтронный каротаж) и GR.

Интервалы можно просмотреть только поочередно, одновременно просмотреть интервалы нескольких пород нельзя.

Чтобы вернуться в окно редактирования планшета, выходим из

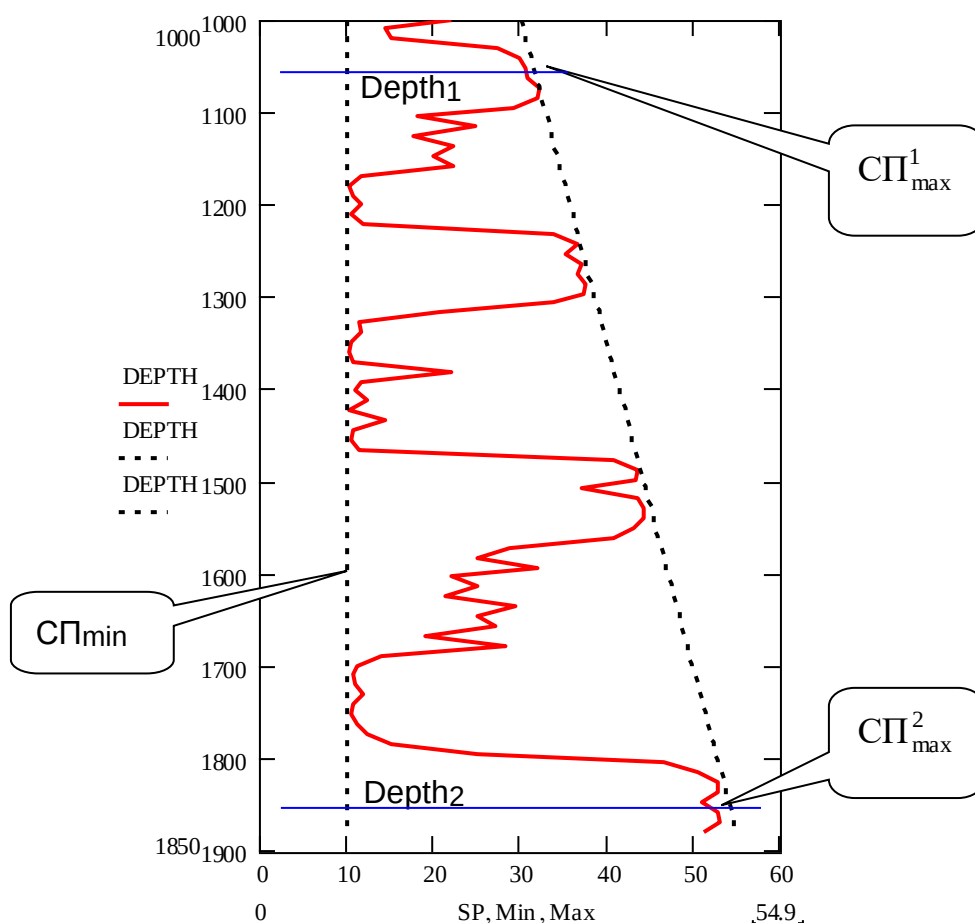
кроссплота с сохранением изменений и нажимаем кнопку .

5 Расчет коллекторных свойств

5.1. Расчет относительных амплитуд (разностных параметров $ASP(\alpha_{SP})$, $DGR(\Delta_{GR})$, $DNLT(\Delta_{NLT})$)

Первым этапом интерпретации является определение линии песчаников по СП и ГК (минимальные значения) и определения линии глин по ПС и ГК (максимальные значения).

Если минимальные значения (линия песчаников) по ПС практически не меняется с глубиной, то максимальное значение (линия глин) может значительно увеличиваться.



В простейшем случае это линейная зависимость, в более сложных - квадратичной

Кроме того, величина аномалий зависит от геологических условий и меняется от скважины к скважине.

Поэтому значение ПС на линии глин можно задавать как функцию от глубины. В простейшем виде это линейная функция вида:

$$СП_{\max} = A \cdot DEPTH + B;$$

где А и В – эмпирические коэффициенты, DEPTH – метки глубины.

Коэффициенты А и В можно найти по формулам:

$$A = \frac{СП_{\max}^1 - СП_{\max}^2}{Depth_1 - Depth_2},$$

$$B = СП_{\max}^1 - A \cdot СП_{\max}^2$$

Двойные разностные параметры находятся по формулам:

$$\alpha_{PS} = \frac{U_{SP\max} - U_{SP\text{текущее}}}{U_{SP\max} - U_{SP\min}};$$

$$\Delta I_{\gamma}^{FK} = \frac{I_{\gamma}^{FK} - I_{\gamma\min}^{FK}}{I_{\gamma\max}^{FK} - I_{\gamma\min}^{FK}};$$

$$\Delta I_{\gamma}^{HK} = \frac{I_{\gamma}^{HK} - I_{\gamma \min}^{HK}}{I_{\gamma \max}^{HK} - I_{\gamma \min}^{HK}}.$$



Расчеты выполняются во встроенном калькуляторе – кнопка . Программы расчета пишутся на встроенном языке программирования, аналогичном языку программирования в среде "MatCad".

Например, для расчета α_{SP} параметра необходимо записать выражение:

$$ASP := (145 - SP) / (145 - 15),$$

где 145 и 15 – максимальное и минимальное значение кривой SP.

Минимальные и максимальные значения кривых можно просмотреть на вкладке "Статистика" окна свойств кривой (щелкнуть на самой кривой или её названии правой клавишей мышки, выбрать пункт свойства кривой).

Расчет осуществляется после нажатия пункта в меню - "счет". Если в формуле нет ошибок, то на планшете отобразится новая кривая.

Для того чтобы счет проходил по всей скважине необходимо сначала задать неопределенный интервал в окне задания интервалов -



Сохранение формулы осуществляется пунктом меню "Запись формулы", открытие формулу пунктом "Ввод формулы".

Рассчитаем следующие коэффициенты:

ASP (α_{SP})

$$\alpha_{PS} = \frac{U_{SP \max} - U_{SP \text{ текущее}}}{U_{SP \max} - U_{SP \min}};$$

DGR(Δ_{GR})

$$\Delta I_{\gamma}^{IK} = \frac{I_{\gamma}^{IK} - I_{\gamma \min}^{IK}}{I_{\gamma \max}^{IK} - I_{\gamma \min}^{IK}};$$

DNLT(Δ_{NLT})

$$\Delta I_{\gamma}^{HK} = \frac{I_{\gamma}^{HK} - I_{\gamma \min}^{HK}}{I_{\gamma \max}^{HK} - I_{\gamma \min}^{HK}}$$

Для того чтобы исключить не корректные значения в результатах расчета (менее 0 или более 1), вставляем в формулу условие:

if(ASP>1) then

ASP:=1

endif

if(ASP<0) then

ASP:=0

Пример программы расчета разностных параметров.

```

ASP:=(SPmax – SP)/(SPmax – SPmin)
if(ASP>1) then
ASP:=1
endif
if(ASP<0) then
ASP:=0
endif
DGR:=(GR - GRmin)/(GRmax – GRmin)
if(DGR>1) then
DGR:=1
endif
if(DGR<0) then
DGR:=0
endif
DNLT:=(NLT - NLTmin)/(NLTmax – NLTmin)
if(DNLT>1) then
DNLT:=1
endif
if(DNLT<0) then
DNLT:=0
endif

```

После счета формул должно появиться 3 новых кривых – ASP, DGR, DNLT.

Сохраняем формулу в файл (название выбирается произвольно).

5.2. Расчет коллекторских свойств

1. Оценка коэффициента глинистости:

Коэффициент глинистости можно оценить по данным методов ПС и ГК.

Основой оценки коэффициента глинистости $C_{г\text{л}}$ по естественному гамма-излучению является использование эмпирической связи между $C_{г\text{л}}$ и двойным разностным параметром $\Delta J_{\gamma} (\Delta_{GR})$: $C_{г\text{л}} = C_{г\text{л} \text{ о}} \Delta J_{\gamma}^b$, где $C_{г\text{л} \text{ о}}$ - глинистость опорного пласта глин (обычно $C_{г\text{л} \text{ о}} = 0,8 \div 0,9$); b - коэффициент, характеризующий нелинейность связи ($b = 0,6 \div 1$).

Для $b = 0,8$ формула будет иметь вид:

$$K_{г\text{л}}^{ГК} = 0,9 \cdot DGR^{0,8}.$$

По данным методов потенциалов собственной поляризации $C_{г\text{л}} = 1 - \alpha_{пс}^{0,38}$.

$$K_{г\text{л}}^{ПС} = 1 - ASP^{0,38}$$

KGP - $K_{ГЛ}^{ПС}$ коэффициент глинистости по ПС, KGG - $K_{ГЛ}^{ГК}$ коэффициент глинистости по ГК.

$$KGP:=1-ASP^{0.38}$$
$$KGG:=0.9*DGR^{0.8}$$

2. Оценка коэффициент пористости:

Коэффициент пористости можно оценить по данным методов ПС, НК и акустического каротажа.

KPP ($K_{П}^{ПС}$ коэффициент пористости по ПС) и KPN ($K_{П}^{НК}$ коэффициент пористости по нейтронному каротажу).

$$KPP:=0.08+0.15*ASP$$

$$KPN:=0.19-0.05*\ln(0.99*DNLT+0.01)+(0.00042*DEPT-1.1)*KGP$$

Формулу сохраняем.

После счета формулы на рабочем планшете появятся кривые коэффициентов. Кривые коэффициентов пористости и коэффициентов глинистости переносим в разные поля. Масштаб вывода поля KPP, KPN - 0÷0.3, поля KGP, KGG - 0÷1.

6. Построение Литологической колонки

6.1. Расчет литологической колонки

Для автоматической интерпретации используются те же критерии, что и при ручном литологическом расчленение разреза.

Используя кривые двойных разностных параметров - $\alpha_{сп}$, $\Delta I_{ГК}$, $\Delta I_{НКТ}$, можно выделить границы пластов.

Коллектора выделяются пониженными значениями по методам ГК и ПС. Следовательно, напротив пластов коллекторов значения $\alpha_{сп}$, $\Delta I_{ГК}$ будут находиться в пределах 0 – 0,3.

Характер флюида определяем по сопротивлению.

Для расчета литологической колонки в калькуляторе открываем новую формулу и заводим программу:

```
;ЛИТОЛОГИЯ
;ГЛИНА
if(ASP<0.3 AND ASP=0.3 AND DNLT<0.3) then
  ГЛ:=1
  ПЕС(Н):=0
  ПЕС(В):=0
  АЛ:=0
```


ИЗВ:=0

endif

;Песчаник(нефтеносный)

if(ASP>0.6 AND ASP=0.6 AND DNLT<0.3 AND GZ3>8) then

ГЛ:=0

ПЕС(Н):=1

ПЕС(В):=0

АЛ:=0

ИЗВ:=0

endif

;Песчаник(водоносный)

if(ASP>0.6 AND ASP=0.6 AND DNLT<0.3 AND GZ3<8) then

ГЛ:=0

ПЕС(Н):=0

ПЕС(В):=1

АЛ:=0

ИЗВ:=0

endif

;Алевролит

if(ASP>0.3 AND ASP<0.6 AND DNLT<0.3) then

ГЛ:=0

ПЕС(Н):=0

ПЕС(В):=0

АЛ:=1

ИЗВ:=0

endif

;Ивестняк

if(DNLT>0.3) then

ГЛ:=0

ПЕС(Н):=0

ПЕС(В):=0

АЛ:=0

ИЗВ:=1

endif

В рабочей планшете добавятся 5 кривых ГЛ, ПЕС(Н), ПЕС(В), АЛ, ИЗВ.

Приносим кривые в новое поле и в параметрах визуализации раскрашиваем следующим образом:

песчаники нефтеносные – красным;

песчаники водоносные – желтым;

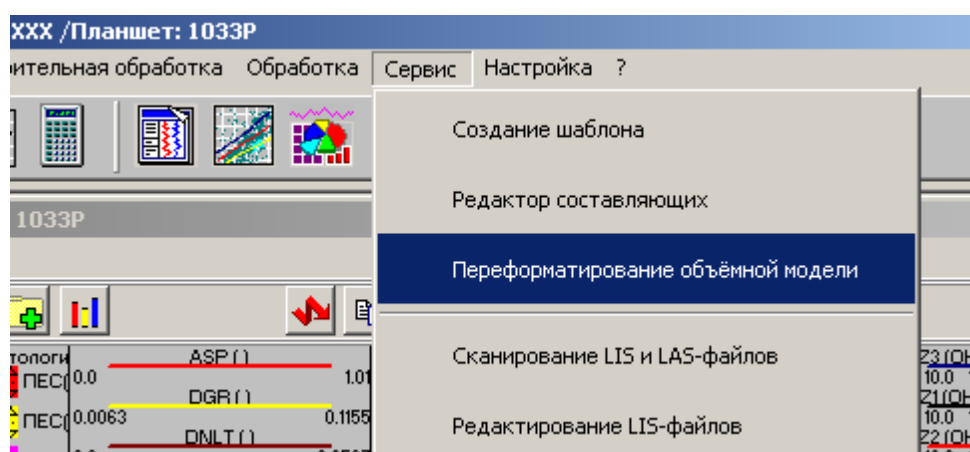
алевролиты – зеленым;

глины – коричневым;

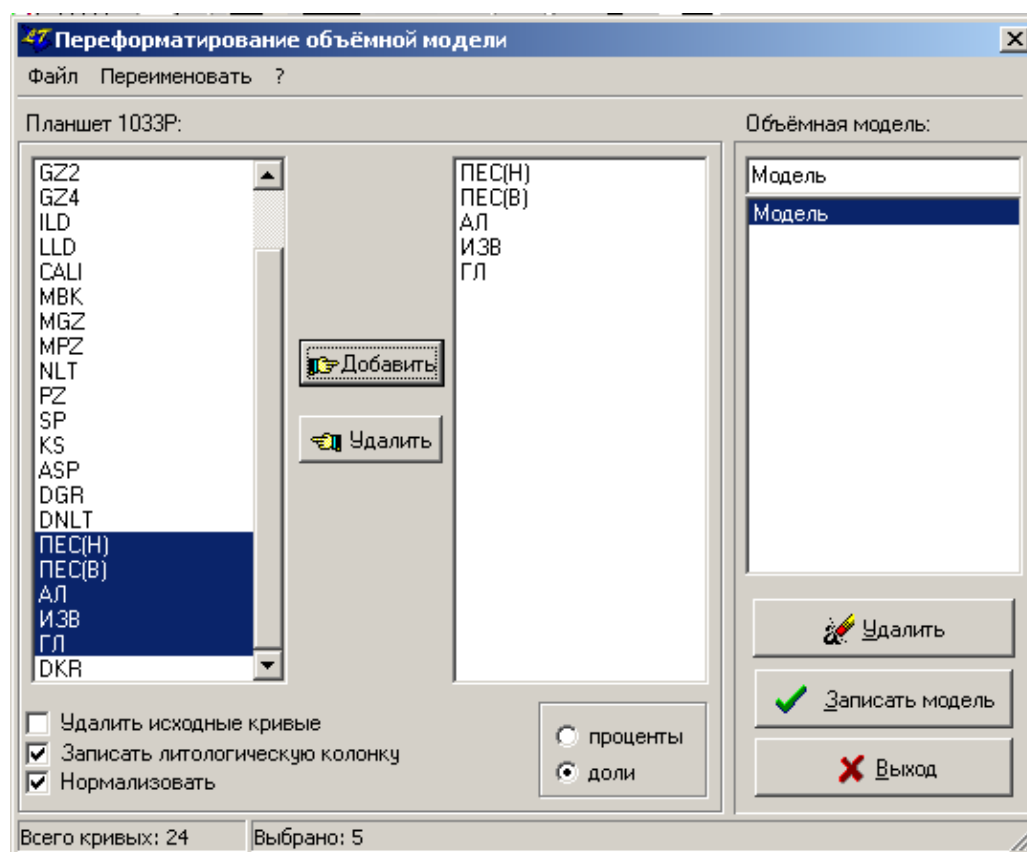
известняки – синим.

6.2. Построение литологической колонки

После расчета литологии можно приступать к построению литологической колонки. В меню сервис выбираем пункт "Переформатирование объемной модели".

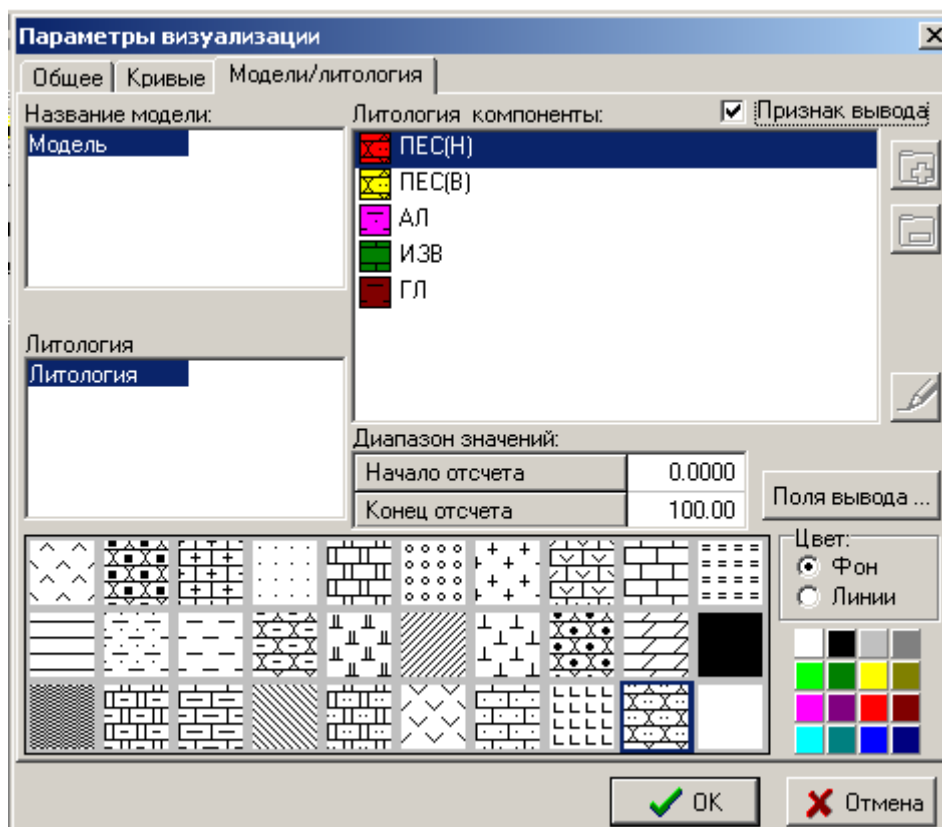


Открывается окно "Переформатирование объемной модели". Выбираем засчитанные по программе "литология" кривые (ГЛ, ПЕС(Н), ПЕС(В), АЛ, ИЗВ) и нажимаем кнопку – "Добавить". Отмечаем галочками поля "Записать литологическую колонку" и "Нормализовать". Отмечаем формат вывода – "Доли". Задаем название модели – Литология. После этого нажимаем кнопку – "Записать модель".



Закрываем окно и переходим в окно редактирования рабочего планшета.

В параметрах визуализации кривых рабочего планшета появляется новая вкладка



Отмечаем галочку - "Признак вывода" для модели и для литологии.

Для литологии выбираем рисунок и цвет для пород разреза (см. рисунок).

Закрываем окно. На рабочем планшете появится 2 новых поля: литология и модель. Поле "модель" удаляем, щелкнув по нему правой кнопкой мышки выбрав пункт – "Удалить объект". Поле "Литология" переносим к полю с кривыми ГЛ, ПЕС(Н), ПЕС(В), АЛ, ИЗВ и настраиваем его ширину.

7. Построение объемной модели

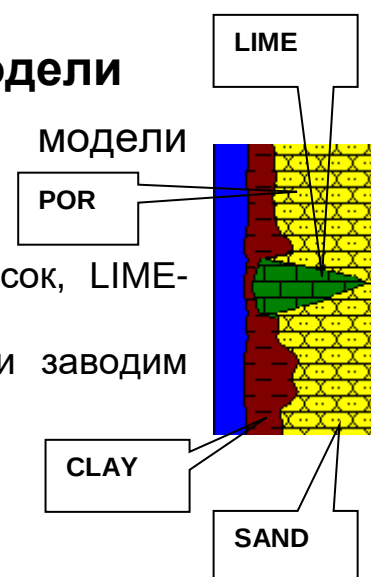
Для построения объемной модели рассчитываем баланс:

$$POR + CLAY + SAND + LIME = 1$$

где POR-пористость, CLAY-глина, SAND - песок, LIME-известняк.

В калькуляторе открываем новую формулу и заводим программу:

```
;Пористость (POR)
if(DNLT>DKR) then
  POR:=KPN
else
  POR:=(KPN+KPP)/2
```



endif

;Глина (CLAY)

if(DNLT<DKR) then

CLAY:=KGP*(1-POR)

else

CLAY:=KGG*(1-POR)

endif

;Известняк (LIME)

if(DNLT<DKR) then

LIME:=0

else

LIME:=((DNLT-DKR)/(1-DKR))*(1-POR)*(1-CLAY)

endif

;Песок (SAND)

SAND:=1-POR-CLAY-LIME

if(SAND<0) then

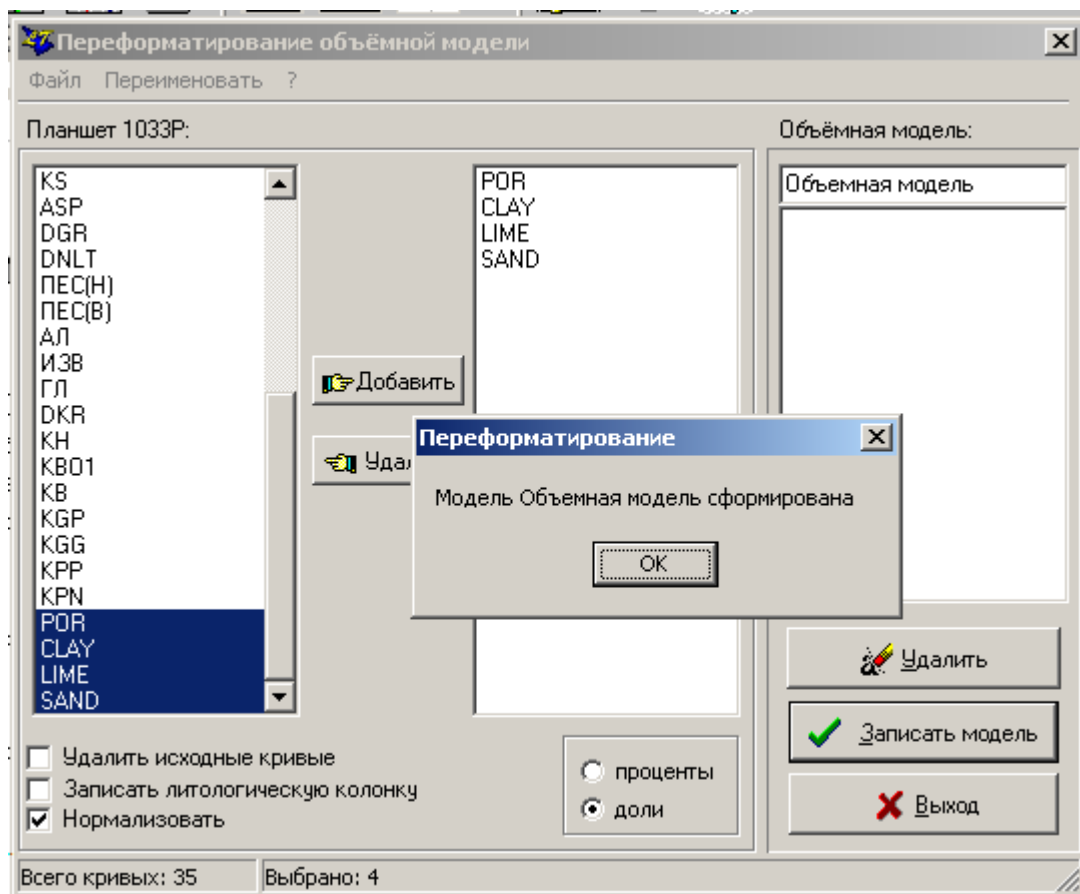
SAND:=0

Endif

Полученные, после расчета программы кривые переносим в новое поле, настраиваем цвета и масштаб вывода.

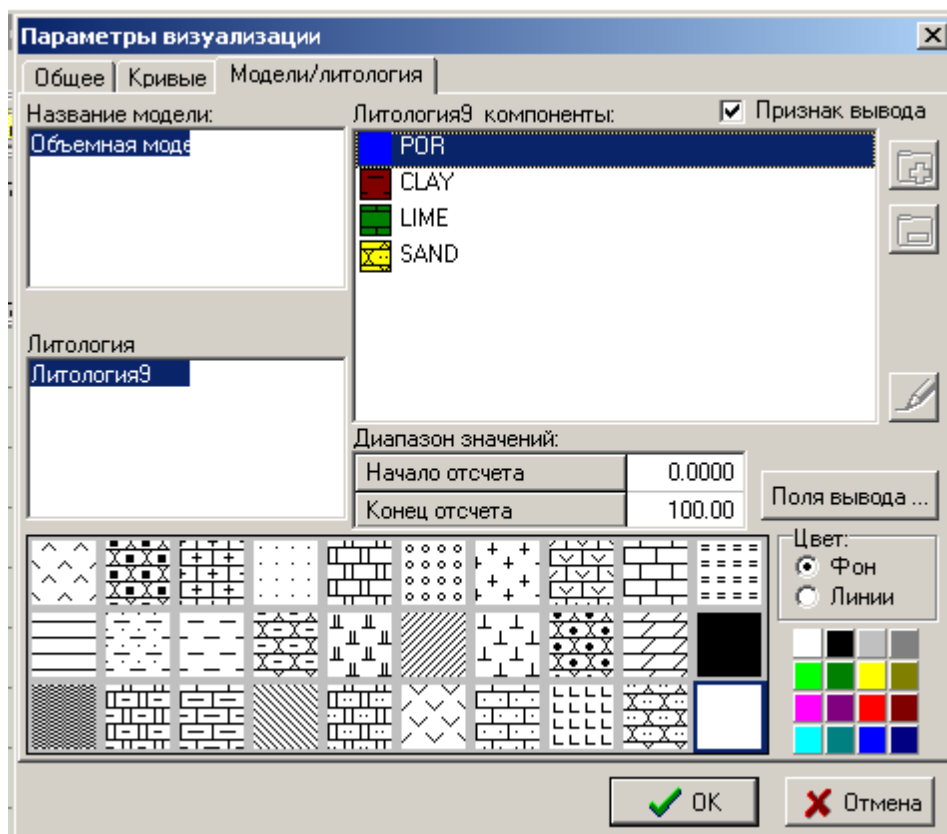
Приступаем к построению объемной модели. В меню сервис выбираем пункт "Переформатирование объемной модели".

Открывается окно "Переформатирование объемной модели". Выбираем засчитанные по программе "Объемная модель" кривые (POR, CLAY, SAND, LIME) и нажимаем кнопку – "Добавить". Отмечаем галочкой поле "Нормализовать". Отмечаем формат вывода – "Доли". Задаем название модели (объемная модель) и нажимаем кнопку – "Записать модель".



Закрываем окно и переходим в окно редактирования рабочего планшета.

Во вкладке "модели/литология" параметров отмечаем галочку - "Признак вывода" для модели.



Выбираем цвет и штриховку для модели.

Закрываем окно. На рабочем планшете появится поле - объемная модель.

Настраиваем ширину полей и параметры визуализации кривых.

8. Построение флюидной модели

Для построения флюидной модели составляем баланс:

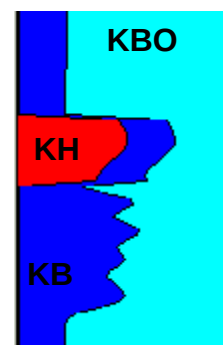
$$K_H + K_B + K_{BO} = 1;$$

где K_H – коэффициент нефтенасыщенности;

K_B – коэффициент водонасыщенности;

K_{BO} – коэффициент остаточной водонасыщенности.

В калькуляторе открываем новую формулу и заводим программу:



;ФЛЮИДНАЯ МОДЕЛЬ

DKR:=0.3

;KN

if(ASP>0.6 AND DNLT<DKR AND GZ3>8) then

KN:=0.156*lg(GZ3/2.3)+0.048

Else

KN:=0

Endif

;KBO

KBO1:=1-2*ASP+1.27*ASP^2

KBO2:=10^(-0.64*lg(GZ3/2.3))

;KB

KB:=1-KN-KBO1

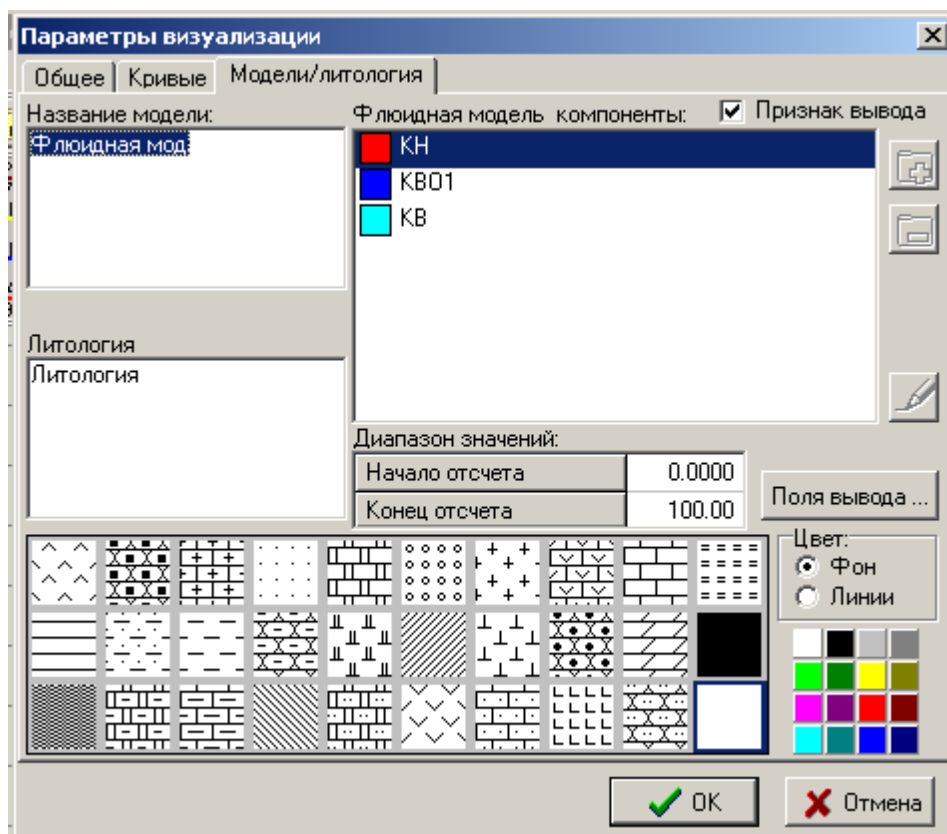
Полученные, после расчета программы кривые переносим в новое поле, настраиваем цвета и масштаб вывода.

Приступаем к построению флюидной модели. В меню сервис выбираем пункт "Переформатирование объемной модели".

Открывается окно "Переформатирование объемной модели". Выбираем засчитанные по программе "Флюидная модель" кривые (KN, KBO1, KBO2, KB) и нажимаем кнопку – "Добавить". Отмечаем галочкой поле "Нормализовать". Отмечаем формат вывода – "Доли". Задаем название модели (флюидная модель) и нажимаем кнопку – "Записать модель".

Закрываем окно и переходим в окно редактирования рабочего планшета.

Во вкладке "модели/литология" параметров отмечаем галочку - "Признак вывода" для модели.



Для флюидной модели выбираем цвет и убираем штриховку.

Закрываем окно. На рабочем планшете появится 2 новых поля: литология и флюидная модель. Новое поле литология удаляем. Настраиваем ширину полей и параметры визуализации кривых.

9. Оформление результатов работы

Отчет по работе приводятся в виде таблицы

Вначале отчета приводится краткое описание геологического строения местности, в районе исследуемой скважины.

Результаты интерпретации геофизических данных по скважине заносятся в таблицу:

Результаты оперативной интерпретации данных ГИС на месторождении

п/п	Z кровли	Z подошвы	H, м мощность	пс	п	пс		н	Характер насыщения

В таблицу вносятся выделенные пласты коллекторов, мощностью более 2 метров.

Графа "характер насыщения" – характеризует насыщение коллектора: вода, вода + нефть.

IL	MSIM	Induction Well Logging	индукционный
каротаж			
LLD	OMM	Lateral Well Logging	боковой каротаж
SP	MV	Spontaneous Potential	метод спонтанной
поляризации			
KS	OMM	Potential zonde	потенциал зонд
KS1-4	OMM	Gradient zonde	градиент зонд
OKS	OMM	Gradient zoned	обращенный градиент зонд
GR	MR/H	Gamma Ray	гамма каротаж
NKT	UE	Neutron Well Logging	нейтронный каротаж
ILD	.Ohmm	Induction log Deep zoned	кажущееся удельное
сопротивление		по индукционному зонду	
ILR	Ohmm	Induction log Reactive zoned	
NTL	r.u	Neutron log by heat neutron (NTL)	
NGL	r.u	Neutron gamma log	
CALI	m	Borehole size	Диаметр скважины
Logging		зондирование, каротаж	

Содержание

2. Цели и задачи лабораторной работы.....	2
5. Предварительная обработка.....	3
Функциональные клавиши	4
Визуализация данных	5
Просмотр кривых на экране.....	5
Вспомогательный трек	5
Изменение вертикального масштаба	6
Изменение горизонтального масштаба кривых	6
Изменение толщины кривых	6
Изменение цвета кривых	6
Изменение имен кривых	7
Перемещение кривых	7
Установка границ	7
Выделение интервалов.....	7
Коррекция кривых.....	8
Видимость кривых	8
Выбор кривых	8
Центрирование кривых	9
Увязка кривых.....	9
Сшивка кривых	9
Удаление кривых.....	10
Удаление фрагмента	10
Просмотр значений кривых	11
Инвертирование кривых	11
Реверсирование кривых	11
Логарифмирование кривых	11
Потенцирование кривых.....	12
Нормирование кривых	12
Примечание: Если нужно нормировать кривую по модулю отличному от 1, то нужно использовать функцию Нормированная кривая в диалоге Преобразования кривых.	12
Кривая средних значений.....	13
Дублирование кривых.....	13
Копирование фрагмента кривой	13
Вставка фрагмента кривой.....	13

Удаление выбросов	14
Устранение разрывов	14
Закраска областей кривых	14
Калькулятор данных	15
Преобразования кривых	16
Точечная кривая.....	19
Статистика кривых	20
Расчет уравнения регрессии.....	20
Редактирование данных	21
Заголовок файла	21
Единицы измерения кривых	21
Карта данных.....	22
Кросс - графика	22
Редактирование файлов	22
Ввод и редактирование палеток	23
Алгебраический калькулятор	24
6. . Импорт Las файлов.....	24
7. 3. Подготовка рабочего Планшета.....	31
8. 4. Предварительная интерпретация.....	36
4.1. Выделение интервалов пород	36
Коллектора (песчаники)	38
Глины.....	39
Алевролиты.....	41
Плотные породы.....	41
4.2. Контроль правильности выделения интервалов.....	44
4.3. Оценка статистических свойств	44
9. 5 Расчет коллекторных свойств	46
5.1. Расчет относительных амплитуд (разностных параметров $ASP(\alpha_{SP})$, $DGR(\Delta_{GR})$, $DNLT(\Delta_{NLT})$)	46
5.2. Расчет коллекторских свойств	49
10. 6. Построение Литологической колонки	50
6.1. Расчет литологической колонки.....	50
6.2. Построение литологической колонки	52
11. 7. Построение объемной модели	54
12. 8. Построение флюидной модели.....	58
13. 9. Оформление результатов работы	59
Содержание	61

Учебное издание

Земцов Н.С., Бельшев Ю.В., Болотнова Л.А

«АЛГОРИТМЫ И СИСТЕМЫ ОБРАБОТКИ И ИНТЕРПРЕТАЦИИ»
МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ К ПРОВЕДЕНИЮ ЛАБОРАТОРНЫХ РАБОТ

Учебно-методическое пособие
к лабораторным работам по дисциплине
"Алгоритмы и системы обработки и интерпретации"
для студентов специальности 130202 – "Геофизические методы
исследования скважин"
направления 130200 – "Технологии геологической разведки"

Корректura кафедры геофизики
Компьютерная верстка автора

Подписано в печать 14.02 2011 г.
Бумага писчая. Формат 60 x 84 1/16.
Гарнитура Times New Roman. Печать на ризографе.
Печ. л. 2,0. Уч.-изд. л. 1,86. Тираж 50. Заказ 19

Издательство УГГУ
620144, г. Екатеринбург, ул. Куйбышева, 30
Уральский государственный горный университет

Отпечатано с оригинал-макета
в лаборатории множительной техники УГГУ



**Министерство науки и высшего
образования РФ**

**ФГБОУ ВО
«Уральский государственный горный
университет»**

ОДОБРЕНО

Методической комиссией
факультета геологии и геофизики УГГУ
«20» марта 2020 г.

Председатель комиссии

проф. В.И. Бондарев

Н. С. Земцов

ЛАБОРАТОРНЫЙ ПРАКТИКУМ ПО КОМПЬЮТЕРНОМУ МОДЕЛИРОВАНИЮ В СИСТЕМЕ MATLAB

Руководство по выполнению лабораторных работ
по дисциплине «Компьютерное моделирование геофизических
информационных систем» для студентов специальности
21.05.03 Технология геологической разведки специализации
«Геофизические методы
исследования скважин» очного и заочного обучения

**Екатеринбург
2020**

ВВЕДЕНИЕ

Компьютерное моделирование – это метод решения задачи анализа или синтеза сложной системы на основе использования ее компьютерной модели. Суть компьютерного моделирования заключена в получении количественных и качественных результатов на основе имеющейся модели.

Компьютерное моделирование имеет ряд преимуществ по сравнению с другими подходами. В частности, оно дает возможность учитывать большое количество переменных, предсказывать развитие нелинейных процессов, возникновение синергетических эффектов. Компьютерное моделирование позволяет не только получить прогноз, но и определить, какие управляющие воздействия приведут к наиболее благоприятному развитию событий.

Методологической основой компьютерного моделирования является системный анализ (в то время, как у моделирования на ЭВМ – те или иные разделы теории математических моделей), – именно поэтому в ряде источников наряду с термином «компьютерное» используется термин системного моделирования, а саму технологию системного моделирования призваны осваивать системные аналитики.

Компьютерное моделирование как новый метод научных исследований основывается на построении математических моделей для описания изучаемых процессов; использовании новейших вычислительных машин, обладающих высоким быстродействием (миллионы операций в секунду) и способных вести диалог с человеком.

Суть компьютерного моделирования состоит в следующем: на основе математической модели с помощью ЭВМ проводится серия вычислительных экспериментов, т. е. исследуются свойства объектов или процессов, находятся их оптимальные параметры и режимы работы, уточняется модель. Например, располагая уравнением, описывающим протекание того или иного процесса, можно изменяя его коэффициенты, начальные и граничные условия, исследовать, как при этом будет вести себя объект.

В моделировании есть два разных пути. Модель может быть похожей копией объекта, выполненной из другого материала, в другом масштабе, с отсутствием ряда деталей. Модель может, однако,

отображать реальность более абстрактно – словесным описанием в свободной форме, описанием, формализованным по каким-то правилам, математическими соотношениями и т. д.

Классификация абстрактных (идеальных) моделей такова.

Вербальные модели. Эти модели используют последовательности предложений на формализованных диалектах естественного языка для описания той или иной области действительности.

Математические модели – очень широкий класс знаковых моделей (основанных на формальных языках над конечными алфавитами), широко использующих те или иные математические методы. Например, можно рассмотреть математическую модель звезды. Эта модель будет представлять собой сложную систему уравнений, описывающих физические процессы, происходящие в недрах звезды.

Информационные модели – класс знаковых моделей, описывающих информационные процессы (возникновение, передачу, преобразование и использование информации) в системах самой разнообразной природы.

В данной работе разрабатываются учебно-методические материалы по применению компьютерного моделирования в системе Simulink Matlab. Компьютерное моделирование – это метод решения задачи анализа или синтеза сложной системы на основе использования ее компьютерной модели. Суть компьютерного моделирования заключается в получении количественных и качественных результатов на основе имеющейся модели. На основе математической модели с помощью ЭВМ проводится серия вычислительных экспериментов, т. е. исследуются свойства объектов или физических процессов, находятся их оптимальные параметры и режимы работы, уточняется модель. Например, располагая уравнением, описывающим протекание того или иного процесса, можно изменяя его коэффициенты, начальные и граничные условия, исследовать, как при этом будет вести себя объект.

1. МОДЕЛИРОВАНИЕ В СРЕДЕ SIMULINK

1.1. Общие сведения

Программа **Simulink** является приложением к пакету **MATLAB**.

При моделировании с использованием **Simulink** реализуется принцип визуального программирования, в соответствии с которым, пользователь на экране из библиотеки стандартных блоков создает модель устройства и осуществляет расчеты. При этом, в отличие от классических способов моделирования, пользователю не нужно досконально изучать язык программирования и численные методы математики, а достаточно общих знаний требующихся при работе на компьютере и, естественно, знаний той предметной области в которой он работает.

Моделирование с помощью **Simulink** состоит из следующих шагов:

- Выбор или создание блоков модели
- Организация связей между блоками модели
- Установка параметров отдельных блоков
- Организация вывода результатов моделирования
- Запуск модели и получение результата

На рисунке приведен элементарный пример подобного моделирования - Вы в интерактивном режиме собираете из "кубиков" необходимую схему (модель), и видите на экране виртуального осциллографа результат моделирования.

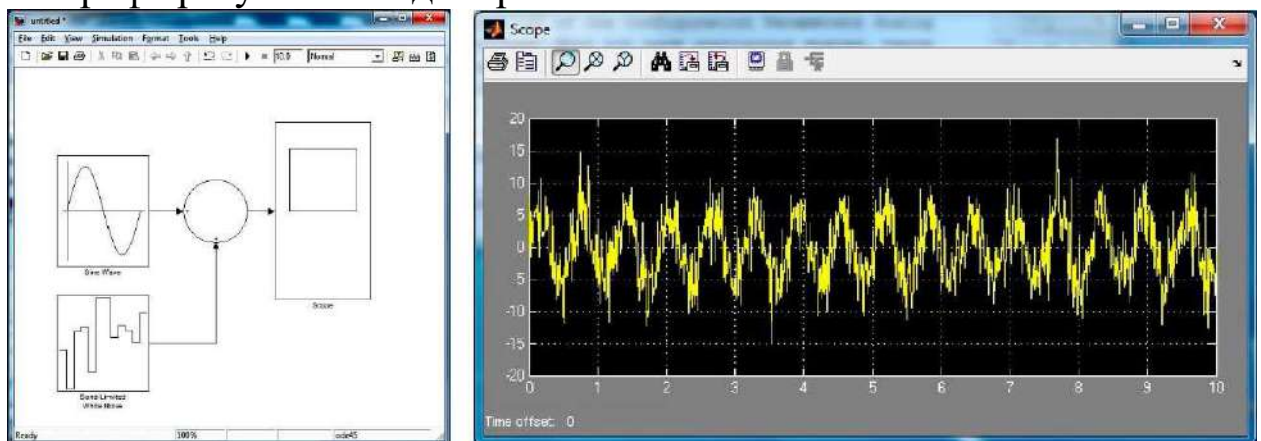


Рис. 1.1 Принцип визуального программирования в Simulink

1.2 Моделирования в Simulink

В **Simulink** входит большая библиотека блоков, позволяющая легко создавать модели. Группируя блоки в подсистемы, можно создавать иерархические модели. Число блоков и связей в модели не ограничено.

Результаты моделирования отображаются в процессе работы. С помощью **Simulink** можно изменять параметры модели даже в тот момент, когда выполняется моделирование. **Simulink** обладает открытой архитектурой и позволяет обогащать среду моделирования: создавать собственные блоки и библиотеки; связывать блоки с разработанными ранее программами, содержащими уже проверенные модели.

После того как все блоки модели размещены и установлены связи между ними, модель может быть запущена. При запуске модели средствами **MATLAB** формируется система уравнений состояния полученной модели. А затем производится решение этой системы уравнений численными методами.

Общие параметры моделирования можно изменить, выбирая пункт **Configuration parameters** из меню **Simulation** окна моделей **Simulink**. При выборе этого пункта меню открывается окно установки параметров моделирования. Это окно имеет ряд вкладок с большим числом параметров.

Основные параметры моделирования определяются на вкладке **Solver** (решатель). Здесь определяются параметры решающего устройства системы моделирования **Simulink**. Наиболее важными являются:

Start time - начальное время моделирования (в условных единицах) **Stop time** - конечное время.

Type - тип решения, может быть Variable-step - решение с переменным шагом (более предпочтительно) или Fixed-step - решение с фиксированным шагом.

Solver - метод моделирования. Возможные методы зависят от типа решения.

1.3. Запуск Simulink

Для запуска программы необходимо предварительно запустить пакет **MATLAB**. Основное окно пакета **MATLAB** показано на Рис. 1.2.

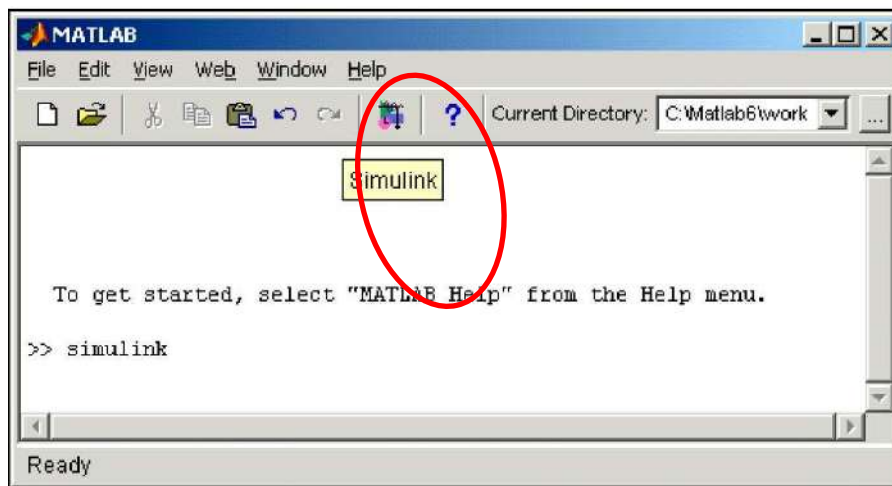


Рис 1.2. Основное окно программы **MATLAB**

После открытия основного окна программы **MATLAB** нужно запустить программу **Simulink**.

Это можно сделать одним из трех способов:

- Нажать кнопку  - **Simulink** на панели инструментов командного окна **MATLAB** или
- В командной строке *главного окна MATLAB* напечатать **Simulink** и нажать клавишу **Enter** на клавиатуре или
- Выполнить команду **Open...** в меню **File** и *открыть файл модели (mdl - файл)*.

Последний вариант удобно использовать для запуска уже готовой и модели.

При первом и втором способе запуска открывается окно обозревателя разделов библиотеки **Simulink**

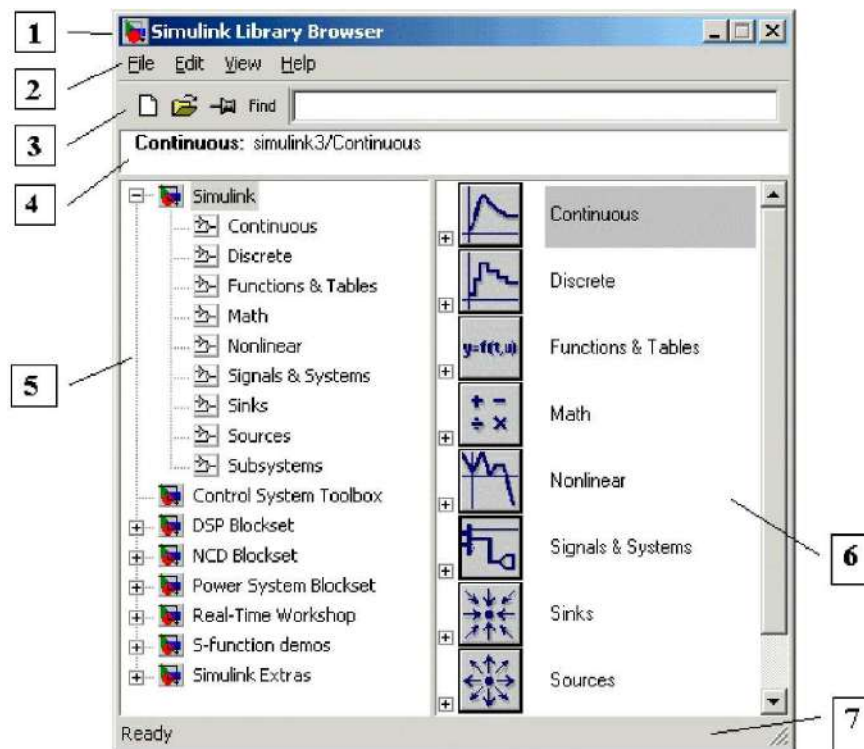


Рис 1.3. Окно обозревателя разделов библиотеки **Simulink**

1.4. Обозреватель (браузер) разделов библиотеки **Simulink**

Окно обозревателя библиотеки блоков содержит следующие элементы:

1. Заголовок.
2. Меню, с командами **File, Edit, View, Help**.
3. Панель инструментов, с ярлыками наиболее часто используемых команд.
4. Окно комментария.
5. Список разделов библиотеки, реализованный в виде дерева.
6. Окно содержимого раздела библиотеки (список блоков)
7. Строка состояния, содержащая подсказку по выполняемому действию.

Библиотека **Simulink** содержит следующие основные разделы:

1. **Commonly Used Blocks** - часто используемые блоки;
2. **Continuous** - компоненты с непрерывными характеристиками;
3. **Discontinuous** - компоненты с разрывными характеристиками;
4. **Discrete** - дискретные компоненты;
5. **Math Operations** - математические компонентны;

6. **Model Verifications** - верификация моделей;
7. **Model-Wide Utilites** - дополнительные утилиты;
8. **Port & Subsystem** - порты и подсистемы;
9. **Signal Attributes** - блоки атрибутов сигналов;
10. **Functions & Tables** - функции и таблицы;
11. **Nonlinear** - нелинейные компоненты;
12. **Connections** - соединительные компоненты;
13. **Signals & Systems** - сигналы и системы;
14. **Sinks** - регистрирующие устройства;
15. **Sources** - источники сигналов и воздействий;
16. **User-Defined Functions** - функции, задаваемые пользователем.

Список разделов библиотеки **Simulink** представлен в виде дерева:

Свернутый узел дерева обозначается "+", а развернутый - "-".

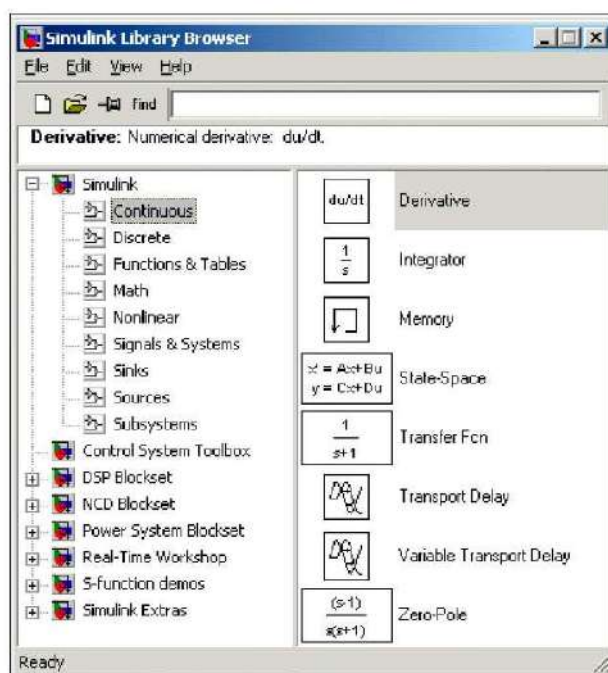


Рис 1.3. Окно обозревателя с набором блоков раздела библиотеки

Для того чтобы развернуть или свернуть узел дерева, нужно щелкнуть на нем мышкой.

1.5. Создание модели

Для создания модели в среде **SIMULINK** необходимо:

4.1. Создать новый файл модели с помощью команды **File/New/Model**, или используя кнопку  на панели.

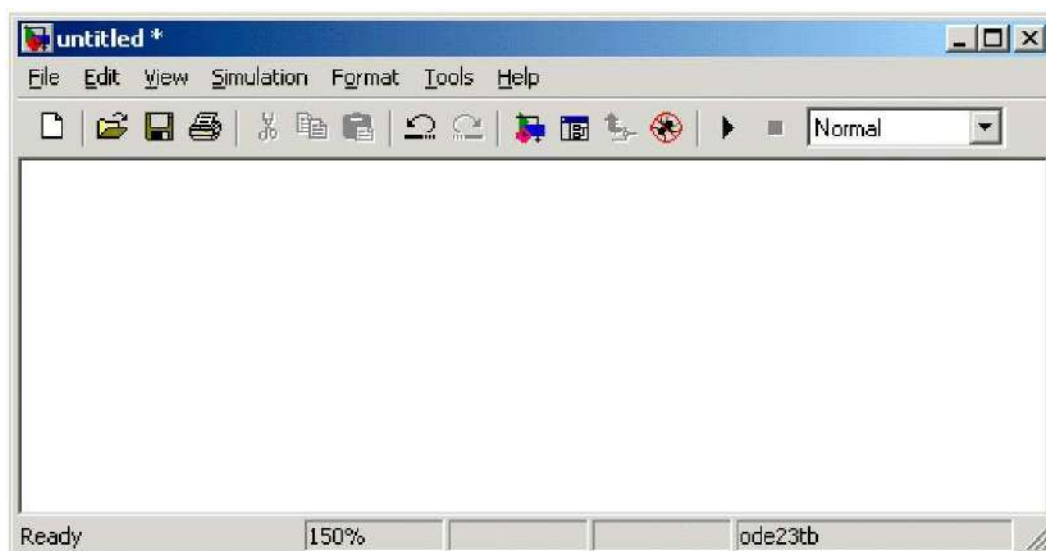


Рис 1.4. Пустое окно модели

1.6. Расположить блоки в окне модели.

Для этого необходимо открыть соответствующий раздел библиотеки (Например, **Sources - Источники**). Далее, указав курсором на требуемый блок и, нажав на левую клавишу "мыши", "перетащить" блок в созданное окно.

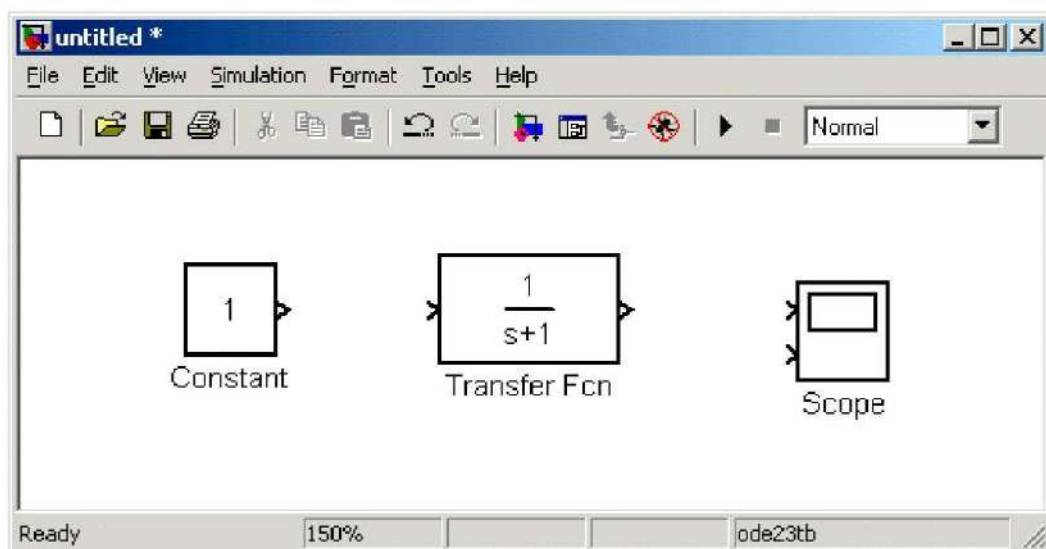


Рис 1.5. Блоки модели

Для удаления блока необходимо выбрать блок (указать курсором на его изображение и нажать левую клавишу "мыши"), а затем нажать клавишу **Delete** на клавиатуре.

Для изменения размеров блока требуется выбрать блок, установить курсор в один из углов блока и, нажав левую клавишу "мыши", изменить размер.

1.7. Соединение элементов схемы

Для соединения блоков необходимо указать курсором на "выход" блока, а затем, нажав и, не отпуская левую клавишу "мыши", провести линию к входу другого блока.

Для создания точки разветвления в соединительной линии нужно подвести курсор к предполагаемому узлу и, нажав правую клавишу "мыши", протянуть линию.

Для удаления линии нужно выбрать линию (так же, как это выполняется для блока), а затем нажать клавишу **Delete** на клавиатуре.

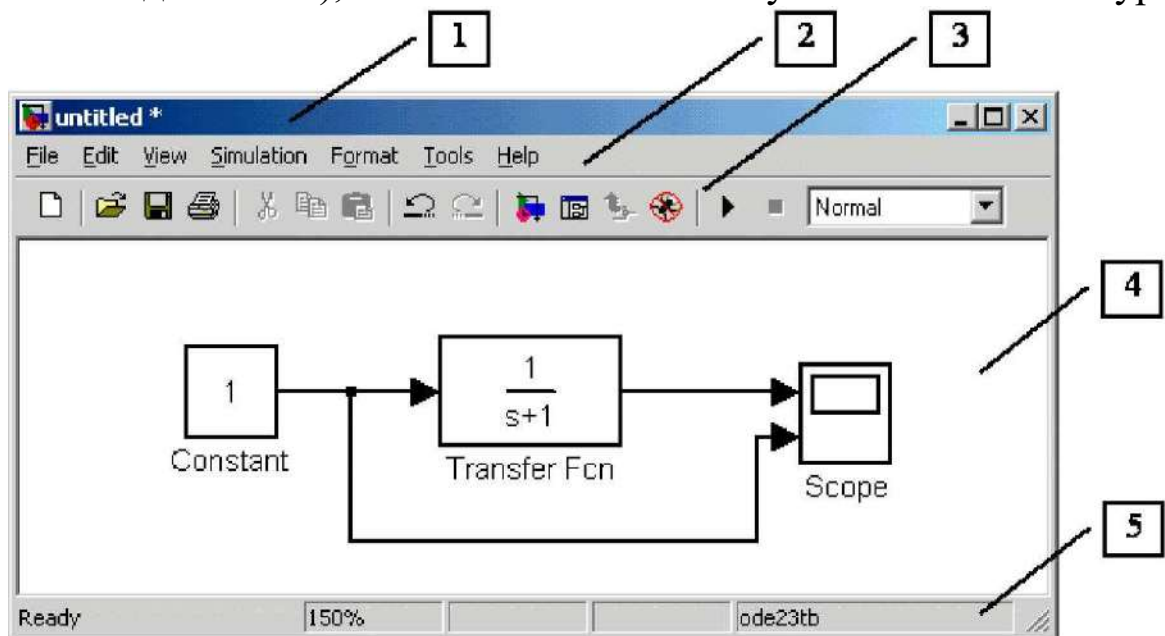


Рис 1.6. Схема модели

1.8. Сохранение модели

После составления расчетной схемы необходимо сохранить ее в виде файла на диске, выбрав пункт меню **File/Save As...** в окне схемы и указав папку и имя файла.

1.9. Окно модели

Окно модели содержит следующие элементы(Рис. 1.6.):

1. Заголовок, с названием окна. Вновь созданному окну присваивается имя **Untitled** с соответствующим номером.
2. Меню с командами **File, Edit, View** и т.д.
3. Панель инструментов.

4. Окно для создания схемы модели.
5. Строка состояния, содержащая информацию о текущем состоянии модели.

Меню окна содержит команды для редактирования модели, ее настройки и управления процессом расчета, работы файлами и т.п.:

- **File (Файл)** — Работа с файлами моделей.
- **Edit (Редактирование)** — Изменение модели и поиск блоков.
- **View (Вид)** — Управление показом элементов интерфейса.
- **Simulation (Моделирование)** — Задание настроек для моделирования и управление процессом расчета.
- **Format (Форматирование)** — Изменение внешнего вида блоков и модели в целом.
- **Help (Справка)** — Вывод окон справочной системы.

Полный список команд меню окна модели приведен в Приложении 2.

Кнопки панели инструментов имеют такие же значения, как и в других программах. Специфическими для **Simulink** являются только следующие кнопки:

Для работы с моделью можно также использовать кнопки на панели инструментов (Рис.1.7/):

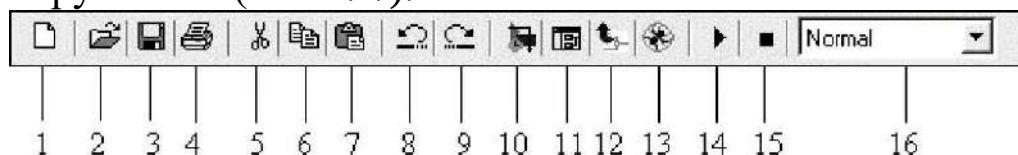


Рис 1.7. Панель инструментов окна модели

- 10. Library Browser** — Открыть окно обозревателя библиотек.
- 11. Toggle Model Browser** — Открыть окно обозревателя модели.
- 12. Go to parent system** — Переход из подсистемы в систему высшего уровня иерархии.
- 13. Debug** — Запуск отладчика модели.
- 14. Start/Pause/Continue Simulation** — Запуск модели на исполнение (команда **Start**); **Pause** (Приостановить моделирование); **Continue** (Продолжить).
- 15. Stop** — Закончить моделирование. Кнопка становится доступной после начала моделирования, а также после выполнения команды **Pause**.

1.10. Установка параметров расчета

Перед выполнением расчетов необходимо предварительно задать параметры расчета.

Задание параметров расчета выполняется в панели управления меню **Simulation/Parameters**.

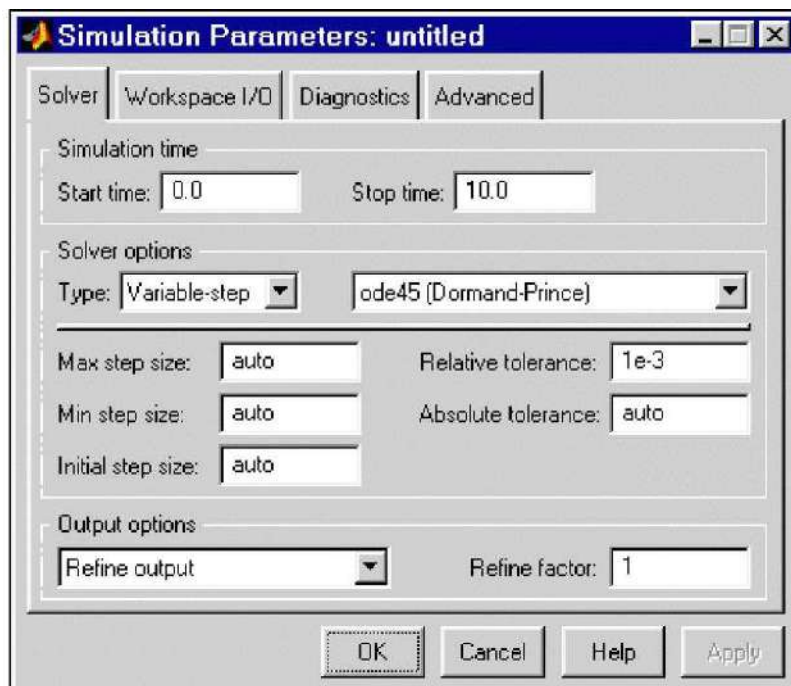


Рис 1.8. Параметры расчета модели

Окно настройки параметров расчета имеет 4 вкладки:

- **Solver (Расчет)** — Установка параметров расчета модели.
- **Workspace I/O** (Ввод/вывод данных в рабочую область) —

Установка параметров обмена данными с рабочей областью MATLAB.

- **Diagnostics (Диагностика)** — Выбор параметров диагностического режима.
- **Advanced (Дополнительно)** — Установка дополнительных параметров.

Установка параметров расчета модели выполняется с помощью элементов управления, размещенных на вкладке **Solver**. Эти элементы разделены на три группы (рис. 1.8.): **Simulation time** (Интервал моделирования или, иными словами, время расчета), **Solver options** (Параметры расчета), **Output options** (Параметры вывода).

1.11. Выполнение расчета

Запуск расчета выполняется с помощью выбора пункта меню **Simulation/Start**, или кнопки ► на панели инструментов. Процесс расчета можно завершить досрочно, выбрав пункт меню **Simulation/Stop** или инструмент ■. Расчет также можно остановить (**Simulation/Pause**) и затем продолжить (

Завершение работы

Для завершения работы необходимо сохранить модель в файле, закрыть окно модели, окно обозревателя библиотек, а также основное окно пакета **MATLAB**.

2. БИБЛИОТЕКА БЛОКОВ SIMULINK

2.1. Sources - источники сигналов

2.1.1. Источник постоянного сигнала Constant

Назначение:

Задаёт постоянный по уровню сигнал.

Параметры:

1. **Constant value** - Постоянная величина. Значение константы может быть действительным или комплексным числом, вычисляемым выражением, вектором или матрицей.

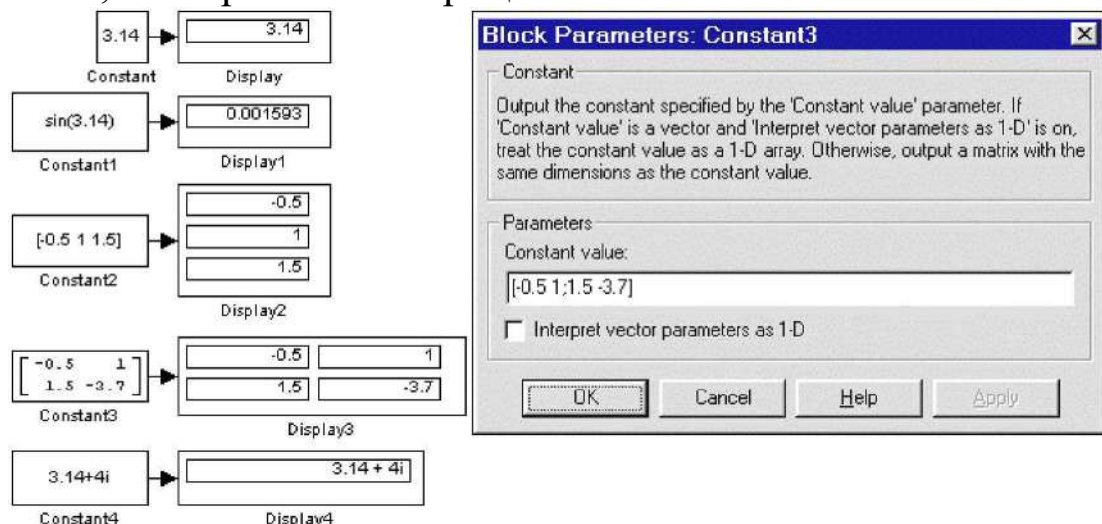


Рис. 2.1.1, Источник постоянного воздействия **Constant**

2.1.2. Источник синусоидального сигнала Sine Wave

Назначение:

Формирует синусоидальный сигнал с заданной частотой, амплитудой, фазой и смещением.

На Рис. 9.1.2 показано применение блока. Для отображения графиков выходных сигналов в модели использован виртуальный осциллограф (**Scope**).

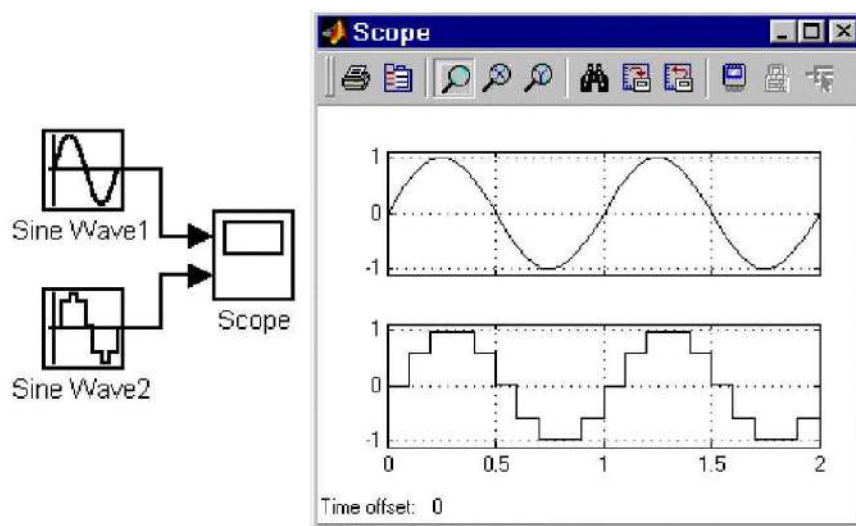


Рис. 2.1.2. Блок **Sine Wave**

2.1.4. Генератор ступенчатого сигнала Step

Назначение:

Формирует ступенчатый сигнал.

Параметры:

1. **Step time** - Время наступления перепада сигнала (с).
2. **Initial value** - Начальное значение сигнала.
3. **Final value** - Конечное значение сигнала.

На Рис. 2.1.3. показано использование генератора ступенчатого сигнала.

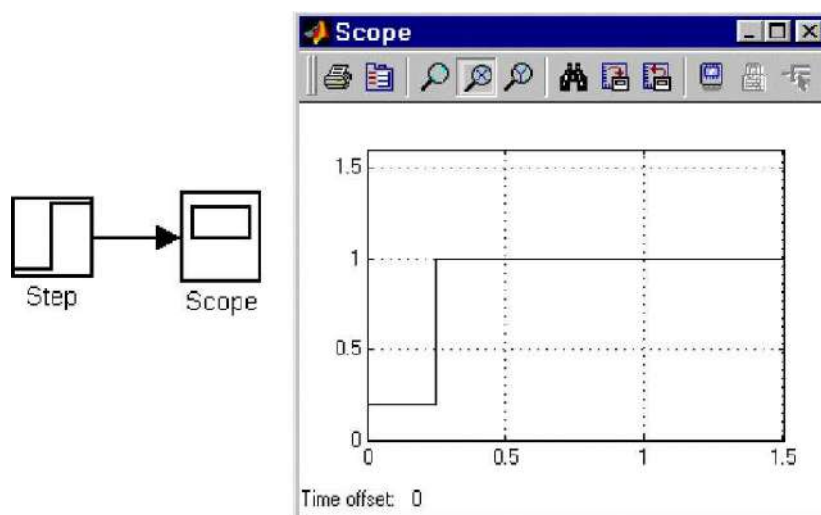


Рис. 9.1.3. Генератор ступенчатого сигнала

2.1.5. Генератор сигналов Signal Generator

Назначение:

Формирует один из четырех видов периодических сигналов:

1. **sine** — Синусоидальный сигнал.
2. **square** — Прямоугольный сигнал.
3. **sawtooth** — Пилообразный сигнал.

4. **random** — Случайный сигнал. *Параметры:*

1. **Wave form** - Вид сигнала.

2. **Amplitude** - Амплитуда сигнала.

3. **Frequency** - Частота (рад/с).

4. **Units** - Единицы измерения частоты. Может принимать два

значения:

- Hertz - **Гц**.

- rad/sec - **рад/с**.

На Рис. 2.1.4. показано применение этого источника при моделировании прямоугольного сигнала.

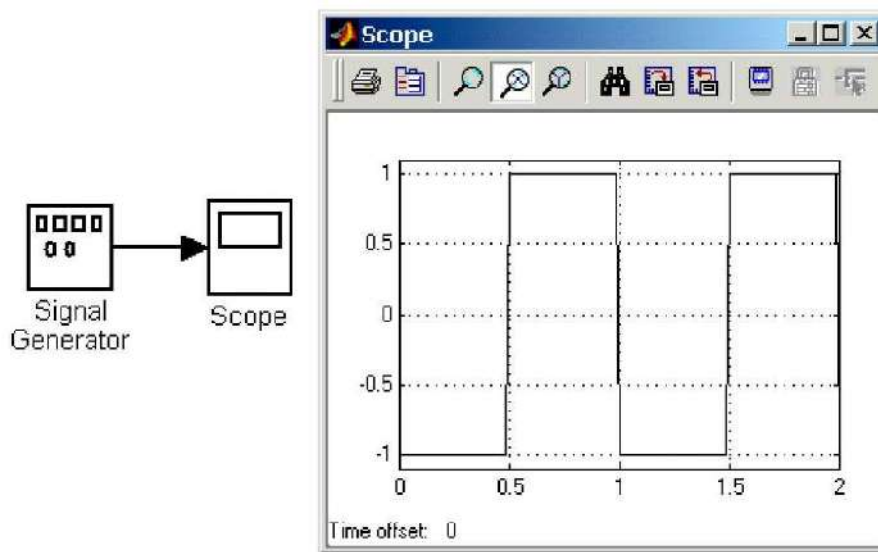


Рис. 2.1.4. Блок генератора сигналов

2.1.6. Источник случайного сигнала с равномерным распределением Uniform Random Number

Назначение:

Формирование случайного сигнала с равномерным распределением.

Параметры:

1. **Minimum** - Минимальный уровень сигнала.

2. **Maximum** - Максимальный уровень сигнала.

3. **Initial seed** - Начальное значение.

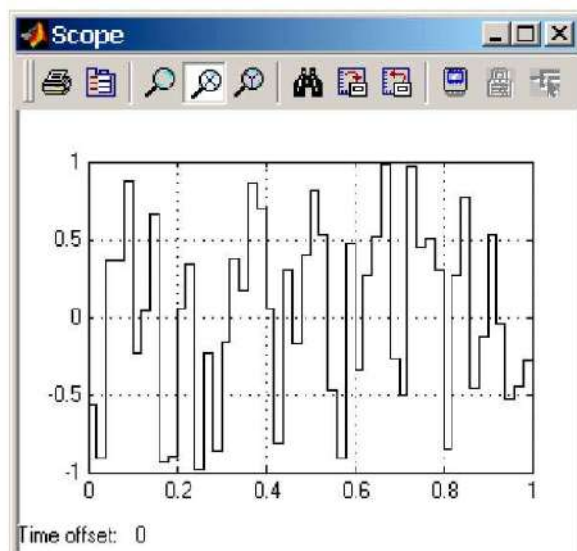
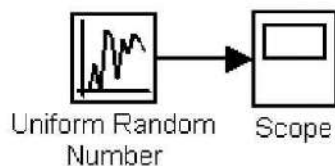


Рис. 2.1.5. Источник случайного сигнала с равномерным распределением

2.1.7. Источник случайного сигнала с нормальным распределением Random Number

Назначение:

Формирование случайного сигнала с нормальным распределением.

Параметры:

1. **Mean** - Среднее значение сигнала
2. **Variance**- Дисперсия (среднеквадратическое отклонение).
3. **Initial seed** - Начальное значение.

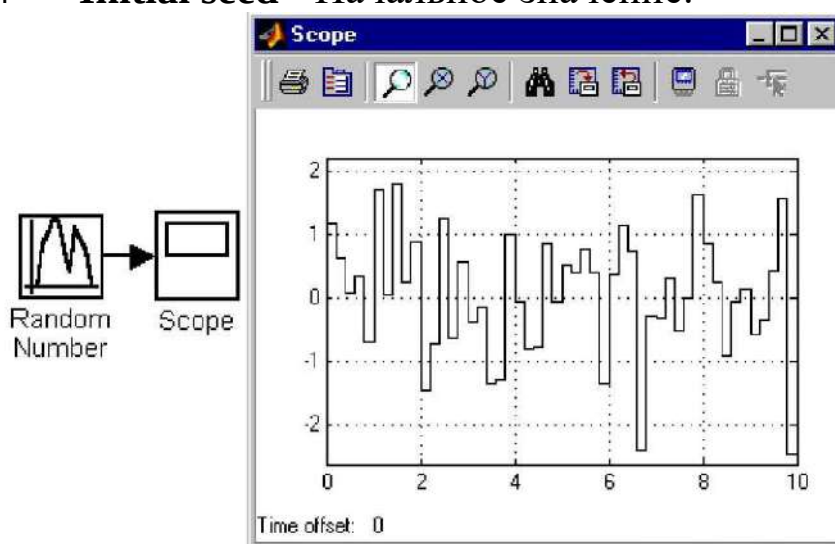


Рис. 2.1.6. Источник случайного сигнала с нормальным распределением

2.1.8. Источник импульсного сигнала Pulse Generator

Назначение:

Формирование прямоугольных импульсов.

Параметры:

1. **Pulse Type** - Способ формирования сигнала. Может принимать два значения:
 - **Time-based** - По текущему времени.
 - **Sample-based** - По величине модельного времени и количеству расчетных шагов.
2. **Amplitude** — Амплитуда.
3. **Period** — Период. Задается в секундах для **Time-based Pulse Type** или в шагах модельного времени для **Sample-based Pulse Type**.
4. **Pulse width** — Ширина импульсов. Задается в % по отношению к периоду для **Time-based Pulse Type** или в шагах модельного времени для **Sample-based Pulse Type**.
5. **Phase delay** — Фазовая задержка.

Пример использования **Pulse Generator** показан на рис. 9.1.8.

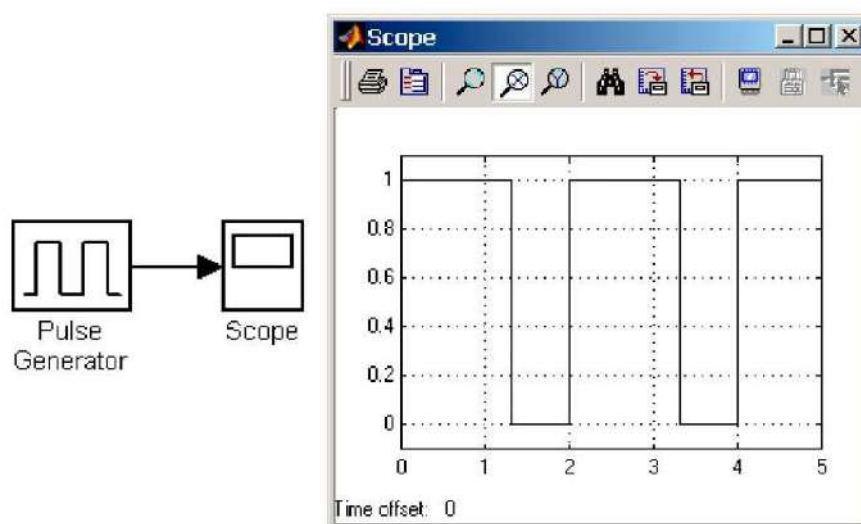


Рис. 2.1.7. Источник прямоугольных импульсов

2.1.9. Генератор белого шума Band-Limited White Noise

Назначение:

Создает случайный сигнал с равномерным по частоте спектром.

Параметры:

1. **Noise Power** - Мощность шума.
2. **Sample Time** - Модельное время.

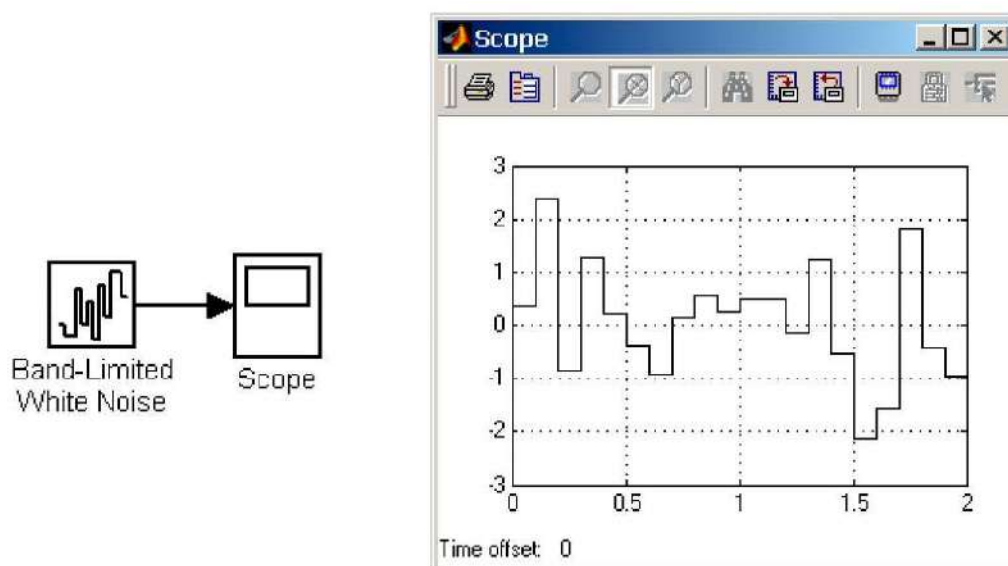


Рис. 2.1.8. Генератор белого шума

2.2. Sinks - приемники сигналов

2.2.1. Осциллограф Scope

Назначение:

Строит графики исследуемых сигналов в функции времени. Позволяет наблюдать за изменениями сигналов в процессе моделирования.

Изображение блока и окно для просмотра графиков показаны на рис. 2.2.1.

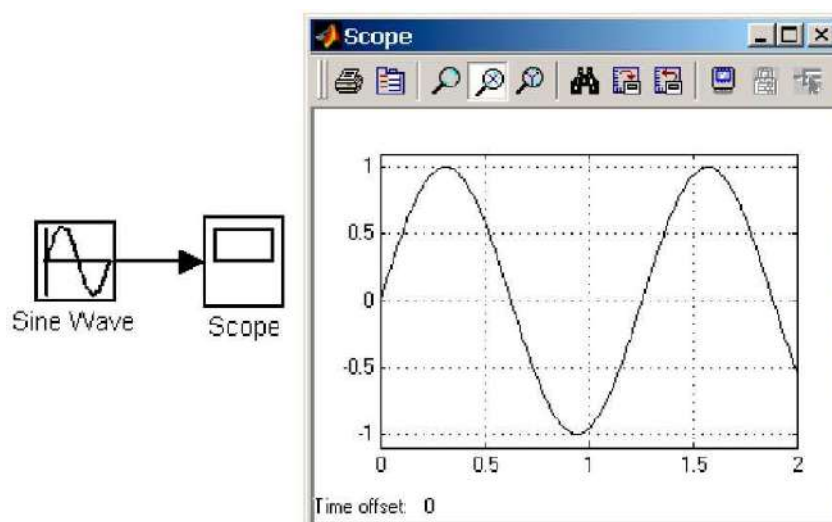


Рис. 2.2.1. Осциллограф **Scope**

Чтобы открыть окно SCOPE необходимо выполнить двойной щелчок левой клавишей "мыши" на изображении блока. Это можно сделать на любом этапе расчета (как до начала расчета, так и после него, а также во время расчета).

Настройка окна осциллографа выполняется с помощью панелей инструментов (рис.9.2.2).

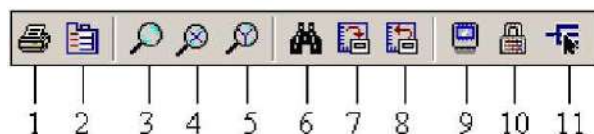


Рис. 2.2.2. Панель инструментов блока **Scope**

Панель инструментов содержит 11 кнопок:

1. **Print** - печать содержимого окна осциллографа.
2. **Parameters** – доступ к окну настройки параметров.
3. **Zoom** - увеличение масштаба по обеим осям.
4. **Zoom X-axis** - увеличение масштаба по горизонтальной оси.
5. **Zoom Y-axis** - увеличение масштаба по вертикальной оси.
6. **Autoscale** - автоматическая установка масштабов по обеим осям.
7. **Save current axes settings** - сохранение текущих настроек окна.
8. **Restore saved axes settings** - установка ранее сохраненных настроек окна.
9. **Floating scope** - перевод осциллографа в "свободный" режим.
10. **Lock/Unlock axes selection** - закрепить/разорвать связь между текущей координатной системой окна и отображаемым сигналом. Инструмент доступен, если включен режим **Floating scope**.
11. **Signal selection** - выбор сигналов для отображения. Инструмент доступен, если включен режим **Floating scope**.

Изменение масштабов отображаемых графиков можно выполнять несколькими способами:

1. Нажать соответствующую кнопку (🔍, 🔍 или 🔍) и щелкнуть один раз левой клавишей "мыши" в нужном месте графика. Произойдет 2,5 кратное увеличение масштаба.
2. Нажать соответствующую кнопку (🔍, 🔍 или 🔍) и, нажав левую клавишу "мыши", с помощью динамической рамки или отрезка указать область графика для увеличенного изображения. Рис. 9.2.3 поясняет этот процесс.

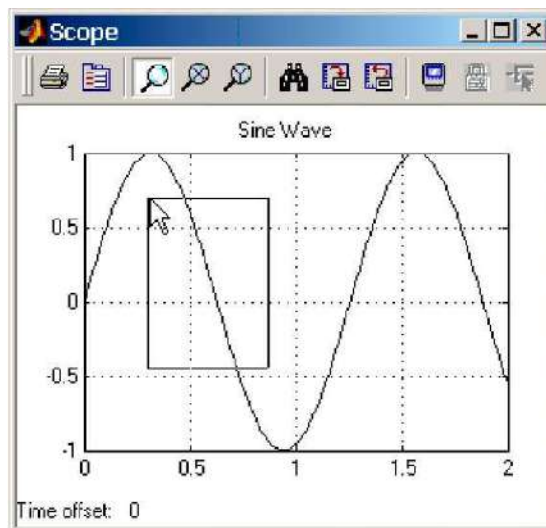


Рис. 2.2.3. Увеличение масштаба графика.

3. Щелкнуть правой клавишей "мыши" в окне графиков и, выбрать команду **Axes properties...** в контекстном меню. Откроется окно свойств графика, в котором с помощью параметров **Y-min** и **Y-max** можно указать предельные значения вертикальной оси. В этом же окне можно указать заголовок графика (**Title**), заменив выражение **%<SignalLabel>** в строке ввода. Окно свойств показано на рис. 2.2.4.

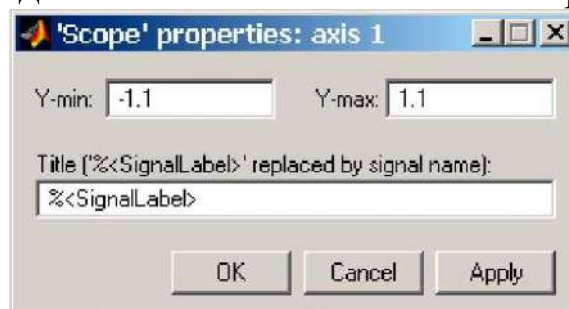


Рис. 2.2.4. Окно свойств графика.

Параметры:

Параметры блока устанавливаются в окне **'Scope' parameters**, которое открывается с помощью инструмента  (**Parameters**) панели инструментов. Окно параметров имеет две вкладки:

General - общие параметры.

Data history - параметры сохранения сигналов в рабочей области **MATLAB**. Вкладка общих параметров показана на рис. рис. 2.2.5.

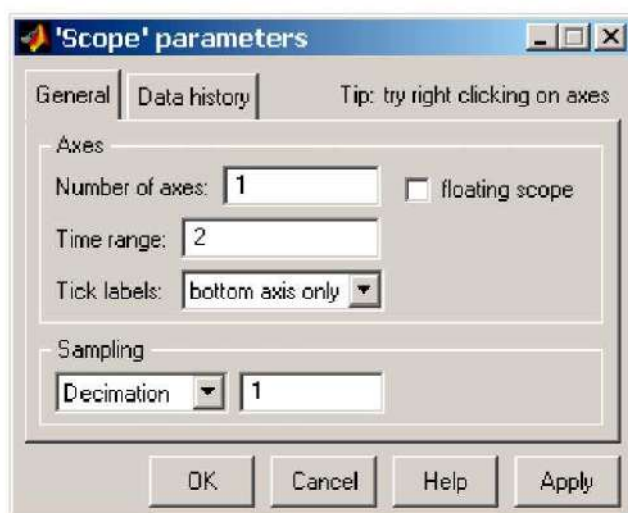


Рис. 2.2.5. Вкладка общих параметров **General**.

На вкладке **General** задаются следующие параметры:

1. **Number of axes** — число входов (систем координат) осциллографа. При изменении этого параметра на изображении блока появляются дополнительные входные порты.

2. **Time range** — величина временного интервала для которого отображаются графики. Если время расчета модели превышает заданное параметром **Time range**, то вывод графика производится порциями, при этом интервал отображения каждой порции графика равен заданному значению **Time range**.

3. **Tick labels** — вывод/скрытие осей и меток осей. Может принимать три значения (выбираются из списка):

- **all** - подписи для всех осей,
- **none** - отсутствие всех осей и подписей к ним,
- **bottom axis only** - подписи горизонтальной оси только для нижнего графика.

4. **Sampling** — установка параметров вывода графиков в окне. Задает режим вывода расчетных точек на экран. При выборе **Decimation** кратность вывода устанавливается числом, задающим шаг выводимых расчетных точек. На рис. 2.2.6 и 2.2.7. показаны графики синусоидальных сигналов рассчитанных с фиксированным шагом **0.1** с. На рис. 2.2.6 в окне блока **Scope** выводится каждая расчетная точка (параметр **Decimation** равен **1**). На рис. 2.2.7 показан вывод каждого второго значения (параметр **Decimation** равен **2**). Маркерами на графиках отмечены расчетные точки.

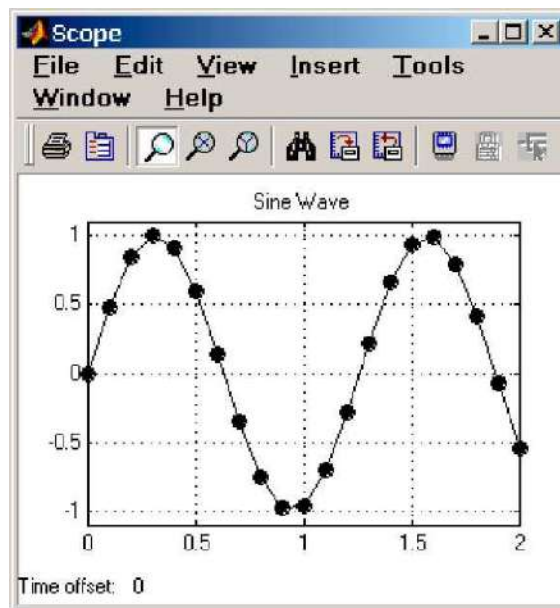


Рис. 2.2.6. Отображение синусоидального сигнала (**Decimation = 1**).

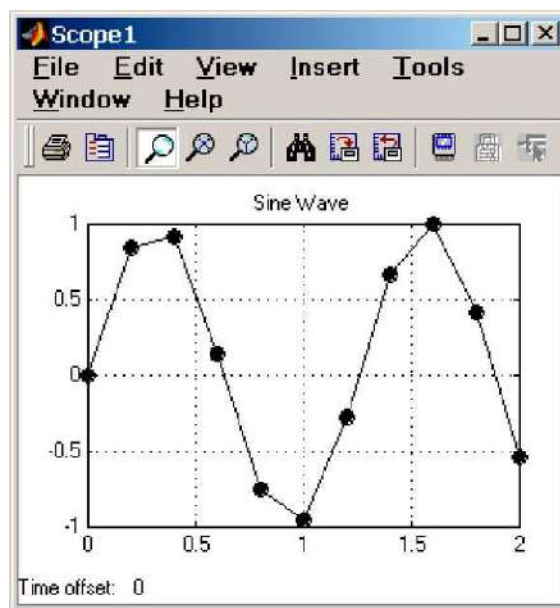


Рис. 2.2.7. Отображение синусоидального сигнала (**Decimation = 2**).

В том случае, если режим вывода расчетных точек задается как **Sample time**, то его числовое значение определяет интервал квантования при отображении сигнала. На рис. 9.2.8 показан график синусоидального сигнала, для случая, когда значение параметра **Sample time** равно **0.1** .

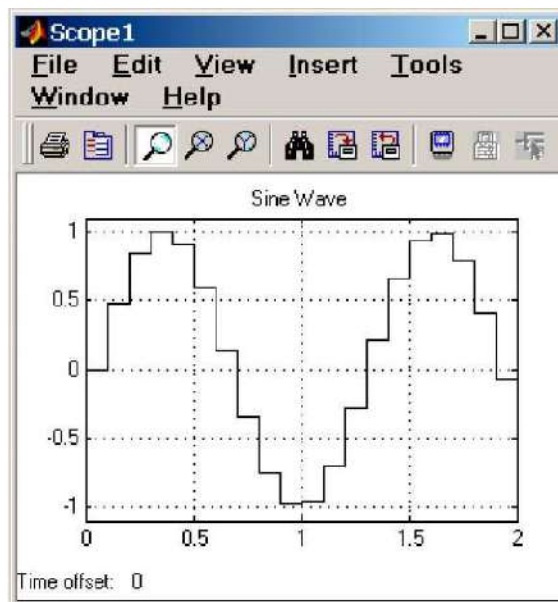


Рис. 2.2.8. Отображение синусоидального сигнала (**Sample time = 0.1**).

5. **floating scope** - перевод осциллографа в "свободный" режим (при установленном флажке).

2.2.2. Осциллограф Floating Scope

Осциллограф **Floating Scope**, по сути, есть обычный осциллограф **Scope**, переведенный в "свободный" режим. Пример модели с осциллографом **Floating Scope** показан на рис. 2.2.9.

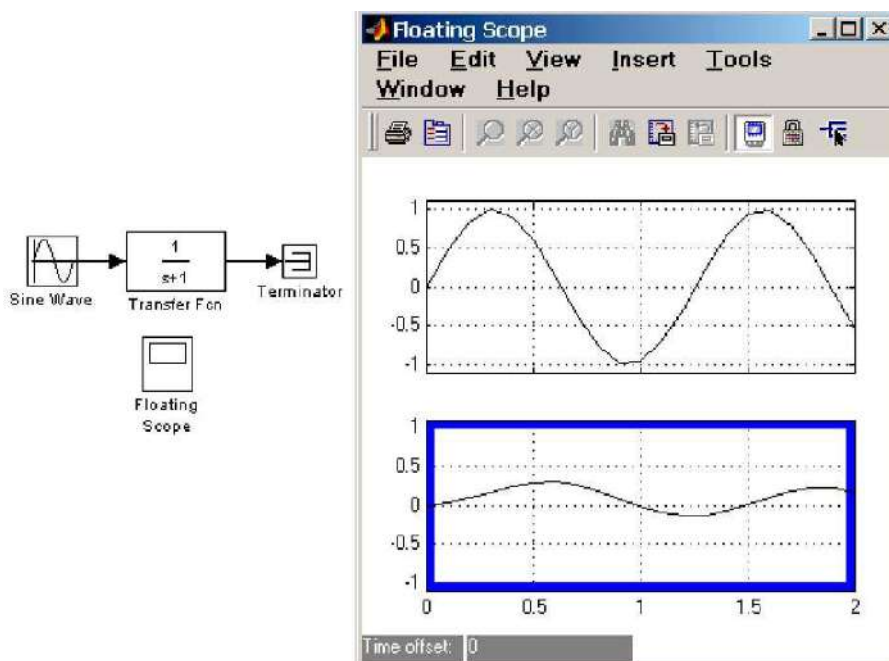


Рис. 2.2.9. Пример модели с осциллографом **Floating Scope**.

В этом режиме блок осциллографа не имеет входов, а выбор отображаемого сигнала осуществляется с помощью инструмента 

(Signal selection) панели инструментов. Для выбора сигналов необходимо выполнить следующие действия:

1. Выделить систему координат, в которой будет отображаться график. Это достигается с помощью одиночного щелчка левой клавишей "мыши" внутри нужной системы. Выбранная система координат будет подсвечена по периметру синим цветом.

2. С помощью инструмента  открыть окно диалога **Signal Selector** (рис. 9.2.11).

3. Отметить флажком имена блоков, сигналы с выхода которых требуется исследовать.

После выполнения расчета в окне блока **Floating Scope** будут отображены выбранные сигналы.

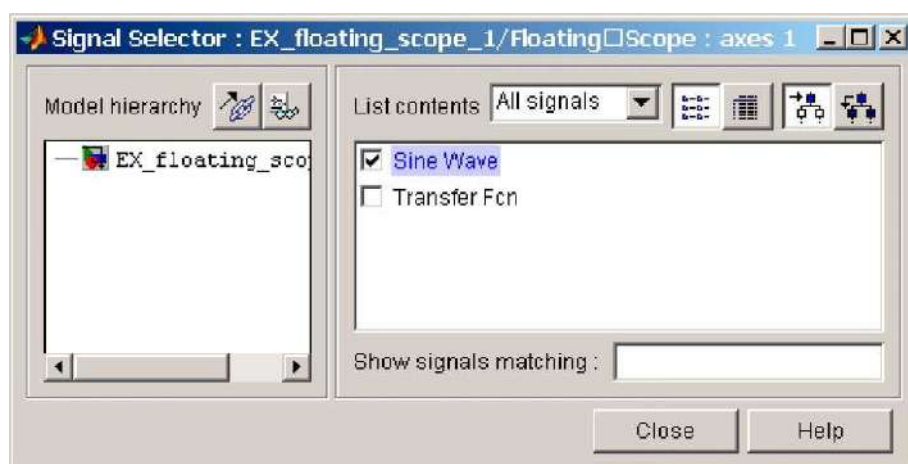


Рис. 2.2.10. Окно диалога **Signal Selector**

2.2.4. Цифровой дисплей Display

Назначение:

Отображает значение сигнала в виде числа.

Параметры:

- **Format** - формат отображения данных. Параметр **Format** может принимать следующие значения:

1. **short** - 5 значащих десятичных цифр.
2. **long** - 15 значащих десятичных цифр.
3. **short_e** - 5 значащих десятичных цифр и 3 символа степени десяти.
4. **long_e** - 15 значащих десятичных цифр и 3 символа степени десяти.

- **Decimation** - кратность отображения входного сигнала. При **Decimation** = 1 отображается каждое значение входного

сигнала, при **Decimation** = 2 отображается каждое второе значение, при **Decimation** = 3 - каждое третье значение и т.д.

- **Sample time** - шаг модельного времени. Определяет дискретность отображения данных.
- **Floating display** (флажок)- перевод блока в "свободный" режим. В данном режиме входной порт блока отсутствует, а выбор сигнала для отображения выполняется щелчком левой клавиши "мыши" на соответствующей линии связи. В этом режиме для параметра расчета **Signal storage reuse** должно быть установлено значение **off** (вкладка **Advanced** в окне диалога **Simulation parameters...**).

На рис. 2.2.11 показано применение блока **Display** с использованием различных вариантов параметра **Format**.

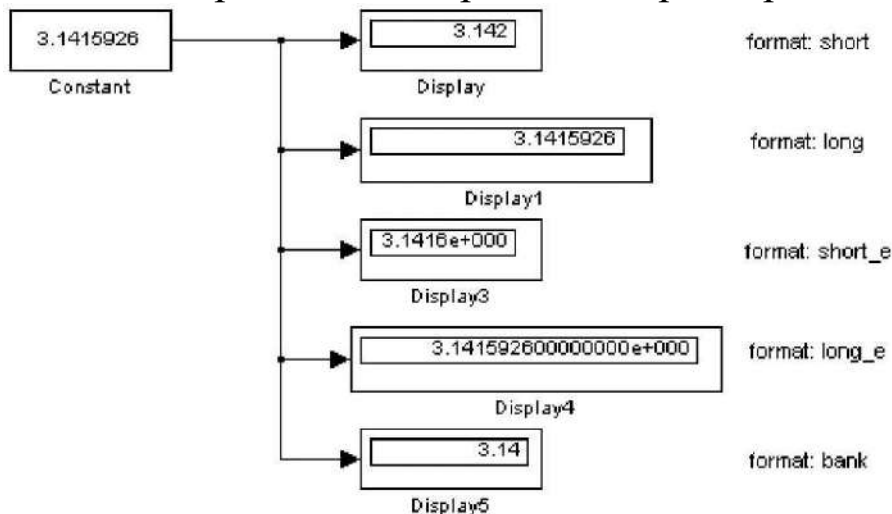


Рис. 2.2.11. Применение блока **Display** с использованием различных вариантов параметра **Format**.

2.3. Continuous - аналоговые блоки

2.3.1. Блок вычисления производной **Derivative**

Назначение:

Выполняет численное дифференцирование входного сигнала.

Параметры: *Нет*.

Для вычисления производной используется приближенная формула Эйлера:

$$\frac{du}{dt} = \frac{\Delta u}{\Delta t}$$

где Δu - величина изменения входного сигнала за время Δt ,

Δt - текущее значение шага модельного времени.

Значение входного сигнала блока до начала расчета считается равным нулю. Начальное значение выходного сигнала также полагается равным нулю.

На рис. 9.3.1 показан пример использования дифференцирующего блока для вычисления производной прямоугольного сигнала.

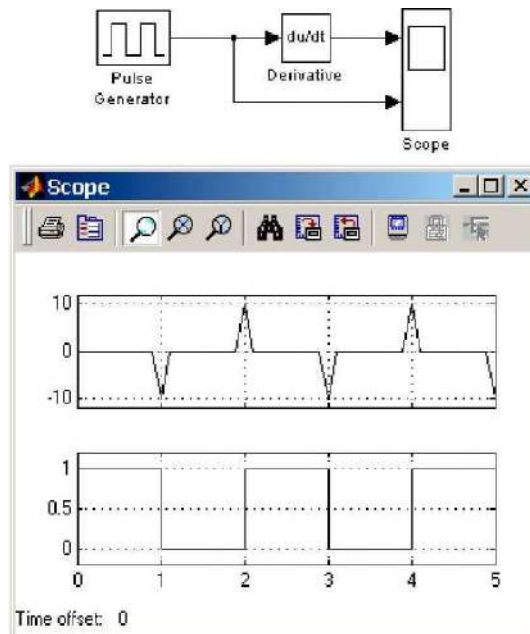


Рис.2.3.1. Использование блока **Derivative** для дифференцирования сигнала.

2.3.2. Интегрирующий блок **Integrator**

Назначение:

Выполняет интегрирование входного сигнала.

Параметры:

- **External reset** - Внешний сброс. Тип внешнего управляющего сигнала, обеспечивающего сброс интегратора к начальному состоянию. Выбирается из списка:
 1. **none** - нет (сброс не выполняется),
 2. **rising** - нарастающий сигнал (передний фронт сигнала),
 3. **falling** - спадающий сигнал (задний фронт сигнала),
 4. **either** - нарастающий либо спадающий сигнал,
 5. **level** - не нулевой сигнал (сброс выполняется если сигнал на управляющем входе становится не равным нулю);

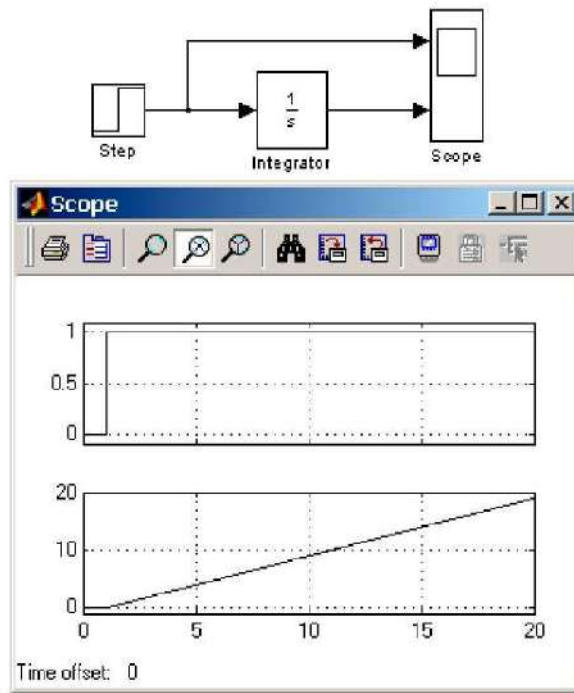


Рис. 2.3.2. Интегрирование ступенчатого сигнала.

2.4. Discrete - дискретные блоки

2.4.1. Блок единичной дискретной задержки Unit Delay

Назначение:

Выполняет задержку входного сигнала на один шаг модельного времени.

Параметры:

1. **Initial condition** - Начальное значение для выходного сигнала.
2. **Sample time** - Шаг модельного времени.

Входной сигнал блока может быть как скалярным, так и векторным. При векторном входном сигнале задержка выполняется для каждого элемента вектора. Блок поддерживает работу с комплексными и действительными сигналами.

На рис. 9.4.1 показан пример использования блока для задержки дискретного сигнала на один временной шаг, равный **0.1с**.

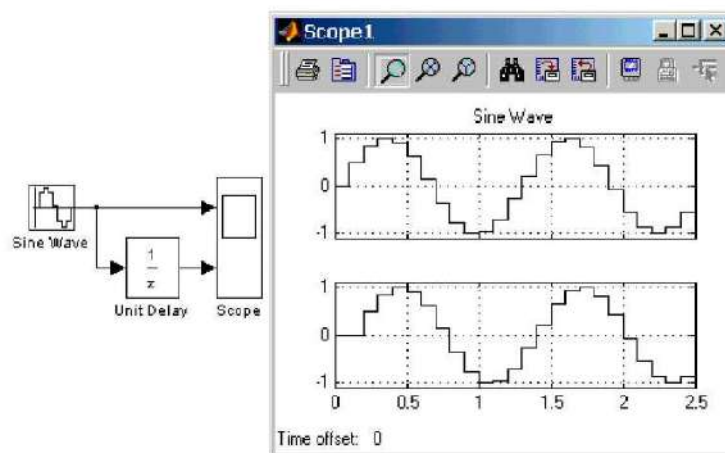


Рис. 2.4.1. Пример использования блока **Unit Delay**

2.4.2. Блок экстраполятора нулевого порядка **Zero-Order Hold**

Назначение:

Блок выполняет дискретизацию входного сигнала по времени.

Параметры:

Sample time - Величина шага дискретизации по времени.

Блок фиксирует значение входного сигнала в начале интервала квантования и поддерживает на выходе это значение до окончания интервала квантования. Затем выходной сигнал изменяется скачком до величины входного сигнала на следующем шаге квантования.

На рис. 2.4.2 показан пример использования блока **Zero-Order Hold** для формирования дискретного сигнала.

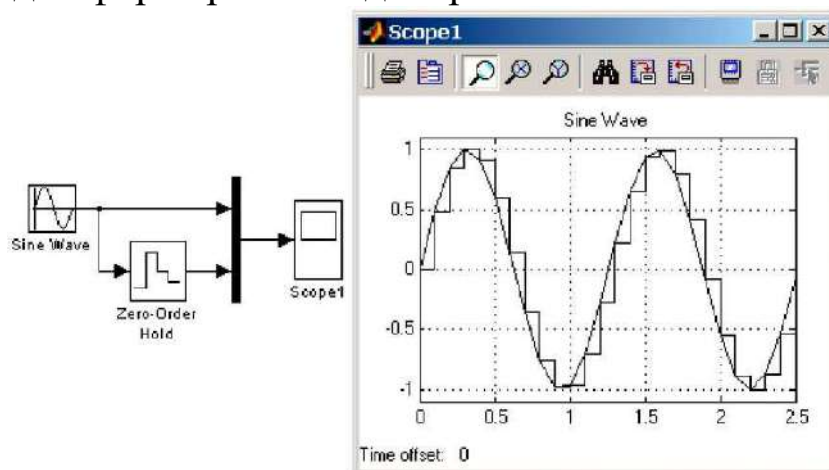


Рис. 2.4.2. Пример формирования дискретного сигнала с помощью блока **Zero- Order Hold**

Блок экстраполятора нулевого порядка может использоваться также для согласования работы дискретных блоков имеющих разные интервалы квантования. На рис. 2.4.3 показан пример такого использования блока **Zero- Order Hold**. В примере блок **Discrete**

Transfer Fcn имеет параметр **Sample time** = **0.4** , а для блока **Discrete Filter** этот же параметр установлен равным **0.8**.

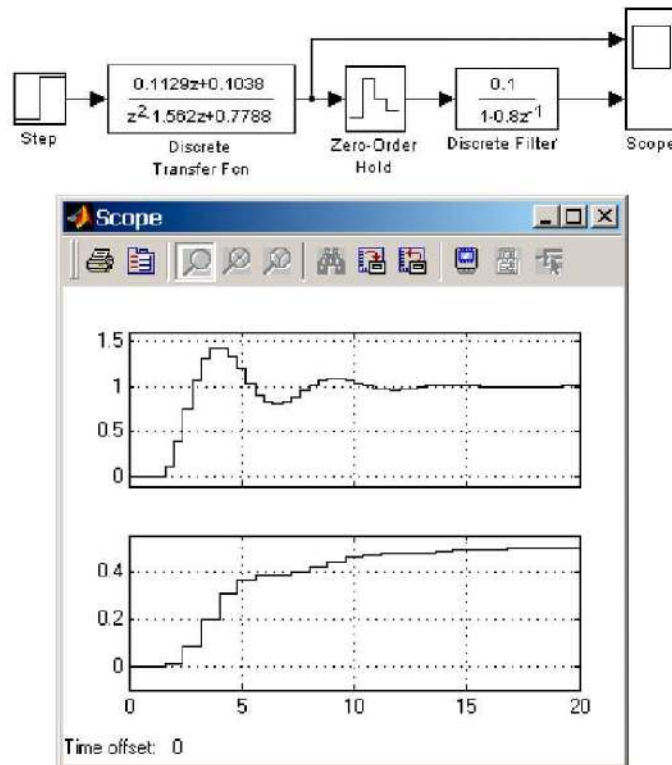


Рис. 2.4.3. Использование блока **Zero-Order Hold** для согласования работы дискретных блоков.

2.4.4. Блок дискретного интегратора **Discrete-Time Integrator**

Назначение:

Блок используется для выполнения операции интегрирования в дискретных системах.

Параметры:

1. **Integration method** - Метод численного интегрирования:
 - **Forward Euler** - Прямой метод Эйлера.
 - **Backward Euler** - Обратный метод Эйлера.
 - ****Trapezoidal** - Метод трапеций.
2. **Sample time** — Шаг дискретизации по времени.

Остальные параметры дискретного интегратора те же, что и у блока аналогового интегратора **Integrator** (библиотека **Continuous**).

На рис. 9.4.5 показан пример демонстрирующий все три способа численного интегрирования блока **Discrete-Time Integrator**. Как видно из рисунка изображение блока меняется в зависимости от выбранного метода интегрирования.

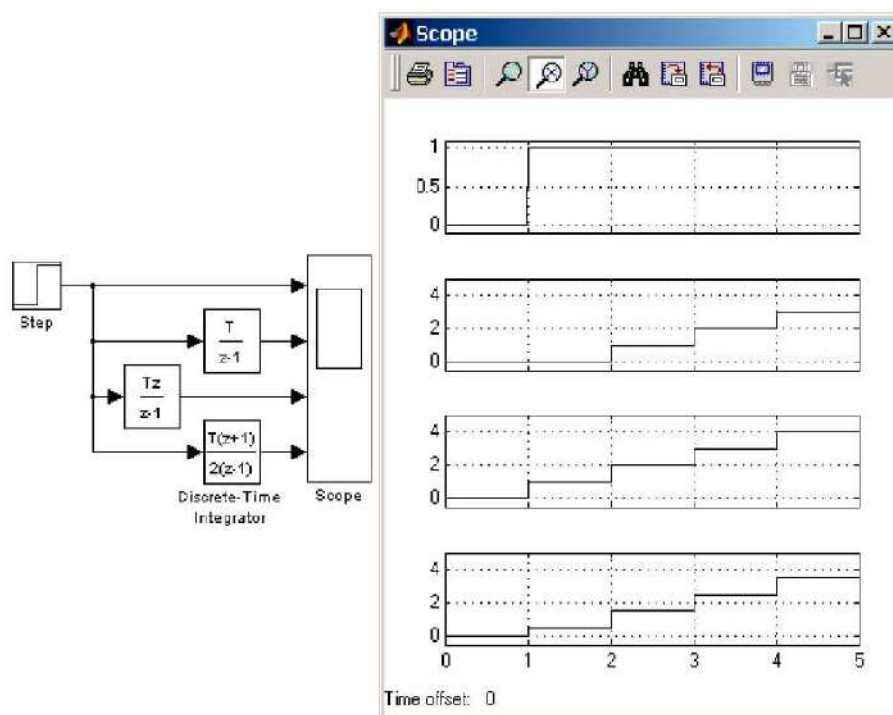


Рис. 2.4.5. Выполнение интегрирования блоками **Discrete-Time Integrator**, реализующими разные численные методы.

2.4.7. Блок дискретного фильтра **Discrete Filter**

Назначение:

Блок дискретного фильтра **Discrete Filter** задает дискретную передаточную функцию от обратного аргумента ($1/z$):

$$H(1/z) = \frac{num(1/z)}{den(1/z)} = \frac{num_0 z^0 + num_1 z^{-1} + num_2 z^{-2} + \dots + num_m z^{-m}}{den_0 z^0 + den_1 z^{-1} + den_2 z^{-2} + \dots + den_n z^{-n}},$$

$m+1$ и $n+1$ - количество коэффициентов числителя и знаменателя, соответственно.

num - вектор или матрица коэффициентов числителя,

den - вектор коэффициентов знаменателя.

Параметры:

1. **Numerator** — Вектор или матрица коэффициентов числителя
2. **Denominator** - Вектор коэффициентов знаменателя
3. **Sample time** — Шаг дискретизации по времени.

На рис. 9.4.8 показан пример использования блока **Discrete Filter**

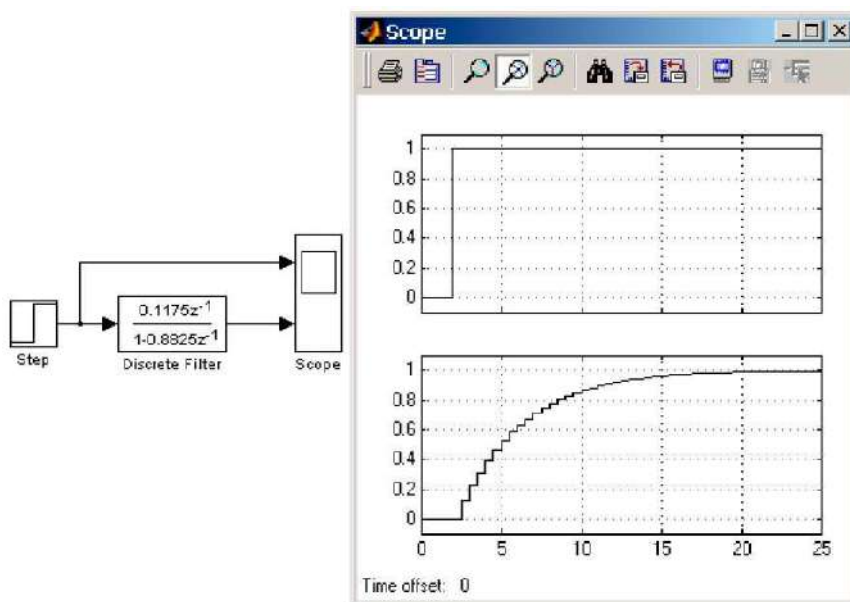


Рис. 2.4.6. Использование блока **Discrete Filter**.

2.5. Nonlinear - нелинейные блоки

2.5.1. Блок ограничения Saturation

Назначение:

Выполняет ограничение величины сигнала.

Параметры:

1. **Upper limit** - Верхний порог ограничения.
2. **Lower limit** - Нижний порог ограничения.

Выходной сигнал блока равен входному если его величина не выходит за порог ограничения. По достижении входным сигналом уровня ограничения выходной сигнал блока перестает изменяться и остается равным порогу.

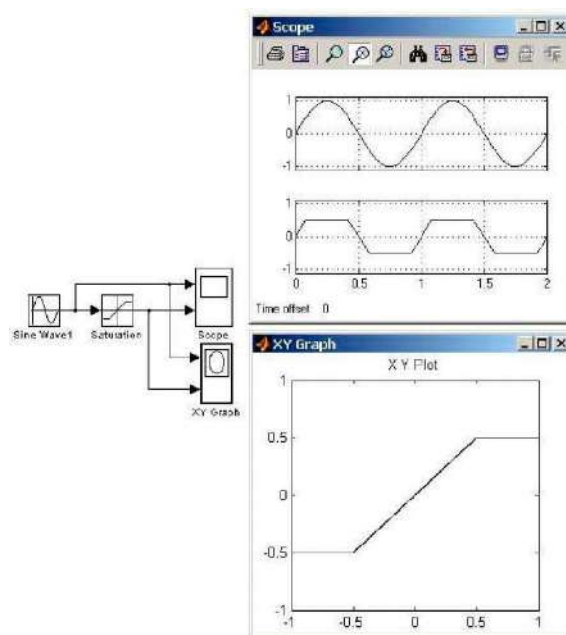


Рис. 2.5.1. Пример использования блока **Saturation**

2.5.5. Блок квантования по уровню Quantizer

Назначение:

Блок обеспечивает квантование входного сигнала с одинаковым шагом

Параметры:

Quantization interval - шаг квантования по уровню.

На рис. 2.5.5 показан пример использования блока Quantizer, выполняющего квантование по уровню синусоидального сигнала.

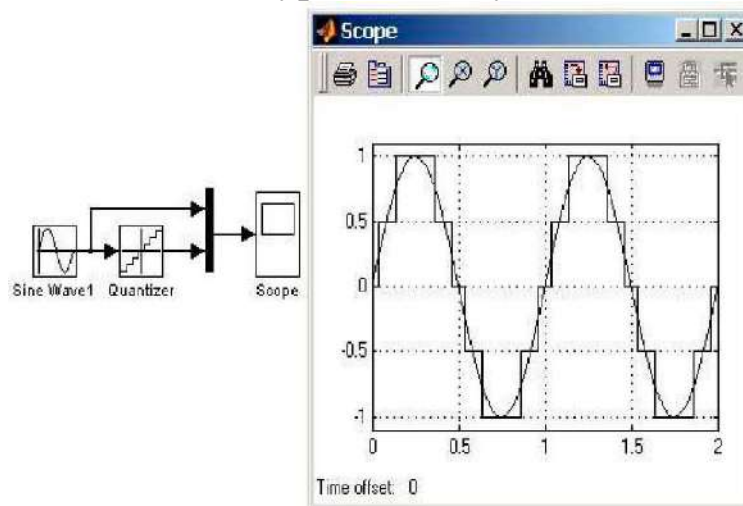


Рис. 2.5.5 Использование блока Quantizer

2.5.8. Блок переключателя Switch

Назначение:

Выполняет переключение входных сигналов по сигналу управления.

Параметры:

Threshold - Порог управляющего сигнала. Блок работает следующим образом:

Если сигнал управления, подаваемый на средний вход больше, чем величина порогового значения **Threshold**, то на выход блока проходит сигнал с первого (верхнего) входа. Если сигнал управления станет меньше, чем пороговое значение, то на выход блока будет поступать сигнал со второго (нижнего) входа.

На рис. 9.5.8 показан пример работы блока **Switch**. В том случае, когда сигнал на управляющем входе ключа равен **1**, на выход блока проходит гармонический сигнал, если же управляющий сигнал равен нулю, то на выход проходит сигнал нулевого уровня от блока **Ground**. Пороговое значение управляющего сигнала задано равным **0.5**.

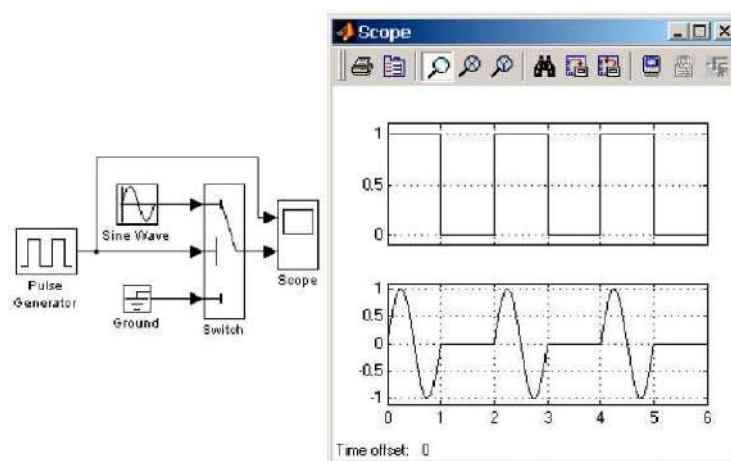


Рис. 2.5.6. Применение переключателя **Switch**

2.5.10. Блок ручного переключателя **Manual Switch**

Назначение:

Выполняет переключение входных сигналов по команде пользователя.

Командой на переключение является двойной щелчок левой клавишей "мыши" на изображении блока.

2.6. Math - блоки математических операций

2.6.1. Блок вычисления модуля **Abs**

Назначение:

Выполняет вычисление абсолютного значения величины сигнала.

Параметры:

- **Saturate on integer overflow** (флажок) - Подавлять переполнение целого. При установленном флажке ограничение сигналов целого типа выполняется корректно.

Пример использования блока **Abs**, вычисляющего модуль текущего значения синусоидального сигнала, показан на рис. 2.6.1.

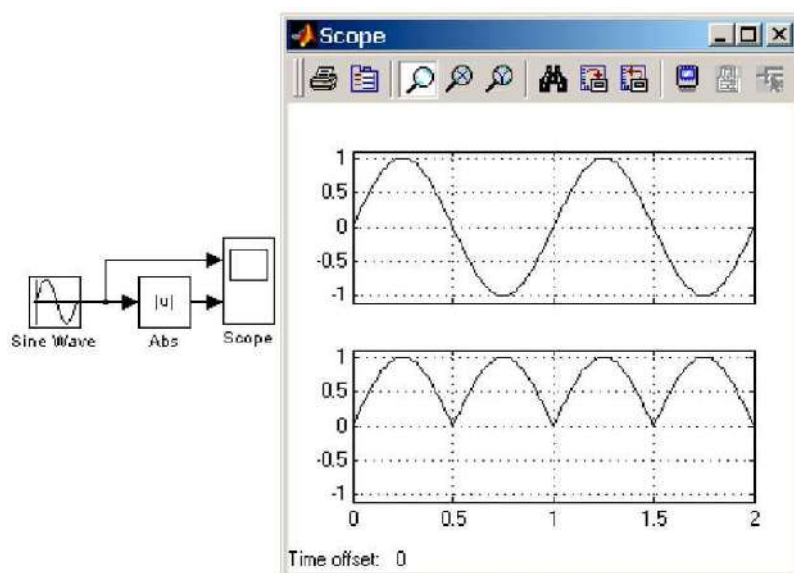


Рис. 2.6.1. Пример использования блока **Abs**

Блок **Abs** может использоваться также для вычисления модуля сигнала комплексного типа. На рис. 9.6.2 показан пример вычисления модуля комплексного сигнала вида:

$$u = \cos(\omega \cdot t) + i \cdot \sin(\omega \cdot t)$$

Модуль этого сигнала (как и следовало ожидать) равен **1** для любого момента времени.

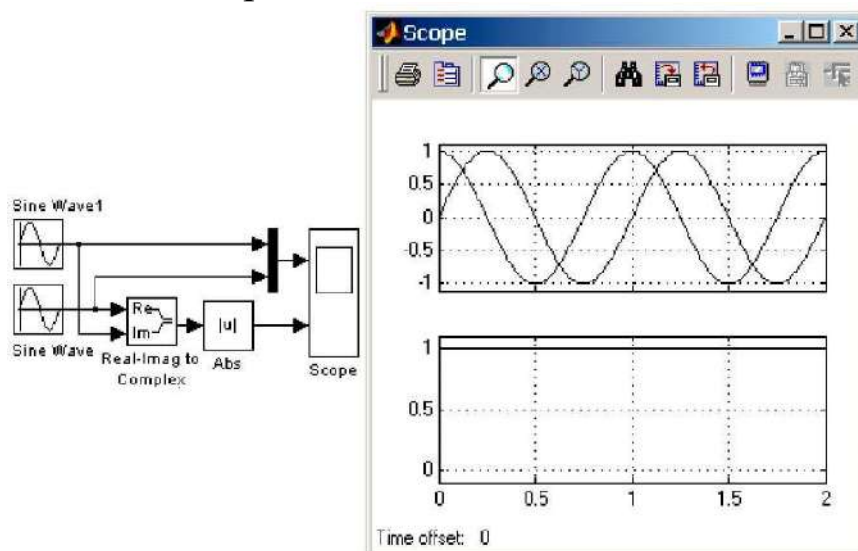


Рис. 2.6.2. Пример использования блока **Abs** для вычисления модуля комплексного сигнала

2.6.2. Блок вычисления суммы Sum

Назначение:

Выполняет вычисление суммы текущих значений сигналов.

Параметры:

1. **Icon shape** - Форма блока. Выбирается из списка.

- **round** - окружность,
- **rectangular** - прямоугольник.

2. **List of sign** - Список знаков. В списке можно использовать следующие знаки:

+ (плюс), - (минус) и | (разделитель знаков).

3. **Saturate on integer overflow** (флажок) - Подавлять переполнение целого. При установленном флажке ограничение сигналов целого типа выполняется корректно.

Количество входов и операция (сложение или вычитание) определяется списком знаков параметра **List of sign**, при этом метки входов обозначаются соответствующими знаками. В параметре **List of sign** можно также указать число входов блока. В этом случае все входы будут суммирующими.

Если количество входов блока превышает 3, то удобнее использовать блок **Sum** прямоугольной формы.

Блок может использоваться для суммирования скалярных, векторных или матричных сигналов. Типы суммируемых сигналов должны совпадать. Нельзя, например, подать на один и тот же суммирующий блок сигналы целого и действительного типов.

Если количество входов блока больше, чем один, то блок выполняет поэлементные операции над векторными и матричными сигналами. При этом количество элементов в матрице или векторе должно быть одинаковым.

Если в качестве списка знаков указать цифру 1 (один вход), то блок можно использовать для определения суммы элементов вектора.

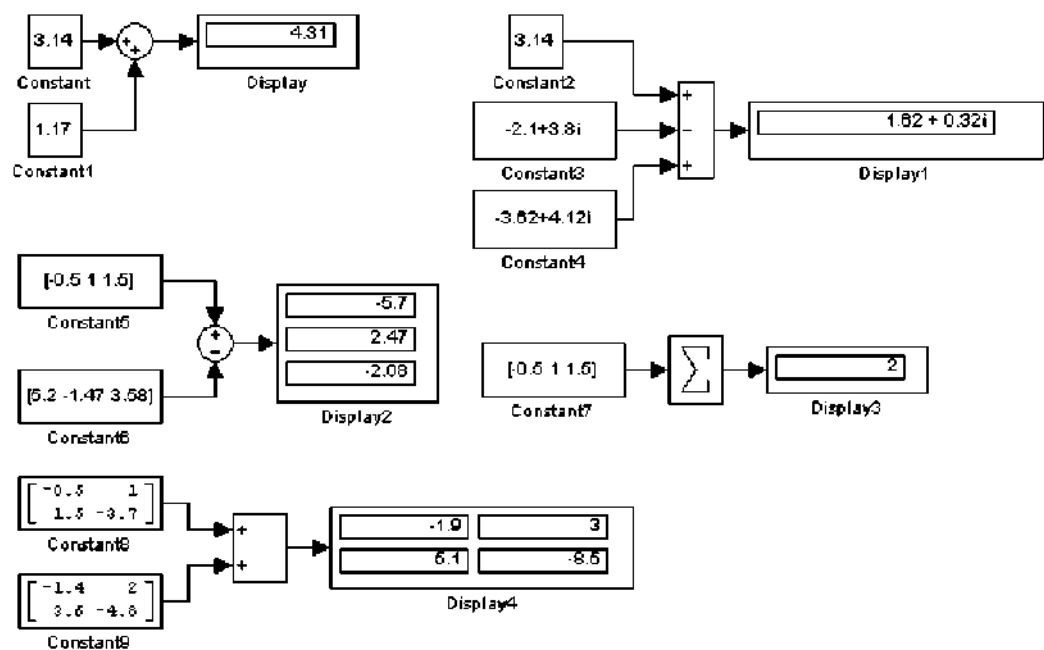


Рис. 2.6.3. Примеры использования блока **Sum**

2.6.3. Блок умножения **Product**

Назначение:

Выполняет вычисление произведения текущих значений сигналов.

Параметры:

1. **Number of inputs** - Количество входов. Может задаваться как число или как список знаков. В списке знаков можно использовать знаки * (умножить) и / (разделить).

2. **Multiplication** - Способ выполнения операции. Может принимать значения (из списка):

- **Element-wise** - Поэлементный.
- **Matrix** - Матричный.

Блок может использоваться для операций умножения или деления скалярных векторных или матричных сигналов.

Примеры использования блока **Product** при выполнении скалярных и поэлементных операций показаны на 9.6.4.

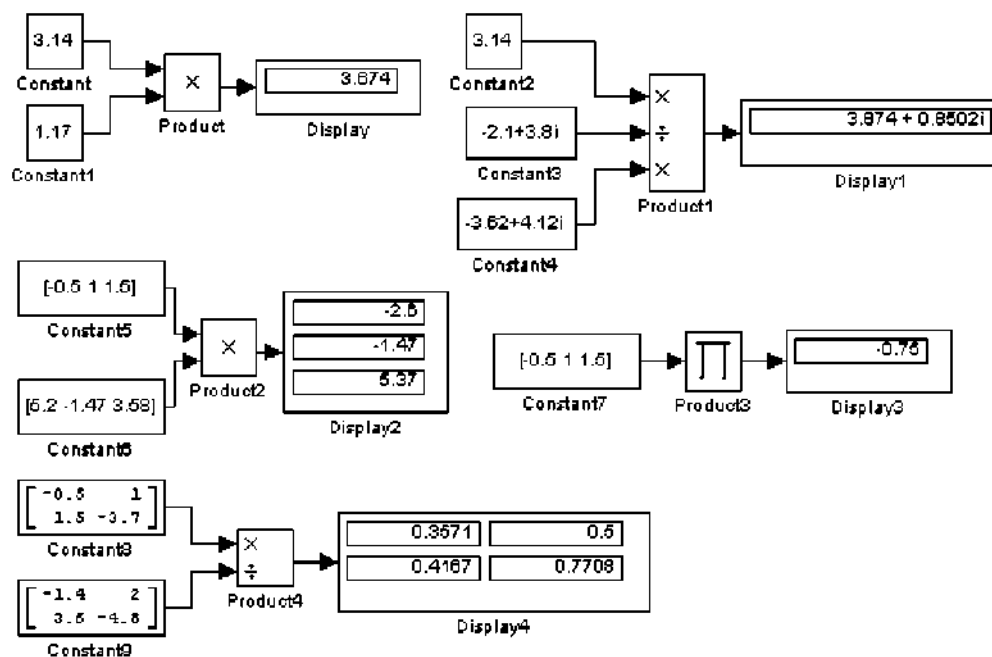


Рис. 2.6.4. Примеры использования блока **Product** при выполнении скалярных и поэлементных операций

При выполнении матричных операций необходимо соблюдать правила их выполнения. Например, при умножении двух матриц необходимо, чтобы количество строк первой матрицы равнялось количеству столбцов второй матрицы. Примеры использования блока **Product** при выполнении матричных операций показаны на рис. 9.6.5. В примере показаны операции формирования обратной матрицы, деление матриц, а также умножение матриц.

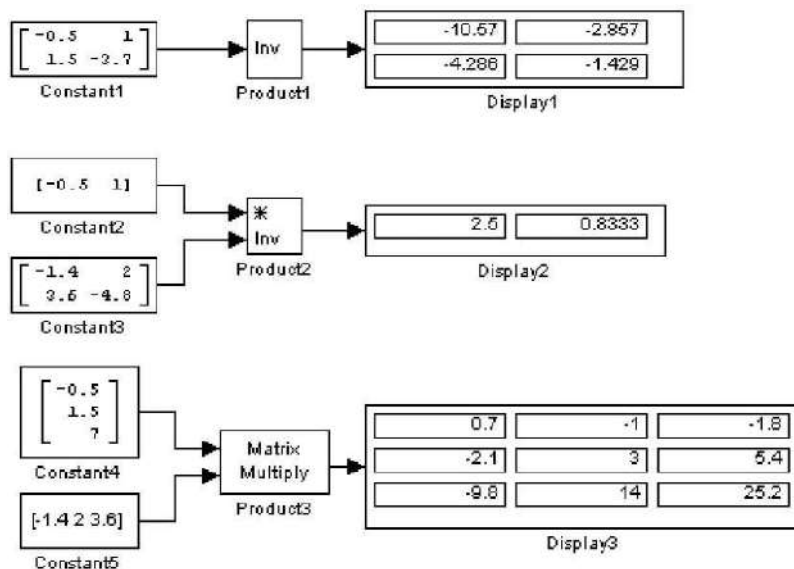


Рис. 2.6.5. Примеры использования блока **Product** при выполнении матричных операций

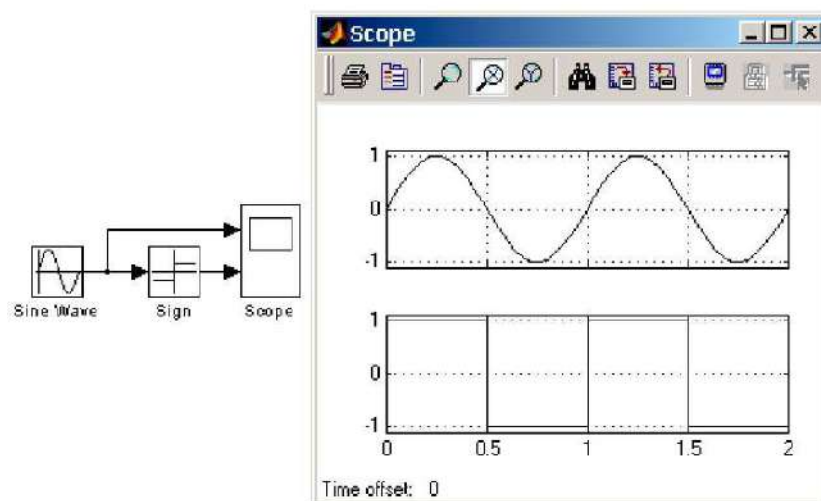
2.6.4. Блок определения знака сигнала Sign

Назначение:

Определяет знак входного сигнала.

Блок работает в соответствии со следующим алгоритмом:

- Если входной сигнал блока положителен, то выходной сигнал равен **1**.
- Если входной сигнал блока отрицателен, то выходной сигнал равен **-1**.
- Если входной сигнал блока равен **0**, то выходной сигнал также равен **0**.



2.6.5. Усилители **Gain** и **Matrix Gain**

Назначение:

Выполняют умножение входного сигнала на постоянный коэффициент.

Параметры:

1. **Gain** - Коэффициент усиления.
2. **Multiplication** - Способ выполнения операции.

Блоки усилителей **Gain** и **Matrix Gain** есть один и тот же блок, но с разными начальными установками параметра **Multiplication**.

Параметр блока **Gain** может быть положительным или отрицательным числом, как больше, так и меньше 1. Коэффициент усиления можно задавать в виде скаляра, матрицы или вектора, а также в виде вычисляемого выражения..

При вычислении выходного сигнала блок **Gain** использует следующие правила:

- Если входной сигнал действительного типа, а коэффициент усиления комплексный, то выходной сигнал будет комплексным.
- Если тип входного сигнала отличается от типа коэффициента усиления, то **Simulink** пытается выполнить приведение типа коэффициента усиления к типу входного сигнала.

Примеры использования блока **Gain** при выполнении скалярных и поэлементных операций показаны на Рис. 9.6.7.

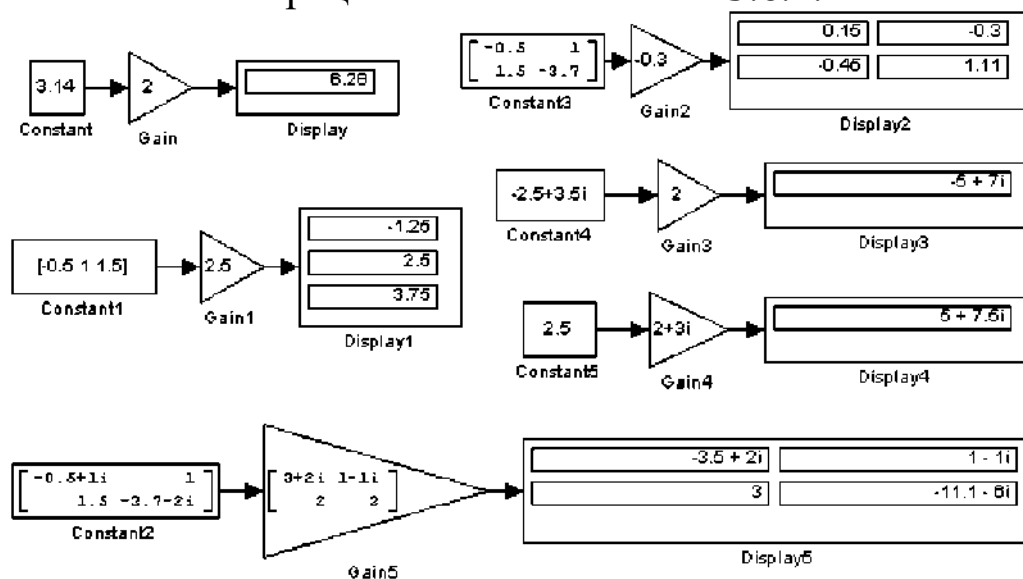


Рис. 2.6.7. Примеры использования блока **Gain**.

Примеры использования блока **Matrix Gain** при выполнении матричных операций показаны на рис. 2.6.8.

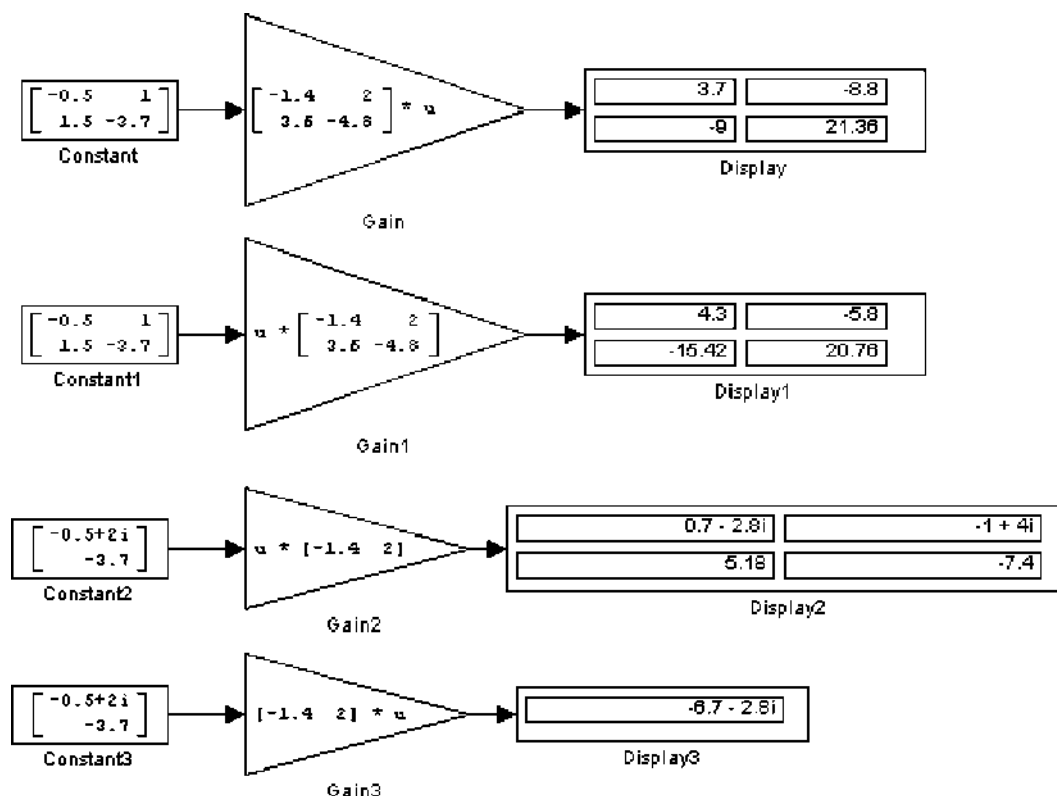


Рис. 2.6.8. Примеры использования блока Matrix Gain

2.6.6. Блок определения минимального или максимального значения MinMax

Назначение:

Определяет максимальное или минимальное значение из всех сигналов

Параметры:

1. **Function** - Выходной параметр. Выбирается из списка:
 - **min** - Минимальное значение.
 - **max** - Максимальное значение.
2. **Number of input ports** - Количество входных портов.

Входные сигналы блока могут быть скалярными или векторными. Блок определяет максимальное или минимальное значение из всех скалярных сигналов, поступающих на его входы. Если входные сигналы являются векторными, то блок выполняет поэлементную операцию поиска минимального или максимального значения. В этом случае размерности векторов должны совпадать..

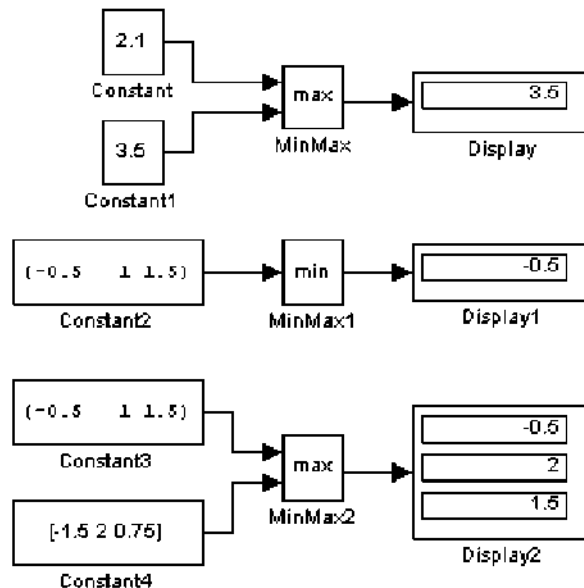


Рис. 2.6.9. Примеры использования блока **MinMax**

2.6.7. Блок вычисления операции отношения **Relational Operator**

Назначение:

Блок сравнивает текущие значения входных сигналов.

Параметры:

Relational Operator - Тип операции отношения (выбирается из списка):

- == - Тожественно равно.
- ~= - Не равно.
- < - Меньше.
- <= - Меньше или равно.
- >= - Больше или равно.
- > - Больше.

Примеры использования блока **MinMax** показаны на рис. 9.6.17.

Примеры использования блока **Relational Operator** показаны на рис. 2.6.10.

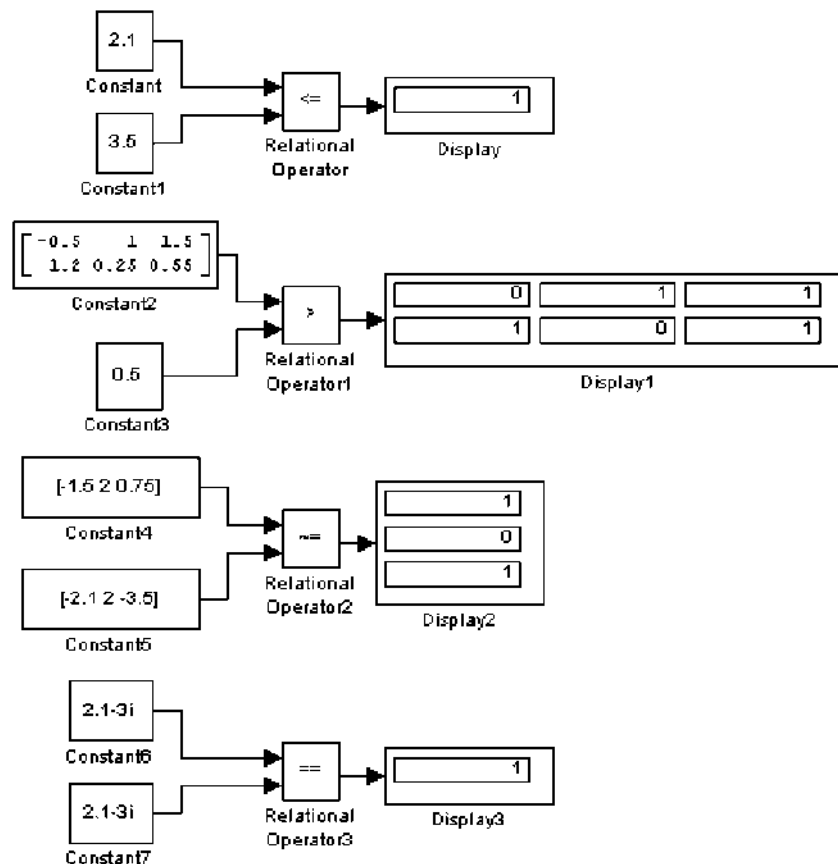


Рис. 2.6.10. Примеры использования блока **Relational Operator**

2.6.8. Блок логических операций Logical Operation

Назначение:

Реализует одну из базовых логических операций.

Параметры:

1. **Operator** - Вид реализуемой логической операции (выбирается из списка):

- **AND** - Логическое умножение (операция **И**).
- **OR** - Логическое сложение (операция **ИЛИ**).
- **NAND** - Операция **И-НЕ**.
- **NOR** - Операция **ИЛИ-НЕ**.
- **XOR** - Исключающее **ИЛИ** (операция сложения по модулю 2).

- **NOT** - Логическое отрицание (**НЕ**).

2. **Number of input ports** - Количество входных портов.

Выходным сигналом блока является **1**, если результат вычисления логической операции есть "**ИСТИНА**" и **0**, если результат - "**ЛОЖЬ**".

Входные сигналы блока могут быть скалярными, векторными или матричными. Если входные сигналы - векторы или матрицы, то блок выполняет поэлементную логическую операцию, при этом

размерность входных сигналов должна совпадать. Если часть входных сигналов - векторы или матрицы, а другая часть входных сигналов - скаляры, то блок выполняет логическую операцию для скалярных входных сигналов и каждого элемента векторных или матричных сигналов. Размерность выходного сигнала, в этом случае, будет определяться размерностью векторных или матричных входных сигналов.

При выполнении логической операции отрицания блок будет иметь лишь один входной порт.

Входные сигналы могут быть как действительного, так и логического типа (**boolean**).

Примеры использования блока **Logical Operation** показаны на рис. 2.6.11.

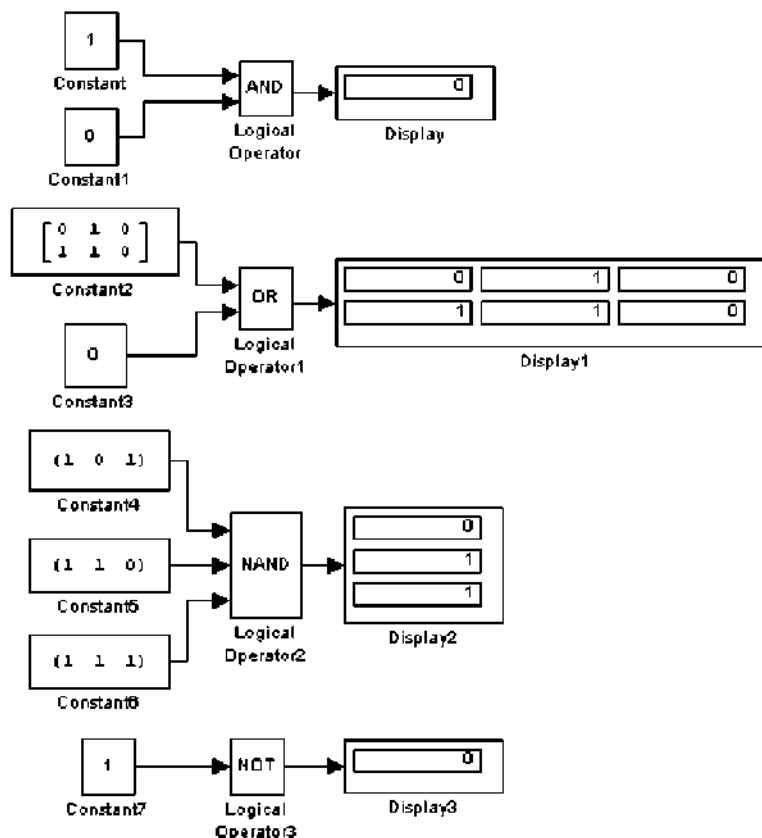


Рис. 2.6.11. Примеры использования блока **Logical Operation**

3. ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №1

Разложить сигнал прямоугольной формы в ряд Фурье при помощи пяти синусоид.

Тот факт, что сигнал произвольной формы (а не только прямоугольные импульсы) можно "разложить" на сумму обыкновенных синусоид, впервые доказал в 20-х годах прошлого века французский математик Ж. Фурье. Такой набор синусоид получил название спектра сигнала. Каждый сигнал (отличающийся от других по форме) имеет свой сугубо индивидуальный спектр, т.е. может быть получен только из синусоид со строго определенными частотами и амплитудами.

Прямоугольный сигнал частотой F с амплитудой U можно разложить в следующий ряд Фурье:

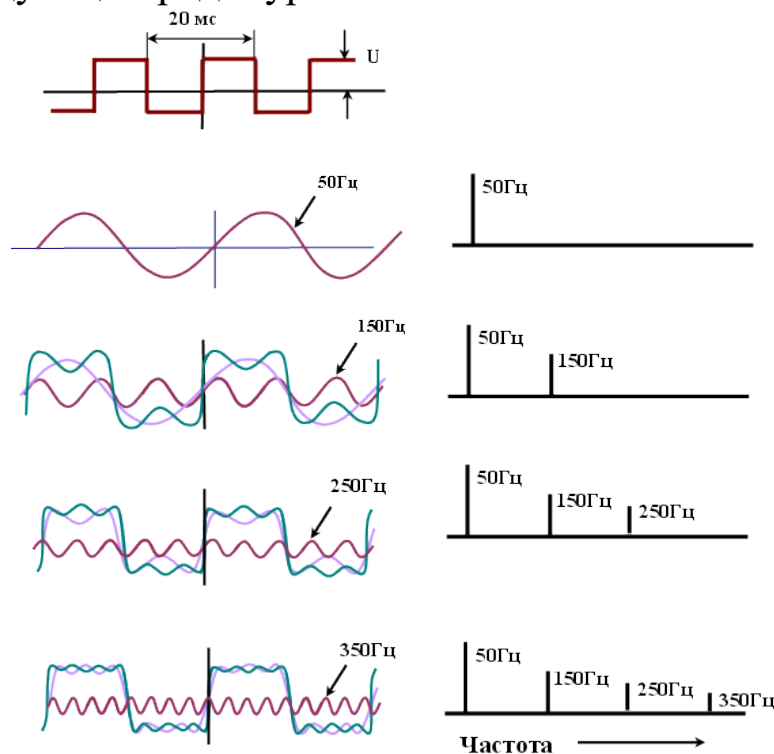


Рис. 3.1. Разложение в ряд Фурье

Сигнал подобрать вручную, не используя математическую формулу.

Модель системы:

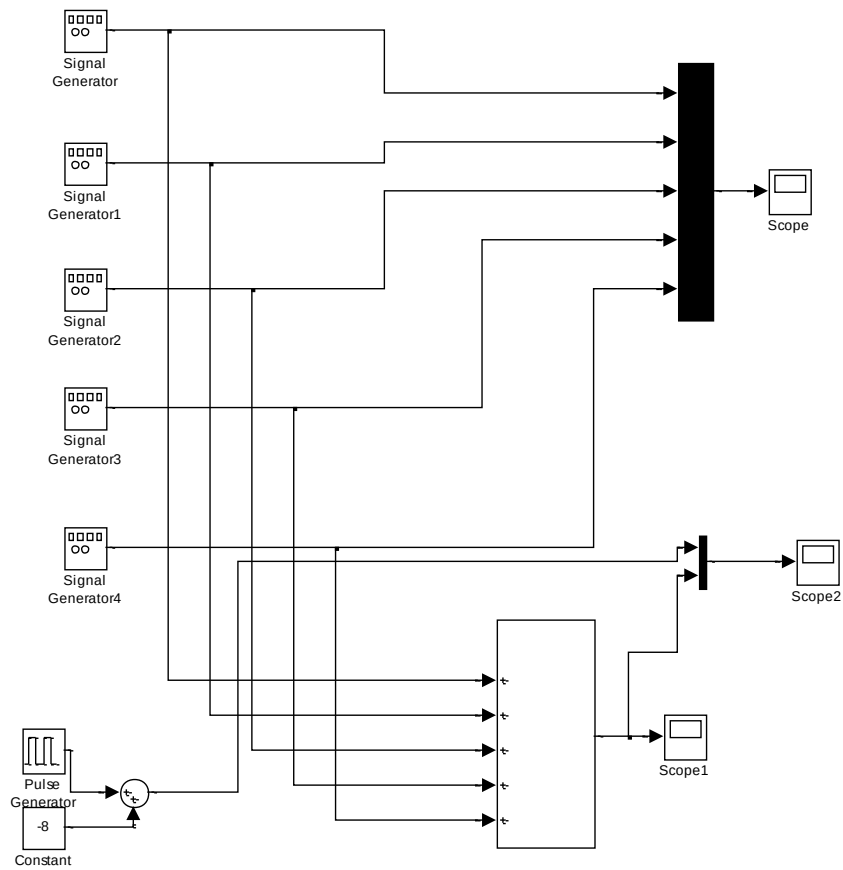


Рис. 3.2. Модель системы

Исходные гармоники:

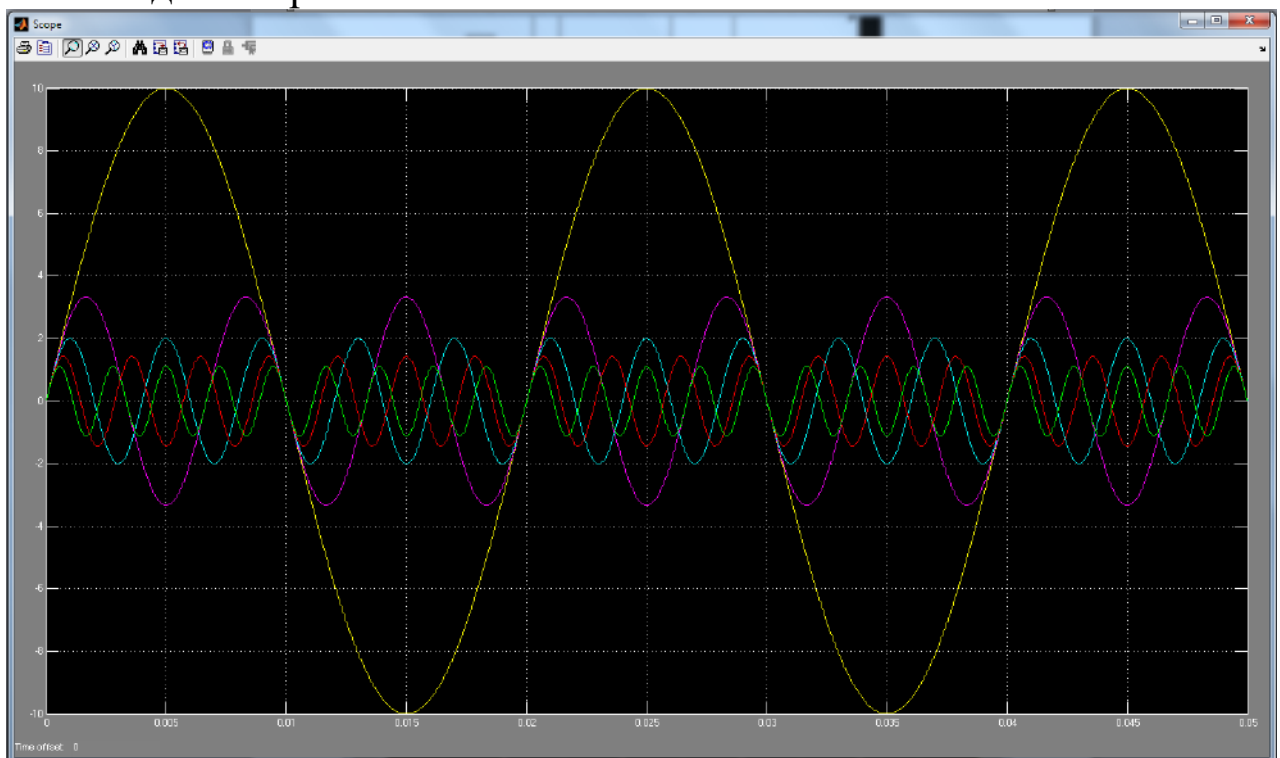


Рис. 3.3. Исходные гармоники

Полученный сигнал:

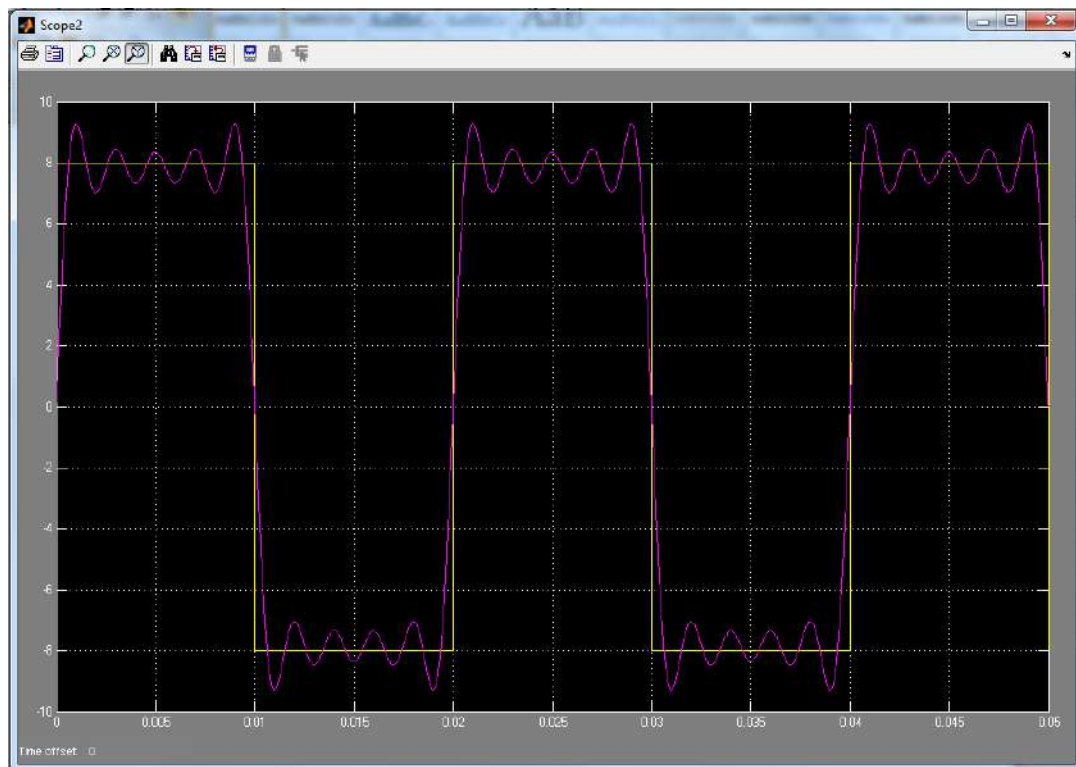


Рис. 3.4. Осциллограмма полученного сигнала

Порядок выполнения работы:

1. Собрать из блоков в среде Simulink генераторы, формирующие гармоники разной частоты и амплитуды (не более 5).
2. Задать параметры амплитуды и частоты для каждого генератора.
3. Просуммировать гармоники и выдать результат работы модели на осциллограф.
4. Сделать выводы и оформить отчет о выполнении работы.

Задания для самоподготовки:

1. Самостоятельно изучить разложение в ряд Фурье.
2. Экспериментальным путем покажите влияние числа гармоник на форму выходного сигнала.
3. Постройте и реализуйте в системе Simulink модель, описывающую треугольные колебания.

4. ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №2

Решение системы линейных алгебраических уравнений

В аналоговой вычислительной технике существует несколько способов моделирования объектов, описываемых системами алгебраических уравнений. Один из них, наиболее распространенный, сводится к решению системы обыкновенных дифференциальных уравнений, установившееся решение которой дает решение алгебраической задачи.

Пусть безинерционный объект описывается системой уравнений:

$$\begin{aligned}a_{11}x_1 + a_{12}x_2 + \dots + a_{1n}x_n &= b_1 \\a_{21}x_1 + a_{22}x_2 + \dots + a_{2n}x_n &= b_2 \\&\dots \\a_{n1}x_1 + a_{n2}x_2 + \dots + a_{nn}x_n &= b_n\end{aligned}$$

Для построения модели данного объекта применим метод сведения к эквивалентной системе дифференциальных уравнений.

Введем следующую систему дифференциальных уравнений:

$$\begin{aligned}\frac{dx_1}{dt} + a_{11}x_1 + a_{12}x_2 + \dots + a_{1n}x_n - b_1 &= 0 \\ \frac{dx_2}{dt} + a_{21}x_1 + a_{22}x_2 + \dots + a_{2n}x_n - b_2 &= 0 \\ &\dots \\ \frac{dx_n}{dt} + a_{n1}x_1 + a_{n2}x_2 + \dots + a_{nn}x_n - b_n &= 0\end{aligned}$$

Как только все производные затухнут ($\frac{dx_i}{dt} = 0$), получаем сигнал решения $\{x_1, x_2, \dots, x_n\}$.

Для эквивалентности этих двух систем уравнений должно обеспечиваться затухающее решение системы дифференциальных уравнений. Достаточным условием, обеспечивающим затухающее решение, является положительная определенность матрицы коэффициентов линейной системы уравнений. Это возможно, в частности, при условии, когда

$a_{ii} \geq \sum_{j=1}^n a_{ij}, i \neq j$.

Найти решение системы линейных алгебраических уравнений:

$$4x_1 + 2x_2 = 14$$

$$2x_1 + 5x_2 = -5$$

Перейдем к эквивалентной системе дифференциальных уравнений:

$$\frac{dx_1}{dt} = 14 - 4x_1 - 2x_2$$

$$\frac{dx_2}{dt} = -5 - 2x_1 - 5x_2$$

Структурная схема модели данной системы приведена на рис. 1. Она построена с использованием классических методов аналоговой вычислительной техники. Переходный процесс установления решения изображен на экране виртуального осциллографа(рис. 13).

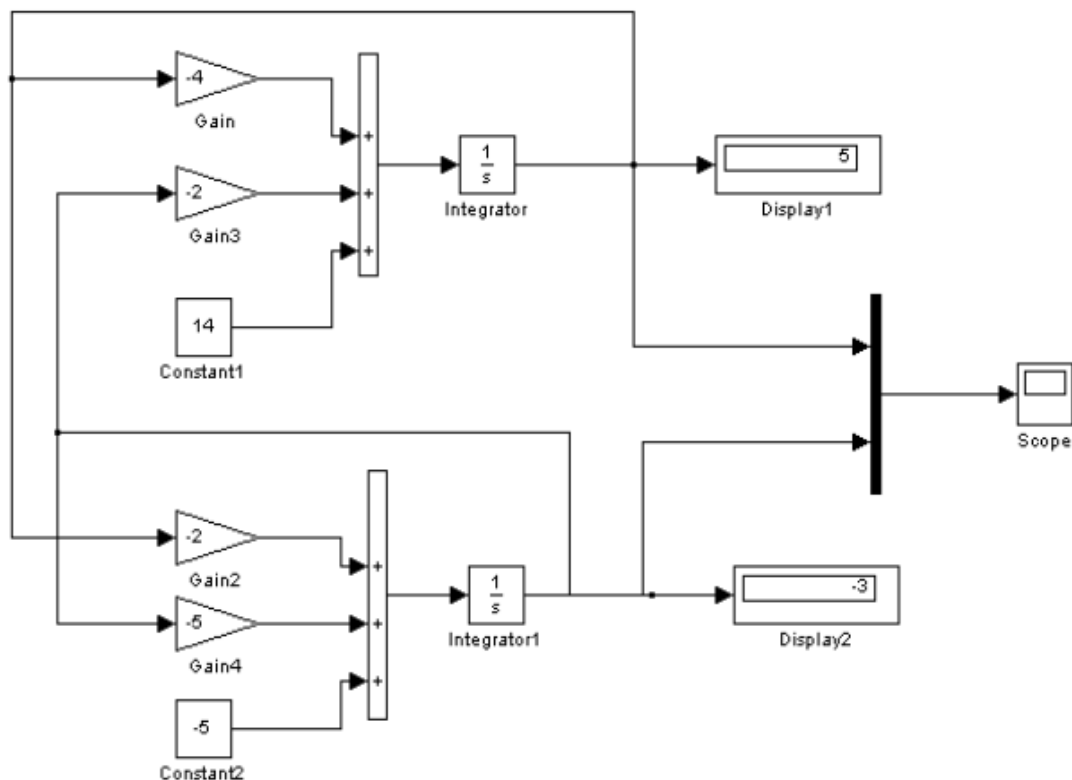


Рис. 4.1. Структурная схема модели системы дифференциальных уравнений, эквивалентной системе линейных алгебраических уравнений второго порядка

На рис. 1 видно, что после $t = 2$ на выходах виртуальных интеграторов устанавливаются сигналы, соответствующие решению системы линейных алгебраических уравнений:

$$x_1 = 5,$$

$$x_2 = -3.$$

Расширение класса алгебраических объектов, матрица коэффициентов которых имеет произвольный вид, возможно путем использования методов квазианалогового моделирования.

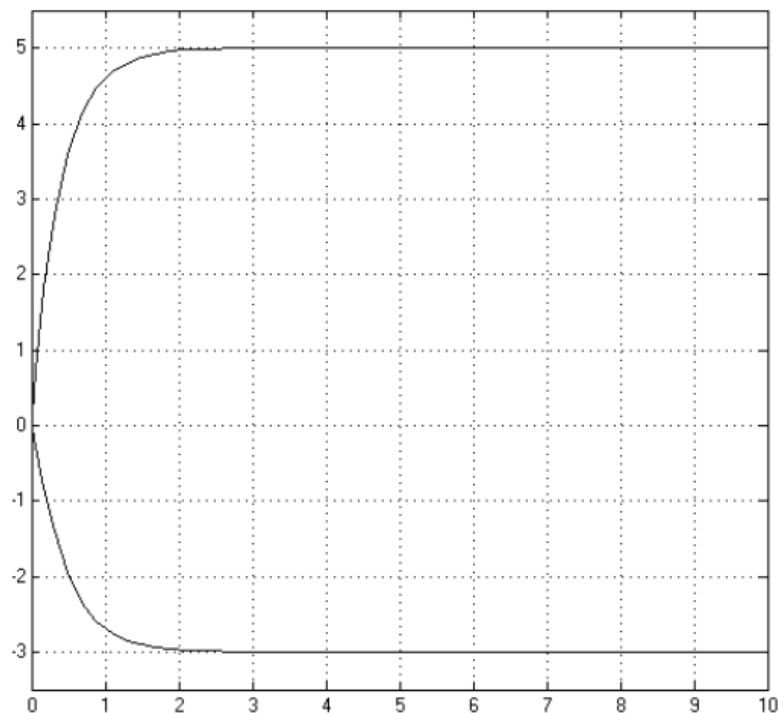


Рис. 4.2. Переходный процесс установления решения системы линейных алгебраических уравнений путем сведения к эквивалентной дифференциальной системе уравнений

Порядок выполнения работы

1. Найти решение системы линейных алгебраических уравнений:

$$5x_1 + 2x_2 + x_3 = 2,5$$

$$3x_1 + 7x_2 + 2x_3 = -1,5$$

$$4x_1 + 0,5x_2 + 5x_3 = 11,5$$

2. Создать модель, реализующую решение данной системы уравнений.
3. Результаты вывести на осциллограф и цифровые регистраторы.
4. Сделать выводы и оформить отчет о выполнении работы.

Задания для самоподготовки

1. Назовите свойства обратных матриц.
2. Объясните, как задаются матрицы в языке MATLAB (при этом можно воспользоваться информацией на сайте exponenta.ru).

3. Используя справочную систему, определите, какие методы решения СЛАУ реализованы в пакете MATLAB.

5. ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №3

Решение системы линейных алгебраических уравнений

Цель работы: ознакомиться с основами работы в пакете MATLAB; научиться задавать данные в матричном виде и выполнять простейшие операции над ними; закрепить полученные знания на примере решения системы линейных алгебраических уравнений.

Краткие теоретические сведения

Система линейных алгебраических уравнений (СЛАУ) с n неизвестными имеет вид:

$$\mathbf{AX}=\mathbf{B}$$

Где

$$\mathbf{A} = \begin{pmatrix} a_{11} & a_{12} & \dots & a_{1n} \\ a_{21} & a_{22} & \dots & a_{2n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ a_{n1} & a_{n2} & \dots & a_{nn} \end{pmatrix}; \quad \mathbf{X} = \begin{pmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \dots \\ x_n \end{pmatrix}, \quad \mathbf{B} = \begin{pmatrix} b_1 \\ b_2 \\ \dots \\ b_n \end{pmatrix}.$$

Здесь $\mathbf{A}$ – квадратная матрица коэффициентов (квадратная матрица с ненулевым определителем), $\mathbf{X}$ – вектор неизвестных величин, $\mathbf{B}$ – вектор свободных членов. Для решения системы уравнений необходимо выразить вектор неизвестных из матричного уравнения:

$$\mathbf{X}=\mathbf{A}^{-1}\mathbf{B}$$

где $\mathbf{A}^{-1}$ – обратная матрица по отношению к $\mathbf{A}$.

Дополнительные сведения о матричной алгебре можно отыскать в книге Ф.Р. Гантмахера ["Теория матриц"](#). Также полезно самостоятельно ознакомиться с разнообразными [методами решения систем линейных алгебраических уравнений](#).

Указания к выполнению

Перед началом выполнения лабораторной работы необходимо ознакомиться с теорией матриц и с основами языка MATLAB, пользуясь справочной системой пакета MATLAB, учебной и научной литературой, приведенной в библиографическом списке. Для выполнения основной части работы требуется запустить пакет

MATLAB и создать новый скрипт, выбрав в главном меню File пункт New > M-file. Скрипт можно сохранить под выбранным именем. Имя желательно составить, используя символы латиницы и цифры (первый символ – буква) и избегая служебных символов. Директорию, в которой сохранен файл нового скрипта, необходимо сделать активной в окне Current Directory. Приведем пример решения СЛАУ при следующих исходных данных:

$$A = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 2 & 2 & 1 \\ 3 & 1 & 1 \end{pmatrix}, B = \begin{pmatrix} 6 \\ 9 \\ 8 \end{pmatrix}.$$

Для решения этой системы уравнений предлагается скрипт, содержащий процедуру вычисления вектора неизвестных тремя различными способами:

```
% Задание матриц
A = [1 1 1; 2 2 1; 3 1 1];
B = [6; 9; 8];
% Решение системы линейных уравнений. Вариант 1
X1 = linsolve(A, B)
% Решение системы линейных уравнений. Вариант 2
X2 = A \ B
% Решение системы линейных уравнений. Вариант 3
X3 = inv(A) * B
```

Для запуска скрипта следует набрать его имя в рабочей области Command Window и подтвердить нажатием клавиши ENTER. Альтернативный вариант запуска – с помощью пиктограммы  на панели инструментов в окне скрипта. Результат выполнения скрипта выводится в рабочей области. Обратите внимание, что результаты выполнения операций появляются лишь в том случае, если в конце строки не стоит точка с запятой. В ином случае операция выполняется, но ее результат не отражается в рабочей области.

Порядок выполнения работы:

1. Создать новый скрипт MATLAB.
2. Задать две матрицы: квадратную матрицу коэффициентов системы линейных алгебраических уравнений и вектор-столбец свободных членов.
3. Используя возможности языка MATLAB, различными способами вычислить вектор неизвестных величин.

4. Отобразить результаты выполнения программы и интерпретировать их.
5. Сделать выводы и оформить отчет о выполнении работы.

Задания для самоподготовки

1. Назовите свойства обратных матриц.
2. Дайте определение плохо обусловленной матрицы. Покажите на примере, как плохая обусловленность матрицы коэффициентов СЛАУ влияет на ее решение.
3. Объясните, как задаются матрицы в языке MATLAB (при этом можно воспользоваться информацией на сайте exponenta.ru).
4. Используя справочную систему, определите, какие методы решения СЛАУ реализованы в пакете MATLAB.

6. ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №4

Модель траектории полета тела, брошенного с начальной скоростью под углом к горизонту

Предположим, что наблюдатель, находясь над уровнем земли на высоте 1 м, бросил камень под углом 30 градусов к горизонту с начальной скоростью 20 м/сек. Необходимо реализовать модель траектории полета камня под действием силы тяжести и определить расстояние от наблюдателя до точки падения камня. Влиянием атмосферы на полет камня пренебречь. Уравнения движения камня, как это следует из школьного курса физики, имеют вид:

$$y = y_0 + v \cdot \sin(\alpha) \cdot t - g \cdot \frac{t^2}{2},$$

$$x = v \cdot \cos(\alpha) \cdot t,$$

где: $y_0=1$ м, $V=20$ м/сек., $\alpha=30^\circ$, $g=9.81$ м/сек.

Структурная схема модели траектории камня приведена на рис.

15.

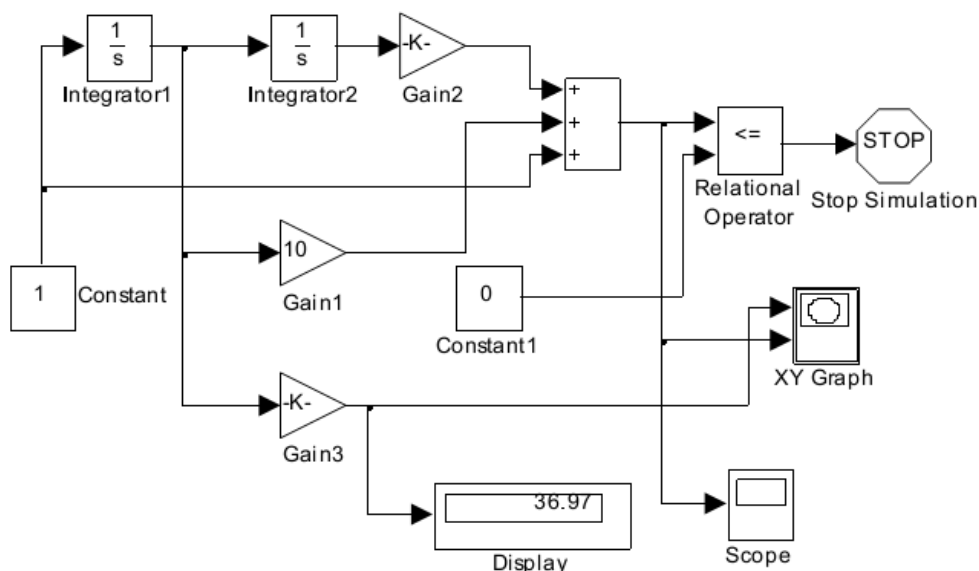


Рис. 6.1. Структурная схема модели траектории камня

Вертикальная составляющая начальной скорости камня задается блоком Gain1, горизонтальная составляющая- блоком Gain3, ускорение земного тяготения– блоком Gain2. Значение текущей высоты полета камня как функции времени формируется на выходе сумматора. Сигнал окончания моделирования формируется блоками Relational Operator и Stop Simulation в момент времени, когда высота у сравнивается с нулем. Показания цифрового регистратора соответствует длине пути по горизонтали, пройденной камнем до момента соприкосновения с землей. На рис. 16. показана траектория камня на экране виртуального двухкоординатного регистратора.

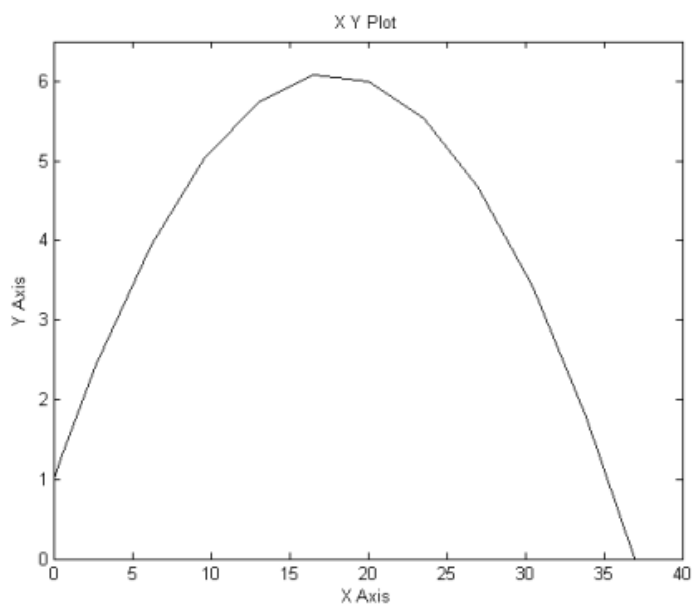


Рис. 6.2. Траектория полета камня, брошенного под углом 30 градусов к горизонту с начальной высоты 1м, с начальной скоростью 20 м/сек.

Порядок выполнения работы:

1. В системе MATLAB построить модель, реализующую Модель траекторию полета тела, брошенного с начальной скоростью под углом к горизонту.
2. Использовать начальные условия: $y_0=1$ м, $V=20$ м/сек., $\alpha=30^\circ$, $g=9.81$ м/сек.
3. Результаты работы модели вывести на графопостроитель.
4. Меняя входные данные, проследить, как меняется траектория полета тела.
7. Сделать выводы и оформить отчет о выполнении работы.

Задания для самоподготовки

1. Используя различные блоки в пакете MATLAB, построить разные варианты моделей..

7. ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №5

Модель работы линейного осциллятора

Осциллятором в механике называют механическую систему с одной степенью свободы, совершающую колебания около положения устойчивого равновесия (например, маятник, груз на пружине). Колебания осциллятора описываются следующим дифференциальным уравнением:

$$x'' + 2nx' + k^2x = h \sin(pt), \quad (1)$$

здесь x'' - обобщённое ускорение осциллятора ; $2nx'$ - обобщённая сила линейного сопротивления; xk^2 - обобщённая квазиупругая сила; $h \sin(pt)$ - обобщённая гармоническая возмущающая сила.

Данное уравнение применяется также и для исследования колебаний немеханических систем. В частности, колебательный контур является осциллятором. Колебания напряжённостей электрического и магнитного полей в плоской электромагнитной волне вполне можно описывать предыдущим дифференциальным уравнением. В квантовой механике задача о линейном осцилляторе решается с помощью уравнения Шредингера. Законы колебаний

линейного осциллятора играют важную роль в теории твёрдого тела, электромагнитного излучения, колебательных спектров молекул.

Запишем уравнение (1) в форме:

$$x'' = -2nx' - k^2 x + h \sin(pt). \quad (2)$$

В основу воплощения уравнения (1) в блок-схему положим следующую идею последовательного итерационного процесса:

- если сформировать правую часть уравнения (1) зависящую от x , x' , считая их известными, то станет известно ускорение x'' осциллятора. проинтегрировав ускорение, можно получить скорость x' , а последующее интегрирование даёт закон изменения перемещения осциллятора $x(t)$. полученные значения скорости и перемещения можно теперь использовать для формирования правой части.

Итак, для формирования блок-схемы, осуществляющей численное интегрирование, можно сделать следующее:

1. В основу блок-схемы положено два последовательно соединённых интегратора(блоки Integrator) с внешне задаваемыми начальными условиями в соответствии с системой дифференциальных уравнений:

$$\begin{cases} \frac{dV}{dt} = h \sin(pt) - 2nx' - k^2 x \\ \frac{dx}{dt} = V \end{cases} \quad (3)$$

и начальными условиями при $t = 0$, $x = x_0$, $x' = x'_0$.

На вход первого интегратора подаётся ускорение V' , а в качестве начального условия используется начальное значение скорости $V(0) = x'_0$; выходом этого блока будет текущая скорость осциллятора $V = V(t)$; эту величину следует подать на вход второго интегратора с начальным условием в виде начального значения отклонения $x(0) = x_0$; выход из блока будет представлять собой искомый закон движения $x = x(t)$.

2. Сформулировать отдельным блоком в виде подмодели(блок Subsystem) функцию правой части $f(t, x, x') = h \sin(pt) - 2nx' - k^2 x$, используя в качестве входных параметров полученные значения $x(t)$ и $x'(t)$ в качестве входных величин $-h, p, n, k$.
3. Используя созданную подмодель, в основной модели связать сформулированные текущие значения $x(t)$ и $x'(t)$

t) с соответствующими входами подмодели, а выход подмодели связать с сумматором; сигнал с выхода сумматора подать на вход первого интегратора, замыкая цепь интегрирования.

4. Для отображения результатов интегрирования в графической форме подсоединить блок Scope к выходу системы – сформированному сигналу $x(t)$; для отображения фазового портрета осциллятора использовать блок XY Graph, на входы которого направить сигналы $x(t)$ и $x'(t)$.

Связь подсистемы с основной системой осуществляется путём ввода в подсистему стандартных блоков типа **In**(Вход) и **Out**(Выход). Все величины, которые формируются в основной модели, а затем должны быть использованы в подмодели, должны "проникать" в подсистему через блоки **In**, а величины, сформированные в подсистеме и затем используемые в основной системе, должны "выходить" из подсистемы через блоки **Out**.

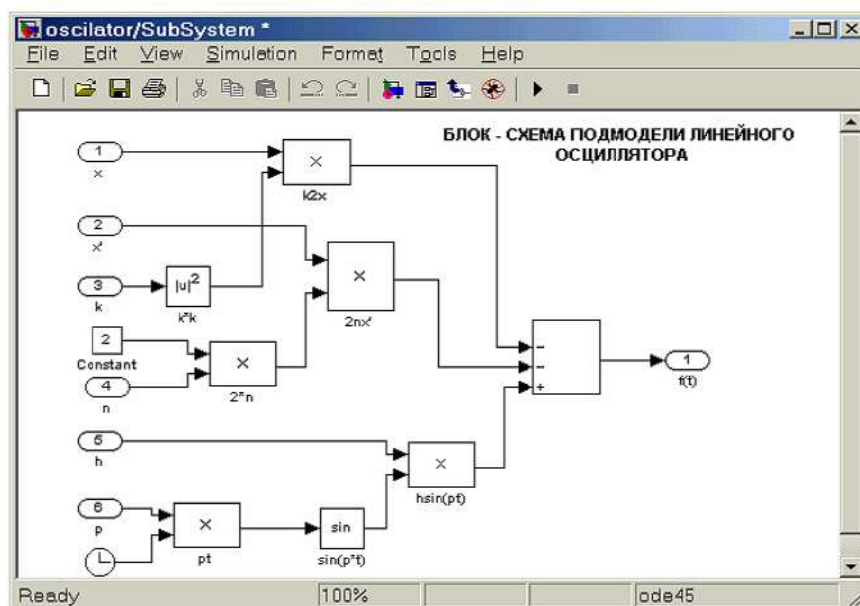


Рис. 7.1. Блок-схема подмодели линейного осциллятора

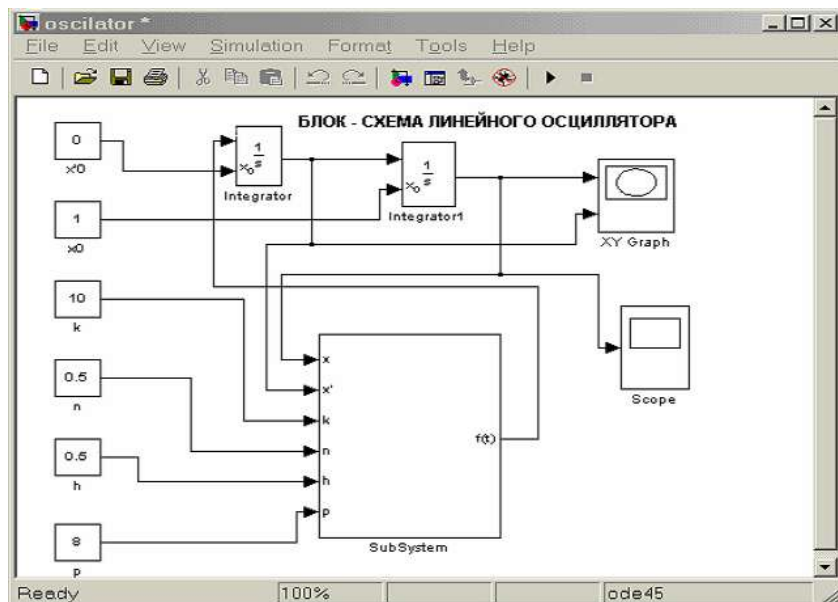


Рис. 7.2. Блок-схема основной модели линейного осциллятора

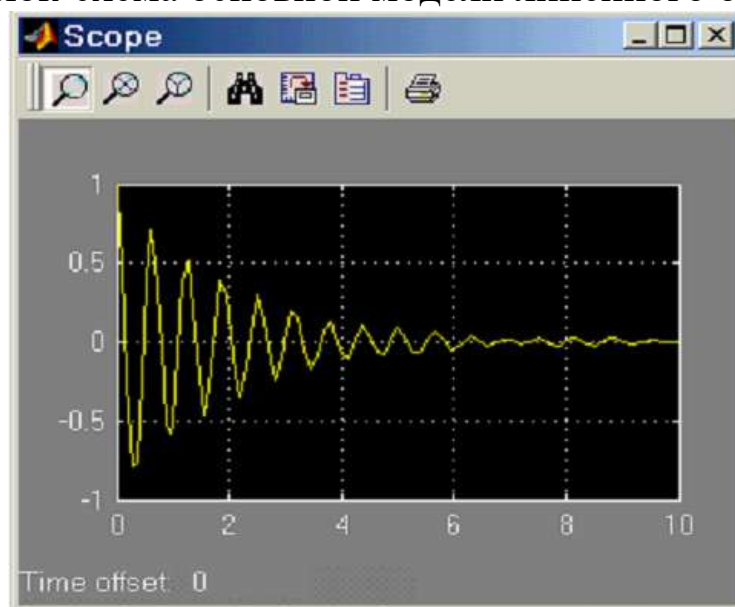


Рис. 7.3. Результаты работы модели линейного осциллятора

Порядок выполнения работы

1. Записать дифференциальное уравнение, описывающее колебания осциллятора.
2. Представить полученное дифференциальное уравнение в интегральной форме. Собрать из блоков в среде Simulink соответствующую этому описанию модель.
3. Задать параметры маятника и выбрать начальные условия.
4. Результаты работы системы вывести на осциллограф.
5. Сделать выводы и оформить отчет о выполнении работы.

Задания для самоподготовки

1. Самостоятельно выведите уравнение движения маятника.
2. Экспериментальным путем покажите влияние массы и длины маятника на характер его колебаний.
3. В справочной системе Simulink найдите описание блока X-Y Plot. Примените этот блок для построения траектории движения маятника на фазовой плоскости.
4. Постройте математическую модель пружинного маятника и реализуйте ее в системе Simulink.

8. ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №6

Построение регрессионной модели с использованием метода наименьших квадратов

Цель работы: получить навыки построения модели одномерного статического объекта в пакете MATLAB с использованием линейного метода наименьших квадратов (МНК); овладеть приемами графического вывода в MATLAB.

Краткие теоретические сведения

Рассмотрим задачу оценивания функциональной зависимости $x=x(U, \alpha)$ по выборке некоррелированных и равноточных измерений этих переменных $\{U_i, x_i\}$, $i=1, 2, \dots, n$ в случае, когда уравнение этой зависимости представляет собой функцию, линейную относительно параметров:

$$x = \alpha_1 \varphi_1(U) + \alpha_2 \varphi_2(U) + \dots + \alpha_m \varphi_m(U).$$

В матричной форме это уравнение имеет вид:

$$x = \alpha^T \varphi,$$

$$\text{где } \alpha = \begin{pmatrix} \alpha_1 \\ \alpha_2 \\ \vdots \\ \alpha_m \end{pmatrix} \text{ – вектор параметров модели; } \varphi = \begin{pmatrix} \varphi_1(U) \\ \varphi_2(U) \\ \vdots \\ \varphi_m(U) \end{pmatrix} \text{ –}$$

вектор линейно-независимых базисных функций. Также введем следующие матрицы:

$$\Phi = \begin{pmatrix} \varphi_1(u_1) & \varphi_2(u_1) & \dots & \varphi_m(u_1) \\ \varphi_1(u_2) & \varphi_2(u_2) & \dots & \varphi_m(u_2) \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \varphi_1(u_n) & \varphi_2(u_n) & \dots & \varphi_m(u_n) \end{pmatrix}, H = \begin{pmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \dots \\ x_n \end{pmatrix},$$

где Φ – матрица, составленная из базисных функций, рассчитанных в выборочных значениях независимой переменной; H – вектор выборочных значений зависимой переменной. Подставляя в матричное уравнение поочередно все элементы выборки, получим несовместную систему уравнений:

$$\Phi\alpha = H.$$

Выполним преобразование, умножив левую и правую части уравнения на Φ^T :

$$\Phi^T\Phi\alpha = \Phi^TH.$$

Это уравнение носит название нормального уравнения. Вектор параметров модели является решением нормального уравнения:

$$\alpha = (\Phi^T\Phi)^{-1}\Phi^TH.$$

Вектор коэффициентов также можно получить, решая задачу минимизации критериальной функции – среднего квадрата отклонения выборочных значений $x_1, x_2, \dots, x_n$ от значений модели, рассчитанных в выборочных точках $u_1, u_2, \dots, u_n$.

Указания к выполнению

Рассмотрим задачу определения линейных коэффициентов модели методом МНК для функциональной зависимости $x = U^2$ заданной случайной выборкой:

$$\{U_i, x_i\}, i=1,2,\dots,9,$$

где $U_1=0, U_2=0.5, \dots, U_9=4; x_i=U_i^2=\eta_i$ Здесь компоненты вектора случайной помехи некоррелированы и распределены по нормальному закону со следующими параметрами: $M\{\eta_i\}=0, \sigma\{\eta_i\}=0.7$. Структура модели имеет вид

$$x = a_0U^2 + a_1U + a_2$$

Для построения модели МНК средствами MATLAB следует набрать и выполнить приведенный ниже скрипт (при этом необходимо обращать внимание на комментарии):

Закрыть все существующие окна с графиками - close all;

Задание выборочных значений на основе истинной квадратичной зависимости с аддитивной нормальной помехой с СКО = 0.7, приложенной к выходу $U = [0:0.5:4]'; X = U.^2 + \text{randn}(\text{size}(U))*0.7;$

Расчет оптимального вектора коэффициентов методом МНК с использованием встроенной функции $A1 = \text{polyfit}(U,X,2)$.

Задание матрицы значений базисных функций в выборочных точках $F = [U.^2, U.^1, U.^0]$;

Расчет оптимального вектора коэффициентов методом МНК непосредственным решением матричного уравнения $A2 = \text{inv}(F'*F)*F'*X$

Задание вектора значений входной величины модели $U1 = (0:0.1:4)$;

Расчет выходной величины модели МНК $X1 = \text{polyval}(A1,U1)$;

Создание нового графика и включение режима рисования нескольких графиков на одном поле figure, hold on;

Вычисление среднеквадратического отклонения модели относительно выборки $MSE = \text{var}(X - \text{polyval}(A1,U))$;

Отображение модели МНК, выборочных значений и величины СКО

```
plot(U1,X1,'LineWidth',1);  
plot(U,X,'o','MarkerSize',5,'MarkerFaceColor','r','MarkerEdgeColor','r');  
text(0.5,5, strcat('MSE = ', num2str(MSE)));
```

В результате выполнения программы будут получены оптимальные векторы параметров, которые затем отобразятся в окне Command Window. Выборочные значения и модель МНК в диапазоне изменения входной величины от 0 до 4 выводятся на графике в окне Figure 1.

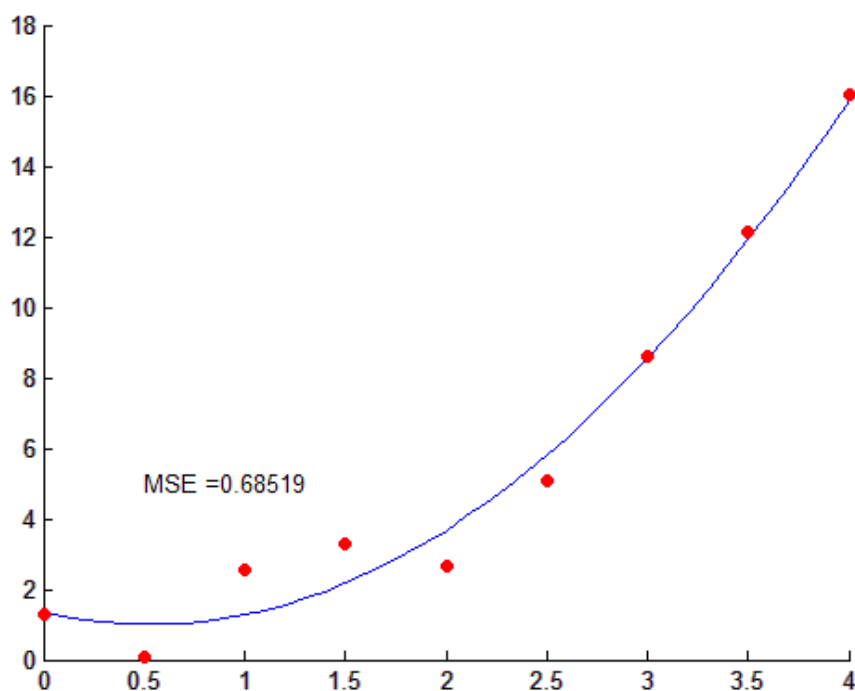


Рис. 8.1. Результат работы модели

Порядок выполнения работы

1. Создать новый скрипт MATLAB.
2. Сгенерировать случайную выборку значений входной и выходной величин, задав истинную характеристику объекта, а также случайную аддитивную помеху, приложенную к выходу и распределенную по известному закону.
3. Выбрать систему базисных функций и порядок уравнения модели.
4. Оценить параметры модели с использованием линейного метода наименьших квадратов.
5. Отобразить выборочные значения и выход модели на одном и том же графике, пользуясь возможностями графического вывода в системе MATLAB.
6. Рассчитать среднеквадратическую ошибку построенной модели.
7. Сделать выводы и оформить отчет о выполнении работы.

Задания для самоподготовки

1. Выведите и решите систему уравнений, составленных в соответствии с необходимым условием существования минимума для критерия МНК.
2. Изучив учебную и научную литературу, дайте определение системы ортогональных функций. Объясните, какие преимущества дает применение системы ортогональных базисных функций в методе МНК.
3. Используя справочную систему MATLAB/Statistics Toolbox, найдите функцию, реализующую закон распределения Стюдента. В программе осуществите распределение случайной добавки по закону Стюдента.
4. Исследуйте поведение дисперсии ошибки модели в зависимости от объема исходной выборки. Объясните найденные закономерности.

9. ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №7

Частотный анализ сигнала с использованием преобразования Фурье

Цель работы: научиться генерировать периодические и случайные сигналы с использованием среды Simulink; овладеть приемами частотного анализа периодических сигналов с применением блоков Simulink, реализующих алгоритм дискретного преобразования Фурье.

Краткие теоретические сведения.

Пусть имеется реализация k_j , $j = 1, 2, \dots, N$, которая представляет собой измерения величины, периодически изменяющейся с течением времени. Измерения осуществляются через равный временной интервал. Исходный сигнал можно аппроксимировать функциональным рядом Фурье, каждый член которого соответствует определенной гармонике. Гармоникой сигнала будем называть его гармоническую составляющую, имеющую свою частоту. Для каждой гармоники зададим индекс, который обозначим переменной m (см. рис. 9.1.).

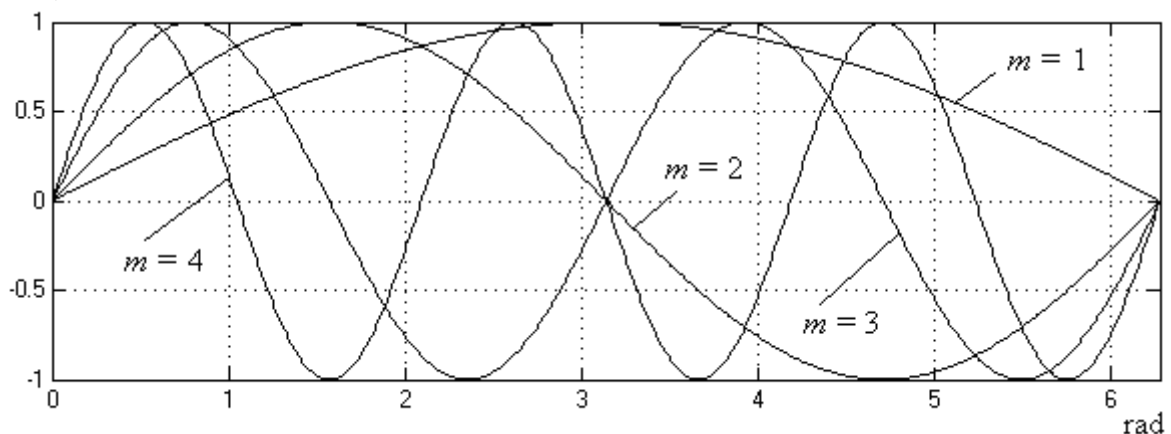


Рис. 9.1. Исходные гармоники

Для каждого индекса частоты $m = 1, 2, \dots$ или порядкового номера гармоники $(m-1)$ комплексные коэффициенты Фурье выражаются формулой

$$Y_m = \sum_{j=1}^N k_j \omega_N^{(j-1)(m-1)}, \quad \omega_N = e^{-\frac{2\pi i}{N}}.$$

Действительная и мнимая части коэффициента Y_m могут быть найдены следующим образом:

$$y_m^{re} = \sum_{j=1}^N k_j \cos\left(\frac{2\pi(j-1)(m-1)}{N}\right),$$

$$y_m^{im} = -\sum_{j=1}^N k_j \sin\left(\frac{2\pi(j-1)(m-1)}{N}\right).$$

Эти коэффициенты полностью описывают характеристики соответствующих гармоник, а именно: их амплитуду и фазу. Амплитуда гармоники совпадает с модулем соответствующего комплексного коэффициента:

$$A_m = \sqrt{y_m^{re^2} + y_m^{im^2}},$$

а фаза равняется его углу:

$$\alpha_m = \arctg \frac{y_m^{im}}{y_m^{re}}.$$

Приведенное соотношение для определения фазы имеет ограниченную область значений $[-\pi/2, \pi/2]$, что следует из определения арктангенса. Для расширения области значений до $[-\pi, \pi]$ вводится исправленная функция арктангенса для четырех квадрантов, зависящая от двух аргументов:

$$\beta_m = \arctg 2(y_m^{im}, y_m^{re}) = \begin{cases} \arctg \left| \frac{y_m^{im}}{y_m^{re}} \right|, & y_m^{im} \geq 0, y_m^{re} > 0, \\ -\arctg \left| \frac{y_m^{im}}{y_m^{re}} \right|, & y_m^{im} < 0, y_m^{re} > 0, \\ \pi - \arctg \left| \frac{y_m^{im}}{y_m^{re}} \right|, & y_m^{im} \geq 0, y_m^{re} < 0, \\ -\pi + \arctg \left| \frac{y_m^{im}}{y_m^{re}} \right|, & y_m^{im} < 0, y_m^{re} < 0. \end{cases}$$

Эта формула учитывает выполнение неравенства $y_m^{re} \neq 0$, чтобы избежать деления на ноль.

Указания к выполнению

Модель, реализующая амплитудный частотный анализ периодического сигнала, создается в среде Simulink по приведенному ниже образцу.

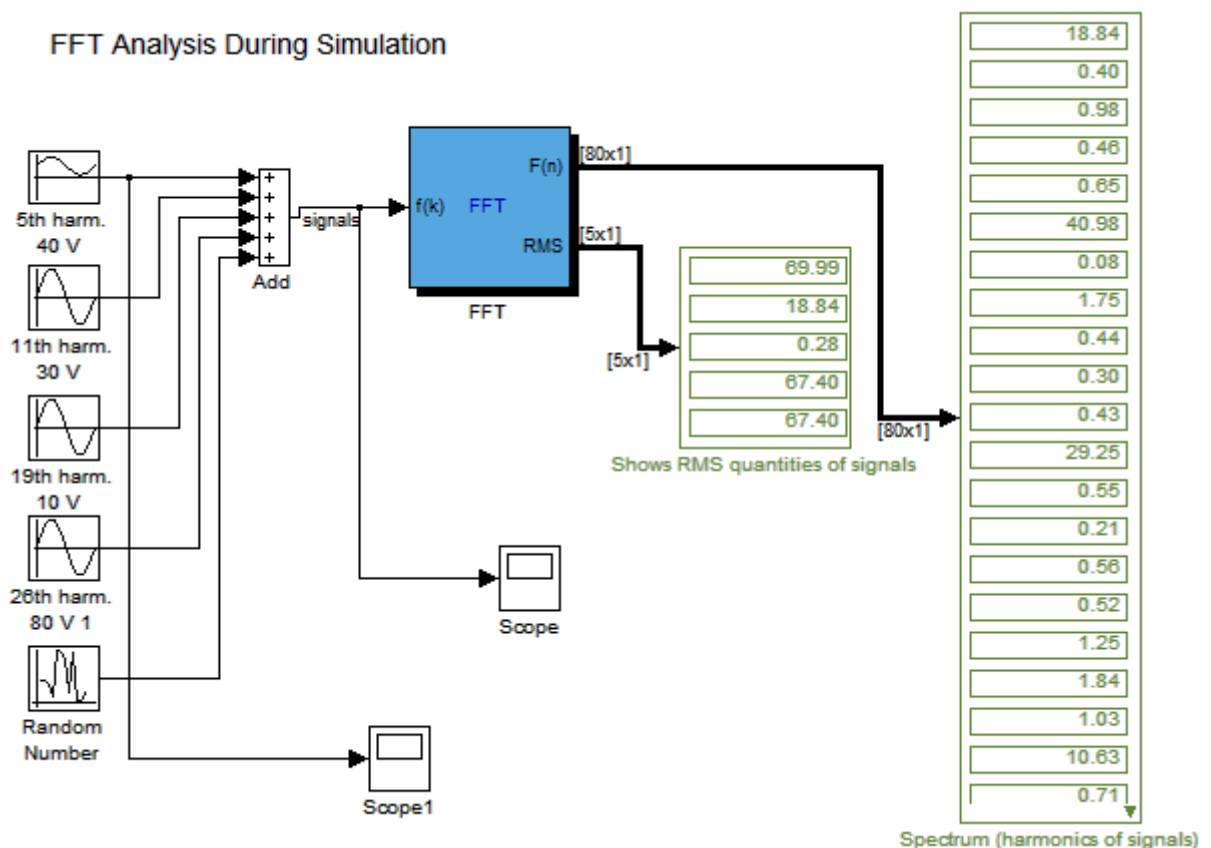


Рис. 9.2. Модель системы

Время жизни модели – от 0 до 1 с, дискретный интервал времени составляет 0,00025 с.

Блоки, расположенные в окне модели слева, предназначены для генерации тестового периодического сигнала. В окне свойств каждого из этих блоков необходимо указать параметры гармонического либо случайного сигнала.

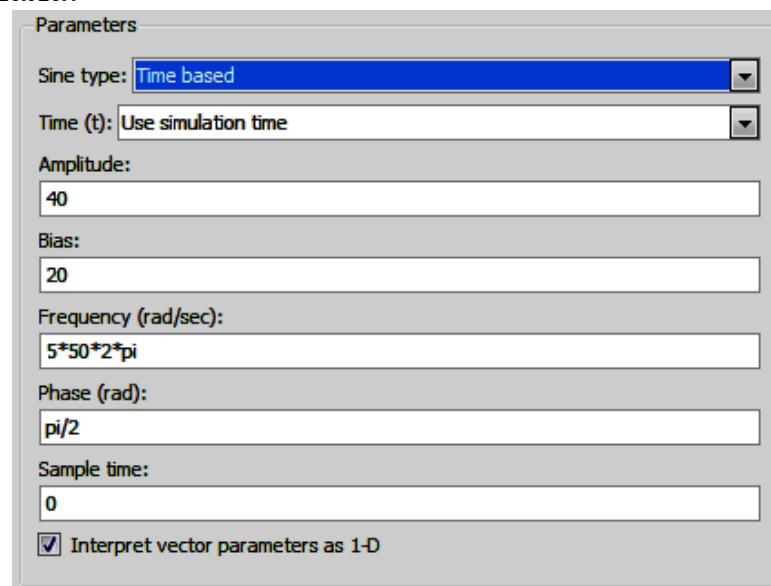


Рис. 23. Свойства блока

Базовая частота в модели, относительно которой определяются порядковые номера гармоник, выбрана равной $50 \cdot 2$ рад/с. Результаты

расчета амплитуд гармоник отображаются в окне модели в виде таблицы и на графике.

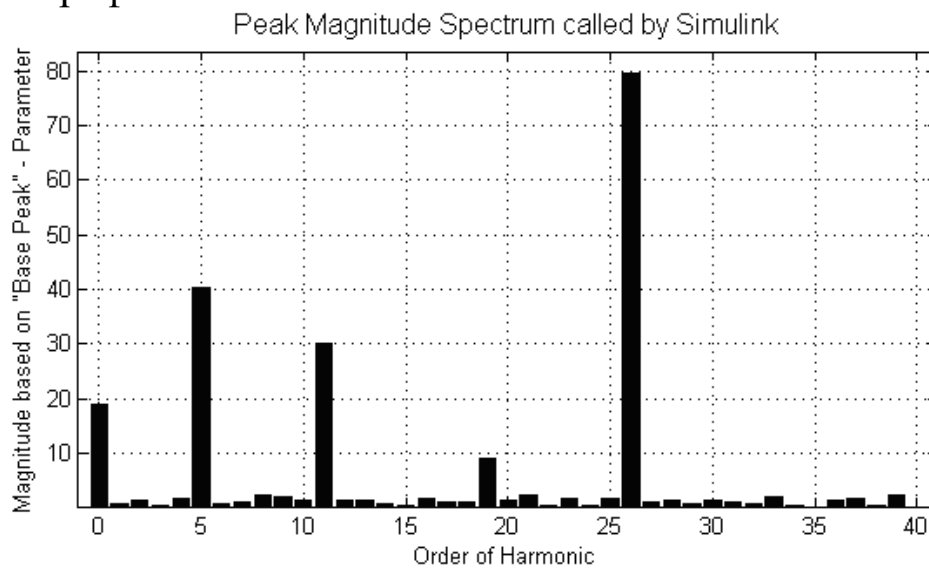


Рис. 9.3. Результат работы системы

Порядок выполнения работы:

1. Сформировать реализацию дискретного по времени случайного процесса путем суммирования нескольких синусоидальных сигналов с различными параметрами (амплитудой, фазой, частотой, сдвигом) и случайной ошибки, распределенной по нормальному закону.
2. В среде Simulink реализовать алгоритм расчета коэффициентов дискретного преобразования Фурье.
3. Провести амплитудный анализ исходного случайного процесса. Зависимость амплитуды гармоники от ее порядкового номера отобразить на графике.
4. Сделать выводы и оформить отчет о выполнении работы.

Задания для самоподготовки:

10. Пользуясь справочной системой Simulink или учебной и научной литературой, объясните особенности алгоритма быстрого преобразования Фурье.
11. Реализуйте алгоритм частотного анализа с использованием стандартного блока Spectrum Scope, входящего в библиотеку Signal Processing Blockset.
12. Сформулируйте теорему Найквиста. Поясните, как осуществить предварительную обработку исходного сигнала в соответствии с требованиями этой теоремы.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Агафонов, Е. Д. Компьютерное моделирование в пакете MATLAB/Simulink. [Электронный ресурс]: метод. указания к выполнению лаб. работ для магистрантов направления 220100 "Системный анализ и управление" оч. формы обучения. / Е. Д. Агафонов; Сиб. гос. аэрокосмич. ун-т. им. акад. М.Ф. Решетнева. – Электрон. учеб. издание. – Красноярск: СибГАУ, 2012. – Режим доступа: <http://www.compmod.hut2.ru>.
2. Дашенко О. Ф., Кириллов В. Х., Коломієць Л. В., Оробей В. Ф. MATLAB в инженерних та научных розробках: Монографія. – Одеса: Астро-принт, 2003. – 214 с.
3. Математическое и компьютерное моделирование процессов и систем в среде MATLAB/SIMULINK. Учебное пособие для студентов и аспирантов/ В.В. Васильев, Л.А. Симак, А.М. Рыбникова. – К.: НАН Украины, 2008. – 91 с.
4. Ануфриев И. Е., Смирнов А. Б., Смирнова Е. Н. MATLAB 7. - СПб.: БХВ-Петербург, 2005. - 1104 с: ил.
5. Шульгин В.И. основы работы с SIMULINK MATLAB Лабораторный практикум. - Харьков 2010. - 60 с.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	2
1. МОДЕЛИРОВАНИЕ В СРЕДЕ SIMULINK.....	4
1.1. Общие сведения	4
1.2 Моделирования в Simulink	5
1.3. Запуск Simulink	6
1.4. Обзорщик (браузер) разделов библиотеки Simulink	7
1.5. Создание модели.....	8
1.6. Расположить блоки в окне модели.	9
1.7. Соединение элементов схемы.....	10
1.8. Сохранение модели	10
1.9. Окно модели	10
1.10. Установка параметров расчета.....	11
1.11. Выполнение расчета	12
Завершение работы	13
2. БИБЛИОТЕКА БЛОКОВ SIMULINK	13
2.1. Sources - источники сигналов.....	13
2.1.1. Источник постоянного сигнала Constant.....	13
2.1.2. Источник синусоидального сигнала Sine Wave.....	13
2.1.4. Генератор ступенчатого сигнала Step.....	14
Формирует ступенчатый сигнал.	14
2.1.5. Генератор сигналов Signal Generator	14
2.1.6. Источник случайного сигнала с равномерным распределением Uniform Random Number	15
2.1.7. Источник случайного сигнала с нормальным распределением Random Number	16
2.1.8. Источник импульсного сигнала Pulse Generator.....	16
2.1.9. Генератор белого шума Band-Limited White Noise ...	17
2.2. Sinks - приемники сигналов.....	18
2.2.1. Осциллограф Scope	18
2.2.2. Осциллограф Floating Scope.....	23

2.2.4. Цифровой дисплей Display.....	24
Отображает значение сигнала в виде числа.	24
2.3. Continuous - аналоговые блоки.....	25
2.3.1. Блок вычисления производной Derivative.....	25
2.3.2. Интегрирующий блок Integrator	26
2.4. Discrete - дискретные блоки	27
2.4.1. Блок единичной дискретной задержки Unit Delay	27
2.4.2. Блок экстраполятора нулевого порядка Zero-Order Hold	28
2.4.4. Блок дискретного интегратора Discrete-Time Integrator	29
2.4.7. Блок дискретного фильтра Discrete Filter.....	30
2.5. Nonlinear - нелинейные блоки	31
2.5.1. Блок ограничения Saturation	31
2.5.5. Блок квантования по уровню Quantizer	32
2.5.8. Блок переключателя Switch.....	32
2.5.10. Блок ручного переключателя Manual Switch	33
2.6. Math - блоки математических операций	33
2.6.1. Блок вычисления модуля Abs	33
2.6.2. Блок вычисления суммы Sum	35
2.6.3. Блок умножения Product.....	36
2.6.4. Блок определения знака сигнала Sign.....	38
2.6.5. Усилители Gain и Matrix Gain	39
2.6.6. Блок определения минимального или максимального значения MinMax	40
2.6.7. Блок вычисления операции отношения Relational Operator.....	41
2.6.8. Блок логических операций Logical Operation	42
3. ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №1	44
4. ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №2.....	47
5. ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №3.....	50
6. ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №4.....	52

7. ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №5.....	54
8. ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №6.....	58
9. ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №7.....	62
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ:.....	66
СОДЕРЖАНИЕ	67

Учебное издание

Земцов Николай Сергеевич

ЛАБОРАТОРНЫЙ ПРАКТИКУМ ПО
КОМПЬЮТЕРНОМУ МОДЕЛИРОВАНИЮ В СИСТЕМЕ
MATLAB

Учебное-методическое руководство

Корректura кафедры геофизики
Компьютерная верстка автора

Подписано в печать 13.10 2010 г.

Бумага писчая. Формат 60 x 84 1/16. Гарнитура Times New Roman.

Печать на ризографе. Печ. л. 1,63. Уч.-изд. л. 1,08. Тираж 50.
Заказ

Издательство УГГУ
620144, г. Екатеринбург, ул. Куйбышева, 30
Уральский государственный горный университет