

СЕКЦИЯ «ГЕОЛОГИЯ»**ПОДСЕКЦИЯ «ГЕОЛОГИЯ И ГЕОХИМИЯ ГОРЮЧИХ ПОЛЕЗНЫХ
ИСКОПАЕМЫХ»****Особенности углеводородного состава биомаркеров нафтидов куонамской свиты****Алексеев А.Г.¹***Заведующий лабораторией кафедры высокомолекулярных соединений и органической химии**ГОУ ВПО Якутский государственный университет им. М.К. Аммосова, Якутск, Россия**E-mail: alexalekseev@rambler.ru*

Закономерности накопления органического вещества в бассейнах реки Оленек были изучены геологами и геохимиками СНИИГГиМСа. В начале алданского века территорию Сибирской платформы занимал мелководный морской бассейн с водами нормальной солености. Максимальные концентрации органического вещества были приурочены к центральным и северо-западным районам платформы. В открытом море с нормальной соленостью вод шло накопление карбонатных, глинисто-карбонатных и глинистых, в различной степени кремнистых осадков, уникально обогащенных органическим веществом. Они получили название отложений куонамского типа. Показано, что средние содержания ОВ составляют 6-8 %, максимальные – до 20-25% и распределение вещества неравномерное и находится на уровне кларковых концентраций, а часть пород уникально обогащено. Богаче всего органическим веществом сапропелевые и сапропелитовые глины и мергели.

Объектом исследования были нафтиды вмещающих пород мергель и горючие сланцы куонамской свиты рек Оленек (далее соответственно). Исследования проводились методом газовой хромато-масс-спектрометрии. Хроматограммы углеводородов были получены по общему ионному току и селективным ионам m/z 191, 177 и 217. Распределение *n*-алканов образцов показало унимодальное распределение при максимумах на C_{26} и C_{19} . CPI 1,04 и 1,12, т.е. превалирование нечетных алканов. Повышенный фон стеранов и гопанов говорит о значительном бактериальном воздействии на ОВ мергели. Значение Pr/Ph 0,73 и 0,93 и повышенный фон гомогопана C_{35} и схожесть соотношения гомогопанов $C_{35}/C_{31}+C_{35}$, что также свидетельствует о восстановительных морских условиях. Сопоставление распределения трициклических терпанов и гопанов показало понижение гопанов с повышением терпана C_{23} , что типично для РОВ пород куонамского типа кембрийского периода. На бактериальное воздействие на ОВ указывает повышенный фон гопановых углеводородов в мергели. Высокая концентрация трициклических терпанов сланцев говорит о водорослевом источнике ОВ, типа *Tasmanites*.

Распределение стеранов в образцах одинаковое. Наблюдаются высокие пики C_{27} 13 β (H),17 α (H)-диахолестана и C_{29} 13 β (H),17 α (H)-24-этилдиахолестана (20R), C_{29} - 5 α (H),14 β (H),17 β (H)-24-этилхолестана (20S). При этом C_{27} холестаны главным образом синтезированы из ОВ морских организмов, а C_{29} – высших растений, хотя некоторые морские водоросли богаты C_{29} стеролами. Из треугольной диаграммы C_{27} - C_{29} диастеранов видно, что в образцы в основном сформировались из морского ОВ с

¹ Автор выражает признательность профессору, Полу Филпу (R.P. Philp) (Школа геофизики и геохимии Оклахомского университета) за помощь в подготовке тезисов)

возможным привнесением терригенного ОВ. Соотношение стеран/17 α (H)-гопан свидетельствует о том что ОВ мергели первично образована из прокариот, ОВ горючих сланцев – эукариотов. Что соотносится с данными диаграммы.

Детектирование по 177 иону показывает ряд деметилированных трициклических гопанов (25-нор) от C₂₇ до C₂₉, что говорит в пользу бактериального окисления. Однако общеизвестно, что n-алканы менее устойчивы к бактериальному окислению, чем гопаны и стераны, то можно полагать, что бактерии в первую очередь предпочитают в первую очередь «съесть» метильные группы у изомеров 22R гопанов, близкие по структуре биологическим предшественникам.

Методика оценки проницаемости сложнопостроенных карбонатных пород Тимано-Печорской Провинции с применением литогенетического анализа кернового материала

Ботвиновская О.А.

аспирантка

Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова, Москва, Россия

E-mail: o_tomilina@rosneft.ru

Знание распределения проницаемости коллектора по разрезу является важнейшим критерием, определяющим систему разработки месторождения. Однако определение проницаемости в сложнопостроенных коллекторах часто является невозможным из-за большого разброса значений на сопоставлении коэффициентов пористости и проницаемости. В связи с этим многими исследователями предпринимаются попытки кластеризации этой зависимости по различным признакам. В карбонатных разрезах со сложнопостроенными коллекторами существующие методики обработки данных ГИС часто не позволяют каким-либо стандартным способом провести классификацию пород, которая выявляла бы их фильтрационные особенности.

В данной работе на примере нижнедевонских карбонатных отложений месторождений вала Гамбурцева показана возможность привлечения литогенетической типизации пород, которая позволяет уточнить петрофизические зависимости пористость-проницаемость, причем различия проницаемостей разных типов пород при одних и тех же значениях коэффициента пористости могут достигать более двух порядков. Это связано с тем, что структура порового пространства карбонатных пород и ее дальнейшее вторичное преобразования напрямую зависят от первичных седиментационных признаков, определяющихся фациальной зональностью [1].

Разделение пород по литогенетическим типам проводится на основе детального изучения кернового материала (колонок керна и шлифов) по структурно-текстурным признакам, по формам органических остатков, наличию глинистой примеси и обломочных включений. Однако отбор керна по всему стволу не представляется возможным, в связи с этим предлагается использовать данные пластового электрического микросканера (FMI). Эффективность применения FMI при решении данной задачи обусловлена тем, что электрический образ стенки скважины дает картину, сходную с фотографиями колонок керна, отображает структурно-текстурные особенности породы. Анализ динамических и статических имиджей позволил выделить признаки, отвечающие различным литогенетическим типам [2].

Литература

1. Жемчугова В.А. Природные резервуары в карбонатных формациях Печорского нефтегазозоносного бассейна. Москва, 2002г.

2. Ботвиновская О.А., Ганичев Д.И., Меркушкина Ю.В., Никулин Б.А. Методика определения проницаемости карбонатных пород с учетом их фациальной неоднородности. Нефтяное хозяйство, №11, 2008г. С. 10-13.

**Строение среднеюрских и нижнеоксфордских отложений
нефтеносной площади Потанай (Западная Сибирь)**

Воронина Е.И.

Студентка

*Московский государственный университет им.М.В. Ломоносова, геологический
факультет, Москва, Россия
E-mail: evoroninau@mail.ru*

В связи с доразведкой нефтеносной площади Потанай, которая расположена на северо-востоке Шаимского мегавала Западно-Сибирского бассейна, была изучена цикличность строения возможно нефтеносных среднеюрских и продуктивных нижнеоксфордских отложений по керну ряда разведочных скважин, пробуренных в последнее десятилетие. Наиболее полно эти отложения охарактеризованы керном в скважине 1002 на глубине 2168,4-2199,8 м.

Среднеюрские отложения тюменской свиты толщиной 16,7 м залегают в интервале 2183,1-2199,8 м на коре выветривания доюрских метаморфических пород. В терригенных субугленосных отложениях этой свиты было выделено 40 элементарных циклитов характерных для аллювиальной долины. Они имеют толщину от 0,06 до 0,7 м, состоят из двух или трех элементов (*эц*). Нередко циклиты редуцированы, и верхние *эц* в них отсутствуют. Снизу вверх в наиболее полных циклитах наблюдалась смена относительно грубых обломочных русловых отложений с однонаправленной косою слоистостью мелкообломочными волнистослоистыми разностями прирусловых валов, затем пойменными глинистыми отложениями с включениями углефицированных растительных остатков (в том числе корней). В кровле некоторых циклитов появлялись пропластки и прослой углей. По характеру строения циклиты были сгруппированы в 7 пачек толщиной 0,8-3,2 м, в которых отражены стадии развития аллювиальной седиментационной системы. Русловые и прирусловые песчаники и алевролиты - потенциальные коллекторы нефти имеют толщину не больше 1,2 м. В III пачке такие песчаники нефтенасыщены. Мощность локальных глинистых и алевро-глинистых покрышек составляет до 2 м. Соотношение этих компонентов природного резервуара позволяет надеяться на возможность открытия небольших залежей нефти в шнурковых и линзовидных телах тюменской свиты.

Раннеоксфордские отложения абалакской свиты, включающие пласт Ю₁², изучены в интервале 2168,4-2183,1 м. В этой части свиты выделены 18 элементарных циклитов песчано-алевритового состава, толщиной 0,5-1,1 м. Они обычно имеют двучленное строение и группируются в 6 пачек мощностью 0,75-3,3 м. В них наблюдалась косая перекрестная слоистость, типичная для отложений дельтовых систем. В верхней части разреза встречались совместно редкие остатки корней растений и фрагменты белемнитов, что характерно для штормовых прибрежных валов морских бассейнов. Из песчаников приустьевых дельтовых валов, которыми сложены VIII и IX пачки, образующие продуктивную часть пласта Ю₁², получены значительные дебиты нефти. Распространение подобных валов прогнозировалось восточнее скважины 1002, что было подтверждено бурением, испытаниями пласта и его успешной дальнейшей эксплуатацией [1].

Особенности цикличности терригенных толщ обусловили строение проницаемых геологических тел. В отложениях средней юры они имеют шнурковую и линзовидную форму, маломощны. В толще раннекимериджского возраста распространены относительно более мощные и протяженные линзовидно-пластовые тела пород-коллекторов, из которых ведется добыча нефти.

Литература

1. Карнюшина Е.Е., Коробова Н.А., Корзун А.Л. Литофациальный прогноз строения продуктивного верхнеюрского пласта Потанайской нефтеносной площади (Западная Сибирь) // Вестник Московского университета. Сер. 4. Геология. 2005. № 2. С. 38-48.

Определение зональности катагенеза центрального района Западно-Сибирского НГБ по углепетрографическим данным

Горбаненко О.О., Леоненко А.В., Прозорова Н.В.

Студенты

*Московский Государственный Университет им. М.В. Ломоносова,
геологический факультет, Москва, Россия
Nataliya.prozorova@gmail.com*

Данная работа проводилась по Западно-Сибирскому НГБ (нефтегазоносный бассейн), в районах Сургутского и Александровского сводов, Еты-Пуровского мегавала.

Предметом изучения стали образцы угля, отобранные из продуктивных отложений среднеюрского возраста, в основном тюменской свиты, частично баженовской. Все юрские отложения Западно-Сибирского НГБ продуктивны, поэтому сбор образцов проводился из этих толщ.

Для анализа и изучения образцов был использован метод, который позволяет определить с максимальной точностью показатель отражения витринита в масле (R_o) и, соответственно, выделить границы катагенеза. Этот метод является одним из самых точных для определения степени метаморфизма углей и установление стадий катагенеза.

Целью исследования являлось определение степени преобразованности (метаморфизма) углей и РОВ (рассеянное органическое вещество), построение шкал катагенеза вмещающих пород и выделения границ нефтяного окна исследуемых районов.

Проведенные исследования помогли выделить границы зон катагенеза и положение нефтяного окна (МК1-МК3):

Граница ПК3/МК1 принимается по показателю отражения $R_o=0,4-0,5\%$ и установлена авторами на глубине 2240-2380м, за границу МК1/МК2 принимаются значения показателя отражения $R_o=0,5-0,65\%$, эта граница определена на глубине 3000м. Граница МК2/МК3 была выявлена только на Еты-Пуровском мегавале на глубине 3500м по показателю отражения $R_o=0,65-0,85\%$.

Литература

1. Аммосов И.И. (1987) Петрология изменения ОВ.
2. Аммосов И.И., Тан Сю-и. (1961) Стадии изменения углей и параметрические отношения горючих ископаемых. Изд-во АН СССР, М., 117стр.
3. Баженова О.К., Хайн В.Е., Бурлин Ю.К., Соколов В.Е. (2004) Геология и геохимия нефти и газа. М.:Издательство Московского университета; Издательский центр «Академия», , 415стр.
4. Под ред. Еременко Н.А. (1984) Справочник по геологии нефти и газа, 480 стр.
5. Мойсеенко У.И., Смыслов А.А. (1986) Температура земных недр. Л.:Недра, 180стр.

6. Соболева Е.В., Гусева А.Н. (2002) Химия горючих ископаемых. Учебное пособие. Второе издание (дополненное). М.-Астрахань: Изд-во АГПУ, 194 стр.
7. В.Н.Холодов (2006) Геология осадочного процесса. М.:ГЕОС, 608стр.
8. Бурлин Ю.К., Конюхов А.И., Карнюшина Е.Е. (1999) Литология нефтегазоносных толщ, М.: Недра, 286 стр.
9. Бурлин Ю.К., Яковлев Г.Е., Галушкин Ю.И. (2007) Бассейновый анализ. Учебное пособие. М.: геологический факультет МГУ, 114 стр.

Уточнение геологического строения пашийского горизонта Павловской площади (Ромашкинского месторождения)

Гумарова Е.Н.

студентка

Московский Государственный Университет им. М.В. Ломоносова,

Геологический факультет, Москва, Россия

E-mail:elena-gumarov@rambler.ru

Ромашкинское месторождение расположено в Волго-Уральском нефтегазоносном бассейне. Оно приурочено к сводовой части Южного купола Татарского свода. Павловская площадь является одной из центральных площадей Ромашкинского месторождения. Запасы нефти основного объекта разработки приурочены к пашийским отложениям нижнефранского подъяруса.

С целью увеличения эффективности геолого-технических мероприятий на Павловской площади проводится уточнение геологического строения эксплуатационного объекта, путем переинтерпретации геофизических данных и построения модели.

По данным переинтерпретации данных ГИС была составлена новая классификация пород-коллекторов (5 классов). Критериями выделения групп-коллекторов являются коэффициент проницаемости и содержание в коллекторе глинисто-алевритовой фракции.

- К коллекторам 1го класса относятся породы-коллекторы высокой продуктивности с $K_{пр} > 100 \text{ мД}$ и $K_{ал+гл} < 20\%$.
- В состав коллекторов 2го класса входят породы-коллекторы средней продуктивности с $K_{пр} > 100 \text{ мД}$, $K_{ал+гл} \geq 20\%$.
- Коллекторы 3го класса представлены породами средней продуктивности, $K_{пр} = 10-100 \text{ мД}$, $K_{ал+гл} < 20\%$.
- Коллекторы 4го класса: породы низкой продуктивности, $K_{пр} = 10-100 \text{ мД}$, $K_{ал+гл} \geq 20\%$.
- Коллекторы 5го класса: породы низкой продуктивности, $K_{пр} = 1-10 \text{ мД}$, $K_{ал+гл} \geq 20\%$.
- Неколлекторы: $K_{пр} < 1 \text{ мД}$, $K_{ал+гл} \geq 20\%$, $K_{п} < 11\%$.

Появление пяти классов пород-коллекторов в разрезе пашийского горизонта, позволило рассматривать различные вариации сочетания этих классов в разрезе и по простиранию. Объединив типы разреза выделяются виды неоднородности по близким свойствам (5 видов). На основе новой классификации типов коллекторов и видов неоднородности строятся новые литологические карты и карты разработки. Для каждого из этих видов разреза требуется своя технология первичного и вторичного вскрытия пласта, система воздействия на запасы, соответствующие этим разрезам технологии методов увеличения нефтеотдачи и т.д.

Литература

1. Вильданов А.А. Диссертация «Методика исследования геолого-промысловых особенностей неоднородных пластов на поздней стадии разработки», г. Казань, 2007. 315с.
2. Муслимов Р.Х., Абдулмазитов Р.Г., Хисамов Р.Б. и др. «Нефтегазоносность Республики Татарстан. Геология и разработка нефтяных месторождений», т.1, Академия наук РТ, г. Казань, 2007. 141с.
3. Хисамов Р.С. «Эффективность выработки трудноизвлекаемых запасов нефти», г. Альметьевск, 2008. 177с.

Перспективы нефтегазоносности юго-восточной части Надымской впадины

Гурьев Игорь Михайлович

Аспирант

Московский государственный университет им.М.В. Ломоносова, Москва, Россия

E-mail: ig_gurev@mail.ru

Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн является одним из крупнейших бассейнов России. Надымская впадина территориально расположена в пределах северной части Среднеобской НГО и южной части Надым-Пуровской НГО.

Как известно нефтегазоносность недр является результатом суммарного благоприятного сочетания трех основных факторов: генерации и эмиграции углеводородов (УВ) в нефтематеринских толщах, вторичной миграции и аккумуляции УВ в ловушках и последующей консервации залежей нефти и газа. Для выяснения особенностей реализации указанных факторов в пределах исследуемой территории нами использован историко-генетический метод анализа процессов нефтегазообразования и накопления путем реконструкции истории погружения и прогрева отложений на базе модели прогрева осадочного чехла, составления карт катагенетической преобразованности основных нефтегазоматеринских толщ (НГМТ), а для оценки характера развития и качества коллекторов использованы результаты литолого-петрофизических и промыслово-геофизических исследований.

Анализ динамики развития процессов генерации и эмиграции УВ свидетельствует о том, что процессы генерации жидких и газообразных УВ в НГМТ исследуемого района протекали начиная с раннего мела. Отложения J_{1-3} полностью или частично находились в очаге генерации жидких УВ. Основной генерирующей толщей осадочного чехла является баженовская свита, но нельзя исключать и роль других НГМТ, таких как глинистые разности тюменской свиты и ачимовской толщи. Содержания Сорг в аргиллитах тюменской свиты варьирует в пределах 0,49-7,07%, водородный индекс (по данным пиролиза «Rock Eval») имеет невысокие значения 43-114 мг УВ/г Сорг, что соответствует керогену III типа, значения $T_{мах}$ пиролиза (450-453°C) соответствует нижней половине «нефтяного окна» - градация мезокатагенеза МК₃. Баженовская свита характеризуется более высокими содержаниями Сорг до 14,85% (в восточных районах до 15%), а значения $T_{мах}$ свидетельствуют о зрелости керогена не выше середины МК₂. Органическое вещество (ОВ) глинистых разностей ачимовской толщи по составу и преобразованности похожи на ОВ баженовской свиты, Сорг варьирует от 0.26 до 8,52%, а значения $T_{мах}$ (445-448°C) соответствуют градации МК₂.

Углеводородные флюиды из баженовской свиты могли мигрировать в вышележащую ачимовскую толщу и выше по разрезу. Учитывая сложное клиноформное строение данной толщи и литологическую ограниченность ловушек, с этими отложениями могут быть связаны перспективы нефтеносности.

Детальное изучение молекулярного состава нефтей Сугмутского месторождения позволило предположить, что заполнение клиноформных ловушек нефтяными флюидами происходило в несколько этапов. Первыми заполнялись ловушки южной части месторождения и, предположительно, основным источником УВ для них служили юрские очаги нефтеобразования. Следующие порции УВ поступали в залежи центральной и северной части месторождения и, вероятно, в генерации этих флюидов уже участвовало ОВ не только баженовской свиты, но и нижней части неокома.

Таким образом, можно сделать вывод, что генерированные жидкие углеводородные флюиды в юрских отложениях мигрировали за пределы изучаемого района на восток и северо-восток, где уже были сформированы литологические ловушки в ачимовской толще. Крупные ловушки в пределах Надымской впадины не отмечаются.

Литература

1. Карагодин Ю.Н. (2000) Северное Приобье Западной Сибири. Новосибирск.

Геохимические исследования органического вещества из аргиллитов карбона (Турухано-Норильская гряда, Восточная Сибирь)

Дурнова И.В.

студент

Московский государственный университет имени М.В.Ломоносова,

геологический факультет, Москва, Россия

E-mail: durnova_irina@mail.ru

Разрез каменноугольных аргиллитов, алевролитов и песчаников был исследован в устье реки Летняя (приток р. Нижняя Тунгуска, Турухано-Норильская гряда). Возраст подтвержден найденными остатками каламитов (*Calamites*), древних представителей класса хвощевых, которые в каменноугольном периоде в значительной мере составляли древесный ярус заболоченных тропических лесов. Органическое вещество (ОВ) из темно-серых до черных аргиллитов было исследовано при помощи люминесцентно-битуминологического и пиролитического анализов. На хроматографе Clarus500 PerkinElmer были сняты хроматограммы битумоидов, полученных в результате холодной экстракции.

Люминесцентно-битуминологические исследования образцов показали незначительные содержания хлороформного битумоида в породе (баллы 1-5, 0,00n-0,00n %). Свечение раствора соответствует лёгким углеводородам (УВ), наиболее часто встречается легкий битумоид «А» (ЛБА). Вытяжки спирто-бензольных битумоидов (СБА) характеризуются также низкими баллами (от 1 до 3,5). По качественной характеристике СБА являются смолистыми.

Количество общего органического углерода (ТОС - Total Organic Carbon) в исследуемых образцах достаточно высоко и варьирует от 1,32 до 8,02%. Однако, по остальным пиролитическим параметрам ОВ является остаточным, сильно преобразованным в течение катагенетической истории (генетический потенциал S_1+S_2 до 0,8 кг УВ на тонну породы, водородный индекс HI ($S_2/ТОС*100$) - от 0 до 2 мг УВ/г ТОС, кислородный индекс ОI ($S_3/ТОС*100$) - от 6 до 35 мг CO_2 /г ТОС, высокие значения $T_{max}^{\circ}=500-600^{\circ}C$, отвечающие зоне конденсатообразования и главной зоне газообразования (градации катагенеза МК₄-АК)). Высокая степень катагенеза обусловлена наличием в непосредственной близости от разреза триасовых интрузий.

Хроматограммы битумоидов, извлечённых методом ультразвуковой экстракции, содержат полный ряд нормальных алканов от n-C₁₄ до n-C₃₁ - n-C₃₃. Преобладание низкомолекулярных гомологов, незначительное преобладание углеводородов с

нечётным числом атомов углерода в молекуле, отношение $Pr/Ph < 2$, $Pr/n-C_{17} < 0,5$ свидетельствует о морском исходном ОВ. Небольшой пик тяжелых n-алканов возможен вследствие привноса в морскую органику остатков наземной растительности (к примеру, характеризовать дельтовые условия). Отношение $Ph/n-C_{18} > 0,3$ свидетельствует, что ОВ было генерировано глинами (карбонатами при $Ph/n-C_{18} < 0,3$). Коэффициент $K_i = (i-C_{19} + i-C_{20}) / (n-C_{17} + n-C_{18})$ считается коэффициентом зрелости ОВ (с увеличением катагенеза он должен снижаться), в таком случае его значение 0,5 - 0,7 полученное по хроматограммам, говорит о постзрелом ОВ.

Таким образом, черные аргиллиты карбона содержат значительное количество ОВ, которое имеет морское происхождение с небольшой примесью наземного. Однако, вещество сильно преобразовано под воздействием близлежащей интрузии.

Пересчет запасов нефти пластовой сводовой залежи с учетом требований новой классификации

Зарифьянова Л.Н.

Студентка IV курса

Пермский государственный университет, геологический факультет, Пермь, Россия

E-mail: poisk@psu.ru

Изученное месторождение нераспределенного фонда недр (юг Пермского края) приурочено к Митрохинской куполообразной структуре тектоно-седиментационного происхождения, в сводовой части которой пробурена поисковая скважина № 91, а на ее северной периклинали – разведочная скважина № 100. Промышленная нефтеносность установлена в тульском пласте Тл_{2-а} опробованием через колонну скважины № 91, в которой из интервалов глубин 1640,5...1642,5 м и 1646,0...1652,0 м получен приток нефти дебитом 13 т/сут при динамическом уровне 630 м. В скважине № 100 пласт Тл_{2-а} замещен плотными породами; скважина ликвидирована как выполнившая назначение.

Залежь нефти пласта Тл_{2-а} относится к типу пластовой, сводовой, литологически ограниченной, имеет высокую степень неоднородности и невыдержанности коллектора, представленного песчаниками и алевролитами. Размеры залежи 0,9×0,9 км, высота 11,4 м. В скважине № 91 по данным ГИС в пределах пласта выделено четыре проницаемых прослоя эффективной нефтенасыщенной толщиной 5,0 м. Средняя нефтенасыщенная толщина по залежи составила 2,3 м, коэффициенты расчлененности и песчаности – 4 и 0,45. Водонефтяной контакт принят по подошве нижнего нефтенасыщенного прослоя в скважине № 91 на абсолютной отметке –1361,8 м с учетом опробования в колонне.

Согласно методическим рекомендациям по применению новой классификации запасов (2007 г.), к категории В отнесены запасы нефти в зоне дренирования поисковой скважины № 91 на основании следующих признаков: 1) по данным скважины № 91 установлено положение продуктивного пласта в разрезе, а с учетом скважины № 100 оценена выдержанность пласта по площади; 2) получен промышленный приток нефти при испытании в колонне скважины № 91, определен коэффициент продуктивности скважины, начальное и текущее пластовое давление, давление насыщения, начальное газосодержание; 3) высотное положение водонефтяного контакта обосновано данными опробования и промыслово-геофизических исследований; 4) изучен вещественный состав продуктивного пласта, определена его общая и эффективная нефтенасыщенная толщина; 5) коллекторские свойства и нефтенасыщенность пород, слагающих пласт, оценены по результатам изучения кернового материала, промыслово-геофизическим и гидродинамическим исследованиям; 6) изучены состав и свойства нефти в пластовых и

поверхностных условиях, а также состав и свойства растворенного газа; 7) выполнено обоснование КИН с использованием покоеффициентной методики расчетов.

К категории C_1 отнесена площадь нефтеносности неразбуренной части пластовой залежи, которая в плане непосредственно примыкает к запасам категории В и находится в зоне возможного дренирования между контуром этих запасов и границей залежи на расстоянии, не превышающем шага эксплуатационной сетки.

Пересчет запасов залежи, выполненный объемным методом, показал, что суммарные запасы нефти и растворенного газа по новым категориям $B+C_1$ остались неизменными по отношению к оперативному подсчету по категории C_1 , проведенному в 2004 г. Произошло лишь перераспределение запасов из одной категории C_1 по старой классификации в две категории В и C_1 по новой классификации в соответствии с изменившимися требованиями к достигнутой степени их изученности. Причина этого заключается в том, что при переоценке практически не изменились основные подсчетные параметры – площадь залежи, ее средневзвешенная нефтенасыщенная толщина и суммарный нефтенасыщенный объем, а также все подсчетные коэффициенты, характеризующие свойства коллекторов и нефти.

Работа выполнена под руководством к. г.-м. н., доцента В.И. Набиуллина

Особенности формирования верхнедевонских органогенных построек на юго-востоке Денисовской впадины Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна

Иванова Д.А.

Студент

Московский государственный университет имени М.В.Ломоносова,

геологический факультет, Москва, Россия

E-mail: ivanovadaria@inbox.ru

Как известно, органогенные постройки верхнего девона на территории Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна имеют исключительно важное значение с точки зрения поисков и добычи нефти и газа. Традиционно считается, что в позднем девоне в восточной части бассейна существовали некомпенсированные впадины, и осадконакопление происходило в специфических условиях. По краю некомпенсированных впадин развивались рифогенные массивы, причем каждый более молодой массив смещен в сторону палеовпадины. На большинстве схем барьерные рифы позднедевонского возраста проходят с юго-запада на северо-восток по территории всего Тимано-Печорского бассейна. Кроме того, происходило формирования одиночных органогенных построек как в относительно мелководной части шельфа, так и в относительно более глубоководной.

В частности такие постройки встречены на территории юго-восточной части Денисовской впадины, где они были выделены на основании данных сейсморазведки 2Д, 3Д и бурения. Эти постройки имеют различный возраст и строение. Могут наблюдаться как постройки, образовавшиеся в течение одного цикла рифообразования так и образовавшиеся в течение двух и более циклов. В этом случае, разновозрастные части органогенных построек могут быть смещены относительно друг друга в результате проградации в более глубоководную часть, или настраиваться непосредственно друг над другом практически без смещения. Проградация склона палеобассейна происходит либо за счет обломочного шлейфа, либо образований толщи заполнения. Чаще всего разновозрастные части постройки разделены глинистыми пачками, образовавшимися в моменты относительного понижения уровня моря. Одновременно с образованием органогенных построек может происходить накопление карбонатных клиноформ, которые позднее также могут становиться платформой для

развития построек, причем это может происходить в течение одного века. Органогенные постройки могут иметь различную форму в плане: вытягиваться в линейные зоны, чаще всего северо-восточного простирания, так и образовывать кольцевые атоллоидные структуры. Часто прослеживается приуроченность построек к уступам, обычно тектонической природы, что говорит о необходимости палеотектонических построений для анализа развития органогенных построек.

Таким образом, наблюдается большое разнообразие в строении и развитии органогенных построек, а также влияние многих факторов на эти процессы. Детальное изучение органогенных построек позднедевонского возраста и выявление закономерностей их эволюции позволят пересмотреть направление геолого-разведочных работ на данной части Тимано-Печорского бассейна.

Литература

1. Меннер В.Вл. (1989) Литологические критерии нефтегазоносности палеозойских толщ северо-востока Русской платформы. М.: Наука.
2. Мещерский А.А., Ряховская С.И. (2007) Основные результаты и дальнейшие направления геолого-разведочных работ в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции // Нефтяное хозяйство, №08.

Геохимическое изучение неогеновых отложений в пределах Северо-Сахалинского нефтегазоносного бассейна (Шмидтовский участок)

Куницына Анна Владимировна

Магистрантка 2 г.о.

Московский государственный университет имени М.В.Ломоносова

E-mail: kunianna@yandex.ru

В последнее время Северо-Сахалинский нефтегазоносный бассейн является объектом исследования, направленного на оценку перспектив нефтегазоносности локальных участков в его пределах. Одним из таких является Шмидтовский, который и был объектом изучения.

Целью исследований являлось выделение нефтематеринских толщ в разрезе неогеновых отложений, определение качественной и количественной характеристик, оценка степени их катагенетической преобразованности. Материал для исследования был отобран в процессе прохождения производственной практики в городе Оха на острове Сахалин в период с 17 июля по 27 августа прошлого года. В результате было проведено геохимическое исследование неогеновых отложений с целью выявления нефтематеринских толщ.

Неогеновые толщи в пределах бассейна представлены преимущественно чередующимися аргиллитами и алевролитами, с прослоями песчаников. Особый интерес с точки зрения нефтегазоносности имеют отложения уйнинского (нижний миоцен), дагинского (нижний-средний миоцен) и окобыкайского горизонтов (средний-верхний миоцен), слагающие в пределах полуострова Шмидт пильскую свиту. Нижняя часть свиты (уйнинский горизонт) сложена опоками, кремнистыми аргиллитами и алевролитами, мощность ее достигает 200 метров. Средняя часть (дагинский горизонт) представлена кремнистыми аргиллитами и редкими тонкими прослоями песчаников и обильными глауконито-фосфоритовыми включениями. В пределах Шмидтовского участка дагинский горизонт не превышает 200 метров по мощности. Верхняя часть (окобыкайский горизонт) сложена кремисто-глинистыми породами, но содержит песчаные пласты, мощность которых достигает местами 200 метров. В целом, мощность свиты варьирует в пределах от 500 до 800 метров.

Для аналитических целей были отобраны аргиллиты и алевролиты пильской свиты, которые предположительно могут представлять интерес с нефтегенерационных позиций. 12 образцов были проанализированы пиролитическим методом на приборе Rock-Eval.

По пиролитическим данным для аргиллитов пильской свиты значения ТОС варьируют в диапазоне от 1.1% до 3.07%. Значения водородного индекса изменяется от 134 до 358 мгУВ/гСорг, кислородный индекс составляет 37-80 мгУВ/гСорг, а значения Тмах изменяется от 415 до 425⁰.

Для алевролитов пильской свиты значения ТОС колеблются от 0.82% до 1.44%, значения водородного индекса меняются от 160 до 240 мгУВ/гСорг, значения кислородного индекса варьируют от 56 до 115 мгУВ/гСорг, а значения Тмах составляет 423⁰.

Таким образом, среди изученных с геохимических позиций неогеновых отложений Северного Сахалинского нефтегазоносного бассейна в пределах Шмидтовского участка к нефтематеринским породам можно отнести отложения уйнинского (нижний миоцен), дагинского (нижний-средний миоцен) и окобыкайского (средний-верхний миоцен) горизонтов, слагающих пильскую свиту, степень их преобразования высокая, толща находится на стадии созревания.

Строение и нефтегазоносность юрских отложений Колтогорского прогиба Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна

Курасов И.А.

Студент геологического факультета, бакалавр

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия

E-mail: kurasov88@mail.ru

Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн является крупнейшим на территории Российской Федерации. Его площадь составляет около 3,4 млн. км² (20% от территории России). К 2006 году было открыто 645 нефтяных, газовых и нефтегазоконденсатных месторождений, которые содержат около 73% текущих разведанных запасов нефти в России и более 80% газа. Нефтегазоносность бассейна связана с отложениями юрского и мелового возраста. Резервуары нефти и газа приурочены к терригенным, алевроито-песчаным образованиям. На долю нижнемелового неокомского нефтегазоносного комплекса (НГК) приходится 35% начальных геологических запасов и 95% добычи нефти. Однако выработанность данного НГК составляет 80-90%, что заставляет изучать перспективные юрские отложения на предмет поисков нефти и газа.

В ходе исследований были изучены юрские отложения Колтогорского прогиба, который входит в состав Колтогорско-Уренгойского грабен-рифта. Разрез юры данной области увеличен по сравнению с приподнятыми частями данного бассейна.

Юрские отложения включают два главных фациальных типа – преимущественно континентальный ниже-среднеюрский (без келловей) и морской верхнеюрский. От Уренгоя и далее на юг это преимущественно континентальные отложения, а к северу от Уренгоя, включая Ямал, – существенно морские. В юрских отложениях выделяются три основных НГК: тюменский, васюганский и баженовский.

Тюменский НГК относится к отложениям тюменской свиты (нижняя юра). Породы представлены континентальными и прибрежно-морскими отложениями с преобладанием глин. Пласты песчаников резко дифференцированы по разрезу и площади.

Васюганский НГК относится к отложениям васюганской свиты (средняя - верхняя юра (келловей – киммеридж)). Существует разделение васюганской свиты на нижневасюганскую подсвиту, которая представлена аргиллитами с многочисленными прослоями песчаников и алевролитов, и верхневасюганскую подсвиту, которая представлена толщей переслаивающихся песчаников, аргиллитов и алевролитов с прослоями углей и углистых аргиллитов.

Баженовский НГК относится к отложениям баженовской свиты (верхняя юра (волжский ярус – берриас)). Породы представлены маломощными, трещиноватыми, битуминозными карбонатно-кремнисто-глинистыми отложениями.

В ходе исследований выяснилось, что отложения всех трех данных НГК являются хорошими нефтематеринским толщами, в особенности в центральной части прогиба. Также каждый из них может содержать значительные запасы нефти и газа.

Литература

1. Рябухин Г.Е, Байбакова Г.А. (ГАНГ). Формирование и нефтегазоносность осадочных бассейнов связи с рифтогенезом // Геология нефти и газа, 1994, №5.
2. Шеин В.С. Геология и нефтегазоносность России. - М., ВНИГНИ, 2006.
3. Шемин Г.Г., Первухина Н.В. Строение и перспективы нефтегазоносности с выделением крупных объектов нефтепоисковых работ батского регионального резервуара севера Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Геология нефти и газа, 2009, №1.

Перспективы нефтегазоносности Оренбургской области

Малых М.В.

студентка

Московский Государственный Университет им. М.В. Ломоносова,

Геологический факультет, Москва, Россия

E-mail: malykhmarina@gmail.com

Для прогнозирования фазового состава УВ в недрах Земли необходимо учитывать показатели органической геохимии, а именно фациальные разновидности органического вещества, содержание и особенности его стадийного (катагенетического) преобразования. В данной работе проводилось определение перспектив нефтегазоносности в подсолевых отложениях ордовика-перми Оренбургской области. Для этого были изучены фациальная обстановка накопления толщ, фациально-генетический тип исходного органического вещества (ОВ), максимальные глубины погружения изучаемых толщ, термобарический режим, степень катагенетической преобразованности ОВ, закономерности распределения органического углерода (Сорг) и битумоидов по площади [1]. При идентификации фациально-генетического типа ОВ использовались данные о вещественно-петрографическом составе нерастворимого органического вещества (керогена), о морфологии ОВ, а также результаты компонентного, элементного анализа, инфракрасной спектроскопии и метод пиролиза Rock-Ewal [2].

Геохимические исследования проводились по разрезам скважин из разных частей исследуемого региона (центральная часть Бузулукской впадины, юг Восточно-Оренбургского валообразного поднятия, Соль-Илецкий свод, юг Южно-Татарского свода и северный борт Прикаспийской впадины) [3]. По полученным данным была построена 1-D модель в программе Genesis.

Проведенные исследования позволили выделить следующие нефтематеринские комплексы: D₂, D₃, C₁, C₂. Преобладающие концентрации Сорг= 0,7-5%, т.е. породы

принадлежат к высокопотенциальным нефтематеринским породам - «доманикоидам-доманикитам» [1]. Степень преобразованности органического вещества, по данным пиролиза, отвечает главной зоне нефтеобразования ($T_{max} = 430-455^{\circ}C$). Преобладающий генерационный потенциал умеренный $(S1+S2)=1,3-3,2$ кг УВ/т породы [5]. По диаграмме ван Кревелена (зависимость HI и OI) органическое вещество нефтематеринских пород чаще всего относится к II и III типам органического вещества (смешанный и гумусовый типы ОВ), но встречаются породы с существенно сапропелевым типом (I). Высокие значения индекса продуктивности $(PI=S1/(S1+S2)=0,3-0,5)$ также свидетельствуют о высокой термической зрелости ОВ. Наиболее высокопотенциальными нефтегазоматеринскими породами в осадочном разрезе Оренбургской области являются девонские породы и нижнекаменноугольные.

Литература

1. Баженова О.К., Баженова О.К., Бурлин Ю.К., Соколов Б.А., Хаин В.Е. Геология и геохимия нефти и газа. М. Издательство Московского университета, 2000.
2. Ляпустина И.Н., Острая В. В. Геохимические исследования органического вещества и битумов палеозойских отложений юга Оренбургской области в связи с оценкой перспектив нефтегазоносности. Оренбург, 2001.
3. Пантелеев А.С. Геологическое строение и нефтегазоносность Оренбургской области. Оренбургское книжное издательство, 1997
4. Дж. Хант. Геохимия и геология нефти и газа. Москва, «Мир», 1982.
5. Magoon I.B., Dow W.G. The petroleum system from source to trap: AAPG Memoir 60, 1994

Седиментационно-емкостная модель каменноугольно-нижнепермских природных резервуаров Соль-Илецкого свода

Мятчин О.М.¹, Бербенев М.О.²

1 – студент, Московский государственный университет имени М.В.Ломоносова
геологический факультет, Москва, Россия

2 – геолог, ООО «Геофизические системы данных»

E-mail: oleg.myatchin@mail.ru

В карбонатных отложениях карбона и нижней перми Соль-Илецкого свода сконцентрированы основные запасы нефти, газа и конденсата Оренбургской области. Эти отложения характеризуются изменчивыми фильтрационно-емкостными свойствами и сложным распределением в разрезе пластов-коллекторов. Это означает, что решение задач прогноза структуры и свойств природного резервуара, содержащего скопление УВ флюидов, должно начинаться с разработки седиментационной модели продуктивных толщ, поскольку одним из основных факторов, контролирующих образование и сохранение коллекторов в процессе литогенеза, являются условия их накопления [1].

Для построения седиментационной модели природного резервуара Соль-Илецкого свода был выполнен детальный циклофациальный анализ каменноугольно-нижнепермских толщ. Для корреляции разрезов, помимо биостратиграфических исследований, использовались приемы секвенс-стратиграфии. Определение фациальных характеристик карбонатных пород проводилось на основе макро- и микроскопического изучения зерна, а также анализа формы кривых электрического, радиоактивного и плотностного каротажа. Для выделения структурно-генетических типов пород была использована «динамическая» классификация карбонатных пород Р.Данэма [2].

В разрезе каменноугольно-нижнепермских продуктивных отложений Соль-Илецкого свода по данным ГИС и зерна выделяются и коррелируются десять секвенций,

каждая из которых представлена закономерным чередованием структурно-генетических типов известняков и доломитов, характеризующих направление развития морского бассейна. По строению секвенции можно разделить на 3 группы. К первой относятся московские секвенции, состоящие из осадков только верхнего системного тракта. В их основании преобладают мадстоуны, вверх по разрезу сменяющиеся биокластовыми вак- и пакстоунами, в кровле развиты преимущественно лито-биокластовые грейнстоуны.

Вторая группа представлена секвенциями с трансгрессивными и верхними системными трактами. Трансгрессивные системные тракты формирует проградационная последовательность биокластовых пак-, вак- и иногда мадстоунов, в верхних преобладают водорослевые пак- и грейнстоуны. Секвенции такого вида приурочены главным образом к сакмарскому и артинскому ярусам.

Третья группа объединяет верхнекаменноугольные и ассельские секвенции, содержащие баундстоуны в нижних системных трактах; в составе трансгрессивных трактов выделяются грейнстоуны, сменяющиеся вверх по разрезу пак- и вакстоунами. В верхних системных трактах преобладают биокластовые пакстоуны.

Седиментационная неоднородность каменноугольно-нижнепермских отложений очень ярко проявляется в их фильтрационно-емкостных характеристиках. Наиболее высокые коллекторы развиты в грейнстоунах и баундстоунах, в то время как мад- и вакстоуны содержат коллекторы достаточно редко.

Литература

1. Жемчугова В.А. (2002) Природные резервуары в карбонатных формациях Печорского нефтегазоносного бассейна. Москва, издательство МГГУ.
2. Dunham R.J. (1962) Classification of carbonate rocks according to depositional texture // Classification of carbonate rocks. AAPG Mem., 1. P. 108-121.

Связь аутигенных карбонатных образований с углеводородными сипами на дне залива Кадис

Нехорошева Василиса Валерьевна

Студент

*Центр ЮНЕСКО/МГУ по морской геологии и геофизике, геологический факультет
МГУ, Москва, Россия*

E-mail: cytkon@rambler.ru

Детальное изучение газовых сипов, в частности грязевых вулканов в заливе Кадис в рамках рейсов программы Обучение через Исследование (Плавающий Университет) показало, что аутигенные карбонатные постройки широко распространены на поверхности грязевых вулканов. В данной работе представлены результаты изучения карбонатных кор со структуры Дарвин и грязевого вулкана Порто.

Структура Дарвин имеет форму конуса и расположена на Марокканской континентальной окраине на глубине 1 км. Структура практически не активна. Грязевой вулкан Порту расположен на португальской континентальной окраине на глубине 3.8 км. Из кратера грязевого вулкана была отобрана грязевулканическая брекчия, характеризующаяся высоки содержанием УВ газов (в основном метана).

Чтобы сравнить процессы формирования аутигенных карбонатов в двух разных обстановках (неактивная относительно мелководная структура Дарвин и глубоководный активный грязевой вулкан Порту) образцы с обеих структур были изучены комплексом методов. Было проведено микроскопическое описание образцов, рентгеновская дифрактометрия, был определен и проанализирован изотопный углерода и кислорода.

Изучение в шлифах показало различия в исследуемых корях. В образцах со структуры Дарвин отмечается большое количество фораминифер и фрагментов двустворок. С другой стороны коры с грязевого вулкана Порту бедны остатками раковин и в некоторых образцах они совсем отсутствуют.

Результаты рентгенофазового анализа карбонатной составляющей показали, что коры со структуры Дарвин в основном состоят из арагонита и высоко магнезиального кальцита. В корях с Порту преобладает кальцит. Грязевой вулкан Порту находится слишком глубоко и минерализация воды недостаточна для образования арагонита и высоко магнезиального кальцита.

Содержание стабильных изотопов углерода в корях со структуры Дарвин варьирует от -29 до -16,5 ‰ VPDB (-20 среднее значение) и от -26,4 до -25‰ VPDB в корях с грязевого вулкана Порту. Облегченный изотопный состав углерода карбонатов (от - 20‰ VPDB до -30‰ VPDB) указывает на активные процессы анаэробного окисления метана, в результате чего образуется изотопно-легкая углекислота, которая наследуется в карбонате (1).

Литература

1. Блинова В. Н. Состав и происхождение углеводородных флюидов в грязевых вулканах залива Кадис/ диссертация, 2006

Выделение и характеристики базальных горизонтов юрских пластов в пределах Красноленинского свода

Попов А.С., Черняев Е.В.

Студент

*Московский государственный университет имени М.В.Ломоносова,
геологический факультет, Москва, Россия*

E-mail: Andrey.Popov@inbox.ru

Данная работа основана на материалах трехмерной сейсморазведки и более 100 скважинах, пробуренных на юрские пласты в пределах одного из месторождений Красноленинского свода. Здесь толща ниже-среднеюрских отложений представлена пластами ЮК и базальными горизонтами (БГ). Наиболее перспективными являются отложения базальных горизонтов, так как они характеризуются хорошими фильтрационно-емкостными свойствами. Но их выделение является сложной задачей из-за их малой мощности и неравномерного распределения по площади. В ходе проведенных исследований были выработаны новые методы и решения по их выделению.

Для выяснения зон размещения базальных горизонтов были построены схемы межскважинной корреляции, позволившие пространственно оценить распространение базальных пластов и зоны их выклинивания.

Далее была выработана модель осадконакопления, по которой в ранне-среднеюрское время Красноленинский свод представлял собой сушу и периодически являлся источником сноса осадков. На склонах свода формировались делювиально-пролювиальные отложения базальных горизонтов. По данным исследования керна эти отложения представлены крупнообломочными конгломератами. Перекрывают эти отложения пласты глин с прослоями углей. Разделение территории по условиям осадконакопления согласуется с данными бурения и результатам геофизического исследования скважин.

На следующем этапе было проведено сейсмогеологическое моделирование и расчет динамических и геометрических атрибутов. В ходе проделанной работы было

выяснено, что первоначальная модель опоясывающего распространения базальных горизонтов вокруг свода была актуальна, но неполна. Предполагалось равномерное развитие всей площади, и соответственно радиальное осадконакопление вокруг существовавшего выступа. В таком случае отложения базальных горизонтов должны были быть встречены по периферии структуры. Но не все скважины вскрывали базальные пласты. После построения структурной карты по ОГ А (фундаменту) в модель была добавлена «тектоническая составляющая». Отдельные блоки фундамента имели разное развитие в ранне-среднеюрское время. Пласты базальных горизонтов накапливались только на участках, испытывающих погружение. Таким образом, детально исследовав условия осадконакопления, была сильно сужена область поиска пластов базальных горизонтов. Проведенный анализ позволил выделить участки наиболее перспективные для бурения на базальные горизонты и скорректировать направление поисково-разведочных работ в изучаемом районе.

Литература

1. Рудкевич М.Я., Озеранская Л.С., Чистякова Н.Ф. и др.(1988) Нефтегазоносные комплексы Западно-Сибирского бассейна. - М.: Недра, 1988

Закономерности размещения залежей и перспективы нефтегазоносности в западной части Прикаспийской синеклизы

Сивайкова Татьяна Вадимовна

Студент

Московский государственный университет имени М.В.Ломоносова,

геологический факультет, Москва, Россия

E-mail: flusspferd@rambler.ru

Прикаспийская синеклиза обладает уникальным геологическим строением и богатейшим нефтегазоносным потенциалом и относится к районам с наиболее активно развитой тектоникой. Исследуемая территория приурочена к её западной прибортовой части и включает следующие геоструктурные элементы: Николаевско-Городищенскую тектоническую ступень, Заволжскую структурную террасу, Волгоградско-Ерусланский прогиб и Ахтубинско-Палласовский мегавал.

Для рассматриваемого региона характерно наличие более 10 открытых месторождений УВ (Комсомольское, Лободинское, Солдатско-Степновское и др.), около 25 крупных локальных структур, доступных для бурения глубин (3-5 км), терригенных и карбонатных коллекторов - подсолевых отложений (D2-P1), покрышек (глинистых и соленосных образований D2-P1) и глинистых нефтематеринских пород (D2-P1), что позволяет отнести западную часть Прикаспийской синеклизы к перспективной с точки зрения возможности открытия месторождений УВ. Для подсолевых отложений свойственны массивные, пластово-сводовые, в меньшей степени литологически экранированные залежи.

Месторождения в этом регионе группируются, в основном, в перспективные валы – потенциальные зоны нефтегазонакопления, приуроченные к Николаевско-Городищенской тектонической ступени и Заволжской структурной террасе. При этом в первой из них сосредоточены нефтяные месторождения, а во второй – газовые. В Ахтубинско-Палласовском мегавале и Волгоградско-Ерусланском прогибе пока не выявлено ни одного месторождения в подсолевых отложениях, однако рассматриваемые в их пределах крупные локальные поднятия представляют несомненный интерес для проведения нефтегазопоисковых работ. Наиболее перспективные зоны нефтегазонакопления в пределах рассматриваемой территории связываются с крупными

тектоническими элементами, а основная нефтегазоносность стратиграфически приурочена к подсолевым отложениям (значительно менее изученным, чем надсолевые), поэтому дальнейшие геологоразведочные работы целесообразно направить на исследование подсолевых образований в таких тектонических элементах, ещё недостаточно изученных, как: Ахтубинско-Палласовский мегавал и Волгоградско-Ерусланский прогиб, с которыми связаны зоны нефтегазонакопления разного типа и ранга. Причём, в первую очередь геологоразведочные работы необходимо проводить на Николаевско-Городищенской тектонической ступени и Заволжской структурной террасе; последующие – на практически не изученных Ахтубинско-Палласовском мегавале и Волгоградско-Ерусланском прогибе, причём сначала сейсмические исследования (для подготовки локальных структур к глубокому бурению), а затем непосредственно поисково-разведочное бурение.

Литература

1. А.А. Брыжин, А.В. Фирсов. Особенности тектогенеза и перспективы нефтегазоносности западного нижнепермского борта Прикаспийской впадины/Недра Поволжья и Прикаспия, 2008, вып.7.
2. В.Я. Воробьёв, Ю.С. Кононов. Об оценке перспективных направлений региональных и поисковых работ на нефть и газ в Поволжье и Прикаспии на 2009 год и последующие годы/ Недра Поволжья и Прикаспия, 2008, вып.8.
3. Каламкарров Л.В. Нефтегазоносные провинции и области России и сопредельных стран: учебник для ВУЗов. – М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003.
4. Н.В. Неволин. Тектоника и нефтегазоносность западного борта Прикаспийской впадины/Геология нефти и газа, 1998, вып.9.
5. Перспективы нефтегазоносности Волгоградского Заволжья. Д.Д. Аксёнов, Д.Д. Новиков, Л.Х. Багов, В.Н. Михалькова, 1993.
6. А.А. Аксёнов, А.А. Новиков, В.Н. Михалькова. Перспективы нефтегазоносности Волгоградского Заволжья/Геология нефти и газа, 1993, вып.3.

Условия формирования продуктивных отложений и перспективы нефтегазоносности Ягано-Бурановского рифогенного массива (Удмуртия)

Смирнов Денис Олегович

Студент

Московский государственный университет имени М.В.Ломоносова,

Геологический факультет, Москва, Россия

E-mail: smirnov.do@gmail.com

Ягано-Бурановский рифогенный массив в тектоническом отношении находится в Верхнекамской впадине, в зоне развития Камско-Кинельской системы прогибов (ККСП), в нефтегазогеологическом плане в пределах Ижевского нефтегазоносного района, Верхнекамской нефтегазоносной области Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна (НГБ), а в административном располагается на территории Удмуртии.

Наибольшее распространение на рассматриваемой территории имеют органогенные постройки – рифы. В большинстве случаев эти тела залегают на эрозионно-тектонических выступах и по простирацию замещаются глубоководными и лагунными фациями глинистого и глинисто-карбонатного состава.

Наибольшее количество рифов сосредоточено во внутренних и бортовых частях ККСП. Во внутренней зоне рифы сформировались в верхнефранско-раннефаменское

время и в большинстве своем объединены в островные массивы, наиболее крупным из которых является Ягано-Бурановский.

Промышленная нефтеносность связана с отложениями турнейского яруса (C_{1t}), тульского и бобриковского (пласты $C_{1-III+V}$) горизонта, башкирского яруса (A_{4-5}), верейского горизонта (В-II) каменноугольной системы. Литологически пласты-коллекторы представлены пористыми органогенными известняками. Покрышками служат аргиллиты, перекрывающие каждый пласт.

Залежи нефти на территории массива связаны с локальными поднятиями, представляющими собой структуры облекания одиночных рифов.

Формирование продуктивных отложений происходило в различных геологических условиях.

Мелководно-морские карбонатные осадки, образовавшиеся в турнейское время, покрывали весь Ягано-Бурановский массив.

Формирование осадков в ранне-средневизейское время происходило в условиях прибрежно-морской заболоченной равнины, где отлагались глинистые, алевритовые и песчаные осадки.

В конце нижнекаменноугольного периода на изучаемой территории существовал мелководный морской бассейн, в условиях которого происходило накопление глинистых карбонатных осадков.

В начале башкирского времени произошла регрессия морского бассейна. В это время рассматриваемая территория представляла собой сушу, на которой происходил интенсивный размыв карбонатных пород. Этот размыв продолжался до прикамского времени, когда наступила новая трансгрессия моря.

На рубеже башкирского и московского веков исследуемая территория испытала кратковременное воздымание.

Помимо четырех уже разрабатываемых месторождений на изучаемой территории имеется пять подготовленных к глубокому бурению локальных структур. По-своему геологическому строению они сходны с известными скоплениями УВ, здесь прогнозируется открытие многопластовых месторождений. Именно с ними связаны перспективы Ягано-Бурановского массива.

В первую очередь поисковое бурение предлагается начать с самой крупной Яганской локальной структуры. К исследованиям второй очереди относиться Байкузинское поднятие и др. Кроме того, на этой территории рекомендуется проведение сейсморазведочных работ для подготовки локальных объектов, которые будут являться предметом исследования третьей очереди. Предлагаемая проектная глубина скважин составляет около 2000м, а проектный горизонт – фундамент. Кроме того, интерес представляют девонские отложения, которые должны быть исследованы как бурением, так и геофизикой.

Литература

1. В.А. Савельев “Нефтегазоносность и перспективы освоения ресурсов нефти в Удмуртской Республике”, ИКИ, 2003
2. В.А. Савельев “Перспективы освоения ресурсов нефти Удмуртской республики” НХ, 1998
3. В.Д. Аверкин, Н.И. Литвиненко, П.В. Ткачев “Геология и освоение ресурсов нефти Камско-Кинельской системы прогибов на территории Удмуртии” М.:Наука, 1991
4. М.М. Алиев, Г.М. Яриков, Р.О. Хачатрян и др. “Каменноугольные отложения Волго-Уральской нефтегазоносной провинции” Недра, 1985.

Геохимическое изучение нефтематеринских пород Барандова синклинория, Чехия**Смирнова Мария Евгеньевна**

Студент

Каюкова Алина Владимировна

Студент

Московский государственный университет имени М.В.Ломоносова,

экономический факультет, Москва, Россия

E-mail: arsen_script@mail.ru

Данная работа является результатом пройденной геологической практики в Чехии, в окрестностях Праги. Целью данной работы явилось выделение нефтематеринских пород в разрезе палеозойских глинисто-карбонатных отложений Баррандова синклинория. В обнажениях были отобраны граптолитовые сланцы, аргиллиты, известняки и карбонатные глины ордовик-силур-девонского возраста. Для решения вопросов о типе органического вещества (ОВ) и степени его катагенетической преобразованности были выполнены люминесцентно-битуминологический анализ, определение содержаний органического углерода (Сорг), экстракция битуминозных компонентов ОВ из породы, газово-жидкостная хроматография, петрографическое изучение пород и рассеянного в них ОВ, пиролиз по методу Rock Eval, элементный анализ керогена.

Исходное органическое вещество является в большей или меньшей степени зоогенным — с остатками *Dictyonema*, *Graptolithina*, трилобитов, *Orthoceras*, *Scyphocrinites Zenker* и других, и обладает пониженным содержанием водорода и повышенным содержанием азота, что снижает потенциальные нефтематеринские свойства пород. Породы содержат повышенные количества Сорг (0,2-4,46%), но значения степени битуминизации ($\beta = 0,2-6,7\%$) указывают на сингенетичность битумоида. Элементный состав керогена пород в изученных образцах и данные пиролиза указывают преимущественно на II тип керогена, с тенденцией к III типу (Н/Сат=0,7÷1,32; О/Сат=0,11÷0,23, НI=6—230 мг УВ/г Сорг), то есть породы являются потенциально нефтегазоматеринскими. Исходное ОВ образовалось в умеренно-восстановительных - восстановительных условиях осадконакопления.

Сланцы находятся на больших грациях катагенеза и уже прошли главную фазу нефтеобразования, но при этом содержат значительное количество синбитумоида, что является одной из особенностей этих пород. Величины T_{max} (436-454°C) свидетельствуют о нахождении пород данного типа в ГЗН – начале ГЗГ. Данные газовой хроматографии битумоидов подтверждают, что органическое вещество характеризуется высокой зрелостью, соответствующей концу ГЗН - ГЗГ. Хотя, данным пиролиза и газовой хроматографии противоречат значения объемной плотности пород, которые указывают на очень высокую степень преобразованности пород, что требует дополнительного изучения.

Таким образом, в отложениях ордовик-силурийского возраста преобладает кероген II-III типа, являющиеся нефтегазоматеринским. В настоящее время О-Д глинисто-карбонатные породы могут вносить существенный вклад в общий потенциал бассейна как на жидкие, так и на газообразные углеводороды.

Литература

1. Баженова О.К., Бурлин Ю.К., Соклов Б.А., Хаин В.Е. «Геология и геохимия нефти и газа», Москва, МГУ, 2004.
2. Václav Suchý, Ivana Sýkorová, Michal Stejskal, Jan Šafanda, Vladimír Machovič, Miroslava Novotná «Dispersed organic matter from Silurian shales of the Barrandian Basin,

Czech Republic: optical properties, chemical composition and thermal maturity». International Journal of Coal Geology 53, 2002.

Региональные критерии нефтегазоносности Западно-Сибирской плиты

Стариков Н.Н.¹

Студент (бакалавр)

Томский государственный университет, Томск, Россия

E-mail: StarikovNN@gmail.com

Нефтегазоносность Западно-Сибирской плиты тесно связана не только с распределением песчаных фаций коллекторов, нефтематеринских толщ и покрышек, но и определяется многими факторами регионального плана – последовательностью формирования осадков, тектоническими особенностями строения нефтегазоносных структур, рифтовых структур фундамента. При определении региональных критериев нефтегазоносности, нефтегазоносность коррелирует с рифтовыми структурами, тесно связана с повышенными мощностями песчаных фаций в осадочных комплексах.

Заложение и начало формирования Западно-Сибирской рифтовой системы относится к раннемезозойскому времени. В чехле Западно-Сибирской плиты выделяются Колтогорско-Уренгойский, Худосейский, Усть-Тымский, Аганский, Чузыкский и другие желоба, в фундаменте им отвечают одноимённые грабен-рифты. Так, рифтовый комплекс представлен интрузивными образованиями основного состава, перекрыт грабеновым комплексом отложений, которые состоят из вулканогенно-осадочных образований нижнего и среднего триаса. Верхняя часть грабенового комплекса включает осадочные отложения и относится к верхам среднего и верхнему триасу. Мощность рифтового комплекса осадков в желобах достигает 1,0-2,5 км. Мощность нижнеплитного комплекса в Колтогорско-Уренгойском желобе составляет 0,5-0,9 км. Мощные, существенно глинистые осадки в желобах – источники углеводородов.

Повышенные мощности песчаных отложений, с которыми связаны области нефтегазонакопления, указывает на мобильность, подвижность этих областей в процессе осадконакопления. Изучение структурных карт по поверхности мантии и по поверхности фундамента Западно-Сибирской плиты показывает, что эти области (максимального осадконакопления) являются унаследованными по отношению к мобильным (во всяком случае, напряжённым) участкам поверхности мантии и поверхности фундамента.

На цифровых моделях по поверхности мантии области максимального нефтегазонакопления в осадках чехла (в юрских и меловых отложениях) расположены вблизи градиентных областей центрального поднятия поверхности мантии, расположенного в центральной части Западно-Сибирской плиты. Основные скопления углеводородов регионально тяготеют к боковым частям центрально-приподнятого выступа поверхности мантии (мантийного диапира). Макрозонально (нефтегазоносные области) расположены вблизи зон врезов, отмечающих положение территорий пересечения региональных разломов меридионального, широтного и диагонального простирания. Эти области характеризуются максимальными величинами градиентов поверхности, максимальными величинами стресс-параметра в стресс-моделях поверхности, и близрасположены относительно рифтовых структур, которые на территории плиты развивались унаследовано.

¹ Автор выражает признательность доценту Устиновой В.Н. за помощь в подготовке тезисов.

Литература

1. Сурков В.С. Мегакомплексы и глубинная структура земной коры Западно-Сибирской плиты. Москва: Недра, 1986.
2. Сурков В.С. Строение грабен-рифтов и нефтегазоносность Западно-Сибирской низменности // Рифтогенез и нефтегазоносность. – М.: Наука, 1993. – С. 77-84.
3. Устинова В.Н. Морфологическая интерпретация сейсмических поверхностей. – Отечественная геология. – 2005. – №3. – С.23-27.

Перспективы открытия новых залежей углеводородов в меловых и юрских отложениях Южно-Карского бассейна

Ульянов Григорий Викторович

Аспирант 1 г.о.

Московский государственный университет им. М.В.Ломоносова

Геологический факультет, Москва, Россия

E-mail: grisha1985@inbox.ru

Южно-Карский бассейн занимает п-ва Ямал, Гыдан и южную часть Карского моря, что соответствует в тектоническом отношении Южно-Карской впадине. В геологическом строении впадины принимают участие преимущественно терригенные породы верхнепалеозойского-четвертичного возраста, образующие два мегакомплекса: доюрские отложения фундамента и мезозойско-кайнозойские отложения осадочного чехла. Мощность отложений осадочного чехла возрастает от бортовых частей к центру и в центральной части Южно-Карской впадины превышает 11 км.

В основании синеклизы развиты раннетриасовые рифтовые прогибы. По поверхности мезозойских отложений выделяются следующие структуры I порядка: Припайхойско-Новоземельская моноклираль и Южно-Карская синеклиза. На Приамальском шельфе в пределах Южно-Карской синеклизы расположены Пухучанская, Чекинская и Ноябрьская впадины, разделенные крупным Русановско-Скуратовским сводом.

К настоящему времени в акватории южной части Карского моря пробурено всего 4 поисковые скважины (на Русановской и Ленинградской структурах), вскрывшие отложения до барремского яруса нижнего мела (K_1 br). Результаты региональных геофизических исследований шельфа и бурения глубоких скважин по побережью п-ова Ямал показывают, что нефтегазоносные толщи юры и мела на месторождениях Нурминского мегавала и других поднятий простираются на шельф Карского моря, что подтверждает вероятность обнаружения новых залежей углеводородов в пределах акватории.

Анализ и обобщение геолого-геофизических и геохимических исследований, проведенных в регионе, позволили выявить некоторые особенности геологического строения северных районов Ямала и прилегающего шельфа Карского моря:

- повышенная глинистость всех отложений осадочного чехла, рост которой идет в северном направлении;
- повышенная угленасыщенность нижнемеловых отложений и высокая «мористость» юрских;
- преимущественная газоносность области по всем отложениям осадочного чехла.

Однако многие вопросы, связанные главным образом с газонефтеносностью юрских и палеозойских пород, до сих пор остаются спорными.

Литература

1. Брехунцова Е.А., Кислуин В.И. Статья «Особенности формирования и нефтегазоносность осадочного чехла п-ова Ямал»; Изд. Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений - № 5 – 2001
2. Казанин Г.С. и др. Статья «Предпосылки освоения нефтегазового потенциала доюрских отложений Карского моря»; Труды ОАО «МАГЭ», 2004 г.
3. Никитин Б.А., Ровнин Л.И. Статья «Перспективы открытия новых месторождений и залежей газа и нефти на шельфе Карского моря»; Изд. Геология нефти и газа- № 5 – 2000
4. Скоробогатов В.А., Строганов Л.В., Копеев В.Д. «Геологическое строение и нефтегазоносность Ямала»; М., 2003.
5. Скоробогатов В.А., Астафьев Д.А. «Тектонический контроль газонефтеносности полуострова Ямал», 2006

Моделирование распределения нефти и воды в пласте ЮВ1(1) Лас-Еганского м-ия с позиций капиллярно-гравитационной концепции нефтегазонакопления

Утяшев Ю.Н.

Аспирант

Тюменский государственный нефтегазовый университет,

Институт геологии и геоинформатики, Тюмень, Россия

E-mail: onlymyregs@gmail.com

Поскольку природные нефтегазоносные резервуары представляют собой поровые многофазные системы, залежи нефти и газа любого типа, в том числе и антиклинальные, находятся в сфере влияния капиллярных сил. В зависимости от конкретных геологических условий меняются направленность и характер их воздействия на пластовые флюиды, что, в конечном счете, приводит к формированию той или иной разновидности углеводородного скопления.

На сегодняшний день роль капиллярности процессов нефтегазонакопления достаточно обоснована и актуальна. Открыто множество месторождений, геометрия залежей которых не может быть полностью обоснована общепринятой концепцией антиклинально-гравитационного нефтегазонакопления, а иногда даже противоречит ей.

Так на Лас-Еганском нефтяном месторождении встречаются «аномальные» с точки зрения классической теории отклонения. Несоответствие уровней ВНК на соседних залежах, неподкрепленное обоснованными данными, несоответствие результатов испытания характеру насыщения по ГИС, исчезновение изначальной обводненности по скважинам после нескольких месяцев работы послужили основанием предполагать о существенной доле влияния капиллярных сил в распределении нефти и воды.

Для оценки зависимости нефтенасыщенности от фильтрационно-емкостных свойств и высоты над зеркалом воды первоначально на основе имеющейся трехмерной геологической модели и исследований на керне был построен куб капиллярных давлений, по которому оценивались области со значительными перепадами значений – области возможного местоположения капиллярных барьеров. Для оценки капиллярного давления в пласте было применено моделирование водонасыщенности по J-функции Леверетта М.К.

Среди таких областей были выделены зоны сочленения Северной и Центральной залежей, Северной и Восточной, Центральной и Южной, Восточной и Юго-Восточной. Детальное изучение разрезов, описания керна и результатов петрофизических исследований керна скважин в зоне сочленения Северной и Центральной залежей

выявило значительную изменчивость ФЕС и смачиваемости пород изучаемого пласта и обусловило наиболее резкий перепад капиллярных давлений.

Такое изменение свойств пласта привело к достаточно четкому и устойчивому равновесному распределению нефти и пластовой воды в пласте. Миграции нефти из пониженных частей структуры вверх препятствует возрастающее капиллярное давление, обусловленное уменьшением размера пор в условиях гидрофильного коллектора – нефть не может вытеснить воду из мелких пор в гидрофильном коллекторе. Еще выше происходит изменение смачиваемости и дальнейшее уменьшение размеров пор, ведущее к резкому обращению энергетически выгодной позиции для нефти и воды. В условиях гидрофобного коллектора и малых размеров пор нефть занимает наиболее энергетически выгодное положение. Этим обуславливается наличие нефти в Северной залежи.

Таким образом, Центральная залежь по классификации Большакова Ю.Я. [1] может быть отнесена по типу к залежи гидрофильного класса, экранированной капиллярным барьером первого рода, в частности к приантиклинальной капиллярно-экранированной залежи с прямоугольной конвергенцией поверхности барьера.

Литература

1. Большаков Ю.Я. (1995) Теория капиллярности нефтегазонакопления. Новосибирск: Наука.

Современное строение верхний триас-юрского и мелового структурно-вещественных комплексов осадочного чехла территории Енисей-Хатангского регионального прогиба

Фомин М.А.

Студент

Новосибирский государственный университет, геолого-геофизический факультет,

Новосибирск, Россия

E-mail: Schlum@ngs.ru

Енисей-Хатангский региональный прогиб разделяет Сибирскую платформу и Таймырскую покровно-складчатую область и одновременно является составной частью зоны мезозойско-кайнозойских депрессий, протягивающейся от Западно-Сибирской геосинеклизы через Енисей-Хатангский региональный прогиб до Вилуйской гемисинеклизы.

Осадочный чехол по современной структуре и составу отложений можно разделить на несколько структурных ярусов: верхний триас-юрский, неокомский, верхний мел-палеогеновый и неоген-четвертичный.

Цель работы: охарактеризовать современное строение верхний триас-юрского и мелового структурно-вещественных комплексов. Для этого с использованием классификации тектонических элементов молодых платформенных областей [1] были построены тектонические карты по подошве осадочного чехла, по кровлям верхний триас-юрского, неокомского (рис. 1) и апт-альб-сеноманского структурных ярусов, основой для которых послужили структурные карты по соответствующим поверхностям.

Выполненное тектоническое районирование позволило выяснить принципиальные черты строения осадочного чехла территории исследования, которые сохраняются на всех рассмотренных в работе уровнях. Это, в свою очередь, позволяет уточнить тектонические критерии нефтегазоносности Енисей-Хатангского регионального прогиба.

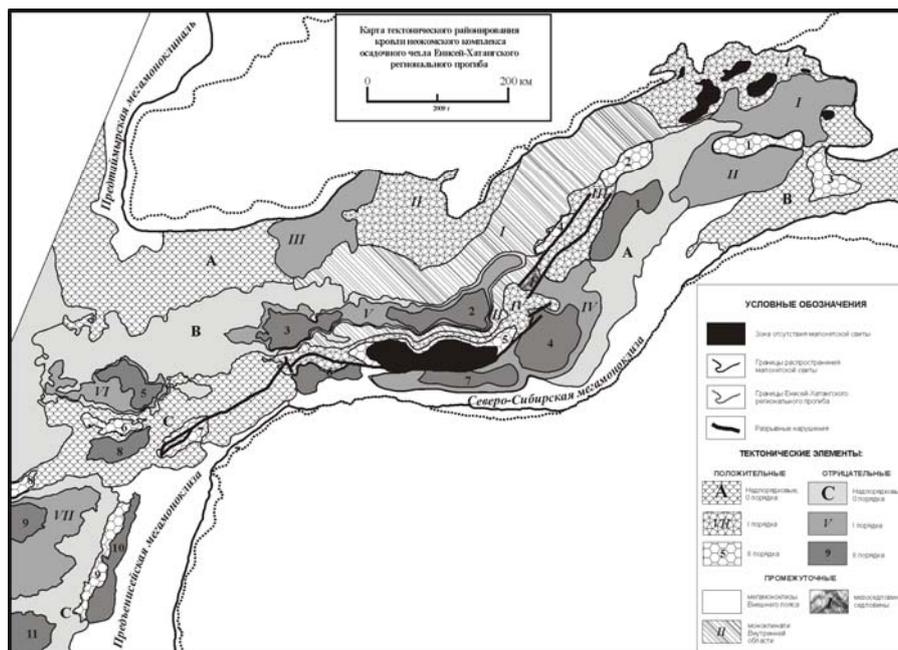


Рис 1 Тектоническая карта кровли неокомского структурного яруса

Литература

1. Конторович В.А., Беляев С.Ю., Конторович А.Э., Красавчиков В.О., Конторович А.А., Супруненко А.И. Тектоническое строение и история тектонического развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое // Геология и геофизика, 2001. Т. 42, № 11-12, с. 1832-1845.

Изменение схемы циклической закачки

с целью повышения воздействия на нефтяную залежь.

Чернов Роман Викторович

аспирант

Альметьевский государственный нефтяной институт, г.Альметьевск, Россия

roma-chernov@yandex.ru

Циклический метод заводнения применяется на месторождениях Татарии давно и показал свою высокую эффективность. Сущность его заключается в попеременном увеличении и уменьшении темпа закачки воды через нагнетательные скважины. В условиях неоднородности пластов вода движется по обводнённым слоям. При стационарном заводнении низкопроницаемые участки, как правило, остаются нефтенасыщенными. При разности давлений между высокопроницаемыми и низкопроницаемыми возникают перетоки между слоями и нефть, поступающая из нефтенасыщенных слоёв в обводнённые, потоком воды выносится к забоям добывающих скважин.

Вместо обычной схемы 15+15 или 10+10 (15 дней работы, 15 дней остановки) была предложена для применения следующая схема[1.]: с 1 по 13 число месяца высокоприемистая скважина стоит, 14 числа запускается, низкоприемистая скважина запускается 1-го числа месяца, останавливается 16 числа месяца. При этом с 1 по 13 число низкоприемистая скважина работает с повышенным давлением. С 14 числа, когда запускается высокоприемистая скважина, по 16 число месяца, когда низкоприемистая скважина останавливается, во время остановок КНС, связанных с пиковыми зонами или

с техническим ограничением, создаются благоприятные условия для излива из низкоприемистой скважины в высокоприемистую. Давая возможность низкоприемистой скважине работать одной, мы существенно повысим давление, объем трещин снова повысится, а, создав условия для излива, мы очистим призабойную зону.

Основные положения данной схемы были разработаны весной 2006 года. В 2007 году были получены два патента по предложенной схеме. С апреля 2007 года данная схема применяется по нескольким группам скважин ЦППД НГДУ «Бавлынефть».

В целом удалось добиться увеличения коэффициента приемистости по всем нагнетательным скважинам, задействованным в предлагаемом способе циклирования.

Увеличение приемистости по высокоприемистым скважинам объясняется повышением нагрузки на пласт.

Увеличение приемистости по низкоприемистым скважинам составило:

1. скв 105Н – 10 %, 2. скв 27Н – 15 %, 3. скв 37Н – 80 %, 4. скв 63Н – 30 %
5. скв 25Н – 50 %

Увеличение добычи было отмечено по двум из четырех групп скважин на влияющих добывающих скважинах:

1. скв 39Д – 42 т/мес, 2. скв 354Д – 11 т/мес, 3. скв 29Д – 12 т/мес
4. скв 297Д - 35 т/мес

Увеличение добычи по добывающим скважинам, на которые влияющими являются низкоприемистые скважины объясняется следующими факторами:

- Увеличение нагрузки на пласт,
- Увеличение объема закачки на ранее незадействованных участках,
- Отсутствие длительных простоев нагнетательных скважин из-за проведения ремонтных работ.

Литература

1. Патент № 2302517 Р.С.Хисамов, Р.Г. Ханнанов, Р.В.Чернов «Способ разработки нефтяного месторождения»

Минералогические и гранулометрические исследования современных осадков в подводном канале Лофотенского бассейна, Норвежское море

Юрченко И.А.

Студент 4 курса геологического факультета

Московский государственный университет имени М.В.Ломоносова, Москва, Россия

E-mail: yurchenko-inessa@rambler.ru

Бассейн Лофотен находится в северной части Норвежского моря. Его подводный канал протягивается более чем на 200 км от устья каньона Андоя до глубоководной части бассейна.

Осадки для лабораторных исследований были отобраны в ходе 17-ой международной морской экспедиции на научно-исследовательском судне "Профессор Логачев" по программе ЮНЕСКО/МОК "Плавающий университет (Обучение через исследование)". Исследования канала Лофотенского бассейна проводились как в проксимальной, так и в его дистальной части, где канал переходит в осадочную лопасть.

По данным сонарной съемки гидролокатора бокового обзора (ГБО) МАК1 и акустическим профилям, выполненным с помощью придонного профилографа, были выбраны станции пробоотбора. Пробоотбор производился с помощью коробчатого пробоотборника. Всего было отобрано 3 станции (АТ718В - АТ720В) в проксимальной части и 7 станций (АТ711В – АТ717В) в дистальной части исследуемой структуры.

Из каждой станции на основании литологического описания осадков были выбраны интервалы для дальнейших исследований. В первую очередь был проведен гранулометрический анализ наиболее грубозернистых (песчаных) интервалов, для сравнения данные различных элементов глубоководного конуса выноса таких, как русло (канал), прирусловой вал и осадочная лопасть. Гранулометрические исследования включали отмучивание алевритовой фракции, ситовой анализ песчаных фракций и разделение глины и алеврита (метод Авдусина-Батурина-Осборна). По результатам гранулометрического анализа были построены гистограммы распределения фракций и кумулятивные кривые, подсчитаны коэффициенты сортировки S_o и симметрии S_k . Медианный диаметр меняется от 0,0225 мм до 0,097, коэффициент сортировки от 1,32 до 2,0917.

Гранулометрические исследования показали асимметричное распределение с преобладанием алевритовой или мелкопесчаной фракций. Сортировка осадка хорошая.

После гранулометрического анализа мелкопесчаная фракция (0,063 – 0,125 мм) была разделена на легкую и тяжелую фракции в бромформе (2,89 г/см³). Затем были приготовлены препараты и проведено микроскопическое изучение. Среди тяжелых минералов (0,6 – 7,4%), наиболее распространенные роговая обманка (35%), пироксены (30%), биотит (15%), эпидот (10%), гранат (5%) и сфен (3%). Также были обнаружены кианит (дистен), апатит, ставролит, рутил, топаз и андалузит и др.

Характерным индикатором высоко метаморфизованного источника сноса материала является кианит в ассоциации с гранатом, ставролитом и андалузитом. Большинство пироксенов, также как циркон и сфен, являются показателями магматического источника, хотя циркон и сфен также могут встречаться и в метаморфических породах. Таким образом, согласно минералогическому анализу главный источник сноса является смешанным: метаморфическим и, частично, магматическим.

Литература

1. Vorren, T.O., Laberg, J.S, Blaume, F., Dowdeswell, J.A., Kenyon, N., Mienert, J., Rumohr, J. & Werner, F. The Norwegian-Greenland Sea continental margins: Morphology and Late Quaternary sedimentary processes and environment. Quaternary Science Reviews, Vol.17, pp. 273-302, 1998.