

**МЕЖДУНАРОДНАЯ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
«УРАЛЬСКАЯ ГОРНАЯ ШКОЛА – РЕГИОНАМ»**

11-12 апреля 2016 года

**ЛИТОЛОГИЯ, ПАЛЕОНТОЛОГИЯ И СТРАТИГРАФИЯ.
ГЕОЛОГИЯ, ПОИСКИ И РАЗВЕДКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

УДК 56.074.1

**ПАЛИНОМОРФОЛОГИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПЫЛЬЦЕВЫХ ЗЕРЕН В ШЛИФЕ
(НА ПРИМЕРЕ ОТЛОЖЕНИЙ ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ
ПРОВИНЦИИ)**

Султанов И.А.

Уральский государственный горный университет

Палиноморфологический анализ является одним из основных методов палинологии (спорово-пыльцевой анализ). Он основан на структурно-текстурном изучении спор и пыльцевых зёрен, главным образом их стойких оболочек – экзин. Эти оболочки часто имеют характерные морфологические признаки, важные для определения пыльцы и спор при спорово-пыльцевом анализе.

Объект изучения – пыльцевые зерна в шлифе (рисунок 1) образца керна каменноугольных отложений визейского яруса, извлеченный с глубины 1519-1525 м. Зерна были обнаружены в алевроаргиллите темно-серого цвета, массивной текстуры. Принадлежит к фации глинисто-алевритовых осадков застойных и зарастающих стариц и вторичных водоемов поймы.

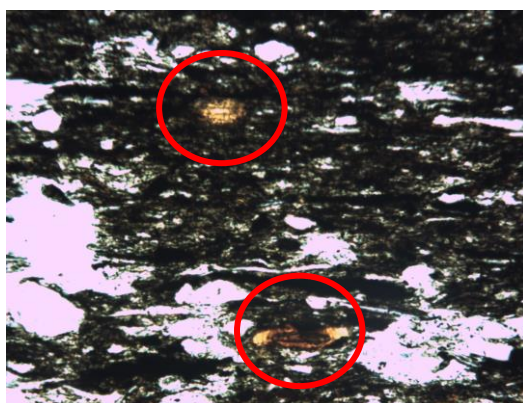


Рисунок 1 – Пыльцевые зерна в шлифе (выделено обводкой)

В ходе проведения структурно-текстурного анализа [1] получены следующие результаты.

Экзина (наружная часть оболочки пыльцевого зерна) подразделяется на два слоя: наружный и внутренний. Между ними наблюдается промежуточный слой. Пыльцевые зерна

представлены в виде монад (одиночные зерна). Имеют морфологически отличающиеся друг от друга полюса и являются гетерополярными.

Форма пыльцевых зёрен зависит от соотношения длины полярной оси к экваториальному диаметру (P/E) (таблица).

Таблица – Форма пыльцевых зёрен [1]

P/E	Форма	Очертание в экваториальной проекции
> 2	удлиненно-эллипсоидальная	сверхпродолговатая
1,33 – 1,14	эллипсоидальная	продолговато-округлая
1,14 – 0,88	сфероидальная	округлая
0,88 – 0,75	сплюснута-сфероидальная	сплюснута-округлая
0,75 – 0,5	сплюснута-сфероидальная	сплюснутая
< 0,5	сверхсплюснута-сфероидальная	сверхсплюснутая

Для определения формы было измерено 10 зерен и подсчитаны максимальный, минимальный и средний размер: max P/E – 0,091 ÷ 0,041 мм; min P/E – 0,066 ÷ 0,025 мм; средний размер P/E – 0,076 ÷ 0,03 мм.

По соотношению (P/E), форма изучаемых зерен – удлиненно-эллипсоидальная.

По длине наибольшей оси пыльцевые зёрна делятся на 6 групп (в мкм): очень мелкие – меньше 10; мелкие – 10-25; средние – 25-50; крупные – 50-100; очень крупные – 100-200; гигантские – более 200 [1]. Изучаемые зерна относятся к группе крупных.

Текстура представляет собой рисунок внутренней структуры экзины, в данном случае она является внутрисетчатой.

На основе информации, изложенной в справочном пособии [2] и результатам проведенного анализа, определено, что пыльцевые зерна относятся к семенным папоротникам (птеридоспермы) – группа вымерших голосеменных растений, род *Trigonosarpus* (рисунок 2). Это группа, в которую объединяются семезачатки семенных папоротников. Они являются древнейшими и самыми примитивными голосеменными растениями. Размножались при помощи семян и являются переходной группой между папоротниковидными и цикадовыми. Представлены древесными и травянистыми растениями. Появились в позднем девоне, достигнув расцвета в карбоне и перми.



Рисунок 2 – Плоды птеридоспермов (а) и реконструкция внешнего облика (б) [2]

Учитывая характер растительных остатков и тип вмещающих отложений, можно сказать о том, что данный вид семенных папоротников произрастал в прибрежных частях застойных водоемов и зарастающих стариц, что и подтверждают результаты проведенного литолого-фациального анализа.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Курманов Р.Г. Палинология. Учебное пособие. Уфа.: РИЦ БашГУ, 2012. – 92 с.
2. Мейен С.В. Основы палеоботаники. Справочное пособие. М.: Недра, 1987. – 403 с.

ГРУППИРОВАНИЕ ОБЪЕКТОВ РАЗРАБОТКИ ПО ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИМ И ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИМ ХАРАКТЕРИСТИКАМ ПЛАСТОВЫХ СИСТЕМ

Махныткин Е.М.

Султанов Ш.Х. д.т.н. профессор кафедры «Геология и разведка НГМ».

Уфимский Государственный Нефтяной Технический Университет.

Группирование объектов разработки имеет целью выделение групп объектов, близких по условиям залегания, геолого-физическим и физико-химическим свойствам пластов и насыщающих их флюидов.

Группирование позволяет решать ряд важнейших задач нефтегазопромысловый геологии и разработки — оценивать сходство и различие продуктивных пластов при выделении объектов разработки, проводить обоснование систем разработки и методов увеличения нефтеотдачи пластов, устанавливать мероприятия по контролю и регулированию и т. д.

Группирование проводится двумя методами: метод главных компонент (МГК) и кластерный анализ.

Для объектов, приуроченных к терригенным и карбонатным коллекторам, идентификацию проводили отдельно. Для примера возьмем нефтяные месторождения, приуроченные к Бирской седловины. По 23 месторождениям рассматриваемой тектонической структуры (табл. 1) выделено 123 продуктивных объекта (70 объектов в терригенных коллекторах, 53 — в карбонатных) по следующим параметрам: коэффициенту проницаемости, пористости, нефтенасыщенности, расчлененности, плотности и вязкости пластовой нефти, объемному коэффициенту нефти, пластовому давлению и температуре, общей и эффективной нефтенасыщенной толщине, содержанию серы, парафинов, асфальтенов, проектному коэффициенту извлечения нефти, площади нефтеносности и глубине залегания.

Выбор метода главных компонент (МГК) для решения задачи группирования объектов обусловлен следующими причинами :

- группирование множества объектов исследования проводится по обобщенным, независимым показателям и является более объективным, чем группирование по отдельным исходным параметрам;
- группирование производится в зависимости от сочетаний параметров, которые в большей степени влияют на эффективность процесса разработки;
- объекты исследования описываются числом факторов, значительно меньшим, чем число первоначально взятых параметров;
- главные компоненты адекватно отражают исходную и, в то же время, содержат больше информации, чем отдельно взятые параметры;
- изучение структуры факторов позволяет проверять имеющиеся и выдвигать новые гипотезы о причинах, порождающих взаимосвязи между параметрами, давать причинно-следственную интерпретацию полученных результатов, а также позволяет выработать и принять научно обоснованное управляющее воздействие, способствующее повышению эффективности функционирования процесса разработки залежей нефти;
- главные компоненты являются взаимно не коррелированными, что значительно облегчает задачу построения различных моделей процесса разработки по полученным главным компонентам.

Анализ результатов решения по МГК показал, что из 15 главных компонент на первые шесть приходится 74,1 % общей дисперсии параметров. Каждая из шести главных компонент носит содержательный характер.

Первая компонента отражает свойства пластов и флюидов поскольку коэффициент песчаности (15,2 %), коэффициент извлечения нефти (14,9 %), эффективная нефтенасыщенная толщина (14,1 %) и плотность нефти (13,5 %) составляют в сумме 57,5 % общей дисперсии параметров в данной компоненте.

Вторая компонента — фактор на 56,4 % обуславливающий технологические параметры и условия залегания: среднегодовая обводненность добываемой продукции — 17,4 %; коэффициент извлечения запасов — 16,0 %; пластовая температура — 11,6 %; пористость — 11,4 %.

Третья компонента на 51,9 % отражает физико-химические свойства нефти — вязкость (18,6 %), содержание в пластовой нефти серы (16,2 %) и тип коллектора (17,1 %).

В четвертую главную компоненту наибольший вклад вносят содержание парафинов в пластовой нефти (16,1 %) и пластовая температура (13,8 %). Наибольший вклад в пятую и шестую главные компоненты вносят соответственно пористость (18,7 %), коэффициент нефтенасыщенности (18,0 %) и содержание в пластовой нефти смол и асфальтенов (15 %).

Необходимо отметить, что на пятую и шестую компоненты приходится наименьшие значения общей дисперсии параметров 7,6 % и 6,7 % соответственно.

Качественная характеристика и выявление особенностей выделенных групп объектов по исходным параметрам требует расчета их значений для «средних» гипотетических залежей. Каждая группа объектов обладает своими специфическими особенностями.

Геометрическое представление объектов исследования в координатных осях главных компонент $Z_1 - Z_2$, $Z_1 - Z_3$, $Z_1 - Z_4$, $Z_1 - Z_5$, $Z_1 - Z_6$ позволило выделить четыре групп объектов. При выделении групп и проведении границ выполнялось условие, при котором каждая группа объектов должна занимать определенную и ограниченную зону в пространстве главных компонент.

В первую группу вошло 30 объектов: 3, 6, 9, 12, 17, 18, 19, 23, 25, 26, 30, 37, 42, 43, 48, 52, 55, 64, 68, 72, 76, 87, 91, 95, 101, 103, 104, 105, 108, 112. Группа объектов представлена терригенными коллекторами отложений нижнего карбона и характеризуется: наибольшими значениями — эффективной нефтенасыщенной толщины пластов, коэффициентов пористости, нефтенасыщенности, проницаемости и извлечения нефти, содержанием в пластовой нефти смол и асфальтенов; высокими показателями — обводненности и использования запасов; наименьшим показателем плотности нефти.

Во вторую группу вошло 29 объектов: 1, 2, 13, 14, 28, 29, 32, 33, 34, 35, 39, 41, 57, 58, 59, 60, 61, 62, 66, 67, 78, 80, 81, 82, 93, 94, 97, 98, 114. Группа объектов представлена терригенными коллекторами отложений девона с малой толщиной продуктивных пластов, наибольшими значениями плотности нефти и содержания в ней парафинов, низкими значениями вязкости нефти и обводненности добываемой продукции.

Двадцать два объекта (5, 7, 8, 10, 15, 21, 27, 36, 49, 50, 54, 56, 63, 69, 73, 74, 89, 90, 102, 107, 110, 111) третьей группы представлены карбонатными коллекторами и характеризуются наибольшими значениями общей толщиной продуктивных отложений, вязкости пластовой нефти и содержания серы, коэффициента использования запасов и обводненности добываемой продукции; наименьшими значениями коэффициента пористости, нефтенасыщенности проницаемости, содержания парафинов и асфальтено-смолистых соединений, пластовой температуры.

В четвертую группу вошел 31 объект: 4, 11, 16, 20, 22, 24, 31, 38, 40, 44, 45, 46, 47, 51, 53, 65, 70, 71, 75, 77, 79, 83, 84, 85, 86, 88, 92, 96, 99, 100, 109. Группа представлена также карбонатными коллекторами, где наименьшие значения коэффициента извлечения нефти и использования запасов.

Таким образом, первая группа объектов представлена высокопродуктивными терригенными коллекторами пластами тульско-бобриковско-радаевского горизонта, которые в настоящее время в основном выработаны и находятся на поздних стадиях разработки. Объекты второй группы — терригенные пласты девона. Основная часть запасов группы относится к категории трудноизвлекаемых. Залежи этой группы в основном характеризуются низкой выработанностью запасов и находятся на ранних стадиях разработки.

Третья и четвертая группы объектов представлены карбонатными объектами турнейского яруса и каширо-верей-башкирских отложений. Продуктивные пласты четвертой группы характеризуются лучшими емкостно-фильтрационными параметрами, чем пласты третьей группы. Но запасы, приуроченные к пластам четвертой группы, относят залежи к категории мелких. Запасы залежей пластов третьей группы более крупные и характеризуются

большей выработаностью. Эксплуатационные объекты находятся на поздних и завершающих стадиях разработки.

Таблица 1 – Продуктивные отложения Бирской седловины

№	Месторождение	Пласт	№	Месторождение	Пласт
1	Амировское	Дкн	63	Манчаровское	Каширский
2	Амировское	DI	64	Манчаровское	Тульский+бобр.-рад.
3	Андреевское	Тульский+бобр.-рад.	65	Манчаровское	Турнейский
4	Андреевское	Турнейский	66	Манчаровское	Дкн
5	Арланское (арл. пл.)	Каширо-подольский	67	Манчаровское	DI
6	Арланское (арл. пл.)	Тульский+бобр.-рад.	68	Манчаровское	DI
7	Арланское (арл. пл.)	Турнейский	69	Манчаровское	Каширский
8	Арланское (вен. уч.)	Верейский	70	Манчаровское	Каширский
9	Арланское (вен. уч.)	Тульский	71	Менеузовское	Каширский
10	Арланское (кал. уч.)	Каширский	72	Менеузовское	Тульский+бобр.-рад.
11	Арланское (кал. уч.)	Верейский	73	Менеузовское	Турнейский
12	Арланское (кал. уч.)	Тульский+бобр.-рад.	74	Надеждинское	Каширский
13	Арланское (кал. уч.)	Тульский	75	Надеждинское	Верейский
14	Арланское (кал. уч.)	DI	76	Надеждинское	Тульский
15	Арланское (н.-б. уч.)	Каширо-подольский	77	Надеждинское	Фаменский
16	Арланское (н.-б. уч.)	Верейский	78	Нурское	Тульский+бобр.-рад.
17	Арланское (н.-б. уч.)	Алексинский	79	Нурское	Турнейский
18	Арланское (н.-б. уч.)	Тульский+бобр.-рад.	80	Нурское	Дкн
19	Арланское (н.-б. уч.)	Тульский	81	Саитовское	Тульский
20	Арланское (н.-б. уч.)	Турнейский	82	Саитовское	Бобр.-радаевский
21	Арланское (нов. пл.)	Каширский	83	Саитовское	Кизеловский
22	Арланское (нов. пл.)	Верейский	84	Саитовское	Дкн
23	Арланское (нов. пл.)	Тульский+бобр.-рад.	85	Саитовское	DI
24	Арланское (нов. пл.)	Турнейский	86	Саузбашевское	Каширский
25	Арланское (шар. уч.)	Бобр.-радаевский	87	Саузбашевское	Тульский+бобр.-рад.
26	Арланское (юс. пл.)	Тульский+бобр.-рад.	88	Саузбашевское	Турнейский
27	Арланское (юс. пл.)	Турнейский	89	Таймурзинское	Каширский
28	Бирское	Дкн	90	Таймурзинское	Верейский
29	Бирское	DI	91	Таймурзинское	Тульский+бобр.-рад.
30	Волковское	Бобр.-радаевский	92	Таймурзинское	Турнейский
31	Волковское	Турнейский	93	Таймурзинское	Дкн
32	Волковское	Дкн	94	Таймурзинское	DI
33	Волковское	DI	95	Таймур. (ас. уч.)	Тульский+бобр.-рад.
34	Волковское	DI	96	Тузлукушевское	Бобр.-радаевский
35	Волковское (воец. уч.)	Дкн	97	Тузлукушевское	Дкн
36	Волковское (волк. уч.)	Турнейский	98	Тузлукушевское	DI
37	Волковское (гур. уч.)	Бобр.-радаевский	99	Хмелевское	Каширский
38	Волковское (гур. уч.)	Турнейский	100	Хмелевское	Тульский
39	Волковское (гур. уч.)	DI	101	Чекмагушевское	Бобр.-радаевский
40	Волковское (гур. уч.)	Турнейский	102	Чекмагушевское	Турнейский
41	Волковское (гур. уч.)	DI	103	Чекмагушевское	Дкн
42	Волковское (луг. уч.)	Бобр.-радаевский	104	Чекмагушевское	DI
43	Волковское (луг. уч.)	Бобр.-радаевский	105	Чермасанское	Бобр.-радаевский
44	Волковское (луг. уч.)	Турнейский	106	Чермасанское	Турнейский
45	Воядинское	Каширский	107	Чермасанское	Фаменский
46	Воядинское	Верейский	108	Чермасанское	Дкн
47	Воядинское	Башкирский	109	Чермасанское	DI
48	Воядинское	Тульский+бобр.-рад.	110	Шелкановское	Верейский
49	Воядинское	Турнейский	111	Шелкановское	Башкирский
50	Гареевское	Каширский	112	Шелкановское	Бобр.-радаевский
51	Гареевское	Верейский	113	Шелкановское	Турнейский
52	Гареевское	Тульский	114	Шелкановское	Дкн
53	Карача-Елгинское	Каширский	115	Ахтинское	Тульский
54	Карача-Елгинское	Верейский	116	Ахтинское	Турнейский
55	Карача-Елгинское	Бобр.-радаевский	117	Ахтинское	Дкн
56	Карача-Елгинское	Турнейский	118	Илишевское	Алексинский
57	Карача-Елгинское	Дкн	119	Илишевское	Алексинский
58	Карача-Елгинское	DI	120	Илишевское	Тульский
59	Кушнаренковское	Тульский	121	Илишевское	Тульский
60	Кушнаренковское	Бобр.-радаевский	122	Илишевское	Бобр.-радаевский
61	Кушнаренковское	Дкн	123	Илишевское	Турнейский
62	Кушнаренковское	DI			

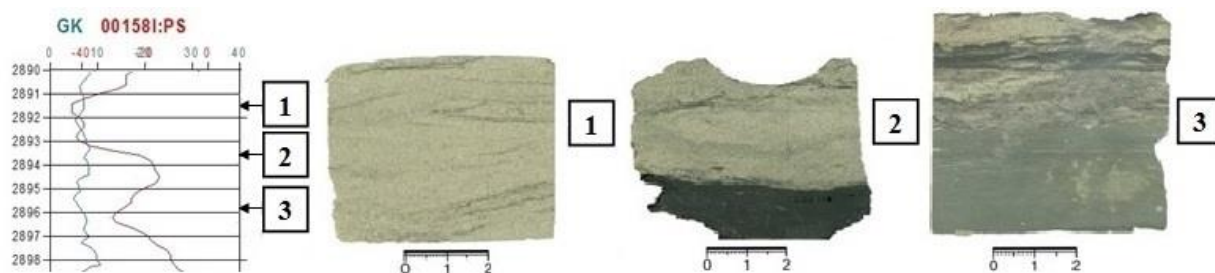
ВЫЯВЛЕНИЕ УСЛОВИЙ ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ ТЮМЕНСКОЙ СВИТЫ НА ПРИМЕРЕ ЮЖНО-ЯГУНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Горбунов А.Н.

Уральский государственный горный университет

Вектор изучения и освоения минерально-сырьевых ресурсов во времени естественным образом преимущественно направлен в глубь от поверхности Земли. Применительно к Западно-Сибирскому осадочному бассейну это означает постоянно возрастающий интерес к наиболее глубокозалегающему нижнеплитному комплексу, сложенному отложениями нижне-среднеюрского возраста. В связи с этим, актуальным является детальное изучение нижне-среднеюрских нефтегазоносных комплексов для повышения уровня добычи углеводородного сырья.

Объектом исследования являются породы тюменской свиты юрской системы, образцы которых были отобраны из скважины 158 Южно-Ягунского месторождения в интервале 2890 - 2900 м (см. рисунок 1).



1 – образец № 1, 2 – образец № 2, 3 – образец № 3

Рисунок 1 – Фрагмент колонки скважины 158 и привязка образцов керна

Образец № 1. Песчаник мелкозернистый, светло-серого цвета, хорошо сортированный, с косой разнонаправленной прерывистой слоистостью, подчеркнутой растительным детритом. Фация алеврито-песчаных осадков малых аккумулятивных форм (косы, пересыпи) (БПК) [1].

По петрографическому составу порода относится к мезомиктовой группе и состоит из зерен кварца – 70%, калиевого полевого шпата (КПШ) – 25%, обломков пород – 5% и цемента. КПШ представлен плагиоклазом и ортоклазом. Цемент пленочный, глинистый. Контакт зерен точечный, встречаются зоны с конформным контактом. Акцессорные минералы: плагиоклаз, циркон, железистый хлорит, пирит.

Образец № 2. Нижний слой: уголь, контакт резкий, непрерывный, неровный. Верхний слой: тонко-мелкозернистый песчаник, светло-серого цвета, плохой сортировки, с прерывистой косо-волнистой слоистостью. Фация гравийно-песчаных осадков русел мелких прибрежных водотоков (КСР).

По составу аллотигенной части порода относится к мезомиктовым. Содержание кварца – 70%, КПШ – 20%, обломков – 10%. КПШ представлен плагиоклазом. Цемент пленочный, глинистый; цементирующая масса серицитизирована, наблюдается развитие гидрослюд и слюд по глинистой массе. Контакт зерен точечный. Акцессорные минералы: апатит, плагиоклаз, циркон, глауконит, сфалерит и чешуйки биотита.

Образец № 3. Нижний слой: алевролит, светло-серого цвета, хорошо сортированный, неяснослоистая текстура с линзами более светлого тонкозернистого песчаника. Контакт резкий, четкий, неровный, непрерывный. Средний слой: песчаник тонкозернистый, светло-серый, с

текстурой, нарушенной следами илоедов. Наличие битумов и конкреций пирита. Контакт четкий, неровный. Верхний слой: песчаник тонкозернистый, светло-серого цвета, плохо сортированный, массивный. Наличие битумов. Контакт фаций глинисто-алевритовых слабоуглистых осадков застойных участков зарастающих озер (ОЗО) и песчано-алевритовых осадков приозерных пойменных (паводковых) равнин (АПО).

По петрографическому составу порода относится к аркозовой группе. В шлифе представлена зернами кварца – 63%, КПШ – 31%, обломки – 6%. КПШ представлен плагиоклазом и ортоклазом. Цемент пленочный, глинистый; цементирующая масса серицитизирована, наблюдается развитие гидрослюд и слюд по глинистой массе. Контакт зерен точечный. Акцессорные минералы: апатит, плагиоклаз, циркон, хлорит.

В ходе гранулометрического анализа было подсчитано 350 зерен в каждом шлифе. Построены гистограммы и кумулятивные кривые, которые отражают гранулометрический состав пород.

Таблица 1 – Основные гранулометрические характеристики

№ шлифа	$X_{ср}, \gamma$	$X_{ср}, мм$	$Md, мкм$	$C_{1\%}, мкм$	σ	A	E
1	9,016	0,125	153	281	1,51	0,04	-0,58
2	9,633	0,109	115	355	2,03	-0,49	-0,39
3	9,726	0,085	107	400	2,28	-0,22	-0,12

В шлифах 2, 3 асимметрия имеет отрицательное значение. Это указывает на то, что модальный размер меньше среднего размера гранулометрического состава т. е. преобладают классы с меньшей размерностью частиц. В шлифе 1 асимметрия положительная; это свидетельствует о том, что модальный размер больше среднего размера гранулометрического состава. При таком распределении преобладают классы с большей размерностью частиц. Чем больше абсолютное значение величины положительной асимметрии, тем лучше отсортирован крупнозернистый материал (таблица 1). Во всех трех шлифах эксцесс отрицательный; это указывает на то, что привнос обломочного материала значительно превышает интенсивность его динамической переработки (таблица 1).

Для того, чтобы охарактеризовать способ переноса вещества, была использована диаграмма Р. Пассеги. Шлифы 2 и 3 попадают в область суспензии, а шлиф 1 в область градиционной суспензии, что характерно для рек с медленным течением.

Согласно обобщениям Фюхтбауэра и Мюллера [3], отложения сформировались в речной обстановке осадконакопления (русло и прирусловые отмели), а также в обстановке морского мелководья (приливно-отливные зоны, шельф).

Таким образом, породы тюменской свиты, представленные мелкозернистыми и тонкозернистыми песчаниками, формировались в отложениях полуизолированного малоподвижного бассейнового мелководья, в пойменных отложениях речных долин и в отложениях мелких прибрежных водотоков. Результаты гранулометрического анализа подтверждают и дополняют макрокопическое описание.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

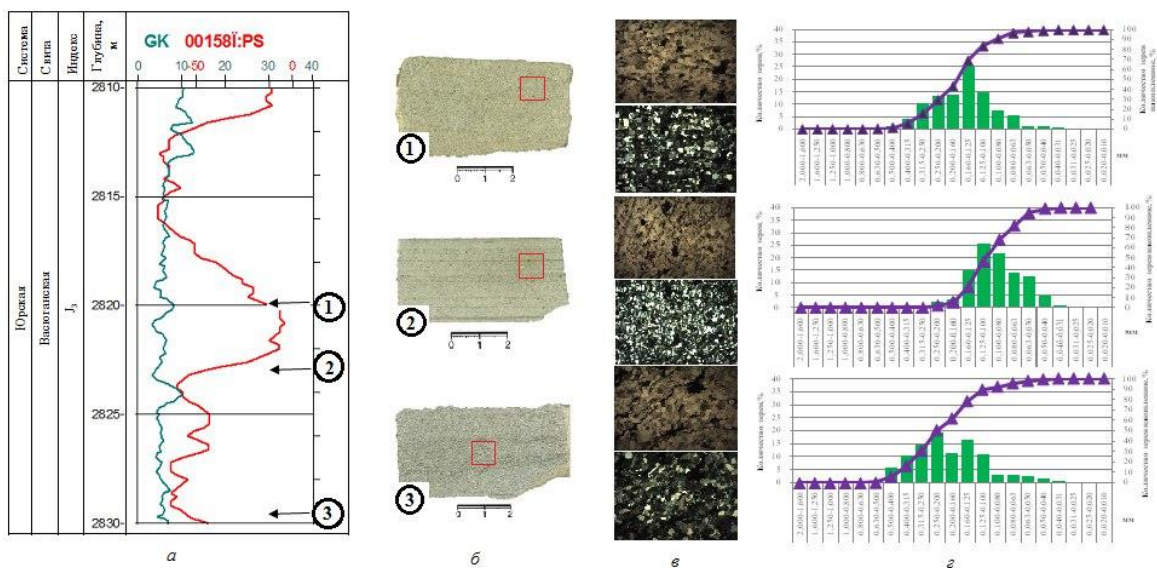
1. Алексеев В.П. Атлас фаций юрских терригенных отложений (угленосные толщи Северной Евразии). Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2007. – 209 с.
2. Алексеев В.П., Носова Н.С. Методы исследования осадочных пород. Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2015. – 66 с.
3. Крашенинников Г. Ф., Волкова А. Н., Иванова Н. В. Учение о фациях с основами литологии. Руководство к лабораторным занятиям. М: Изд-во МГУ, 1988. – 214 с.

ВЫЯВЛЕНИЕ ГЕНЕЗИСА ОСАДКОВ ВАСЮГАНСКОЙ СВИТЫ ЮЖНО-ЯГУНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ) ПО ДАННЫМ МАКРОСКОПИЧЕСКОГО ОПИСАНИЯ И ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКОГО АНАЛИЗА

Еремейчук Ю.А., Могильникова Н.М.
Уральский государственный горный университет

В настоящее время наблюдается постепенное увеличение роли запасов юрских отложений в нефтедобыче Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. В связи с этим, актуальным является детальное изучение васюганской свиты для повышения уровня добычи углеводородного сырья.

Объектом исследования стали отложения пласта ЮС₁ Южно-Ягунского месторождения (скважина № 158), расположенного в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области. Цель работы – определение генезиса осадков в результате совместного использования макро- и микроскопических исследований. В работе исследованы 3 образца керна с разных глубин: образец № 1 – 2820,0 м, образец № 2 – 2823,0 м, образец № 3 – 2829,5 м (рисунок 1, а), и изготовленные по ним шлифы.



а – каротажная диаграмма; б – образцы керна из скважины № 158; в – шлифы в параллельных и скрещенных николях ($\times 25$); г – гистограммы распределения зёрен по фракциям и кумулятивные кривые

Рисунок 1 – Схема исследования пласта ЮС₁

Макроописание образцов (рис. 1, б)

Образец № 1. Песчаник мелкозернистый, светло-серого цвета, хорошо сортированный, массивный. Фация песчаных осадков конуса выноса рек (БДД) [1].

Образец № 2. Песчаник мелко-тонкозернистый, светло-серого цвета, хорошо сортированный. Тонкая косая, слабо срезанная слоистость, подчеркнутая детритом. Включения пирита. Фация алеврито-песчаных осадков передовой части дельты (БДА).

Образец № 3. Песчаник мелкозернистый, светло-серого цвета, плохо сортированный. В средней части прерывистые слойки, подчеркнутые тонкой органикой, фиксирующие косую,

слабо срезанную слоистость. Включения и конкреции пирита с ожелезнением. Фация песчаных осадков конуса выноса рек (БДД).

Микроскопическое описание (рис. 1, в)

Петрографический и гранулометрический анализы проводились под микроскопом с 60-кратным увеличением [3]. По петрографическому исследованию породы состоят из зёрен кварца (59-61%), полевых шпатов (30-34%), обломков пород (5-9%). По составу образцы отнесены к аркозовым песчаникам (рис. 1, в). Второстепенные минералы представлены преимущественно мусковитом, единичными зёрнами биотита, роговой обманки и хлорита. Акцессорные минералы: апатит, пирит. Цемент глинистый, реже карбонатный. В цементирующей массе наблюдаются окислы железа. Также встречается растительный детрит.

Был выполнен подсчёт не менее 350 зёрен в каждом шлифе. В качестве наглядного способа предоставления результатов гранулометрического анализа были построены гистограммы распределения зёрен по фракциям, а также кумулятивные кривые, представляющие собой накопленные проценты по фракциям (рис. 1, г).

Динамогенетические диаграммы

Анализ гранулометрического состава пород является основой палеогеографических реконструкций для терригенных отложений, так как особенности распределения частиц по размерам служат индикаторами динамики среды седиментации. Для палеодинамических реконструкций использованы обобщения Фюхтбауэра и Мюллера, а также диаграмма К. Бьёрликке. На ней нанесены точки, соответствующие вычисленным параметрам (рисунок 2).

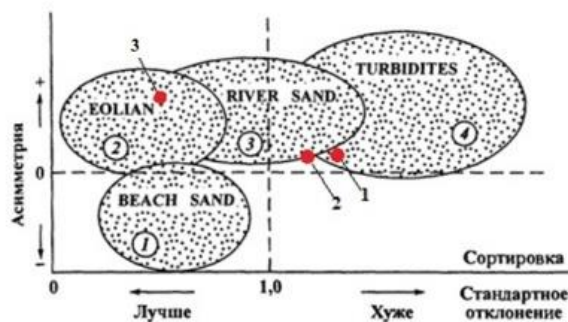


Рисунок 2 – Динамогенетическая диаграмма К. Бьёрликке

Совместное использование макро- и микроскопических методов даёт наиболее полную картину для определения обстановок осадконакопления. Они дополняют друг друга и максимально точно позволяют, исследуя керновый материал, взглянуть в прошлое, определив в каких условиях образовались те или иные отложения.

В результате проведённых исследований было выяснено, что преобладает фация песчаных осадков конуса выноса рек (БДД), встречающаяся в сочетании с разными фациями прибрегового мелководья. По данным литологического, петрографического и гранулометрического анализов можно сказать, что песчаные породы васюганской свиты относятся к отложениям подводной части дельты [2]. Залежи нефти и газа, сосредоточенные в верхнеюрских дельтовых комплексах, значительны по запасам и представляют собой важный нефтепоисковый объект. Морфология разнотипных дельт является определяющим фактором в территориальном распределении нефтегазоносности.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Алексеев В. П. Атлас фаций юрских терригенных отложений (угленосные толщи Северной Евразии). Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2007. – 209 с.
2. Белозёров В. Б., Иванов И. А., Резяпов Г. И. Верхнеюрские дельты Западной Сибири // Геология и геофизика, 2001. № 11 - 12. С. 1888 – 1896.
3. Мизенс Г.А. Изучение осадочных пород в прозрачных шлифах: Учебно-методическое пособие по дисциплине «Литология» для студентов специальности 130304 – «Геология нефти и газа» (ГН). Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2006. – 86 с.

ВЛИЯНИЕ РИФТОГЕНЕЗА НА ФОРМИРОВАНИЕ ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНОВ СЕВЕРО-АТЛАНТИЧЕСКОГО РЕГИОНА (НА ПРИМЕРЕ БАРЕНЦЕВА И СЕВЕРНОГО МОРЕЙ)

Закирьянов И. Г.

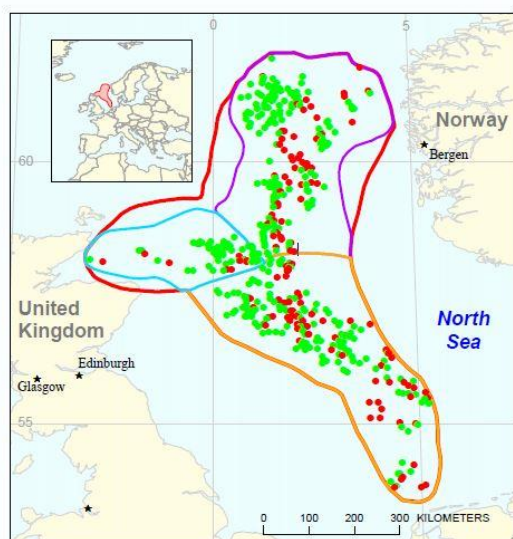
Научный руководитель Устьянцева Н.В.

Уральский государственный горный университет

В связи со значительной разведанностью месторождений нефти и газа на суше приоритетной задачей мирового сообщества является исследование шельфовых акваторий морей.

Баренцевоморский бассейн является одним из наиболее крупных нефтегазоносных бассейнов России с доказанной продуктивностью. Уникальное Штокмановское и крупные Ледовое и Лудловское газовые месторождения были открыты в юрских отложениях российской части Баренцева моря. Юрские песчаные резервуары продуктивны и в норвежском секторе, где открыты газовое месторождение Сновит и нефтегазовые Хавис, Скругарт [3].

В пределах Северного моря разрабатывается около 450 месторождений нефти и газа, обеспечивая около 24 % мировой морской нефтедобычи. Газовые и нефтяные месторождения в основном приурочены к пескам и песчаникам юры и триаса (месторождения Трулль, Снорре и др.) [1].



■ Viking Graben Assessment Unit 40250101
■ Moray Firth Assessment Unit 40250102
■ Central Graben Assessment Unit 40250103
■ North Sea Graben Geologic Province 4025

Рисунок 1 – Приуроченность месторождений нефти и газа к рифтовым структурам Северного моря, зеленым цветом обозначены месторождения нефти, красным – месторождения газа [7]

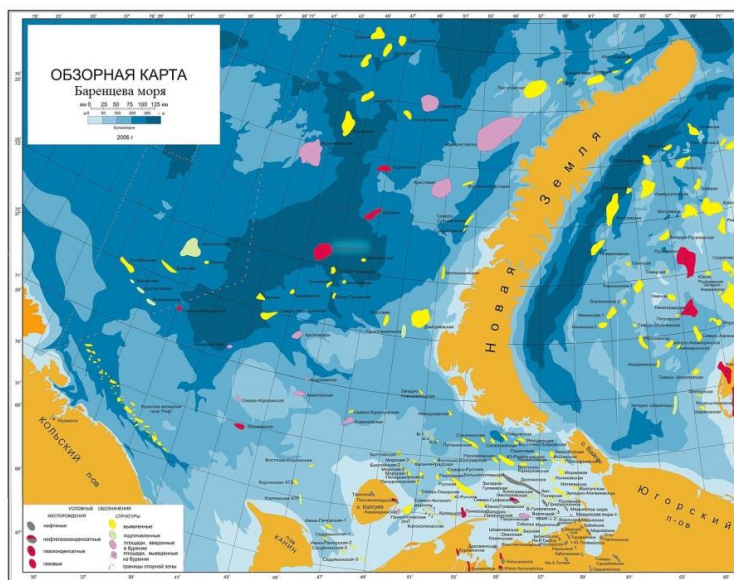


Рисунок 2 – Расположение месторождений нефти и газа Баренцева моря, серый цвет – нефтяные, красный – газовые, красный с К – газоконденсатные [www.kolamar.ru]

В историческом развитии территория Баренцева и Северного морей претерпевает сходные изменения: так, считается, что в допалеозойское время на этом месте существовал материк Лавразия; в раннем палеозое (кембрий – ордовик – силур) территория представляла ряд аллохтонов и автохтонов; в начале девона здесь установился континентальный режим, а к концу девона произошло погружение территории и ее затопление.

Значительные объемы осадочного чехла, сосредоточенные в отрицательных структурах, позволяют предполагать высокий нефтегазогенерирующий потенциал шельфовых зон, а

обширные поднятия, примыкающие к этим очагам генерации и содержащиеся в разрезе региональные коллекторы и покрышки, говорят о больших аккумулярующих возможностях в пределах всей территории. Так, Восточно-Баренцевский рифтогенный мегапрогиб, протягивающийся с юга на север на расстоянии 1000 - 1100 км, заполнен отложениями верхнепермско-мезозойского комплекса - до 14-15 км, а мощность отложений в Норвежском море достигает также 14-15 км (мощность палеозойских отложений достигает 4 км, мезозойских – 7 км, кайнозойских – 3 км).

В результате преобладания в триасовом периоде рифтогенного геодинамического режима, в Северной Атлантике произошло прогибание крупных зон земной коры и образование крупных грабенов, таких как Центрально-Североморская рифтовая система Северного моря, Центрально-Баренцевский рифт Баренцева моря и др. [2]. Этот режим продолжал прогрессировать в течение мезозоя и кайнозоя, что привело к образованию крупных бассейнов и мегабассейнов, характеризующихся большой мощностью осадочных отложений [5]. В частности, сформировались осадочные бассейны окраинных морей Северного и Баренцевоморского региона, что, вероятно, и обусловило сходные условия формирования залежей углеводородов.

Влияние рифтогенеза на нефтегазообразование и нефтегазонакопление неоднократно рассматривалось многими исследователями на примере промышленно-нефтегазоносных рифтогенных бассейнов различных регионов мира [5]. Одним из наиболее важных факторов является накопление в рифтовых бассейнах за относительно короткий срок (5-12 млн лет) осадков большой мощности, представленных в нижней части терригенно-вулканическими породами; выше обычно накапливаются мощные соленосные и морские терригенные отложения, а иногда и карбонатные. Внутренние горсты и обрамления ("плечи") рифта служат источником обломочного материала. Мощные глинистые толщи с высоким содержанием органического вещества, формирующиеся в рифтовых грабенах в условиях ограниченной циркуляции вод, образуют высококачественные нефтегазоматеринские породы (как морского, так и озерного происхождения). Ускоренной реализации их потенциала способствует прогрев осадков в условиях высокого теплового потока под воздействием мантийного диапира в основании рифтовых структур. В силу этого именно рифтовые грабены и надрифтовые палеовпадины могли служить очагами нефти и газа на территории рассматриваемых нефтегазоносных бассейнов. Еще одной важной особенностью рифтовых бассейнов является тесное переслаивание нефтегазоматеринских пород и пород-коллекторов, обуславливающее миграцию углеводородов с минимальными потерями. Важными путями миграции служат также разломы.

Исходя из вышесказанного, можно сделать вывод о значительном влиянии рифтогенеза на формирование мощных осадочных бассейнов Северо-Атлантического региона в целом, которые обладают высоким доказанным нефтегазовым потенциалом.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Гожик П.Ф., Краюшкин В.А., Клочко В.П. Нефть и природный газ на континентальном склоне Европы // Геология и полезные ископаемые мирового океана, 2010. № 1. С. 5-39.
2. Истратов И.В. Нефтегазоносность и ресурсный потенциал основных осадочных бассейнов Мирового океана // Вести газовой науки: науч.-техн. Сб., 2013. № 5(16). С. 32-42.
3. Метлина Т. Л. Особенности нефтегазоносности Северного и Норвежского морей с связи с зональным прогнозом нефтегазового потенциала Западно-Арктического шельфа России: автореф. дис... канд. геол.-минер.наук: 25.00.12 / Т.Л. Метлина. – С-Пб, 2007. – 28 с.
4. Русский В. И. Нефтегазоносные провинции России и зарубежных стран. – Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2010. – 514 с.
5. Рябухин Г.Е., Байбакова Г.А. Формирование и нефтегазоносность осадочных бассейнов в связи с рифтогенезом // Геология нефти и газа, 1994 – № 5. <http://geolib.ru/OilGasGeo/1994/05/Stat/stat01.html>.
6. Ступакова А. В. Структура и нефтегазоносность Баренцево-Карского шельфа и прилегающих территорий // Oilandgasgeology. – МГУ, 2011. – № 6. С. 99-115.
7. Gautier D. L. Kimmeridgian Shales Total Petroleum System of the North Sea Graben Province// Bulletin 2204-C. – Virginia, 2005. – 24 с.

К ВОПРОСУ О СОВРЕМЕННЫХ ПОДХОДАХ К РЕШЕНИЮ ПРОБЛЕМЫ ПРОИСХОЖДЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА

Исаков А.Ю.

Научный руководитель Устьянцева Н.В.
Уральский государственный горный университет

В результате многолетних исследований в нефтегазовой геологии сложились два основных подхода к решению проблемы происхождения нефти и газа.

Одна из теорий происхождения углеводородов – **биогенная**. Она объясняет основные факторы распространения и состава нефти:

- почти все месторождения нефти и газа находятся в осадочных породах (породах, которые образуются из донных отложений водных бассейнов);
- осадочные породы включают в себя дисперсные битуминозные вещества, близких по составу к обычной нефти. Такая нефть по своему объему больше, чем в разведанных месторождениях;
- каждый нефтегазоносный регион в основном относится к пластам определенного возраста. Это обусловлено тем, что залежи стратифицированы;
- химический состав нефти в месторождениях и рассеянной нефти довольно схожи с живым веществом (биомолекулы и их фрагменты). Также это дает оптическую активность, которая свойственна живому.

Нельзя не отметить опыты ученых по получению нефти из органического вещества: в 1888 г. немецкие ученые Г. Гефер и К. Энглер провели опыты, доказавшие возможность получения нефти из животных организмов (перегонка сельдевого жира при $T = 4000\text{ }^{\circ}\text{C}$ и $P = 10\text{ кгс/см}^2$ с получением предельных УВ от пентана (C_2H_5) до нонана (C_9H_{20}), парафина и смазочных масел (олефины, нафтены, арены)).

В XXI в. в рамках биогенной теории до сих пор остаются дискуссионными принципиальные вопросы: стадии литогенеза, источники энергии для синтеза нефтяных углеводородов из керогена, механизм собирания рассеянных углеводородов в скопления и их миграции, происхождение типов нефтей и др. Также появляются новые доводы и представления. Например необходимость учитывать в нефтеобразовании деятельность глубинных процессов планеты:

теория о глубинных флюидах, которые выбрасываются в литосферу Земли в огромном количестве, в составе которых преобладают H_2 , H_2He , CH_4 , CO_2 (преобладающими газами во флюидных потоках являются протий и молекулярный водород). Они активизируют процесс нефтегазообразования в осадочных породах и извлекают из них углеводороды, участвуя тем самым в формировании месторождений.

гипотеза субдукции: морские осадки с биогенным веществом затягиваются под литосферную плиту в зону мантии, где из органического вещества синтезируются углеводороды. В последствии они поднимаются вверх и образуют месторождения в местах, где их быть не должно (например, поднадвиговые зоны Скалистых гор). Также могут встречаться в вулканических газах во время извержений [5].

Но есть и аргументы, которые противоречат биогенной теории. Они дали толчок к созданию абиогенной концепции происхождения нефти и газа.

Одним из таких аргументов является возобновляемость нефти в выработанных ранее месторождениях (Ромашкинское месторождение, Татарстан) [3]. Этот эффект объясняют на примере «подъема грунтовых вод», но возникает вопрос о том откуда взялась нефть в еще более глубоких резервуарах? И хватило бы той органики древнейших времен на такое количество нефти?

Основные положения концепции абиогенного глубинного происхождения нефти и газа были сформулированы в прошлом веке такими выдающимися учеными, как Н.А. Кудрявцев,

П.Н. Кропоткин, В.П. Порфирьев, Г.Н. Доленко, В.А. Краюшкин, И.И. Чебаненко и др. Эта концепция базируется на представлениях об образовании нефти и газа в очагах астеносферы вследствие неорганического синтеза.

Источником флюидов являются плюмы, образующиеся при тепловых взрывах в жидком ядре в результате действия законов нелинейности (в открытых неравновесных динамических системах проявляется неустойчивость и развиваются процессы самоорганизации, сопровождаемые возникновением новых структур). Например, так отделяются флюиды от «базиса», в котором они были заключены. Глубинный флюид, представляющий собой смесь воды и углеводородов, по разломам мигрирует из мантии Земли в земную кору и образует, как правило, многопластовые нефтегазовые месторождения, попутно происходит растворение органических веществ, что обуславливает присутствие в нефтях биомаркера. Нефтегазоносность рассматривается как одно из проявлений природного процесса дегазации Земли, создавшего на ранних этапах ее развития гидросферу, атмосферу и биосферу [2, 6, 7].

Для синтеза углеводородов из неорганических веществ необходимы определенные условия: источник углерода и водорода, нужные P/T условия и восстановительная среда. Источниками углерода в мантийных условиях могут быть различные вещества – диоксид углерода (CO₂), графит, карбонаты; источниками водорода – вода и гидроксидные группы минералов. В веществе мантии находится необходимое количество вышеперечисленных веществ. Восстановительная обстановка обуславливается наличием закиси железа в основных и ультраосновных породах верхней мантии. Для синтеза углеводородных систем необходима температура 700-1800°K и давление 15-80 кбар. Такие условия существуют в верхней мантии Земли на глубинах 50-240 км. – там, где присутствуют и нужная среда, и необходимые вещества [4, 6].

Также весьма уместен аргумент что «компоненты нефти» содержатся в космосе в приличном количестве – например «полициклический ароматический углеводород» в Галактике M81. А если столь сложные углеводородные соединения в изобилии присутствуют в открытом космическом пространстве, то нет абсолютно ничего странного в том, что и нефть может образовываться абиогенным путем [3].

Сегодня, с учетом аргументов обеих теорий, в нефтегазовой геологии происходит научная революция, вызванная дискуссиями о природе нефти и газа. Новая концепция обобщает имеющиеся теории биогенного и абиогенного образования углеводородов с учетом главных аргументов сторонников обеих теорий. Следствием этого нефть и газ теперь относятся к возобновляемым полезным ископаемым, что связывает существование нефти и газа с современным круговоротом углерода и воды в биосфере. Возможно, это и есть современное решение проблемы происхождения нефти и газа, поставленной в науке двести лет назад [1].

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Баренбаум А.А. Научная революция в проблеме происхождения нефти и газа. Новая нефтегазовая парадигма // Георесурсы. Вып. № 4 (59), 2014. – С. 14.
2. Валяев Б.М. От абиогенной парадигмы к парадигме глубинного происхождения нефти и газа // Кудрявцевские чтения, 2012. – С. 15-16.
3. Ван А.В. Гипотеза образования нефти и нефтяных залежей // Вестник СГУГиТ, 2013. – С. 52-60.
4. Иванов К.С., Федоров Ю.Н., Ерохин Ю.В., Кучеров В.Г. Нефть – продукт ультрабазитовой мантии Земли // Третья международная конференция «Ультрабазит-базитовые комплексы складчатых областей и связанные с ними месторождения», 2009. – С. 200-202.
5. Конторович А.Э. Успехи теории органического происхождения нефти и газа // Очерки теории нафтидогенеза, 2004. – С. 287-296.
6. Кучеров В.Г. Генезис углеводородов и образование залежей нефти и природного газа // Вести газовой науки: научно-технический сборник. 2013. № 1(12). – С. 86-91.
7. Летников Ф.А. Сверхглубинные флюидные системы Земли, 2006. – С. 5-6 (http://csr.spbu.ru/pub/RFBR_publications/articles/geosciences/2006/sverhglubinnie_flyuidnie_sistemi_Zemli_06_geo.pdf)

СРАВНИТЕЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА СЛАНЦЕВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ФОРМАЦИИ БАККЕН (США) И ДОМАНИКОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ТИМАНО- ПЕЧОРСКОГО БАССЕЙНА (РОССИЯ)

Кашников С.Г.

Научный руководитель Устьянцева Н.В.

Уральский государственный горный университет

В структуре мировой нефтедобычи стремительно растет доля сланцевой нефти. США за счет разработки только двух месторождений сланцевой нефти – Баккен и Игл Форд смогли преодолеть тенденцию падающей добычи [4]. В связи с ухудшением структуры запасов, поиск сланцевой нефти в России становится крайне актуальным. Весьма перспективными для решения данного вопроса представляются обогащенные органическим веществом доманиковые отложения Восточно-Европейской платформы (рис. 1, 2).

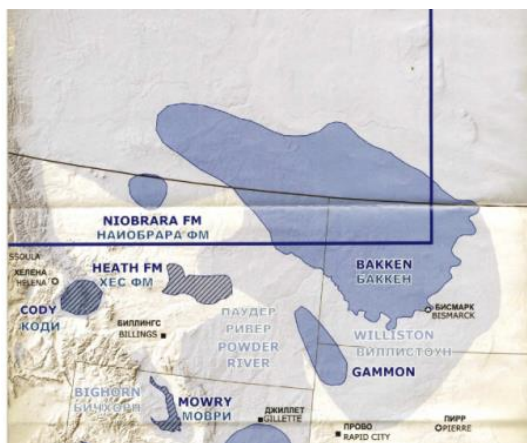


Рисунок 1 – Поля (плеи) и бассейны сланцевых углеводородов района Баккен у границы США и Канады [1]

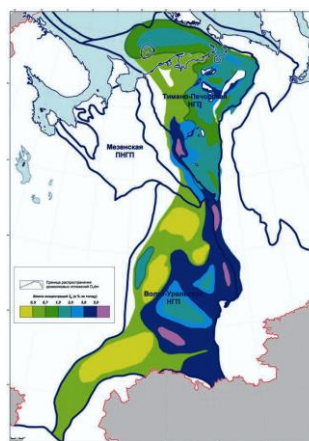


Рисунок 2 – Карта распространения доманиковых (сланцевых) отложений в восточной части Восточно-Европейской платформы [5]

Термин «сланцевая нефть» в США и России различается. В США к ней относится «shaleoil» – высоковязкая сланцевая смола, по свойствам (плотности, вязкости) значительно отличающаяся от традиционной легкой нефти и получаемая из горючих сланцев после термического воздействия, и «tightoil» – легкая нефть, содержащаяся в коллекторах с низкими фильтрационно-емкостными свойствами, т.е. в плотных низкопористых низкопроницаемых коллекторах – сланцах. В России категорией «сланцевая нефть» считается только «tightoil».

Сланцевые толщи – это горные породы, состоящие в основном из глинистых известняков и кремнезема, насыщенных органическим веществом. Т.е. это основные нефтематеринские породы практически во всех нефтегазоносных бассейнах мира. Однако, несмотря на значительные объемы генерации углеводородов и формирования ими традиционных скоплений нефти и газа, более $\frac{2}{3}$ от сгенерированных углеводородов остается в матрице генерирующей толщи.

Сланцевые отложения формации Баккен, в которых ведется выработка запасов, являются нефтематеринскими сильно битуминозными карбонатно-терригенными породами с подчиненными прослоями глин. Осадки сформировались в глубоководных, бескислородных обстановках, с ограниченной циркуляцией воды, с обильным развитием планктонных водорослей. Такие условия сложились в результате некомпенсированного прогибания впадины Уиллистон. Погружение впадины несколько замедлилось в позднедевонское время, однако в

центральной части впадины глубоководные условия сохранились до начала пермского времени, с накоплением осадков, идентичных формации Баккен [4].

Доманиковые отложения Восточно-Европейской платформы образовались в условиях длительного некомпенсированного прогибания с малой скоростью седиментации в семилукское время (D₃). Особенность доманикитов состоит в повышенном содержании карбоната и свободного кремнезема. Накопление осадков протекало в эпиконтинентальном бассейне в условиях нормального газового режима. ОВ доманикового горизонта относят к сапропелевому и гумусово-сапропелевому типам. Доманиковые отложения Ухтинского района Тимано-Печерского бассейна представлены темными тонко- и микрослоистыми глинисто-кремнисто-карбонатными породами (известняки, мергели, горючие сланцы и силициты) [6].

Сравнительная характеристика сланцевых толщ формации Баккен и Восточно-Европейской платформы приведена в таблице.

Таблица – Сравнительная характеристика сланцевых толщ формации Баккен и Восточно-Европейской платформы

	Возраст отложения	Глубина залегания, м	Мощность, м	Пористость, Кп, %	Проницаемость, мкм ²	Сорг, %
<i>Формация Баккен, США [4]</i>	D ₃	3350	До 43	1-5	4 × 10 ⁻⁵	8-10
<i>Доманиковые отложения, Тимано-Печорский регион [1]</i>	D ₃	«нефтяное окно» 1950-3950	15-70 до 130	8-14 и менее	–	0,8-12 (27)

Таким образом, условия формирования сланцевых толщ формации Баккен (США) и доманиковых отложений Восточно-Европейской платформы очень схожи. Это связано с тем, что во время каледонского этапа тектоно-магматического цикла в раннем девоне Восточно-Европейская плита сомкнулась с Американской, и возник единый материк Евроамерика (Лаврентия) [3]. Начиная со среднего девона, началась трансгрессия, достигшая максимума в начале позднего девона. В условиях неглубокого теплого моря и некомпенсированного прогибания на данной территории накапливались глинисто-карбонатные и кремнистые осадки с большим содержанием органического вещества.

Учитывая хорошую изученность формации Баккен и общие условия формирования рассматриваемых сланцевых толщ, можно оценивать представления о методах, способах и технологиях разработки доманиковых отложений Восточно-Европейской платформы в качестве объектов на сланцевую нефть.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Исследование сланцевых пород и природы сланцевой нефтеносности баженовской свиты и формации Баккен // Наука. Техника. Технологии: отраслевые научные и прикладные исследования, 2015. № 1.– С. 28-46.
2. Макаревич В.Н., Макарова И.Р., Суханов А.А. Перспективы поисков углеводородных скоплений нетрадиционного типа в освоенных регионах Северо-Запада России // Георесурсы, 2012. – № 6 (48). – С. 48-55.
3. Окнова Н.С. Зоны концентрации углеводородов суши и акваторий в нефтегазоносных бассейнах окраин Восточно-Европейской платформы (Баренцево-Каспийский пояс нефтегазоносности) // Нефтегазовая геология, 2010. – № 4. – С. 1-3.
4. Преснякова О.В. Сланцевая нефть доманикитов – что это? // Труды молодежной науч.-практ. конф. «ТатНИПИнефть», 2014. – С. 1-11.
5. Прищепа О.М., Аверьянова О.Ю., Жарков А.М. Нефтегазоносные отложения доманикового типа – резерв поддержания добычи углеводородов в промышленно освоенных районах // Георесурсы, 2013. – № 4 (54). – С. 18-22.
6. Ступакова А.В., Кирюхина Т.А., Фадеева Н.П. Доманиковые отложения Тимано-Печорского и Волго-Уральского бассейнов // Геология нефти и газа, 2013. – № 3. – С. 76-80.

СРАВНЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТОВ СОРТИРОВКИ РАЗНЫМИ МЕТОДАМИ ПОДСЧЕТА ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКОГО СОСТАВА ПЕСЧАНИКОВ В ШЛИФАХ (НА ПРИМЕРЕ ТЮМЕНСКОЙ СВИТЫ ЮЖНО-ЯГУНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ, ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ)

Корнилова Е.П.

Уральский государственный горный университет

В административном положении Южно-Ягунское месторождение расположено в северо-восточной части Сургутского района Ханты-Мансийского автономного округа. Объектом исследования послужили образцы керна из скважины № 158, взятые в интервале с глубины от 3177,8 до 3204,5 м по тюменской свите. Всего исследовано 5 образцов керна.

Цель работы – установление гранулометрического состава пород, а так же сравнительная характеристика коэффициентов сортировки методами моментов, квантилей по П. Траску и нормированной энтропии. Для ее достижения поставлены следующие задачи: 1) микроскопическое исследование пород в шлифах; 2) сравнительная характеристика сортированности осадочного материала; 3) интерпретация полученных данных [1,3].

Гранулометрический анализ в шлифах проводился под микроскопом с 50 – кратным увеличением. По каждому шлифу подсчитано более 350 зерен, проведен анализ на принадлежность пород по составу аллотигенной части (все образцы по составу достаточно близки, относятся к аркозовым (образцы 35, 37, 40, 45) за исключением образца № 39 - относится к мезомиктовым). Содержание кварца в них составляет 47-62 %, полевых шпатов 28-46 %, обломков 7-10 %.

Подсчитаны основные статистические характеристики (среднее значение, асимметрия, эксцесс, коэффициенты сортировки). Коэффициент сортировки подсчитан тремя методами (метод моментов (σ), энтропийный метод (H_r), метод П.Траска (S_0)). Значения приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Основные статистические характеристики и коэффициент сортировки

Образец	Среднее значение (X_{cp}), мм	Асимметрия (А)	Эксцесс (Е)	Коэффициенты сортировки		
				σ	H_r	S_0
35	0,156	0,30	-0,26	1,81	0,65	1,29
37	0,129	0,23	-0,15	1,75	0,64	1,30
39	0,143	0,60	-0,25	1,86	0,66	1,31
40	0,183	0,28	-0,54	1,78	0,67	1,33
45	0,148	0,25	-0,24	1,89	0,68	1,34

При анализе сортировки осадочного материала следует иметь в виду, что всем квантильным и моментным мерам сортировки может быть придан реальный смысл только для унимодальных кривых. Для би- и полимодальных кривых все численные оценки стандартного отклонения (сортировки) оказываются весьма грубыми. Для оценки сортировки осадка би- и полимодальных кривых может быть применена функция нормированной энтропии [4].

В доказательство теории о том, что определение сортированности материала методом П.Траска и методом моментов не дает реальной картины для бимодальных кривых, была проведена сравнительная характеристика этих значений.

Максимальные значения для метода моментов, П. Траска и метода нормированной энтропии равны 1,89; 1,34 и 0,68 соответственно (шлиф 45); минимальные значения равны 1,75; 1,29 и 0,64 (шлиф 37, 35, 37). Во всех исследуемых образцах получается хорошая

сортированность осадка при расчете методами П. Траска и методом моментов, метод нормированной энтропии говорит об обратном, сортировка у образцов плохая. В результате получаются значения, противоречащие друг другу и доверять этим методам вместе нельзя.

Для наглядного представления того, что методы необходимо разделять при подсчете сортировки, построены графики распределения осадка по фракциям, где по оси абсцисс откладывались границы значений размерностей каждой фракции в шкале ψ , по оси ординат – процентное содержание каждой фракции (рис, 1а), а так же графики кумулятивных кривых, которые представляют собой накопленные проценты по фракциям (рис, 1б).

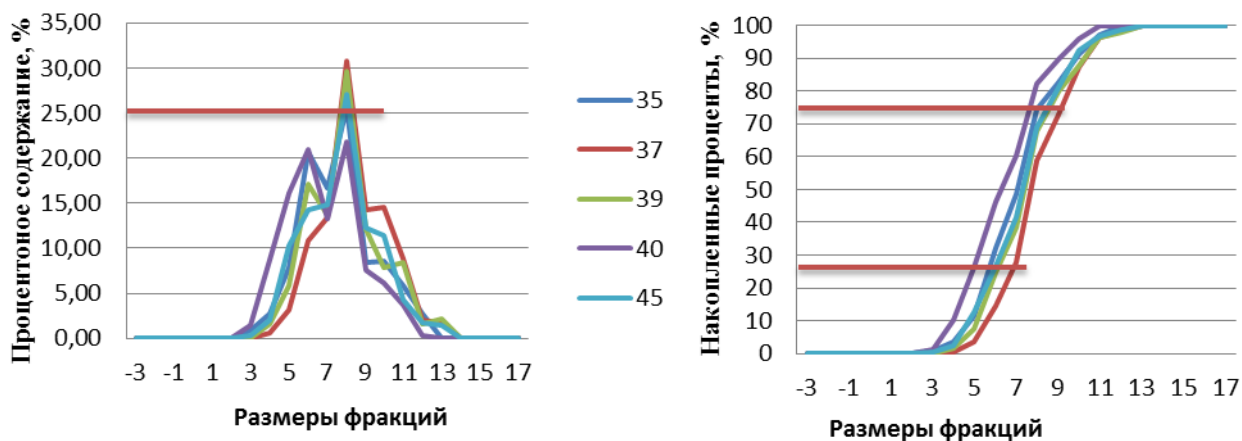


Рисунок 1 – а) графики распределения осадка по фракциям; б) графики кумулятивных кривых (номера проб соответствуют цветовой гамме, горизонтальные линии – квантилям).

На рисунках видно, что графики имеют схожие черты, поэтому можно предположить, что сортировка у всех этих графиков будет похожей. Если провести на графиках 25-ую и 75-ую квантили, будет видно, что они не учитывают вершины бимодальных кривых распределения, которые лежат ниже 25%-ого значения (рис.1а) и в дальнейшем, подставляя в формулу П. Траска данные по графику, мы не получим истинного значения сортировки, результат будет неверным.

Коэффициент сортировки методом П. Траска дает грубую оценку сортированности, поскольку учитывает только два квантиля и не учитывает весь гранулометрический состав пород [2]. Метод моментов рассчитывается по данным статистических характеристик, бимодальное распределение так же не учитывается. Для оценки сортировки осадка би- и полимодальных кривых требуются меры, не зависящие от вида функции распределения частиц по размерам. Такой мерой может быть функция нормированной энтропии (зависит от длины и числа интервалов группирования случайных величин) [4].

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1.Алексеев В.П., Носова Н.С.Методы исследования осадочных пород: методические указания к практическим занятиям по дисциплине «Нефтегазовая литология» для студентов специальности 130101 – «Прикладная геология» специализации «Геология нефти и газа». – Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2015. 66 с.
2. Котельников Б.Н. Реконструкция генезиса песков: Гранулометрический состав и анализ эмпирических полигонов распределения / Под ред. В.Н.Шванова. - Л.: Издательство Ленинградского университета. 1989. - 132 с.
- 3.Кузнецов В.Г. Литология. Осадочные горные породы и их изучение: Учебн. пособие для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр». – 2007. – 511 с.
4. Романовский С.И.Седиментологические основы литологии. Л: Недра. 1977. 408с,

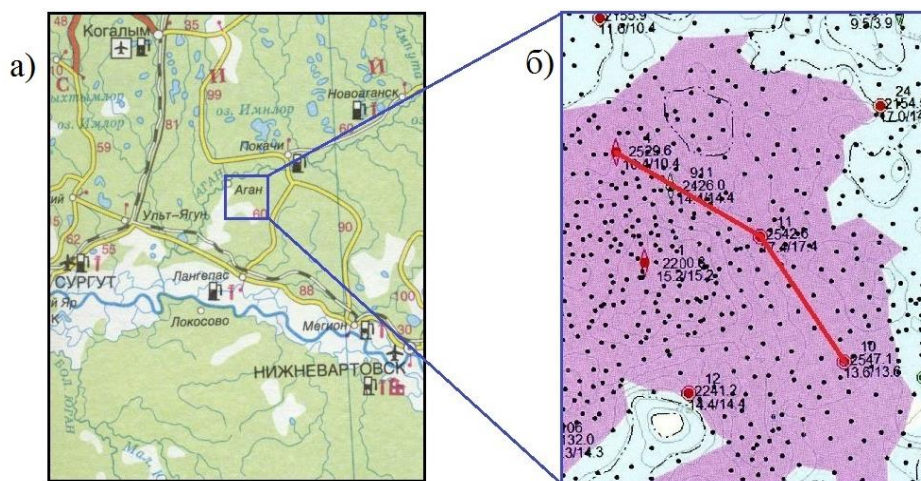
К ВОПРОСУ О СТРОЕНИИ И КОРРЕЛЯЦИИ ПЛАСТА БВ₈ АГАНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ)

Милютин С.И.

Уральский государственный горный университет

Методика геофизических исследований скважин (ГИС) широко используется для изучения горных пород в около скважинном и межскважинном пространстве. На её основе, в первую очередь, базируется литологическое расчленение разрезов и их корреляция. Путём сопоставления данных ГИС по скважинам можно получить модель геологического строения в вертикальной плоскости.

Аганское нефтяное месторождение расположено в Нижневартовском административном районе Ханты-Мансийского автономного округа – Югры в 60 км к северо-западу от г. Нижневартовск (рис. 1, а) В разрезе представлены нижнемеловые отложения тарской свиты (пласт БВ₈). Месторождение приурочено к одноимённому куполовидному поднятию Нижневартовского свода. Продуктивная толща (К_{1tr}) характеризуется высокой неоднородностью коллекторских свойств. В свою очередь флюид отличается аномальными свойствами, связанными с повышенной вязкостью (1-5 Мпа x С).



а – обзорная карта исследуемой площади; б – Аганское нефтяное месторождение

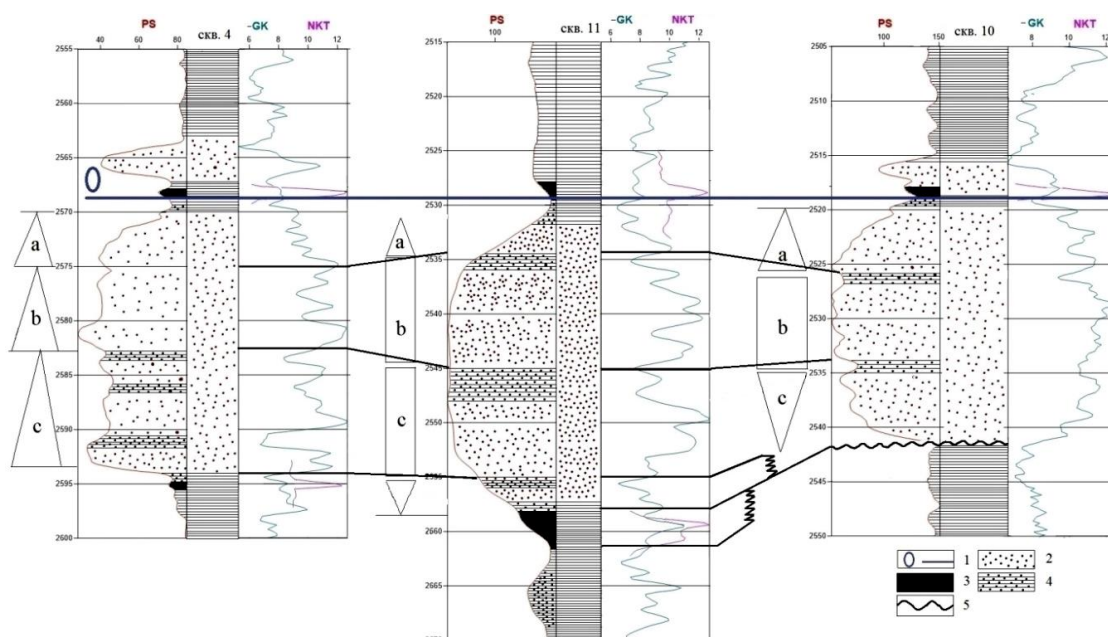
Рисунок 1 – Территория исследования

Для изучения геологического строения выбран профиль из 3-х скважин с расстоянием в 500 м между ними (рис. 1, б). С использованием данных каротажа (ПС, ГК, НКТ) проделана работа: отстроена литология по скважинам – на основе данных ПС и ГК, выделены зоны коллектора, определён репер 1 рода отмеченный горизонтальной линией [1]. По диаграммам НКТ можно проследить такую породу, как уголь. В данном случае он является репером для кровельной части пласта БВ₈. По отстроеному нулевому горизонту, представленному угольным прослоем, проведена корреляция пласта с полным заполнением межскважинного пространства (рис. 2).

На выбранном профиле исследуемый пласт имеет разные продуктивные толщины: в скважине № 4 она составляет 23 м; далее в скважине № 11 достигает 28 м; в скважине № 10 наблюдается уменьшение толщины до 20 м. Помимо этого, в двух крайних скважинах № 4, № 10 отмечен пласт БВ₈⁰, в скважине № 11 наблюдается его выклинивание.

Основываясь на вид кривой ПС можно сделать вывод, что пласт имеет трёхчленное строение, где выделены основные пачки “а”, “б”, “с” (см. рис. 2). Наиболее выдержана верхняя пачка “а”, имеющая проциклитовый характер (по Ю.Н. Карогодину) [2]. Интерпретируя конфигурацию кривой ПС по методике В.С. Муромцева, определяем обстановку – прибреговое мелководье. Средняя пачка “б” относительно выдержана по толщине, но меняет свой характер: от четкого проциклита в скважине № 4 (аналогично прибреговому мелководью) меняется до агградационного типа не предусмотренного Ю.Н. Карогодиным или отчетливому баровому телу по В.С. Муромцеву. Для нижней пачки характерно наиболее сложное строение. От такого же проциклита “с”, чем и две верхних (“а” и “б”) в скважине № 4 она резко меняет структуру на рециклит в скважине № 11 и № 10 вначале увеличивается, а затем существенно сокращается по толщине.

Литологически пласт БВ₈ сложен песчано-алевритовыми породами (см. рис. 2). Согласно электрометрическим моделям фаций (ЭМФ) по В.С. Муромцеву [3], методика определения условий осадконакопления базируется на анализе кривой самопроизвольной поляризации (ПС). Близкие по конфигурации прямые ПС показывают принадлежность вмещающих пород к условиям осадконакопления: вдольбереговые регрессивные бары.



1– нулевой горизонт; 2– песчаник; 3– уголь; 4– алеврит; 5– поверхность несогласия;
а, б, с – структурный этаж; ▲– проциклит; ▼ – рециклит

Рисунок 2 – Детальная корреляция пласта БВ₈

Результатом работы являлось выделение и прослеживание по площади реперных горизонтов, а также уточнение строения и корреляция пласта БВ₈, по скважинам № 4, № 11, № 10. Данного рода исследования можно рассматривать с модельных позиций, отражающих условия осадконакопления при наличии качественной записи ГИС и внесением корректировок по итогам исследования каменного материала.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Алексеев В.П. Литологические основы прогнозирования нефтегазоносности недр. Екатеринбург, 2015. – 82 с.
2. Карогодина Ю.Н. Седиментационная цикличность. М.: Недра. – 1980. – 242 с.
3. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. – Л.: Недра, 1984. – 260 с.

ХАРАКТЕРИСТИКА КОНТАКТА ВОГУЛКИНСКОЙ ТОЛЩИ И ТЮМЕНСКОЙ СВИТЫ В ОБРАЗЦЕ КЕРНА (УРАЙСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ШАИМСКИЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ РАЙОН)

Уразбахтин Р.М.

Уральский государственный горный университет

Объектом исследования является образец керна, поднятый с глубины 2145 м, скважины 10904, Урайского месторождения, Шаимского нефтегазоносного района. Образец представлен контактом двух свит: тюменской и абалакской. Цель работы – выявление минералогическо-петрографических, фациальных характеристик, определяющих состав и генезис отложений.

Макроскопическое описание образца

Образец У-04-3. Образец состоит из трех слоев, снизу вверх (рисунок 1).

Слой 1 – Песчаник светло-серый, тонкозернистый. Хорошо сортированный. Слоистость тонкая, полого-косоволнистая, слабо срезанная, местами линзовидная. Слоистость обусловлена динамическим состоянием среды отложения. Видны единичные ходы илоедов. Фация песчано-алевритовых осадков малоподвижного мелководья (БПА)[1].

Слой 2 – алевролит крупнозернистый. Массивный (местами со слабо выраженной слоистостью). Многочисленные ходы илоедов вертикального и горизонтального направлений. Встречаются ризоиды, выполненные кремнистым веществом.

Слой 3 – крупнозернистый алевролит. В нижней части слабо выраженная слоистость, в верхней – текстура массивная. Присутствуют ризоиды в большем количестве, чем в слое 2, выполненные так же белым кремнистым веществом. Фация глинисто-алевритовых осадков приливно-отливной зоны (БПВ) [1].

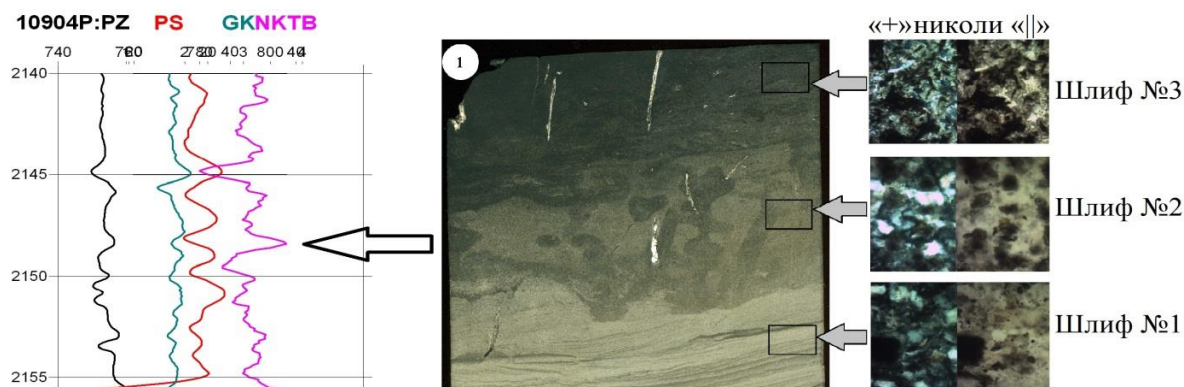


Рисунок 1-Привязка образца со шлифами.

Микроскопическое изучение пород

Петрографический и гранулометрический анализы в шлифах проводились под микроскопом, с увеличением x100-250. Было подсчитано более 350 зерен в каждом шлифе.

Шлиф №1. По составу аллотигенной части порода относится к мезомиктовым. Содержание кварца в ней -70%, полевых шпатов - 23%, обломков пород -7%. Сортировка хорошая. Преобладание полуокатанных и угловатых зерен. Второстепенные минералы – слюда. Аутигенные минералы – пирит. Текстура слоистая. Цемент карбонатный, регенерационный. Видны неравномерно распределенные пятна битума.

Шлиф №2. По составу аллотигенной части относится к аркозовым. Содержание кварца – 64%, полевых шпатов – 27%, обломков пород – 9%. Сортировка хорошая. Преобладают угловатые зерна. Второстепенные минералы – слюда. Текстура – беспорядочная. Цемент карбонатный, регенерационный. Значительное количество неравномерно распределенных пятен битума.

Шлиф № 3. Петрографический и гранулометрический анализ невозможны, из-за многочисленных повсеместно распределенных пятен битума и большого количества карбонатного, коррозионного цемента.

Построение диаграмм

Для реконструкции палеодинамических условий использовались диаграммы К. Бьёрликке, Г.Ф. Рожкова и Р. Пассега (рисунок 2).

По соотношению отсортированности к асимметрии (по К. Бьёрликке) изучаемые породы относятся к пляжевым (шлиф №1) отложениям и турбидитам (шлиф №2) (рисунок 2а).

Из анализа расположения точек на диаграмме Г.Ф. Рожкова следует, что седиментация происходила в зоне эоловой переработке речных осадков (рисунок 2б)[2].

Для определения способа переноса и отложения осадков в водной среде, применяется генетическая диаграмма Р.Пассега. Полученные данные свидетельствуют о том, что печаники (шлиф №1) данного образца формировались в зоне мутьевых потоков, и приконтактный интервал (шлиф №2) формировался так же в зоне довольно близкой к мутьевым потокам (рисунок 2в).

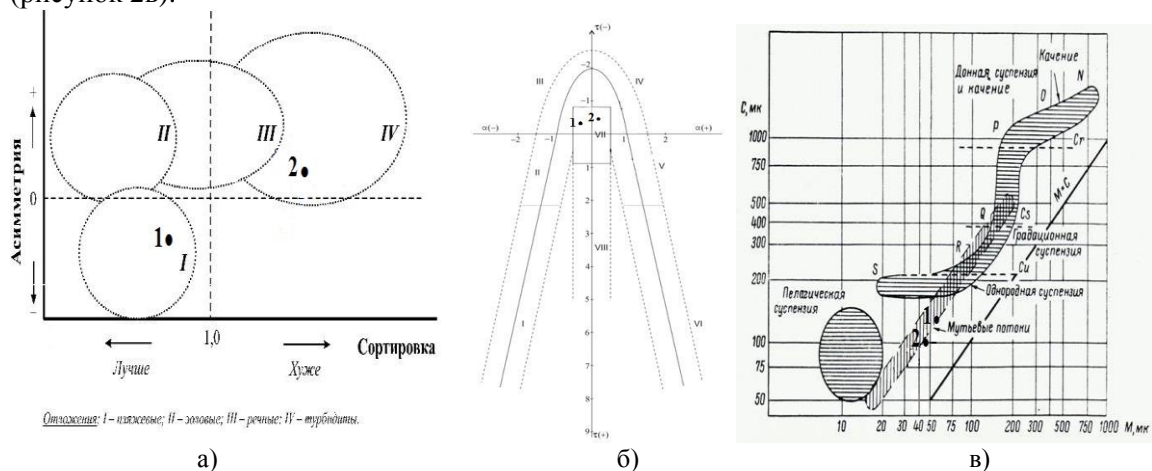


Рисунок 2 – Генетические диаграммы а) К.Бьерликке б)Г.Ф. Рожкова и в) Р.Пассега

Интерпретация полученных данных

Полученные данные указывают на условия осадконакопления, наиболее характерные для эстуариев, поскольку эстуарий может объединить столь неоднозначные результаты, характерные для различных фаций.

Эстуарий – это зона совместного влияния реки и моря, где кластический материал поставляется, с одной стороны рекой, а с другой – со стороны морем: приливным течением и частично течением, связанным с волнением моря[3].

Следует так же отметить, что в эстуариях осаждаются главным образом пелитовые отложения и пески, в различном соотношении в зависимости от условий осадконакопления. Из полученных результатов видно, что изучаемый образец сложен преимущественно песчаником и алевритом. Таким образом, полученные результаты определения генезиса по совокупности гранулометрических и минералогических исследований могут говорить о формировании изучаемых отложений в условиях эстуария.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Алексеев В.П. Атлас фаций юрских терригенных отложений (угленосные толщи Северной Евразии). Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2007. 209 с.
2. Вакуленко Л.Г., Предтеченская Е.А., Чернова Л.С. Опыт применения гранулометрического анализа для реконструкции условий формирования песчаников продуктивных пластов васюганского горизонта (Западная Сибирь) // Литосфера. 2003. № 3. С. 99 – 108.
3. Walker R.G., James N. P. (Eds) Facies models response to sea-level change. Ontario: Geol. Assoc. of Canada, 1992. 409 pp.

ХАРАКТЕРИСТИКА КОНТАКТА ВОГУЛКИНСКОЙ ТОЛЩИ И ТЮМЕНСКОЙ СВИТЫ НА ПРИМЕРЕ ОБРАЗЦА КЕРНА (УСТЬ-АХСКАЯ ПЛОЩАДЬ)

Чертков В.С.

Уральский государственный горный университет

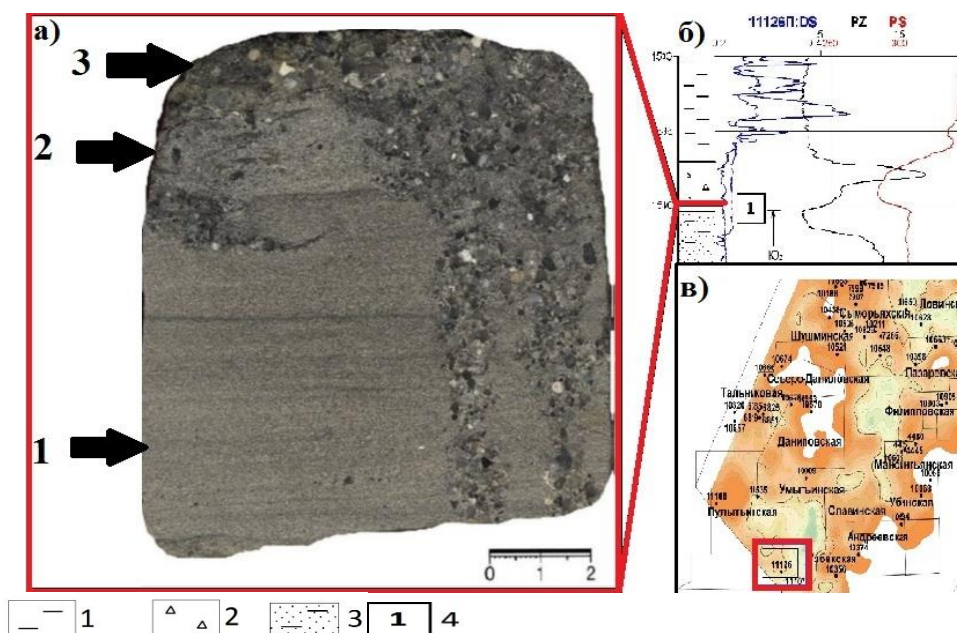
Усть-Ахский участок находится в Кондинском районе Ханты-Мансийского автономного округа в 400 км от г. Ханты-Мансийска и в 70 км от г. Урай.

Предметом изучения является образец керна (1537,0 – 1548,7 м) скважины 11126 Усть-Ахской площади (с контакта тюменской свиты и вогулкинской толщи) (рисунок 1). Для выявления условий осадкообразования было выполнено макро- и микроскопическое описание породы.

Макроскопическое описание

Первый слой – мелкозернистый песчаник (0,1-0,2 мм), хорошо сортированный светло-серого цвета, слоистость косая слабосрезанная. Серии слоев подчеркнуты растительным детритом. Толщина слоя 6,3 см. Фация БПА (полуизолированного малоподвижного бассейнового мелководья) [3].

Второй слой – мелкозернистый песчаник (0,1-0,2 мм), средне сортированный светло-серого цвета (цвет светлее, чем в предыдущем слое). Присутствуют отдельные зерна размером более 2 мм. Текстура беспорядочная (пятнистая). Залегает на мелкозернистом песчанике тюменской свиты, тем самым образуя контакт пласта П₃ вогулкинской толщи и пласта Ю₂ тюменской свиты. Толщина слоя 2,5 см.



1 – алевроаргиллиты абалакской свиты; 2 – грубозернистые породы вогулкинской толщи; 3 – мелкозернистые песчаники тюменской свиты; 4 – контакт вогулкинской толщи и тюменской свиты

Рисунок 1 – Образец керна (а), его положение на фрагменте колонки скв. 11126 (б), пробуренной на территории Шаймского НГР (в):

Третий слой – песчаник грубозернистый плохо сортированный с многочисленными рассеянными гальками мелкогравийными (до 3-4 мм), плохо окатанными. Залегает на неровной размытой поверхности подстилающего песчаника. Грубый песчаный материал местами

проникает в подстилающие слои на глубину до 8 см и более – возможно, по ходам илоедов (Skolithos) [2].

Микроскопическое описание

В образце представлены мелкозернистые песчаники тюменской свиты и грубозернистые (с линзами среднезернистых) вогулкинской толщи. Основные породообразующие компоненты представлены зернами кварца, полевых шпатов (ПШ), обломков горных пород, от угловатых до окатанных [1]. Среднее процентное соотношение в шлифах: кварц 63%, ПШ 25%, обломки 12%. Полевые шпаты представлены плагиоклазом и микроклином. В шлифах присутствует небольшая часть зерен слюды, которые представлены мусковитом. Цемент пленочный, по составу глинистый.

По проведенному петрографическому и гранулометрическому анализу выявлено, что в пласте Ю₂ преобладает мелкозернистая песчаная фракция с умеренной сортировкой. В пласте П₃ преобладает в большей степени крупно-грубозернистая песчаная фракция с плохой сортировкой (рисунок 2).

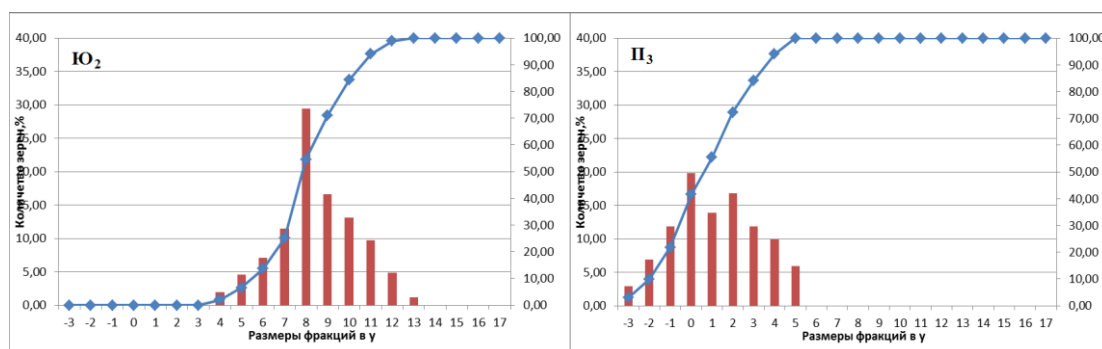


Рисунок 2 – Гистограммы распределения зерен по фракциям пластов Ю₂ (тюменская свита) и П₃ (вогулкинская толща)

На генетической диаграмме К. Бьёрликке, которая основана на соотношении отсортированности и показателя асимметрии, большинство точек расположились на участке речных отложений.

На диаграмме Р.Пассега точки шлифов с хорошей сортировкой (тюменская свита) расположились в поле “градационная суспензия”, это характерно для рек с медленным течением. Точки шлифов с плохой сортировкой (вогулкинская толща), расположились в поле “качение”.

Исследуемый образец зерна был отобран на контакте пластов Ю₂ и П₃. Путем анализа данных литологического, петрографического и гранулометрического состава, удалось выявить «противоположность» песчаников в переносе и осадконакоплении тюменской свиты и вогулкинской толщи. Песчаные породы тюменской свиты формировались в условиях полуизолированного малоподвижного бассейнового мелководья. Накопление отложений вогулкинской толщи связано с раннекеловейской трансгрессией морского бассейна и происходило в прибрежно-морских условиях (П₃). По мере продвижения моря вглубь суши глинистые осадки абалакской свиты замещаются пластами П₂ и П₁ вогулкинской толщи. При этом все осадки вогулкинской толщи обрамляют размываемый останец кристаллических пород фундамента (Шаимский выступ).

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Мизенс Г.А. Изучение осадочных пород в прозрачных шлифах: учебно-методическое пособие по дисциплине «Литология». Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2006. – 86 с.
2. Микулаш Р., Дронов А. Палеоихнология – введение в изучение ископаемых следов жизнедеятельности. Прага: Геологический институт Академии наук Чешской Республики, 2006. – 122 с.
3. Состав и генезис отложений тюменской свиты Шаимского нефтегазоносного района (Западная Сибирь) / под ред. В. П. Алексева. Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2007. – 209 с.

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА ЭЛЕКТРОМЕТРИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ФАЦИЙ ДЛЯ УСТАНОВЛЕНИЯ ГЕНЕЗИСА ОТЛОЖЕНИЙ ПЛАСТА ЮС₂ БЫСТРИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ)

Юрьева М.А.

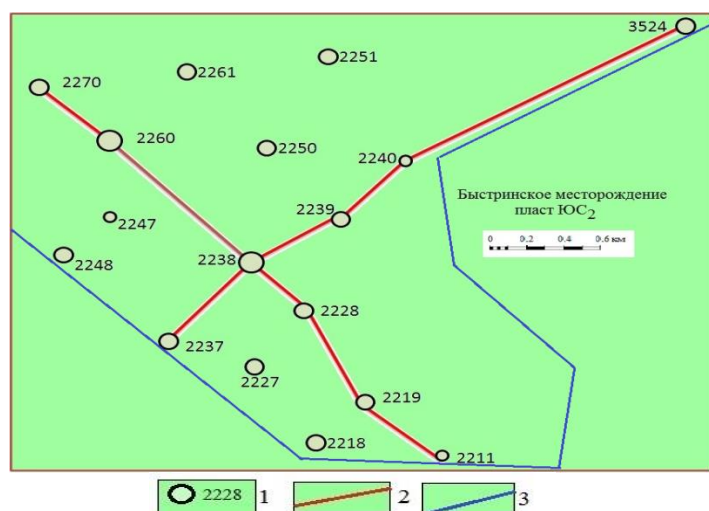
Уральский государственный горный университет

В настоящее время месторождения Сургутского свода представляют большой интерес для добычи углеводородов (УВ). Высокая выработанность основных продуктивных объектов осложняет эту задачу, поэтому для поддержания уровня добычи нефти в разработку вовлекаются трудноизвлекаемые запасы (ТриЗ). Низкопродуктивные залежи горизонта ЮС₂ привлекают внимание геологов, так как содержат значительные запасы УВ. Однако, сложное геологическое строение природных резервуаров тюменской свиты и сильная литологическая изменчивость продуктивных пластов затрудняют эксплуатацию интересующего объекта.

Для получения достоверной литологической информации при исследованиях терригенных отложений используют геофизические методы. Наиболее часто используются методы самопроизвольной поляризации (ПС) и естественной гамма - активности (ГК). Электрометрические и радиоактивные модели фаций используются для выявления условий седиментации. Традиционно для фациальной интерпретации пользуются методикой В.С. Муромцева [2].

Объектом исследования явилось Быстринское газонефтяное месторождение, которое находится в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области, в 50 км к северо-западу от г. Сургута. К кровле тюменской свиты приурочен нефтеносный пласт ЮС₂, который является объектом детального изучения.

Для определения генезиса пласта было выбрано два профиля скважин в южной части месторождения: по простирацию и вкрест простираания (рис.1).



1-скважина и её номер; 2-профиль скважин; 3-граница руслового тела

Рисунок 1 – Схема профилирования

Выявление фациальной принадлежности продуктивных отложений пласта ЮС₂ по их электрометрическим ПС-моделям проводилось методом визуального анализа каротажных диаграмм. Интерпретация осуществлялась с помощью исследований А.В.Ежовой [1], основанных на методике В.С. Муромцева. Было проанализировано 10 скважин. На рис.2 представлены ПС-модели по двум скважинам.

Скважина 2237. Кровля пласта ЮС₂ залегает на глубине 2667 м, подошва – 2689 м. Пласт подразделяется на три пачки. Пачка ЮС₂¹: аномалия расположена в зоне отрицательных отклонений ПС, $\alpha_{ПС} = 0,8$. Кровельная линия – наклонная прямая; боковая – отсутствует; подошвенная линия – наклонная прямая. По выделенным признакам можно отнести к фации баров. Пачка ЮС₂²: аномалия расположена в зоне отрицательных отклонений ПС, $\alpha_{ПС} = 0,7-1,0$.

Кровельная линия – наклонная прямая; боковая – наклонная зубчатая; подошвенная линия – наклонная прямая. Фация русловых отмелей ограниченно меандрирующих рек. Пачка ЮС₂³: аномалия так же находится в зоне отрицательных отклонений ПС, $\alpha_{ПС} = 1,0$. Кровельная линия – полого-наклонная, прямая; боковая линия отсутствует; подошвенная – наклонная прямая. По выделенным признакам относится к фации баров.

Скважина 2238. Кровля пласта ЮС₂ залегает на глубине 2646 м, подошва – 2667 м. Пласт представлен двумя пачками. Пачка ЮС₂¹: аномалия расположена в зоне отрицательных отклонений ПС, $\alpha_{ПС} = 0,8-0,9$. Кровельная линия – наклонная прямая; боковая – наклонная волнистая; подошвенная линия – наклонная прямая. По выявленным признакам относится к фации русловых отмелей ограниченно меандрирующих рек. ЮС₂²: аномалия расположена в зоне отрицательных отклонений ПС, $\alpha_{ПС} = 1,0$. Кровельная линия – наклонная прямая; боковая – наклонная прямая; подошвенная линия – наклонная прямая. Относится к фации баров.

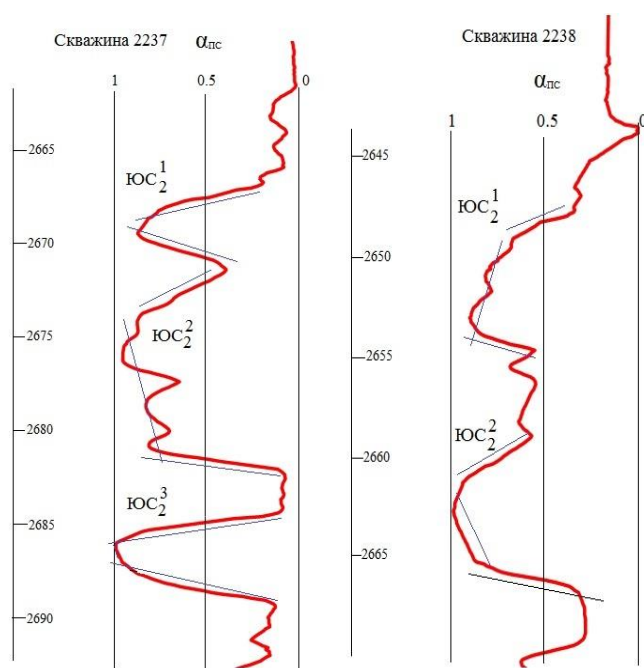


Рисунок 2 – Пример реальных ПС-моделей фаций продуктивных отложений тюменской свиты пласта ЮС₂ по двум скважинам

Анализ ПС – моделей по десяти скважинам позволил выделить два комплекса фаций в исследуемом интервале: аллювиальный и прибрежно-морской. Аллювиальный комплекс: 1) фация русловых отмелей ограниченно меандрирующих рек; 2) фация русловых отмелей интенсивно меандрирующих рек. Прибрежно-морской комплекс: 1) фация устьевых баров; 2) фация вдольбереговых регрессивных баров.

Электрометрические модели фаций отражают палеогидродинамическую активность среды осадконакопления. Полученные данные при интерпретации каротажных диаграмм подтверждают аллювиальный генезис отложений пласта ЮС₂ и границу руслового тела, показанную на рис. 1. Руслу древних рек представляют собой сочетание хорошо проницаемых и непроницаемых пород, необходимое для формирования скоплений УВ. Именно поэтому при поисках залежей нефти и газа песчаные тела аллювиального генезиса представляют особый интерес.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Ежова А.В. Литология: Учебное пособие. – 2-е изд. – Томск: Изд-во ТПУ, 2009. – 336 с.
2. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. – Л., Недра, 1984. – 260 с.

СОСТАВ И СТРОЕНИЕ ПОРОД ФУНДАМЕНТА ЮЖНО-ЯГУНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ)

Полещиков В.В., Дробышева А.В.
Уральский государственный горный университет

В административном отношении Южно-Ягунское месторождение расположено в северо-восточной части Сургутского района Ханты-Мансийского автономного округа [3, 7]. Объектом исследования послужили образцы керна из скважины № 158, взятые в интервале с глубины от 3254,7 до 3637 м. Цель работы заключается в детальном исследовании образцов доюрского фундамента. Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи: 1) выполнить макроскопическое описание образцов фундамента, 2) выполнить петрографический анализ образцов фундамента, 3) получить соответствующие выводы о составе пород, сопоставить их с данными каротажа и подтвердить возраст пород, основываясь на известных данных [1, 2, 6]. В ходе данной работы были макро- и микроскопически изучены породы измененной части фундамента скважины № 158 Южно-Ягунского месторождения. Макроскопия пород была полностью подтверждена результатами микроскопии. На рисунке 1 показано сопоставление результатов макро- и микроскопии с данными каротажа.

По итогам работы выявлена закономерность: породы, в зоне метасоматических изменений [4], вниз по разрезу переходят по составу от кислых к средним (от риолитов к дацитам). Ниже исследуемой зоны породы переходят в основные (базальты). По кривой гамма-каротажа мы можем наблюдать отчетливую границу между кислыми, богатыми кремнеземом, и основными породами, которые часто чередуются со средними породами. В основных породах значения гамма-каротажа заметно ниже, что является следствием отсутствия калиевого полевого шпата с включенными в их состав аксессуарными минералами, богатыми радиоактивными элементами. Фундамент Западно-Сибирской плиты сложен тремя структурными этажами, фундамент Южно-Ягунского месторождения в частности относится к складчатым и рифтовым структурам доюрского возраста и имеет блоковое строение [5].

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Иванов К.С., Ерохин Ю.В., Писецкий В.Б., Пономарев В.С., Погромская О.Э. Новые данные о строении фундамента Западно-Сибирской плиты // Литосфера, 2012.– №4. – С. 91–106.
2. Иванов К.С., Коротеев В.А., Печеркин М.Ф., Федоров Ю.Н., Ерохин Ю.В. История геологического развития и строение фундамента западной части Западно-Сибирского нефтегазоносного мегабассейна // Геология и геофизика, 2009. – т. 50. – № 4. – С. 484 – 501.
3. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К., Сурков В.С., Трофимук А.А., Эрвье Ю.Г. Геология нефти и газа Западной Сибири. М.: Недра, 1975. – 683 с.
4. Михайлец Н.М. Формирование залежей углеводородов в породах коры выветривания фундамента Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ, 2012. – № 5(23). – С. 54-56.
5. Скачек К.Г., Ларичев А.И., Бостриков О.И. Геолого-геохимические критерии нефтегазоносности зоны контакта доюрского фундамента и осадочного чехла в Широком Приобье // Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2013. – Т.8. – № 3. 20 с. – http://www.ngtp.ru/rub/4/33_2013.pdf.
6. Allen M.B., Anderson L., Searle R.C., Buslov M. Oblique rift geometry of the West Siberian basin: tectonic setting for the Siberian flood basalts // Journal of the Geological Society of London 163, 2006. – P. 901–904.
7. Ulmishek G.F. Petroleum Geology and Resources of the West Siberian Basin, Russia. U.S. Geological Survey Bulletin 2201-G. 2013. 49 p.

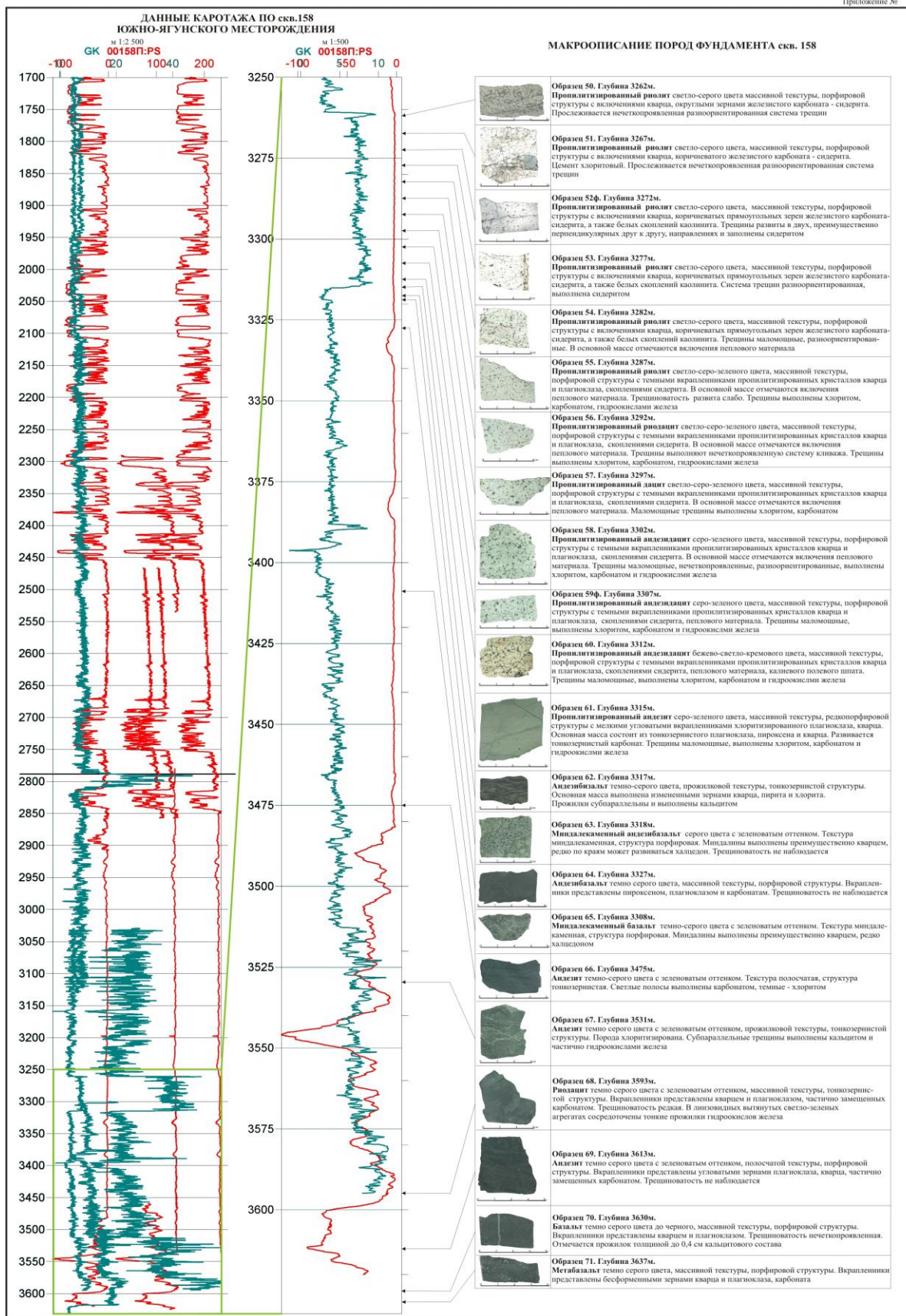


Рисунок 1 – Привязка образцов с данными каротажа