

ИССЛЕДОВАНИЯ БИТУМОВ В РАЗРЕЗАХ ПАРАМЕТРИЧЕСКИХ СКВАЖИН

Аникеенко О.М.

ПГНИУ, г. Пермь, Россия, E-mail: *lelishna25@gmail.com*

Статья посвящена проблемам исследования битумов в разрезах параметрических скважин. Установлено высокое содержание битумов на больших глубинах. Рассмотрены структура и текстура битумов в разрезе Аракаевской скважины в широком интервале глубин.

RESEARCH OF BITUMEN IN CUTS PARAMETRIC WELLS

Anikeenko O.M.

PSNRU, Perm, Russia, E-mail: *lelishna25@gmail.com*

The article discusses problems of research of bitumen in section stratigraphic wells. High content of bitumen at great depths has found. The structure and texture in section of well Arakaevskaya has considered in a wide depth range.

По современным представлениям природные битумы – это продукты преобразования нефтей или ОБ пород. Обычно это твердые или густые полужидкие углеводородные соединения, не всегда растворяющиеся в органических растворителях.

Превращение нефтей в битумы происходит в результате различных процессов: биохимического, химического, бактериального окисления, фазово-миграционных и термально метаморфических процессов. Оно сопровождается потерей легких фракций, растворенного газа, увеличением содержания смолисто-асфальтовых компонентов. В мире известны крупные месторождения нефтяных битумов. В Канаде известно месторождение Атабаска, в котором содержится 48 млрд.т. тяжелой нефти и битума.

Ранее в разрезах глубоких и сверхглубоких параметрических скважин отмечалось нахождение битумов. Например, в Прикаспийской НГП в Володарской скважине были обнаружены незначительные количества твердых битумов. Так, для известняков среднего и нижнего отделов каменноугольной системы характерны следующие характеристики: наличие пор и мелких каверн выщелачивания, соединенных микротрещинами, а также развитие стилолитовых швов, по которым незначительно развиты битумы. Также для верхнедевонских отложений характерно наличие сингенетичного рассеянного тонкодисперсного ОБ и битумов, установленных в основном по стилолитовым швам и в межкристаллическом пространстве [1].

В разрезе Ен-Яхинской скважины в толще песчаников, лежащих выше НГМ свиты (интервал 5560-5740 м) по данным микроскопических исследований шлифов выявлена высокая (более 30%) частота встречаемости твердых битумов, продуктов деструкции нефтей. Битумы заполняют межзерновое пространство, прожилки, трещины, стилолитовые швы. По результатам электронной микроскопии твердые битумы ранее представляли собой подвижную нефть. Битумы здесь в основном не растворяются в хлороформе, что обусловлено низким содержанием в них битумоидов [2]. По комплексу данных обосновано присутствие палеозалежи нефти

В разрезе Колвинской скважины (7057 м) также отмечено проявление битуминозности, связанное с интервалом залегания разрушенной нефтяной залежи. До глубины 6 км наблюдалось соответствие масштабов обнаружения растворимых (в хлороформе) битуминозных веществ с их количеством, фиксируемым микропетрографическими исследованиями. Ниже 6 км данное соответствие нарушалось: высокие концентрации битуминозных веществ сопровождаются крайне низкими концентрациями (менее 0,0005%) растворимых битуминозных компонентов. Данные показатели позволяют предположить, что в силурийских отложениях зафиксированы пиробитумы, продукты термальной деструкции нефти. Твердые битумы находятся в трещинах, стилолитовых швах, выполняют поры [4].

В данной работе рассматривается также распределение битумов в разрезе скважины Аракаевская. Аракаевская скважина пробурена в зоне сочленения Восточно-Европейской (Русской) платформы и Уральской складчатой системы, Нижне-Сергинская зоне надвигов, на территории Шалинского района Свердловской области. Скважиной вскрыты породы Rh, D, C, P. Выявлено значительное число надвигов. Шов основного надвига находится на глубине 3637 м.

При литологическом макро- и микроописании керна были встречены битумы. В верхней части разреза битуминозное вещество коричневого цвета, растворимое (встречается в 30% образцов). Вниз по разрезу битумы становятся более темноокрашенными и менее растворимыми. Битуминозное вещество нижней части разреза черное и нерастворимое, встречается в 100% образцов.

Изученные методом пиролиза (режим «Балк Рок») образцы пород разреза, содержащие битуминозное вещество, оказались «пиролитически прозрачны». В то же время значения S_1 (до 0,12 мг/г породы) и S_2 (до 0,18 мг/г породы) несколько выше фоновых. Вероятно, это связано с деструкцией твердых битумов. Полученные данные позволяют предположить, что в верхней части разреза битумы в основном фазово-миграционного ряда, появляющегося в случае природной деасфальтизации нефтей газом или легкими парафиновыми углеводородами. В нижней части битумы в основном термально-метаморфического ряда, возникающие в основном при действии высоких температур. Интенсивное насыщение битумами пустотного пространства пород франского и турнейского ярусов позволяет предположить, что в этих отложениях существовала массивная палеозалежь нефти, разрушение которой значительно повлияло на распределение органических веществ по всему разрезу [3].

Литература

1. Воронин Н.И. Особенности строения и нефтегазоносность Астраханского свода: Тр. ВНИГНИ. – М., 1983. – Вып. 248. – С. 90-101.
2. Мещеряков К.А. Особенности формирования нефтегазоносности в глубокопогруженных триасовых отложениях севера Западной Сибири//Автореферат. – Пермь, 2011.
3. Отчет о результатах работ по объекту «Лабораторно-аналитические исследования пород и флюидов Аракаевской параметрической скважины и обработка их результатов», книга 1: КамНИИКИГС. – Пермь, 2012.
4. Санфирова С.С, Карасева Т.В. Формы нахождения твердых битумов в силлурийских отложениях Колвинской глубокой скважины как отражение процессов миграции, аккумуляции и деструкции нефти// Результаты глубокого и сверхглубокого бурения, проблемы нефтегазоносности и рудоносности. Сборник научных трудов. – Пермь, КамНИИКИГС, 2000. С. 81-87.

УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ И ЛИТОЛОГО-ПЕТРОФИЗИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ ТЕРРИГЕННОГО НИЖНЕВИЗЕЙСКОГО КОМПЛЕКСА ОТЛОЖЕНИЙ ЮЖНОГО СКЛОНА ЖИГУЛЕВСКОГО СВОДА

Антонов К.М., Астаркин С.В.

СГУ, г. Саратов, Россия, E-mail: akm231@rambler.ru

В работе представлены результаты литологических и петрофизических исследований керна бобриковских отложений из новых скважин, пробуренных в пределах южного склона Жигулевского свода (Саратовское Поволжье). Установлены условия формирования продуктивных отложений, тип пустотного пространства, зависимость петрофизических свойств пород-коллекторов от их литологического состава.

FORMATION CONDITIONS AND LITHOLOGIC-PETROPHYSICAL FEATURES OF THE STRUCTURE OF THE LOWER VISEAN TERRIGENOUS COMPLEX WITHIN FROM THE SOUTHERN SLOPE OF THE ZHIGULI HIGH

Antonov K.M., Astarkin S.V.

SSU, Saratov, Russia, E-mail: akm231@rambler.ru

The paper presents results of the lithologic and petrophysical examinations of the cores from the Bobrikovskian beds obtained from the new wells drilled within the southern slope of the Zhiguli High (Saratov Volga Region). Conditions of productive bed formation have been revealed alongside with the void space types and the dependence of the reservoir-rock petrophysical properties on their lithological compositions.

В настоящее время одним из перспективных объектов для поисков мелких и средних месторождений нефти является южный склон Жигулевского свода, где поисково-разведочные работы не проводились более двадцати лет [2]. Основные перспективы связывают с отложениями терригенного нижнего карбона (бобриковским горизонтом). В пределах рассматриваемой территории в бобриковское время в условиях кратковременных трансгрессий и регрессий шло формирование различных генетических типов отложений. В связи с этим всестороннее изучение пород бобриковского горизонта имеет важное теоретическое и практическое значение.

В работе приведены литологические исследования кернового материала из четырех новых скважин, пробуренных в пределах южного склона Жигулевского свода (Саратовское Поволжье). Целью исследований явилось выявление условий образования, особенностей строения пустотного пространства и закономерностей распределения продуктивных отложений бобриковского горизонта в разрезе осадочного чехла.

В пределах исследуемой территории породы бобриковского горизонта несогласно залегают на подстилающих карбонатных породах позднеурнейского возраста. На светло-серых известняках залегают черные известковистые аргиллиты бобриковского возраста с массовым скоплением члеников криноидей. Контакт неровный, волнистый.

Известняки на контакте сильно пиритизированы и наблюдается типичный *hard ground*, сформировавшийся в результате быстрой трансгрессии бобриковского морского бассейна после позднеюрной регрессии. Перекрываются отложения бобриковского горизонта глинами и аргиллитами тульского горизонта средневизейского подъяруса.

Разрез бобриковского горизонта представлен толщей переслаивания аргиллитов, алевролитов и песчаников.

Аргиллиты черные и темно-серые, микро-, тонкогоризонтально слоистые, слюдистые. Зачастую слоистость нарушена биотурбацией, ходы илороющих организмов выполнены светлым алевро-песчаным материалом. Часто наблюдаются зеркала скольжения. Чистые аргиллиты встречаются небольшими прослоями, обычно в разрезе присутствуют аргиллиты в той или иной степени алевроитистые и песчанистые. В районе бурения скважин №3 и №4 аргиллиты сильно трещиноватые, с линзами пирита до 2–8 см. Поверхности наслоения содержат углефицированные растительные остатки и пластинки мусковита. Спорадически в аргиллитах отмечаются светло-серые округло-овальные линзы глинисто-карбонатного состава размером до 1,5–5 см.

Алевролиты темно-серые, глинистые, часто песчанистые, кварцевые с тонкой параллельной горизонтальной и слабо наклонной слоистостью, с глинистым цементом. Слоистость обусловлена наличием тонких деформированных линзочек и пропластков серого аргиллита и линз песчаника мелкозернистого с глинистым цементом. Порода пиритизированная. Пылеватый пирит образует скопления размером 4 × 10 мм. Поверхности наслоения сильно деформированные, содержат многочисленные пластинки мусковита и микропропластки углистого материала.

Песчаники кварцевые, серые, иногда с буроватым оттенком за счет пропитки углеводородами, крупно-, средне-, мелкозернистые, на отдельных участках содержат стяжения пирита, слоистой текстуры. Слоистость горизонтальная, волнистая, слабо нарушенная проявлениями биотурбаций. Поверхности напластования покрыты пленками черного ОВ и многочисленными крупными чешуйками мусковита. Кластический материал представлен зернами кварца угловато-окатанной, угловатой, изометричной, удлиненной и полуокатанной формы, размером 0,03–0,25 мм (с преобладанием зерен размером 0,15–0,2 мм). На границах между зернами кварца наблюдаются конформное, инкорпорационное и контактное сочленения. Цемент глинистый порового и порово-пленочного типов, спорадически в порах окрашен примесью органического вещества. Чистых разностей в разрезе мало, в основном – это смешанный тип пород – алевропесчаники, часто с глинистыми прослоями и глинистым цементом, наблюдается биотурбация.

Текстурные особенности и структурные характеристики свидетельствуют о том, что эти отложения формировались в мелководно-морских условиях под действием волнений и течений. В литолого-фациальном отношении отложения бобриковского горизонта в районе бурения скважин № 3 и № 4 относятся к более глубоководной, застойной зоне, чем в районе бурения скважин № 1 и № 2 исследуемой территории. Данный вывод подтверждается более глинистым типом разреза, наличием многочисленных стяжений пирита, даже в песчаных прослоях, а так же прослоев угля. Такие особенности пород характерны для застойного, восстановительного режима осадконакопления, с привнесением значительного объема органического вещества и сероводородом зараже-

нии придонной части. Наличие алевролитовых и мелкозернистых песчаных прослоев говорит о некотором незначительном усилении гидродинамики. Тип осадконакопления – морской, что подтверждается присутствием отпечатков брахиопод, многочисленных нор илороющих организмов, отпечатков талломов водорослей на плоскостях наложения.

Разрез отложений имеет характерное циклическое строение. Циклиты имеют трансгрессивное строение, с уменьшением зернистости вверх по разрезу [1]. В основании циклитов отмечаются среднеобломочные разности, представленные песчаниками с линзовидной и горизонтальной слоистостью. В средней части циклита – алевролиты с параллельной горизонтальной и слабо наклонной слоистостью, в верхней части – тонкогоризонтальнослоистые аргиллиты.

Породы-коллекторы приурочены к основаниям циклитов и связаны с средне-мелкозернистыми песчаниками. Мощность песчаных прослоев колеблется от 0,9–1,5 м до 6–6,5 м. В песчаниках пустотное пространство связано с межзерновой пористостью. Уменьшение пустотного пространства связано с постседиментационными процессами: незначительной регенерацией зерен кварца, инкорпорацией, образованием конформных контактов. На значение пористости также оказывает влияние количество и тип глинистого цемента.

В пределах изучаемой территории можно выделить четыре пласта-коллектора, которые представлены песчаниками с гранулярным типом пустотного пространства. Пласт I имеет толщину 4,3 м, характеризуется значениями пористости 19,06% и нефтегазонасыщенности 75,02%. Присутствует только в разрезе скважины № 2. Пласт II имеет толщину 0,75 м, пористость составляет 23,1%, нефтегазонасыщенность – 85,8%. Данный пласт присутствует только в разрезе скважин № 1,2. Пласт III имеет толщину 0,4 м и принимает значение пористости 20,6%, нефтегазонасыщенности 75,4%. Присутствует только в разрезе скважины № 1. Пласт IV прослеживается в разрезах всех скважин пробуренных в пределах рассматриваемой территории. Его толщина изменяется от 0,8 м до 6,5 м. Пористости изменяется от 16,4% до 25,7%, нефтегазонасыщенность от 69,3% до 89,2%. К пластам I,II приурочены литологически экранированные залежи, где происходит замещение породы-коллектора (песчаника) на неколлектор (аргиллит). К пласту III приурочена ограниченная со всех сторон залежь, которая представлена песчаной линзой.

Таким образом, на основании проведенных исследований можно сделать следующие выводы: исследуемые отложения сформировались в мелководно-морских условиях; отложения бобриковского горизонта имеют характерное трансгрессивное циклическое строение; породы-коллекторы приурочены к основаниям седиментационных циклов и связаны со средне-мелкозернистыми песчаниками.

Литература

1. Барабошкин Е.Ю. Практическая седиментология (терригенные коллектора). ХЕРИОТ-ВАТТ ЦЕНТР, 2008, 155 с.
2. Шашель А.Г., Папухин С.П., Даниелян Б.З., Марченкова Л.А., Поляков В.А., Колесников В.А. о новых перспективных направлениях поисков нефти на Жигулевско-Пугачевском своде.//Недра Поволжья и Прикаспия. 2002, вып.30, с. 32-37.

НАРАЩИВАНИЕ РЕСУРСНОЙ БАЗЫ ТЯЖЕЛОЙ СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ ПЕРМСКОЙ СИСТЕМЫ В ПРЕДЕЛАХ ЮЖНО-ТАТАРСКОГО СВОДА

Ахметшин А.З.

ТГРУ ОАО «Татнефть», г. Казань, Россия, E-mail: akhmetchine87@mail.ru

В последнее время все более актуальной становится проблема вовлечения в промышленную разработку тяжелого углеводородного сырья (ТУВС) пермской системы, которое по мере истощения нормальной нефти может стать одним из основных источников получения углеводородов. Это особенно актуально для «старых» нефтедобывающих регионов, к которым, в частности, относятся нефтяные промыслы ОАО «Татнефть». Поэтому приращение сырьевой базы ТУВС в РТ является весьма приоритетной задачей. Работы, выполняемые в Татарском геологоразведочном управлении направлены на решение данной проблемы.

INCREASING RESOURCE POTENTIAL OF HEAVY SUPER VISCOUS OIL OF PERMIAN SYSTEM ON THE SIDE OF SOUTH TATAR SADDLE

Akhmetshin A.Z.

TRRU TATNEFT, Kazan, Russia, E-mail: akhmetchine87@mail.ru

In recent times the problem of involving in exploitation heavy hydrocarbon raw (HHR) of Permian system is very actual, especially in the «old» oil-producing regions, such as Tatneft OJSC oil patches. Consequently increasing of HHR resource potential is very priority task. Works that be in progress in Tatar geological prospecting department, deal this problem.

В настоящее время в Минэнерго России совместно с ведущими российскими нефтяными компаниями разрабатывается Программа комплексного развития добычи тяжелой сверхвязкой нефти (ТСВН) в Российской Федерации (РФ). ТСВН представляет собой нетрадиционное комплексное топливно-энергетическое и химическое сырье с первичной углеводородной основой. С учётом двух основных показателей качества нефти – плотности и вязкости, к ТСВН относится сырьё с плотностью более 900 кг/м³ и вязкостью более 200 мПа*с (при плотности более 1000 кг/м³ вязкость до 50 000 мПа*с) [2].

«Пионером» в разработке месторождений ТСВН в РФ является компания «Татнефть», которая обладает значительными запасами тяжелого углеводородного сырья (ТУВС). По состоянию на 01.01.2012 г. из 120 выявленных в Республике Татарстан поднятий и скоплений ТСВН шешминского горизонта 90 поставлено на Государственный баланс запасов. В этой связи актуальным вопросом на сегодняшний день остается воспроизводство сырьевой базы ТУВС, что и стало целью работ, проводимых в Татарском геологоразведочном управлении (ТГРУ). Данные работы в ТГРУ в 2010-2012 гг. проводились по 2-м направлениям: выделение перспективных структур шешминского горизонта и оценка ресурсов ТСВН категории С₃; оценка перспектив нефтеносности

пермских отложений на лицензионных участках ОАО «Татнефть» в Самарской и Оренбургской областях и возможность их освоения.

В настоящее время основной источник приращения сырьевой базы ТСВН в РТ – песчаная пачка шешминского горизонта уфимского яруса, развитая в пределах западного склона Южно-Татарского свода. Согласно [1] песчаная пачка отнесена к низам казанского яруса (бугульминская толща немдинского горизонта). В практике нефтепоисковых работ, геологической литературе и документации ОАО «Татнефть» вместо бугульминской толщи прочно закреплено название «песчаной пачки шешминского горизонта уфимского яруса». В связи с этим во избежание путаницы, придерживаемся традиционно-сложившейся у геологов ОАО «Татнефть» схемы.

Песчаная пачка образует брахиантиклинальные поднятия, объединённые в структурные зоны (гряды) повышенных толщин песков и песчаников седиментационного генезиса, которые одни исследователи относят к пляжным образованиям (палеобарам), другие – к дельтовым скоплениям.

Как было сказано выше, с 2010 года в ТГРУ начали проводиться работы по выявлению перспективных структур шешминского горизонта и оценке ресурсов ТСВН.

Последовательность и характер работ по выделению новых перспективных структур шешминского горизонта и оценке ресурсов ТСВН категории С₃ следующие: установление скважин с нефтепроявлениями в керне из шешминских отложений; оценка интервалов и интенсивности нефтепроявлений в керне скважин с выделением продуктивных слоев; интерпретация результатов геофизических исследований скважин, в которых не было отбора керна, и выделение продуктивных слоев; обработка фондовых материалов по результатам аналитических исследований керна структурных скважин и уточнение интервалов залегания продуктивных слоев; выделение перспективных структур и уточнение их геологического строения; оконтуривание залежей ТСВН; оценка ресурсов ТСВН категории С₃ в рамках перспективных структур.

На первом этапе первостепенный интерес представляют скважины, которыми пройдены нефтенасыщенные слои песчаников суммарной мощностью более 1 м. Оценивается территориальное положение выявленных скважин и устанавливается, входят ли эти скважины в уже известные залежи.

Интервалы и интенсивность нефтенасыщенности устанавливаются по базе данных (БД) нефтепроявлений в керне структурных скважин, сформированной в ТГРУ. В довольно редких для малоизученных территорий случаях, когда керн анализировался в лабораториях, отмеченные параметры уточняются с использованием БД аналитических исследований керна, составленной в Казанском государственном университете. Это делает возможным более точно дифференцировать разрез по степени нефтенасыщенности. При этом обнаружено, что результаты аналитических исследований в одних случаях подтверждают степень интенсивности насыщения нефтью коллекторов, установленную по описанию керна, в других случаях повышают или понижают эту степень.

По скважинам, пробуренным в районе расположения перспективных структур, в которых не производился отбор керна из шешминских отложений, проводилась интерпретация геофизических исследований с целью выделения продуктивных слоев.

Для выделения перспективных структур в районе расположения структурных скважин с нефтепроявлениями в керне изучались имеющиеся структурные карты по кровле уфимского яруса и карты изопахит песчаной пачки. Карты изопахит, как *основные* при выделении шешминских структур *седиментационного генезиса*, уточняются путём переинтерпретации каротажных диаграмм. Контур поднятия обычно проводится по изопахите песчаной пачки 5 м при амплитуде структуры не менее 5 м. С учетом скважин с нефтепроявлениями, пробуренных в пределах выделенных структур, определяются контуры залежей ТСВН, путем выноса на карту точек пересечения водонефтяного контакта (ВНК) с крыльями структур, как в случае нормальной нефти. Однако условность данного приема заключается в том, что ВНК в шешминских залежах находится на разных уровнях. При этом контуры нефтяных залежей уточнялись с учетом построенных геологических профилей. По каждой структуре строилось 2-3 профиля: продольный и поперечные.

Хорошая изученность перспективных структур позволила провести оценку ресурсов приуроченной к ним нефти известным объемным методом, а не менее точным методом аналогий.

При выполнении вышеперечисленного комплекса работ уточняется геологическое строение перспективных структур. В частности, детализируются особенности их морфологии и структурной позиции. К примеру, в поперечном разрезе Западно-Лебедкинская и Западно-Аверьяновская структуры напоминают большей частью двояковыпуклые линзы, «вложенные» в песчано-глинистую пачку. В продольном сечении выделенные структуры песчаной пачки размещены над поднятиями песчано-глинистой пачки шешминского горизонта с небольшим смещением куполов первых из них в северо-западном направлении. С учетом отмеченных особенностей структур песчаной пачки можно предположить, что формирование их происходило в русле палеореки, что в свою очередь указывает на то, что формирование песчаной пачки происходило в довольно сложных геологических условиях. В центральных частях развития песчаной пачки преобладают баровые ловушки, а в периферийных частях ее развития – рукавообразные.

При выделении перспективных структур шешминского горизонта отмечены интенсивные нефтепроявления в керне из нижнепермских отложений в скв. №№ 951 и 1933 мощностью 96 и 15,5 м соответственно. То есть выделение перспективных структур нижнепермского отдела, в ближайшее время может стать актуальной работой в вопросах наращивания ресурсной базы ТСВН.

Отработанная методика выделения перспективных структур на территории РТ, позволила выделить поднятия на лицензионных территориях ОАО «Татнефть» в Самарской и Оренбургской областях и оценить по ним ресурсы.

Лицензионные участки ОАО «Татнефть», расположенные в северной части Оренбургской области, также перспективны на возможность выявления в шешминском горизонте уфимского яруса новых промышленно значимых залежей нефти.

Отбор керна из продуктивного шешминского горизонта был здесь в единичных скважинах, а непосредственно на лицензионных участках его не было вообще. В районе развит пласт-коллектор $У_1$ (аналог песчаной пачки в РТ), залегающий в верхней

части шешминского горизонта, под мощной пачкой «лингуловых глин» нижеказанского подъяруса. Он сложен песчаниками мелко- и среднезернистыми, от крепких до слабых. Мощность песчаников резко изменчива – от 6 до 51 м. Увеличение мощности вероятно происходит в пределах локальных песчаных скоплений седиментационного генезиса (баров, русловых тел). Как отмечено выше, подобные образования, приуроченные к шешминскому горизонту, входят в состав параллельных друг другу гряд, протягивающихся на западном и юго-западном склонах ЮТС. Эти гряды с территории Татарстана, где они наиболее хорошо изучены бурением, трассируются в юго-восточном направлении, переходят на территорию Самарской области и, вероятно, Оренбургской области. Формировались они в позднешешминско-раннеказанское время в единой субмеридиональной относительно узкой зоне озерно-аллювиальных и дельтовых фаций: вначале на Шешминской палеотеррасе позднешешминского времени, затем в раннеказанской Бугульминской палеодепрессии, образовавшейся в средней части террасы (В.И. Игнатъев, 1976 г.). В это время формировались так называемые «гудронные песчаники». Они западнее и восточнее Бугульминской палеодепрессии выпадают из разреза. Если на западном и юго-западном склонах Южно-Татарского свода (Татарстан) нефтеносные «гудронные песчаники» и контролирующие их небольшие поднятия брахиантиклинального облика (выявлено около 120 поднятий) изучены хорошо, то на южном склоне свода (Оренбургская область) данные о них отсутствуют. Судя по описанию шешминских песчаников района работ (скв. 386 Сходневской площади, скв. 27 Покровской площади), они могут быть аналогом «гудронных песчаников». Резкое увеличение их мощности на некоторых участках (до 51 м в скв. 27) вероятно происходит в центральных частях структур, сложенных песчаниками.

Всего в исследованном районе северной части Оренбургской области предполагается наличие 6 гряд, состоящих из песчаных структур. Они проходят через уфимские поднятия и участки повышенных мощностей шешминского горизонта, которые вероятно тоже являются седиментационными структурами. Замкнутые структурные формы шешминского горизонта отнесены к перспективным землям I (ПЗ-I), а структурные носы – II категории (ПЗ-II). Остальные площади – к территориям с невыясненными перспективами.

На Аркаевском участке уфимские поднятия отсутствуют. Сам участок находится в краевой восточной части зоны накопления дельтовых фаций, что снижает перспективы этой территории. Абдулинский участок хотя и находится на юго-восточном продолжении одной из песчаных гряд, но уфимских структур непосредственно на участке не установлено. Лишь в 350 м севернее его находится перспективное поднятие в виде небольшого структурного носа.

На Чикмарезском участке выделено 5 гряд поднятий. Наиболее перспективная из них протягивается от Богдановского поднятия на северо-западе до Коровинского на юго-востоке, названная нами Богдановско-Коровинской. К востоку от данной гряды уфимские поднятия на Чикмарезском участке приобретают большей частью вид структурных носов. Территория Чикмарезского участка вне поднятий рекомендовано отнести к землям с невыясненными перспективами.

Столь небольшое число зафиксированных нефтепроявлений в уфимском ярусе объясняется следующим. Во-первых, из яруса керн отбирался лишь в нескольких скважинах. Во-вторых, по аналогии с седиментационными нефтеносными структурами шешминского горизонта Татарстана, ловушки в районе работ относительно небольших размеров, сгруппированы в линейно вытянутые гряды, выявление их требует *более плотной и специфической сети скважин*.

Полученные в процессе разработки проекта выделения перспективных структур шешминского горизонта (Татарстан) результаты способствуют воспроизводству ресурсной базы ТСВН ОАО «Татнефть» и могут быть использованы для постановки разведочных работ на выделенных перспективных объектах. Эффективность разработки проекта на лицензионных участках ОАО «Татнефть» в Оренбургской области определяется локализацией площади постановки поисково-оценочных работ на пермскую нефть, как в разрезе, так и в плане, что соответственно снижает стоимость ГРП.

Литература

1. Легенда Средневожской серии листов Государственной геологической карты Российской Федерации масштаба 1:200 000 (издание второе). Объяснительная записка. Главный редактор: Кириков В.П.- Нижний Новгород, 2005 г.;
2. Р.С. Хисамов, И.Е. Шаргородский, Н.С. Гатиятуллин. Нефтебитумоносность пермских отложений Южно-Татарского свода и Мелекесской впадины /Под ред. проф., д.г.-м.н. Хисамова Р.С. – Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2009 г. – 431 с.

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И НЕФТЕНОСНОСТЬ КАРБОНАТНЫХ ПОРОД ТУРНЕЙСКОГО ЯРУСА БАВЛИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ: ЛИТОЛОГИЯ, КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА И МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРИРОДНОГО РЕЗЕРВУАРА

Ахметшина Э.Р.

КФУ, г. Казань, Россия, E-mail: *elina.akhmetshina@gmail.com*

Истощение нефтяных запасов терригенного девона в Республике Татарстан обуславливает необходимость вовлекать в разработку залежи углеводородов, локализованные в карбонатных отложениях каменноугольного возраста. В связи с этим актуальным становится изучение строения и особенностей формирования емкостного пространства известняков турнейского возраста.

THE GEOLOGICAL STRUCTURE AND CRUDE OIL CONTENT OF TOURNAISIAN CARBONATE ROCKS OF THE BAVLINSKOYE FIELD: LITHOLOGY, RESERVOIR PROPERTIES AND MODELING OF THE NATURAL RESERVOIR.

Akhmetshina E.R.

KFU, Kazan, Russia, E-mail: *elina.akhmetshina@gmail.com*

Oil resources depletion in the Devonian clastic rocks of the Republic of Tatarstan causes the involvement of the development of hydrocarbons deposits localized in Carboniferous carbonate sediments. In this regard, studying the capacitive space structure and features of the Tournaisian limestone formation becomes relevant.

Введение

Истощение нефтяных запасов терригенного девона в Республике Татарстан обуславливает необходимость вовлекать в разработку залежи углеводородов, локализованные в карбонатных отложениях каменноугольного возраста. Из них наиболее значимым по количеству установленных месторождений нефти являются карбонатные отложения турнейского яруса. Однако извлечение нефти из карбонатных пород-коллекторов по технологиям нефтедобычи из терригенных отложений вызывает определенные трудности. В связи с этим актуальным становится изучение строения и особенностей формирования емкостного пространства известняков турнейского возраста.

Основной целью работы является изучение структурно-текстурных особенностей карбонатных пород турнейского яруса Бавлинского нефтяного месторождения. Помимо всего этого предстоит изучить: геологическое строение месторождения путем построения схем корреляций и профилей по выбранным линиям скважин; гранулометрический состав продуктивного пласта; исследование фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) по данным керна и геофизического исследования скважин (ГИС); а также провести электронную микроскопию (ЭМ) образцов керна, с целью исследования эпигенетических изменений.

Характеристика Бавлинского месторождения

Бавлинское нефтяное месторождение расположено на территории Бавлинского района Республики Татарстан. Бавлинское месторождение является одним из крупнейших и длительное время эксплуатируемых в Республике Татарстан. В карбонатных отложениях турнейского яруса, залегающего на глубине 1240 м, открыты залежи нефти, приуроченные к кровельной части яруса – преимущественно кизеловский горизонт и на отдельных повышенных частях структур – черепецкий горизонт.

В разрезе карбонатов верхнетурнейского подъяруса выделяются два четких зональных интервала, к которым приурочены эффективные проницаемые прослои – интервалы в верхней и срединной частях кизеловского (пласт ВС) и нижней части кизеловского и кровле черепецкого горизонтов (пласт НС). Названия пластов ВС и НС сложились исторически, как нефтенасыщенные пласты (по результатам опробования) соответственно высокого и низкого электрических сопротивлений. В верхнетурнейских отложениях юго-востока Татарстана выделено четыре основных типа известняков: комковатые, сгустково-детритовые, шламово-детритовые и форамениферо-сгустковые, кальцифицированные. Пятый тип карбонатов – известняки доломитизированные и доломиты.

Геологическое строение и нефтеносность карбонатных пород турнейского яруса

В карбонатных породах-коллекторах по различным оценкам сосредоточено от 38–48% до 50-60% запасов углеводородов. Среди карбонатных пород-коллекторов карбона наибольшими запасами обладают отложения турнейского яруса, что, прежде всего, объясняется широким развитием в них органогенных известняков и наличием перекрывающих их терригенных пород визейского яруса с высокими флюидоупорными свойствами, играющих роль покрышки для нефтяных залежей [1].

В связи с этим актуальным становится изучение строения и особенностей формирования емкостного пространства известняков турнейского возраста.

Объектом исследования является керновый материал, отобранный из продуктивного интервала скважин № 3003, № 4868, № 4847 юго-западной части Бавлинского месторождения.

С отобранными образцами керна были проделаны следующие виды работ:

- 1) Описание шлифов образцов керна;
- 2) Исследование ФЕС по данным керна и геофизики;
- 3) Электронная микроскопия образцов;
- 4) Распределение образцов по классификации Данхема;
- 5) Определение геометрии пустотного пространства.

В настоящей работе было проведено исследование структурно-генетических типов карбонатных пород по коллекции образцов. При выделении этих типов были использованы классификационные подходы Данхема [3] и Морозова [1, 2], позволяющие более полно раскрыть генетический аспект строения матрицы и пустотного пространства карбонатных пород.

По данным описания керна и исследования пород в шлифах было установлено, что кизеловский горизонт сложен практически полностью биокластовыми зооморфными,

преимущественно фораминиферовыми, реже фитоморфными известняками. Поровое пространство контролируется процессами выщелачивания и кальцитизации. Первый фактор положительно влияет на емкостные свойства, а последний отрицательно. Цемент известняков базальный и поровый, по типу цемента выполнения, по структуре – микро-тонкозернистый (0,01-0,1мм).

Подход Данхема позволяет реализовать литолого-морфологический принцип, заключающийся в следующих позициях:

1) производится сортировка по количеству зёрен в породе (менее 10%, более 10%, более 20–30%);

2) производится сортировка по размерам зёрен (более или менее 2 мм);

3) производится сортировка по типу цемента, его объёму и по соотношению в породе между различными типами цемента (спарит, микрит);

4) производится отбор по органическим остаткам в зависимости от морфологии организмов и их твёрдых скелетов, а также механизма связывания осадка. Приводится характеристика образцов на основе применения похода Данхема. Установлено преобладание пакстоунов (10 образцов).

Также была сделана электронная микроскопия по 4 образцам. Был выявлен кальцит и вторичная кальцитизация.

С помощью программы Definiens eCognition я рассчитала геометрию пустотного пространства. Путём деления общей площади снимка на сумму открытых пор была рассчитана открытая пористость шлифа.

В ходе работы была изучена конфигурация пустотно-порового пространства карбонатных коллекторов:

По форме можно выделить поры:

- Изометричные
- Неправильной формы
- Узкие
- Вытянутые

Построение трехмерных цифровых геологических моделей в настоящее время уже стало естественной составляющей технологических процессов обоснования бурения скважин и составления планов разработки месторождений углеводородов. Для геологического моделирования Бавлинской площади использовался программный комплекс компании Роксар, являющийся одним из широко и успешно применяющихся современных пакетов.

Для построения цифровой геологической модели месторождения были использованы следующие исходные данные:

- координаты устьев скважин;
- инклинометрия скважин;
- банк геолого-геофизических данных по каждой скважине;
- глубины залегания кровли и подошвы пластов, полученные при корреляции скважин.

При построении структурно-стратиграфического каркаса геологической модели Бавлинской площади использовались структурные сетки по кровле и подошве турнейского яруса.

На основе скважинной модели производился анализ исходных данных по скважинам. В результате были получены гистограммы распределения пористости, коллектора. Следующим шагом работ является параметрическое моделирование, включающее две стадии: сначала моделируется пространственное распределение фаций (строится литологическая модель), а затем распределение значений петрофизических параметров. При построении литологической и петрофизической модели использовался стохастический метод распределения параметров.

Построенная литологическая модель использовалась при петрофизическом моделировании для распределения пористости, проницаемости, нефтенасыщенности. Получение пространственного распределения литологических типов пород является одним из важнейших этапов моделирования, так как с учетом параметра литологии в дальнейшем строятся трехмерные поля коллекторских свойств и насыщенности.

Конечным продуктом моделирования является представление распределения коллекторов, открытой пористости, проницаемости и эффективных нефтенасыщенных толщин по турнейскому ярусу Бавлинской площади.

Заключение

1. Получены и проанализированы данные ФЕС и гранулометрии по 14 образцам, отобраным из турнейского яруса.

2. Проанализированы шлифы. Выявлены два типа коллектора по классификации Данхема: пакстоун и вакстоун. Пакстоун характеризуется лучшими емкостными свойствами в отличие от вакстоуна.

3. На 4 образцах произведены исследования методом электронной растровой микроскопии. Эти исследования подтвердили на наноуровне значимость эпигенетических процессов, влияющих на ФЕС.

4. С помощью программы Definiens eCognition рассчитана пористость.

5. При помощи пакета геологического моделирования Роксар построены литологические и петрофизические модели Бавлинского месторождения, раскрывающие распределение коллекторов, фильтрационно-емкостных свойств и эффективных нефтенасыщенных толщин турнейских отложений по разрезу и по площади.

Литература

1. Данилова Т.Е. «Основные нефтеносные горизонты палеозойских отложений Республики Татарстан»/ Козина Е.А., Морозов В.П. Казань:Плутон, 2007. – 151 с.
2. Морозов В.П. «Атлас пород основных нефтеносных горизонтов палеозоя Республики Татарстан» Карбонатные породы турнейского яруса, том II /Козина Е.А. Казань: ПФ Гарт.- 2007. – 200 с.
3. Япаскурт О.В. Литология: Учебник для студ. высш. учеб. заведений. Москва: Академия, 2008. – 336 с.

ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНЫЙ АНАЛИЗ БОБРИКОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ БЕРЕЗОВСКОЙ ГРУППЫ ПОДНЯТИЙ (ПРЕДБОРТОВАЯ ЗОНА ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ)

Байгузина А.З., Антонов К.М., Кузнецов В.В., Астаркин С.В.

СГУ, г. Саратов, Россия, E-mail: sv.astarkin@rambler.ru

Приведены результаты литолого-фациального анализа бобриковского горизонта Березовской группы поднятий на основе гранулометрического анализа, литолого-петрографического изучения керна, данных ГИС. Рассчитанные гранулометрические коэффициенты, результаты структурно-текстурного анализа пород и построенная динамогенетическая диаграмма α - τ Г.Ф. Рожкова позволяют установить, что формирование бобриковских отложений происходило в прибрежно-морских условиях под влиянием волнений и течений.

LITHOFACIES ANALYSIS OF BOBRIKOVSKIAN DEPOSITS BEREZA OF GROUP HEIGHTS (NEARFLANK OF THE CASPIAN BASIN)

Baiguzina A.Z., Antonov K.M., Kuznetsov V.V., Astarkin S.V.

SSU, Saratov, Russia, E-mail: sv.astarkin@rambler.ru

The results of lithofacies analysis of Bobrikovskian deposits Bereza of group heights on granulometric analysis, lithological and petrographic study of core logging data are given. Bobrikovskian deposits formation occurred in the coastal marine conditions under the influence of disturbances and flows which is proved by calculated granulometric coefficients, the results of structural and textural analysis of rocks and dynamo-genetic diagram α - τ by G.F. Rozhkov.

В последнее время активно ведется исследование слабо изученных районов Волго-Уральской провинции с целью открытия новых месторождений или доизучения открытых ранее месторождений [3]. Одним из таких районов является юго-восточная часть Волго-Уральской провинции. В настоящей работе приведены результаты литолого-фациальных исследований пород бобриковского горизонта Березовской группы поднятий.

С целью выявления условий осадконакопления пород-коллекторов бобриковского горизонта Березовской группы поднятий авторами использовался литолого-фациальный анализ пород продуктивного горизонта скважин Березовская – 1,2, Западно-Березовская – 1,2 и Восточно-Березовская -1.

Литолого-фациальный анализ включает в себя комплексное применение результатов литологических методов (гранулометрический и текстурный анализ) и электрометрических данных по методике В.С. Муромцева [2]

На первой стадии фациального анализа выяснялись условия формирования осадочного разреза и прогнозировался возможный характер преобразования осадка. Для этого производилось детальное послойное описание разреза по керновому материалу с определением типа пород, их структур и текстур, минерального состава. Выявлялись типы

контактов и закономерности строения толщ. В лабораторных условиях с помощью петрографо-литологических методов изучались состав пород, степень окатанности обломков, состав и тип цементации, проводился гранулометрический анализ ситовым способом с последующим расчетом статистических коэффициентов и построением динамогенетических диаграмм.

На основе полученных данных проведено детальное расчленение и корреляция бобриковского горизонта, выявлены условия формирования пород.

Терригенные отложения бобриковского горизонта залегают на размытой поверхности карбонатных отложений турнейского яруса. В подошвенной части бобриковских отложений на соседних площадях прослежены переотложенные окремненные обломки органогенно-детритовых известняков кизеловско-малиновского возраста.

Бобриковский горизонт представлен обломочными породами. Результаты макроскопического описания керна позволяют заключить, что горизонт сложен переслаиваемыми мелко-среднезернистыми песчаниками, алевролитами и аргиллитами. Аргиллиты темно-серые с многочисленными тонкими (до 1-2 см, единично – до 6 см), часто линзовидными, слоями светло-серых до белых алевролитов. Аргиллиты неравномерно алевритистые, с алеврито-пелитовой структурой, тонкой линзовидной субгоризонтальной слойчатостью, слабо нарушенной биотурбацией и интенсивно текстурами деформации при уплотнении пород. Нередко отмечаются текстуры оползания, частично литифицированных осадков. Аргиллиты характеризуются средней плотностью и крепостью, с интенсивно развитой трещиноватостью разуплотнения. В алевролитах отмечаются текстуры взмучивания. Алевролиты разнозернистые, сложены плохо сортированным, различной степени окатанности обломочным материалом, существенно кварцевого состава. Песчаники буровато-светло-серые, мелкозернистые с косослоистой (L15, 20°), реже массивной текстурой. Породы средней плотности и крепости, со следами насыщения и отчетливым запахом углеводородов.

Микроскопическое изучение в шлифах показывает, что по составу обломочной части изученные породы являются преимущественно мономиктовыми. Основным породообразующим компонентом является кварц, содержание которого составляет 99–100%, также редко присутствуют обломки пород и полевые шпаты, суммарное содержание которых не превышает 1%. На классификационном треугольнике состава В.Д. Шутова [6] образцы попадают в поле мономиктовых кварцевых песчаников. Зерна кварца вытянутой, неправильной, изометричной формы, местами корродированные, часто их грани регенерированы. Угасание нормальное, облачное. Из акцессорных минералов присутствует циркон, турмалин, рутил и ильменит. Из аутигенных минералов развит пирит. Эпигенетические изменения песчаников выражены в слабой регенерации зерен кварца и развития аутигенных минералов. Глинистый цемент неравномерно распределенный, порового, контактово-порового типов. Содержание цемента не превышает 5-7%.

Для изученных образцов был проведен детальный гранулометрический анализ ситовым способом с последующим расчетом гранулометрических коэффициентов по Л.Б. Рухину, Р.Фолку и построением генетических диаграмм.

Изученные породы представляют собой непрерывный гранулометрический ряд от алевролита крупнозернистого до песчаника мелко-среднезернистого. По пятибалльной

классификации окатанности [4] преобладают полуокатанные и полуугловатые, реже окатанные обломки. Данные гранулометрического анализа позволили дать название породе и характеризовать ее зернистость. Среди изученных пород существенно преобладают песчаники мелкозернистые, доля которых составляет около 75-80%. В меньшей степени развиты песчаники среднезернистые (до 25% от всех пород). Важным показателем структуры породы является медианный размер обломков. Он характеризует гранулометрический уровень осадков и является генетическим признаком, обобщенно указывающим на относительные энергетические уровни сил среды седиментации. Медианный размер обломков в изученных образцах варьирует от 0,07 до 0,23 мм, в единичном случае достигая 0,28 мм. Большинство значений попадает в интервал 0,1–0,2 мм, что соответствует фракции мелкозернистого песчаника. Довольно высокой корреляционной связью с медианным размером обладает модальный размер или мода. В изученных образцах мода варьирует от 0,05 до 0,25 мм.

Ряд статистических параметров был вычислен методом центральных моментов. К мерам рассеяния и отсортированности осадков относятся дисперсия и стандарт. Данные меры отсортированности осадков в большей или меньшей степени соответствуют уровням турбулентности среды седиментации, а также являются мерой устойчивости среды во времени. Вычисленные значения стандарта варьируют от 0,49 до 0,96, указывая на различную степень отсортированности осадка. Зависимость отсортированности осадков от их структуры оценивается с помощью коэффициенты вариации, представляющего собой отношение стандарта к среднему размеру обломков. Этот безразмерный параметр показывает, что при одном и том же значении стандарта степень отсортированности для грубо- и тонкозернистого осадка будет различной, при полимодальных распределениях он более информативен, чем дисперсия и стандарт. Чем меньше коэффициент вариации, тем лучше отсортированность осадка. В изученных отложениях он варьирует в пределах от 0,19 до 0,61, условно разделяя их на хорошо, средне и плохо сортированные. В целом преобладают среднесортированные отложения (42%), в меньшей степени развиты хорошо (29%) и плохосортированные (25%), несортированные породы редки и их содержание не превышает 4%.

Безразмерный параметр асимметрии дает относительную оценку энергетического уровня седиментации и для изученных пород варьирует в пределах от 0,03 до 4,08. Следует отметить увеличение параметра асимметрии с увеличением зернистости пород. На стабильность динамической переработки и пересортировки обломочного материала указывает параметр эксцесса, значение которого в изученных породах варьирует от 0,77 до 8,89, в некоторых образцах достигая значений 12,48-14,81.

На динамогенетической диаграмме асимметрия-эксцесс Г.Ф. Рожкова [1], построенной для отложений, вскрытых скважинами Березовская-1,2, Западно-Березовская-1,2, Восточно-Березовская-1, фигуративные точки бобриковского горизонта сконцентрированы в полях V, VI, VII (нижняя правая четверть прямоугольника), VIII, которые могут характеризовать осадки как прибрежно-морские, сформированные под влиянием волнений и течений.

В результате проведенного анализа по реконструкции палеогеографических обстановок продуктивного бобриковского горизонта можно сделать следующие выводы.

В бобриковское время палеобассейн занимал обширную территорию, но был крайне мелководным. Его дно представляло пологую, выровненную поверхность, по которой течениями перемещались в разных направлениях поставляемый реками обломочный материал.

Ритмичное строение разреза дает основание предполагать, что в течение бобриковского времени дважды происходило изменение уровня морского палеобассейна, фиксируемое сменой состава отложений. После предбобриковского перерыва, охватившего большую часть территории исследования, во второй половине бобриковского времени последовала новая волна трансгрессии, обусловившая более широкое площадное распространение отложений данного возраста. Максимум эта трансгрессия достигла уже в раннетульское время, когда образовалась так называемая «тульская карбонатная плита».

Особенности строения разрезов бобриковского горизонта на изучаемой территории указывают на трансгрессивное развитие палеобассейна. Хорошая сортировка песчаных отложений, более тонкий состав верхней части бобриковских отложений и наличие морской микрофауны [5] однозначно свидетельствует о начавшейся трансгрессии моря в позднебобриковское время.

Выполненные исследования показали, что образование терригенного нижневизейского комплекса отложений в пределах Березовской группы поднятий происходило в прибрежно-морской зоне с меняющимся гидродинамическим режимом, в пределах которой перенос, перераспределение и аккумуляция обломочного материала осуществлялась в результате активного движения водных масс – течений и волнений.

Литература

1. Гроссгейм В.А., Бескровная О.В., Геращенко И.Л. и др. Методы палеогеографических реконструкций (при поисках залежей нефти и газа). Л.: Недра, 1984. 271 с.
2. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел. Л.: Недра, 1984. 230 с.
3. Писаренко Ю.А., Воробьев В.Я. и др. Результаты региональных геолого-геофизических работ на территории юго-восточной части Русской плиты и перспективы их дальнейшего проведения // Геология нефти и газа, 2011, №1. С. 68-77.
4. Рухин Л.Б. Вассоевич Н.Б. Основы литологии. Учение об осадочных породах: Учеб. пособие для геол. вузов и втузов. Л.: Гостоптехиздат. Ленингр. Отд., 1961. 779 с.
5. Чернова Е.И., Орлова И.Н. Детальное расчленение разрезов ниже- и среднекаменноугольных отложений Саратовского Поволжья. Стратиграфические схемы палеозойских отложений. Каменноугольная система. М.: Гостоптехиздат, 1962. С. 245–253.
6. Шутов В.Д. Классификация песчаников // Литология и полезные ископаемые. 1967. № 5. 117 с.

ПРИМЕНЕНИЕ АКУСТИЧЕСКОЙ ИНВЕРСИИ СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ ДЛЯ ВЫДЕЛЕНИЯ КОЛЛЕКТОРОВ В НИЖНЕФАМЕНСКИХ КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ ПРОВИНЦИИ

Буторин А.В.

ППОИ ОАО «Нарьян-Марсейсморазведка», г. Санкт-Петербург, Россия, E-mail: butorin@nmsr.net.ru

Основной задачей данного исследования являлось картирование зоны улучшенных коллекторов внутри нижнефаменского пласта. Для выполнения данной задачи был использован метод акустической инверсии с использованием сейсмических данных МОГТ 2D и данных ГИС по шести скважинам. Картирование производилось на основании построенных зависимостей акустической жесткости пласта от таких параметров как глубина залегания, эффективная мощность и пористость. В результате была получена карта распространения наиболее перспективных коллекторов внутри нижнефаменского пласта, которая позволяет планировать дальнейшее изучение данного района поисковым бурением.

APPLYING OF SEISMIC ACOUSTIC INVERSION FOR ISOLATING OF RESERVOIRS IN LOWER FAMENNIAN CARBONATE SEDIMENTS IN TIMAN-PECHORA BASIN

Butorin A.V.

PPOI NJC “Nar’ian-Marseismorazvedka”, Saint-Petersburg, Russia, E-mail: butorin@nmsr.net.ru

The main goal of this research is mapping of reservoir zone in lower famennian sediments. The solution of this problem is using acoustic inversion for calculation section of acoustic properties for seismic data 2D. Further mapping is based on crossplots between impedance and such properties, as depth of horizon, thickness of collector and porosity. As a result we have map of reservoirs distribution in lower famennian sediments.

В Тимано-Печорской провинции большинство уже открытых залежей, среди которых преобладают нефтяные, и перспективных объектов связаны с карбонатными отложениями. Прогноз фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) карбонатных пород и определение подсчетных параметров залежей является традиционно сложной задачей для сейсморазведки. Кроме того, большинство крупных и средних по размерам антиклинальных объектов, в том числе и рифовых, уже опоисковано, а малоразмерные объекты и неантиклинальные ловушки требуют применения современных методик динамической интерпретации.

В данной работе предпринята попытка обоснования прогноза улучшенных коллекторов в карбонатном разрезе верхнего девона на основе данных ГИС, результатов определения ФЕС коллекторов по ГИС в 6-ти скважинах и данных сейсморазведки МОГТ 2D по профилям, полученных в 2011 г.

Сейсмические данные характеризуются уплотненным шагом по ОГТ 12,5 м и кратностью 60, что позволяет получить высокоразрешенные разрезы. Для обработки сейс-

мических данных был применен специальный граф, обеспечивающий сохранение истинного соотношения амплитуд, что является необходимым условием для динамической интерпретации.

Полученные, в результате обработки, данные характеризуются высоким разрешением волнового поля и соотношением сигнал/шум. Для дальнейшей динамической интерпретации сейсмические данные были увязаны по площади, путем внесения статических поправок в трассы суммарных разрезов (рис. 2). После площадной увязки профилей выполнялось выделение основных отражающих горизонтов, которые в дальнейшем использовались для построения априорной геоакустической модели.

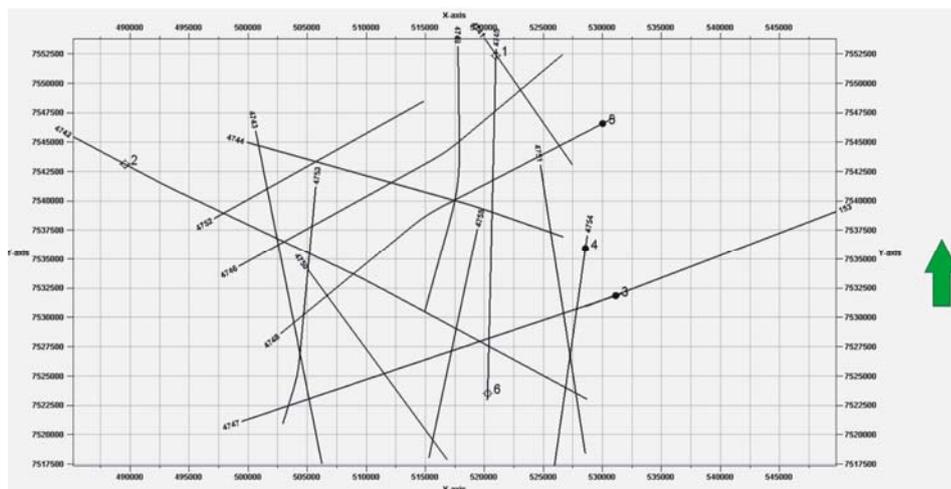


Рис. 1. Плановое положение профилей 2D и скважин глубокого бурения.

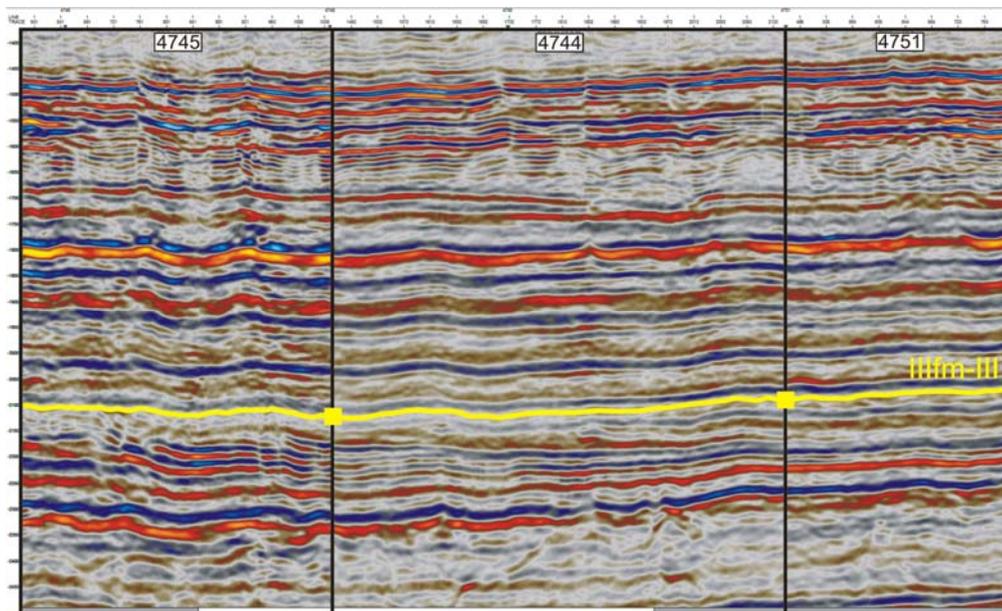


Рис. 2. Пример увязки профилей с нанесенным положением кровли пласта IIIfm-III.

По сейсмическим данным была проведена акустическая инверсия, позволяющая получить разрезы акустических свойств. Для проведения акустической инверсии была построена априорная геоакустическая модель по каркасу 2D профилей, путем интерпо-

ляции и экстраполяции скважинных данных. При этом распространение свойств производилось не линейно, а с учетом геометрии отражающих границ. На финальном этапе полученная модель сглаживалась фильтром высоких частот с целью получения более общего тренда. Таким образом, геоакустическая модель контролирует общий тренд акустических свойств на площади и вносит низкочастотную компоненту в результат инверсии. Процедура инверсии основана на подборе оптимальной геоакустической модели среды, которая дает минимальное расхождение между наблюдаемым волновым полем и синтетическим, полученным из данной модели. Схема проведения акустической инверсии представлена на рис. 3.

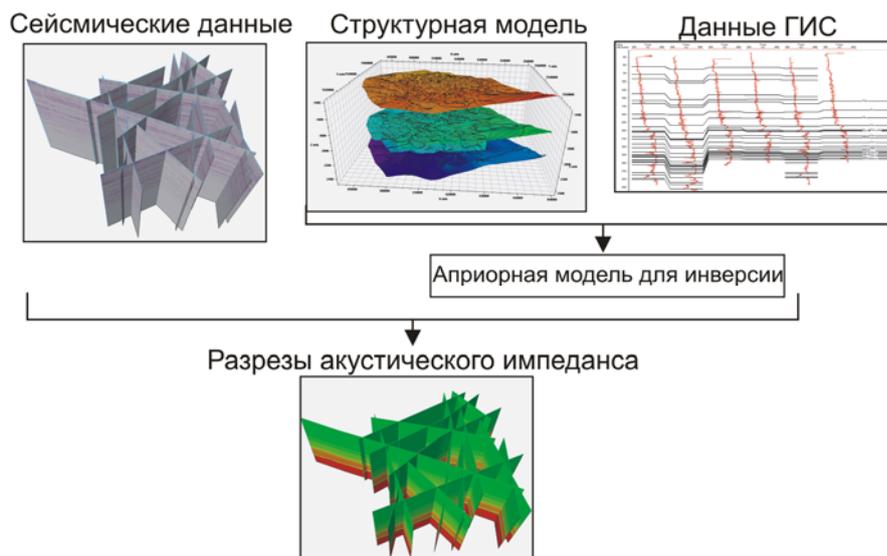


Рис. 3. Схема проведения акустической инверсии

Таким образом, после выполнения псевдоакустического преобразования были получены разрезы акустической жесткости по всем профилям.

Значения акустического импеданса в целевом интервале пласта D3fm-III были сопоставлены со значениями времени двойного пробега волны до отражающего горизонта (рис. 4). На полученном графике выделяется «надрифовая» область, характеризующаяся наименьшим временем двойного пробега. Однако, облако точек, отвечающее этой зоне, имеет достаточно высокую дисперсию акустических свойств, поэтому использовать в качестве критерия прогноза только структурный фактор не корректно.

Для количественной оценки коллекторских свойств по данным сейсморазведки была изучена связь акустической жесткости целевого интервала разреза (D3fm-III) с эффективной толщиной и пористостью коллекторов (рис. 5). На полученных графиках достаточно уверенно наблюдается тренд улучшения коллекторских свойств пласта с уменьшением акустической жесткости. Полученные зависимости обладают достаточно высоким коэффициентом корреляции, что делает возможным их применение для прогноза.

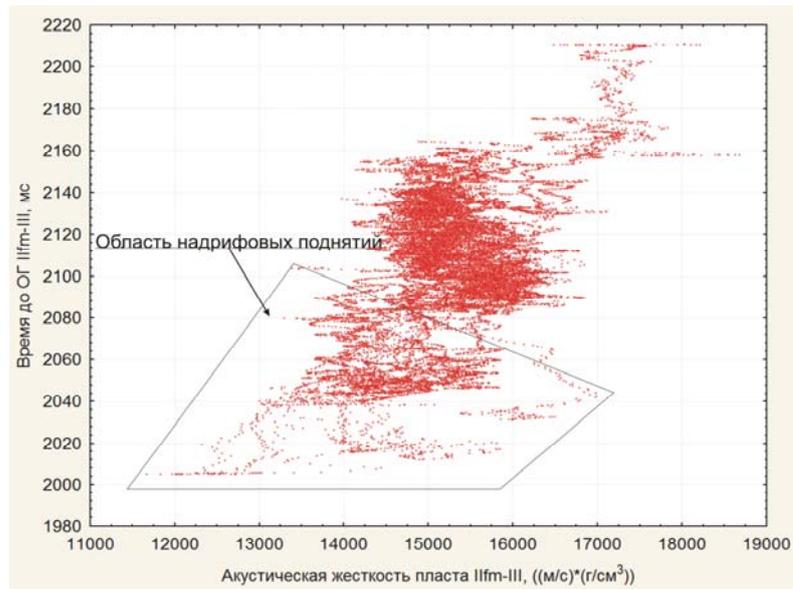


Рис. 4. Зависимость акустической жесткости от времени двойного пробега до кровли пласта

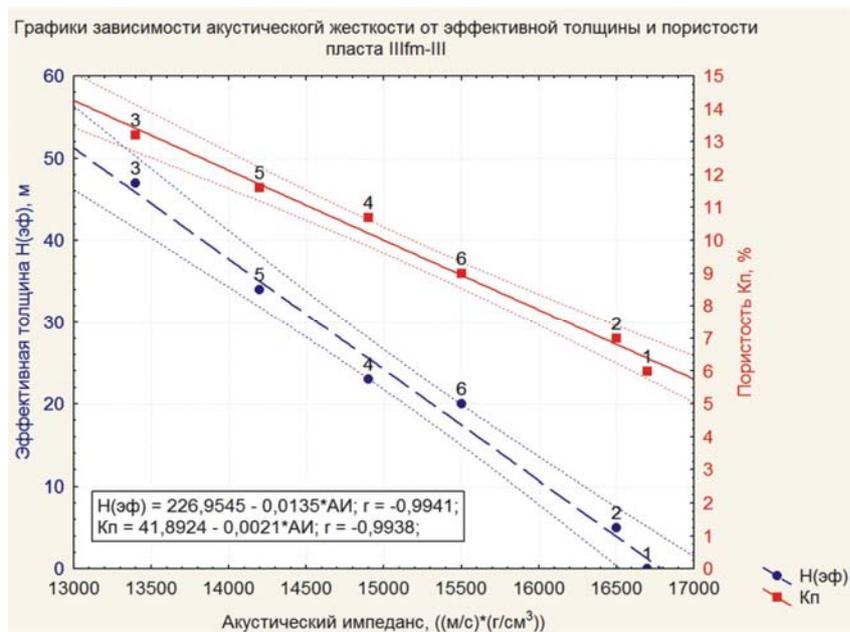


Рис. 5. Зависимость импеданса от эффективной мощности и пористости коллекторов

Основываясь на распределении акустических свойств пласта и установленных зависимостей для эффективных толщин и пористости в плане были закартированы зоны распространения карбонатных пород с повышенной пористостью (более 10%) и толщиной (более 25 м) (рис. 6). С учетом структурного плана поверхности пласта D3fm-III в этой зоне выделяется ряд объектов для последующего опознания.

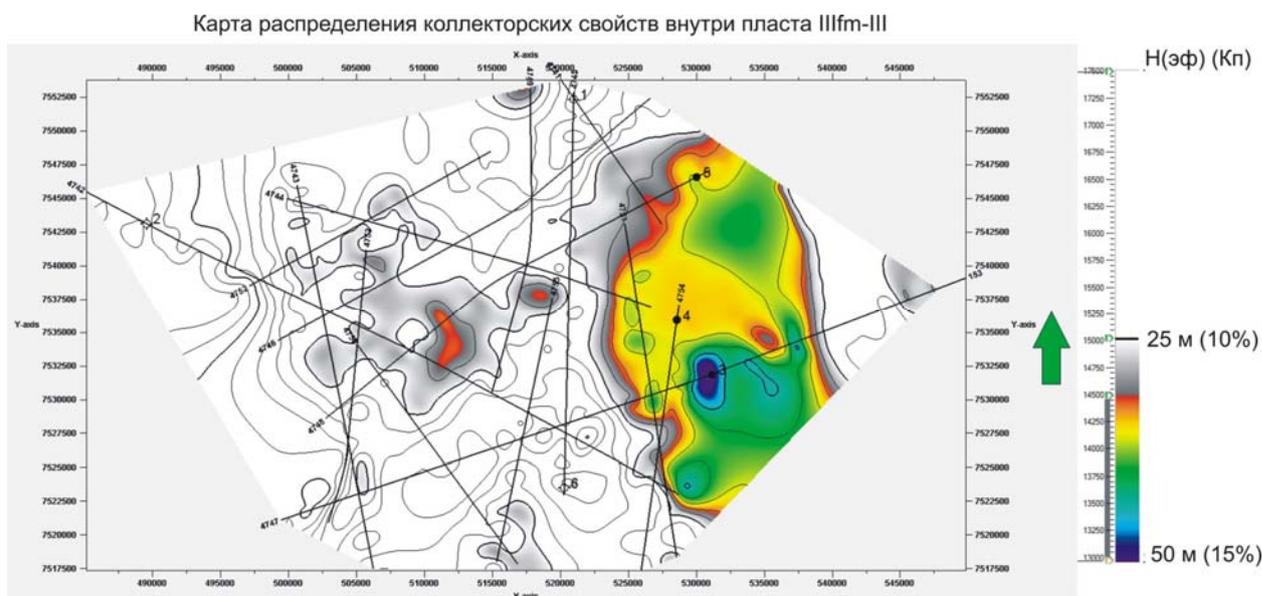


Рис. 6. Карта распределения коллекторских свойств пласта D3fm-III.

Анализ результатов:

1. Закартированные зоны улучшения ФЕС расширяют области возможных поисков залежей нефти в верхнедевонских карбонатных отложениях. Ранее, основываясь на результатах бурения сводовых частей антиклинальных объектов, предполагалось, что пласт D3fm-III обладает улучшенными ФЕС только в тех случаях, когда он развивался над более древними рифогенными постройками. Полученная карта распределения коллекторских свойств на основе акустического импеданса свидетельствует о том, что улучшение ФЕС имеет зональный характер. В закартированных зонах может быть продолжено поисковое бурение.

2. Данные 2D, полученные в результате полевых работ, проводимых современными средствами, и обработанные современными программными комплексами, при наличии кондиционных скважинных данных позволяют решать задачи прогноза ФЕС зонального уровня. Данные прошлых лет являются непригодными для целей прогноза ФЕС, а съемки 3D имеют весьма ограниченные площади и не покрывают должным образом всей территории исследования, не захватывая необходимых для прогноза скважин. Это позволяет рекомендовать постановку новых работ МОГТ 2D в целях прогноза ФЕС даже в районах с высокой достигнутой плотностью сейсморазведки прошлых лет.

Литература

1. P. Avseth, "Quantitative seismic interpretation", Cambridge University Press, 2005

СОВРЕМЕННЫЙ ВЗГЛЯД НА ФОРМИРОВАНИЕ ОСАДОЧНОГО КОМПЛЕКСА ПРОДУКТИВНОЙ ТОЛЩИ АЗЕРБАЙДЖАНА

Вагабов У.Г.

ИГ НАНА, г.Баку, Азербайджан, E-mail: *u.vahabov@mail.ru*

В результате проведенных исследований был собран и проанализирован значительный по объему первичный геолого-геофизический материал, включая большое количество литературных и фондовых источников. На основе их была собрана и составлена база данных по материалам бурения параметрических, крелеусных, структурно-поисковых и поисково-разведочных скважин, включающая значения мощностей четвертичных отложений, акчагыла, продуктивной толщи и подстилающих их образований. Были обработаны данные скважин пробуренные на более, чем 123 площадях, охвативших как территорию суши Азербайджана, так и прилегающую к ней часть акваторию Каспия. Анализ собранных данных позволил проследить характер изменения мощностей для нижнего и верхнего отделов ПТ. По собранным материалам были впервые построены: палеогеологическая карта преднижнеплиоценового времени (рис.2), карты мощностей нижнего и верхнего отдела продуктивной толщи (рис.3, 4) для территории суши Азербайджана и азербайджанского сектора Каспийского моря. Что позволило с новых позиций взглянуть на палеогеографию и условия седиментации в этом палеобассейне.

MODERN VIEW OF FORMATION OF A SEDIMENTARY COMPLEX OF PRODUCTIVE THICKNESS OF AZERBAIJAN

Vagabov U.G.

GIA NAS, Baku, Azerbaijan, E-mail: *u.vahabov@mail.ru*

The investigations were collected and analyzed in terms of significant primary geological and geophysical material, as well as a large number of literary sources and stock. Was collected and compiled a database based on the drilling parametric, shallow, structural-search, search-prospectig and exploration wells, including the value of the power of Quaternary, Akchagyl and Productive Series of the underlying sediments. Data were processed of wells drilled to more than 123 areas that have engulfed the area of land as Azerbaijan and the adjacent part of the Caspian Sea. Analysis of collected data allowed to trace the behavior of the power within this territory. On the collected materials were first constructed: Paleogeological map before Early Pliocene time, Map of Lower group PS and Map of Upper group PS for the land area of Azerbaijan and the Azerbaijan sector of the Caspian Sea. That allowed from new positions взглянуть on a paleogeografi and sedimentation conditions in it paleobasin.

Введение. Отложения продуктивной толщи (ПТ) длительное время считаются главным резервуаром для территории суши Азербайджана и прилегающей к ней акватории Южно-Каспийской бассейна (ЮКБ). На протяжении этого времени геолого-геофизическими исследованиями в пределах территории суши Азербайджана и приле-

гающей к ней акватории Каспийского моря были открыты и в настоящее время в разработке находятся 71 нефтегазоносное месторождение (44 на суше и 27 в акватории Каспия) среди которых – Биби-Эйбат, Бузовны, Кюрсянзя, Шах-Дениз, Азери-Чираг-Гюнешли, Нефтяные Камни, Бахар, Дуваный-дениз, Сангачалы-дениз, Хара-Зирия и др. (рис. 1). Несмотря на длительный срок их изучения со стороны геологов различных специальностей и направлений многие вопросы по-прежнему остаются дискуссионными.

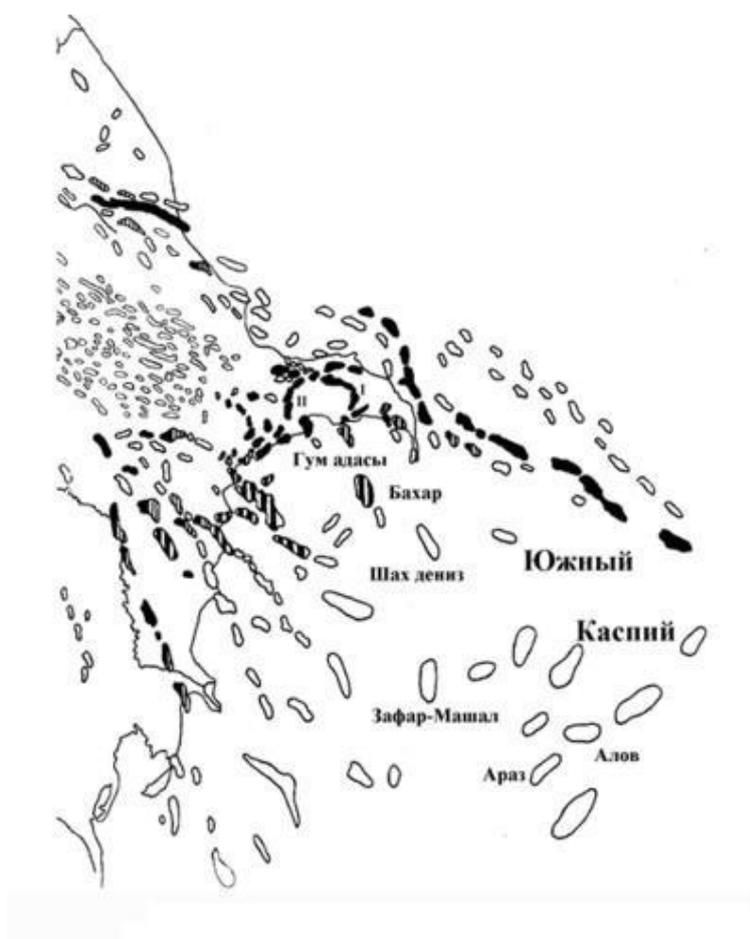


Рис. 1. Территория исследования

Материалы и методики исследования. В результате проведенных исследований был собран и проанализирован значительный по объему первичный геолого-геофизический материал, включая большое количество литературных и фондовых источников. На основе их была собрана и составлена база данных по материалам бурения параметрических, крелеусных, структурно-поисковых и поисково-разведочных скважин, включающая значения мощностей четвертичных отложений, акчагыла, продуктивной толщи и подстилающих их образований. Были обработаны данные скважин пробуренные на более, чем 123 площадях, охвативших как территорию суши Азербайджана, так и прилегающую к ней часть акваторию Каспия. Анализ собранных данных

позволил проследить характер изменения мощностей для нижнего и верхнего отделов ПТ. По собранным материалам были впервые построены: палеогеологическая карта преднижнеплиоценового времени (рис. 2), карты мощностей нижнего и верхнего отдела продуктивной толщи (рис. 3, 4) для территории суши Азербайджана и азербайджанского сектора Каспийского моря. Что позволило с новых позиций взглянуть на палеогеографию и условия седиментации в этом палеобассейне.

Обсуждение. Отложения ПТ, как было ранее описано многими исследователями [4, 5, 2, 3, 1], отлагались на неровной поверхности рельефа как в пределах территории суши Азербайджана, так и азербайджанской части акватории Каспийского моря. Построенная палеогеологическая карта преднижнеплиоценового времени (рис. 2), подтверждает эти высказывания и в значительной степени характеризует геологическую обстановку предплиоценового периода. При этом вырисовывается следующая картина – распределение мощностей как на протяжении нижнего, так и верхнего отделов продуктивной толщи в региональном плане находится в непосредственной зависимости от подстилающих их комплексов отложений.



Рис. 2. Палеогеологическая карта преднижнеплиоценового времени

Структурный план нижнего отдела ПТ не повсеместно является унаследованным (рис. 2), и далеко не всегда повторяет древний до-плиоценовый рельеф, а сформиро-

вавшиеся в это время структуры могут иметь как кавказское, так и антикавказское простирание [6]. Но при этом во всех своих разрезах они открывают новую серию песчаных образований абшеронской фации продуктивной толщи, которые отлагались в таких условиях, когда накопление песчаного материала происходило в пределах сравнительно небольшой части территории Азербайджана – Абшеронском НГР, Джейранкечмезской депрессии, части Нижнекуринской впадины и прилегающей к ним акватории моря (рис. 3). Эти процессы шли параллельно с размывом и переотложением глинистых пород, слагавших участки как «Кавказской суши», так и Абшеронской геоантиклинали.



Рис. 3. Карта мощностей нижнего отдела продуктивной толщи

Граница между нижним и верхним отделами отложений ПТ проводится по «Свите Перерыва» на Абшеронском полуострове и прилегающей к ней акватории Каспийского моря, в пределах Джейранкечмезской депрессии – по VII горизонту (Гарадагской раз-

бивки) и в области Нижнекуринской впадины – по XX горизонту (Нефтечалинской разбивки).

Палеобассейн ПТ из относительно небольшого по размерам водоема в самом начале своего формирования начал расширяться, захватывая все большие смежные территории. Граница этого трансгрессивного палеобассейна проходит на севере по морю вдоль побережья Прикаспийского НГР, а далее снова – по акватории Каспия, огибая на севере Абшеронский полуостров, которая на продолжении границы верхнего отдела ПТ глубоким заливом вдаётся в границу между Средним и Южным Каспием, и уходит далеко на юго-восток. На юге эту границу очерчивают поднятия Малого Кавказа и Талыша, а в центральной части – Большого Кавказа (рис. 3).

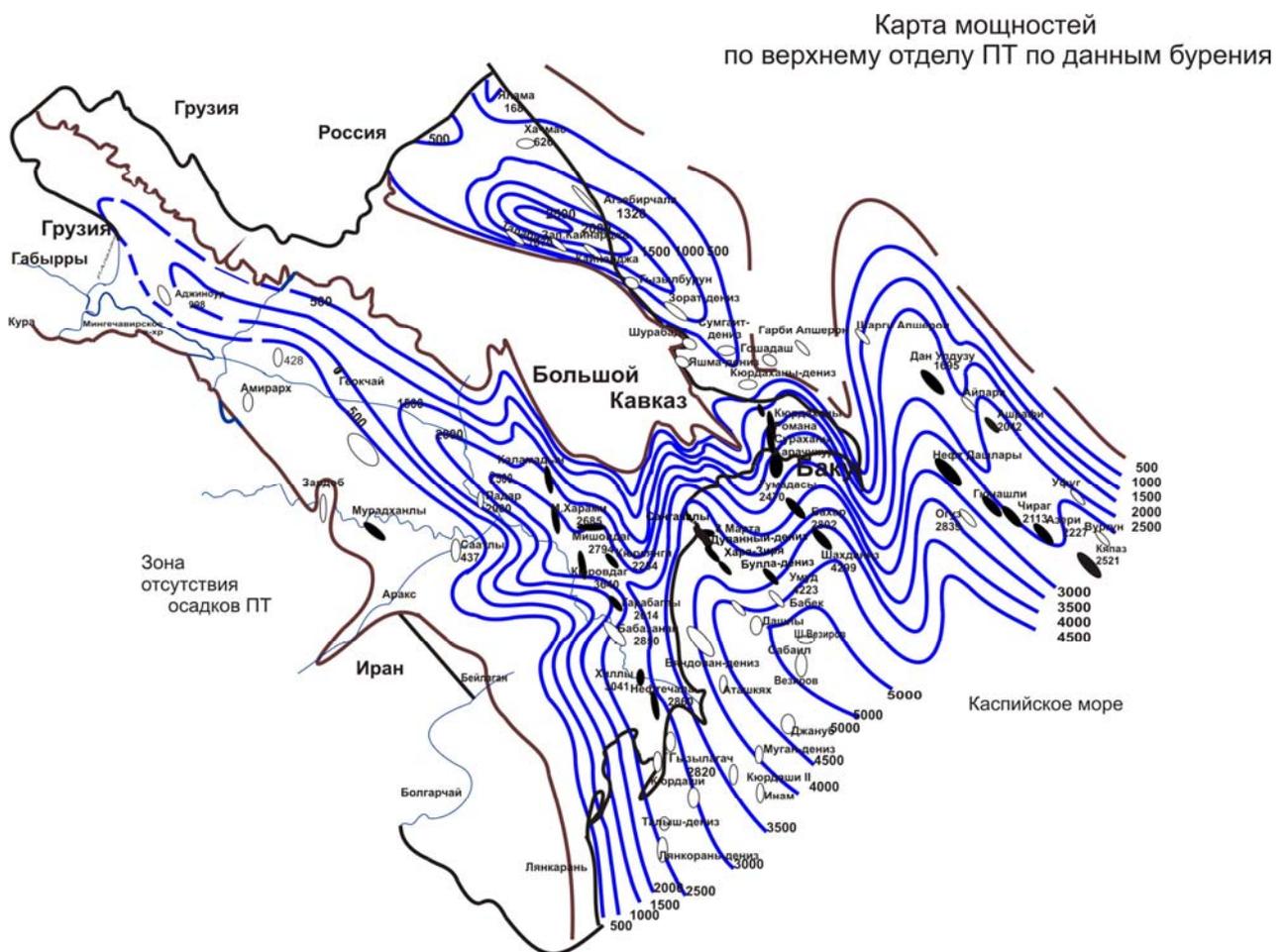


Рис. 4. Карта мощностей верхнего отдела продуктивной толщи

С начала верхнего отела ПТ активность вертикальных тектонических движений [4] привела к тому, что воды палеобассейна хлынули в глубь территории Азербайджана – захватив центральную и южную часть Шамаха-Гобустанского прогиба. А в пределах Нижнекуринской депрессии сформировались – небольшой Джейранкечмеский, более обширный Аджиноурский и собственно Куринский заливы. Аджиноурский залив с севера ограничивается областью Большого Кавказа, а на юге территорией современного

Мингечавирского водохранилища. Куринский залив на юге – ограничен поднятиями Малого Кавказа и Талыша. В пределах этого залива, вырисовываются два небольших залива, сформированные дельтами рек – ПалеоАраз и ПалеоБолгарчай, а собственно Нижнекуринский залив был сформирован за счет дельты ПалеоКуры. Аналогичные заливы образовались на территории Сиазанской моноклинали и прилегающей к ней акватории Абшеронского архипелага (рис. 4).

Западно-Каспийский миоцен-мезозойской комплекс в это время подвергался размыву и денудационным процессам. Акваториальную часть палеосуши пересекает русло ПалеоВолги и ее авандельта. Приносимые ими потоки обломочного материала в плиоценовое время осаждались, рассекая Абшерон-Прибалханскую гряду, в пределах Абшеронского полуострова и примыкающую к нему с юга и востока территории Абшеронского НГР (рис. 4).

Выводы. Построенный графический материал позволил с новых позиций рассмотреть историю геологического развития на протяжении века продуктивной толщи в пределах территории Азербайджана и прилегающей к ней акватории Каспийского моря и прийти к следующим выводам:

- процессы осадконакопления на протяжении века ПТ характеризуются более сложным характером, чем казалось ранее;
- были уточнены границы распределения мощностей нижнего и верхнего отделов ПТ;
- результаты проведенного исследования позволят скорректировать местоположение для заложения наиболее перспективных скважин для бурения их в пределах территории Азербайджана и прилегающей к ней акватории Каспийского моря и проведения целенаправленного бурения.

Литература

1. Абдуллаев Н., Грегори Р., Грин Т. История осадконакопления продуктивной толщи в Южном Каспии с учетом погружения бассейна (часть 1).2010, АНХ № 9, с. 8–17.
2. Керимов К.М. Геофизические исследования в Азербайджане (Состояние, результаты, перспективы), 1996. Б., Шарг-Гарб. С. 400.
3. Рахманов Р.Р. Углеводородный потенциал шельфа Каспийского моря и сопредельных территорий суши Азербайджана, 2009, Б., с. 31.
4. Хаин В.Е., Шарданов А.Н. Геологическая история и строение Куринской впадины. Из-во АН Азерб. ССР, 1952, Б., 347 с.
5. Шихлинский А.Ш. Геология и перспективы нефтегазоносности плиоценовых отложений нижнекуринской впадины, 1967, Б., с. 233.
6. Vahabov U.G. About the Structure Stages and Plans of the Azerbaijan Section of South Caspian Basin, EAGE Conference & Exhibition, 2012, Copenhagen, P. 166.

МИКРОЭЛЕМЕНТЫ В НЕФТЯХ ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ: ОСОБЕННОСТИ КОНЦЕНТРАЦИИ И ГЕНЕТИЧЕСКОЕ ЗНАЧЕНИЕ

Валеева Р.Р., Мустафин С.К.

БашГУ, г.Уфа, Россия, E-mail: valeevarushka@mail.ru

Рассматриваются особенности концентрации микроэлементов в нефтях Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, и их генетическое значение. Данные микроэлементного состава нефтей Волго-Уральской НГП позволяют оценить качество УВ-сырья и использоваться для прогнозирования скопленных углеводородов. По содержанию металлов, особенно V, Ni нефти Волго-Уральской НГП уникальны по содержанию и представляют интерес в качестве комплексного минерального сырья.

TRACE ELEMENTS IN OILS VOLGA-URAL PROVINCES: FEATURES OF CONCENTRATION AND GENETIC VALUE

Valeeva R.R., Mustafin S.K.

BashSU, Ufa, Russia, E-mail: valeevarushka@mail.ru

The features of the concentration of trace elements in the oils of the Volga-Ural oil and gas province, and their genetic significance. These trace element composition of the Volga-Ural oil and gas province allow the quality of hydrocarbons and used to predict the concentrations of hydrocarbons. On the content of metals, especially V, Ni Volga-Ural oil and gas province is unique in content and are of interest as a complex of minerals.

Волго-Уральская нефтегазоносная провинция (ВУНГП) площадью 700 тыс.км² приурочена к восточной части Восточно-Европейской платформы и Предуральскоу прогибу, ограничена на севере и на востоке Тиманом, Уралом, на юге граничит с Прикаспийской синеклизой, на западе с Воронежским сводом и Токмовско-Сысельской системой сводов. Волго-Уральская нефтегазоносная провинция включает следующие месторождения: Ромашкинское, Новоелховское, Арланское, Шкаповское, Туймазинское, Ярино- Каменноложское, Бавлинское, Мухановское, Покровское, Кулешовское, Соколо- вогорское, Бобровское, Осиновское, Чутырско- Киенгопское (нефтяные); Оренбургское, Коробковское, Степновское (газовые и газоконденсатные). Промышленные нефтегазоносные отложения девона, карбона и перми, нефтепроявления отмечены в породах рифей-вендского возраста. Продуктивные горизонты выявлены на глубине от 0,5 и 5 км и более. Залежи в основном пластовые, сводовые, пластовые сводовые литологически экранированные, массивные и в небольшом количестве тектонически экранированные. Разработка залежей осуществляется с поддержанием пластового давления [1].

Нефти в основном парафинового типа, средней и высокой плотности (820–890 кг/м³), сернистые (0,5-3,0 %),смолистые. В целом по провинции с севера на юг и с

запада на восток наблюдается постепенное уменьшение плотности нефтей, снижение в них содержания серы, переход к парафиново-нафтеновому типу [2].

Условия формирования скоплений УВ сложны и разнообразны и во многом обусловлены особенностями проявления тектонических процессов в осадочном чехле. Реконструкция условий формирования скоплений УВ в той или иной мере возможна на основе изучения сопутствующих тектоническим процессам индикаторов [3], например включений микрофоссилий в нефти, состава растворенного в нефти газа. К подобным индикаторам относятся физико-химические свойства нефтей и их микроэлементный состав, в частности содержание таких элементов как V, Ni и U.

В настоящем сообщении рассматриваются спектр и особенности концентрации приоритетных микроэлементов в нефтях ВУНГП.

Содержащиеся в тяжелых нефтях месторождений ВУНГП ванадий, никель и уран характеризуются различной токсичностью (табл. 1)[4].

Таблица 1

Характеристика токсичности приоритетных микроэлементов тяжелых нефтей ВУНГП [4]

Проявление токсических свойств	Количественные параметры, характеризующие токсичность
ванадий	
Общетоксическое поражение, канцерогенное действие	ПК _{ост} – 0,06 мг/м ³ ПДК _{СС} – 0,02 мг/м ³
никель	
Общетоксическое поражение, канцерогенное, мутагенное и терратогенное действие. В комбинации с серой токсичность увеличивается	ПК _{ост} – 0,02 мг/м ³ ПДК _{СС} – 0,06 мг/м ³
уран	
Сильно токсичен, выраженное канцерогенное действие, в соединении с серой токсичность возрастает	–

Анализ табличных (табл. 2) данных свидетельствует о том, что по микроэлементной характеристике нефти относятся к ванадиевому типу, а содержание микроэлементов в нефтях и генетический показатель V/Ni контролируются возрастом НГК и их тектонической приуроченностью. Содержание микроэлементов в нефтях меняется в зависимости от положения НГК в разрезе относительно доманиковых отложений. Многие исследователи связывают формирование нефтей, обогащенных асфальтосмолистыми веществами и микроэлементами – V, Ni, Mo, Co, с осадочными бассейнами, в которых развиты доманикоиды кремнисто-карбонатного состава низкой стадии преобразованное.

**Характеристика микроэлементного состава разновозрастных комплексов
Волго-Уральской НГП [5]**

Группы по плотности	Физико-химические параметры		Содержание микроэлементов, г\т		
	Плотность, г\м ³	S, %	V	Ni	V\Ni
Плотные (тяжелые)	>0,91	3,0–3,8\3,4	280,0	50,0	5,6
Повышенной плотности	0,81–0,91	1,4–2,9\2,0	15–220\75	7,4–62,0\29	2,5
Средние	0,85–0,87	0,7–2,5\1,4	8,2–60,2\37	5,4–33\20	1,8
Легкие	0,81–0,85	0,3–1,5\0,9	1,0–4,5\1,6	0,2–1,2\0,5	3,4
Очень легкие и конденсаты	< 0,81	0,1–0,3\0,2	0,3–1,8\1	0,1–0,8\0,4	2

Выделенные особенности концентрации микроэлементов в нефтях различных месторождений ВУНГП обусловлены:

- составом вмещающих пород, при тенденции закономерного ухудшения свойств нефти вниз по разрезу;
- генетическими особенностями нефтематеринских отложений (доманикиты);

Содержащиеся в нефтях месторождений различных нефтегазоносных провинций мира ванадий, никель, кобальт, сера, а также уран, ртуть, мышьяк относятся исследователями к биологически активным токсичным элементам [4].

Исходя из этого наибольшую токсико-экологическую значимость в нефтях ВУНГП, будут иметь тяжелые сернистые нефти с высокими концентрациями ванадия, никеля, возможно и урана.

Анализ микроэлементного состава нефтей Волго-Уральской НГП позволяет проводить качественную оценку УВ-сырья и прогнозировать наличие скоплений определенного состава. По содержанию металлов, особенно V, многие нефти Волго-Уральской НГП уникальны и представляют интерес в качестве комплексного минерального сырья. Однако при непромышленных концентрациях микроэлементов в нефтях требуют постоянного мониторинга как потенциальные загрязнители окружающей среды.

Литература

1. Баймухаметов К.С., Викторов П.Ф., Гайнуллин К.Х., Сыртланов А.Ш. Геологическое строение и разработка нефтяных и газовых месторождений Башкортостана. – Уфа: РИЦ АНК «Башнефть».
2. Кудрявцева Е.И., Якуцени С.П., Смуров Л.Л., 1993; Якуцени В.П. и др., 1994.
3. Мухаметшин Р.З., Пунанова С.А. Геохимические особенности нефтей Урало-Поволжья в связи с условиями формирования месторождений «Геология нефти и газа № 4, 2001 г.».
4. Мухаметшин Р.З., Иванов А.И. Об индикации процессов формирования нефтяных месторождений, 2004 г.
5. Нефтегазоносные провинции СССР, М., Недра, 1979.
6. Якуцени С.П. Экологические проблемы при освоении и разработке нефтяных месторождений.

ВТОРИЧНЫЕ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ КАРБОНАТНЫХ ПОРОД КАЗАНСКОГО ЯРУСА ПЕРМСКОЙ СИСТЕМЫ (НА ПРИМЕРЕ СКВАЖИНЫ 5230 НИКОЛЬСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)

Вафин Р.Ф., Куклина Е.Т., Сурмашев Р.Р.

КФУ, г.Казань, Россия, E-mail: *varus13@mail.ru*

В статье представлены итоги изучения вторичных процессов пород-коллекторов сверхвязких нефтей казанского яруса пермской системы, дана их литолого-петрографическая характеристика. При обработке данных использовались методы микроскопического анализа. На основании полученных результатов были идентифицированы вторичные процессы, затронувшие в той или иной степени карбонатные породы сверхвязких нефтей.

SECONDARY TRANSFORMATION OF CARBONATE ROCKS OF KAZAN STAGE PERMIAN (FOR EXAMPLE THE WELL 5230 FIELD NIKOLSKY)

Vafin R.F., Kuklina E.T., Surmashev R.R.

KFU, Kazan, Russia, E-mail: *varus13@mail.ru*

The paper presents results of the research of the secondary processes in heavy oil reservoir rocks (Permian Kazan stage) and their lithologic and petrographic characteristics. In data studying was used microscopic analysis. Based on these results, we have identified the secondary processes, which affected more or less heavy oil carbonate rocks.

В пермских отложениях Республики Татарстан (РТ) и прилегающих районов соседних областей, тектонически совпадающих с центральной частью Волго-Уральской антеклизы, широкое развитие имеют сверхвязкие нефти (СВН), издавна называемые природными битумами, проблема освоения и вовлечения в активную разработку которых становится все более актуальной в условиях возрастающего дефицита невозполняемых ресурсов углеводородов. В РТ выявлено более 450 скоплений СВН [7]. Все они связаны с продуктивными терригенными и карбонатными отложениями казанского, уфимского и нижнепермского комплексов, залегающими на глубинах до 300-400 м. Основными объектами по степени разведанности и количеству запасов являются залежи СВН в отложениях уфимского и казанского ярусов среднепермского возраста [1-3].

Целью работы является изучение карбонатных коллекторов СВН на примере кернового материала структурной скважины 5230 Никольского месторождения. В основу работы положены результаты исследований, выполненных авторами на НУБ «Ореховка» КФУ.

В тектоническом отношении исследуемая площадь расположена на восточном борту Мелекесской впадины, в пределах которой нефтеносными являются отложения казанского яруса пермской системы. Нефтепроявления в казанском ярусе имеют широкое распространение и отмечены почти во всех скважинах, пробуренных с отбором керна. СВН приурочены к разным стратиграфическим уровням яруса.

По литологическому составу коллекторов в разрезе яруса можно выделить три комплекса, в отложениях которых сосредоточены основные запасы СВН: нижний карбонатный, средний терригенный и верхний карбонатный [3,6].

1. Нижний карбонатный – камышлинский горизонт. Органогенно-обломочные карбонатные породы развиты в виде прослоев в нижней, средней и верхней частях камышлинской толщи. Наиболее выдержан пласт органогенно-обломочных известняков в подошве горизонта. Он сплошь состоит из обломков раковин брахиопод и двухстворчатых моллюсков. Органогенно-обломочные разности имеют прерывистый характер распространения. На отдельных участках они переслаиваются с пелитоморфными и кристаллическими доломитами или полностью замещаются на кристаллические породы. Для них характерен поровый и каверновый тип коллектора с высокими емкостными свойствами: пористость 17-31%, нефтенасыщенность 4-10% к весу породы.

2. Средний терригенный – барбашинские слои, серии «ядренный камень» и «слоистый камень».

Включает комплекс пород, состоящий преимущественно из песчаников с тонкими прослоями глин, алевролитов и доломитов. На некоторых участках песчаники почти полностью слагают всю толщу и толщина их достигает 28-36 м. Степень насыщения пород СВН изменяется от следов и точечных вкраплений до интенсивно насыщенных пластов. Нефтеносные песчаники прослеживаются в верхней и средней частях барбашинской толщи. Иногда в разрезе песчаников выделяются два или три продуктивных пласта, расположенных на разных уровнях. Коллекторские свойства песчаников изменчивы. Параметры интенсивно насыщенных пористых разностей следующие: пористость – 18-27%, нефтенасыщенность – 4-12% к весу породы. Пористость уплотненных слабо насыщенных песчаников – 5-14%, насыщенность – 0,5-3% к весу породы.

3. Верхний преимущественно карбонатный комплекс, включающий толщу от серии «серый камень» до подошвы татарского яруса. Основными коллекторами являются доломиты органогенной обломочной и зернистой структуры, слагающие нижнюю часть горизонта, в них же и прослежены высокие концентрации СВН. Выше по разрезу горизонта залегают доломиты глинистые, загипсованные, в которых отмечаются лишь селективные проявления СВН по трещинам и остаткам фауны, редко по порам (прослойки и пятна) [8]. Коллекторские свойства доломитов определяются вторичными порами и пустотами выщелачивания и степенью минерализации. Часто вязкая нефть заполняет пустоты и трещины вместе с кальцитом, реже гипсом и тонкорассеянной глиной. Пористость коллекторов изменяется от единиц до 25%, содержание СВН от 1 до 12% к весу породы.

На основе kernового материала по скважине был проведен микроскопический анализ шлифов, результатом которого явилось идентификация и описание вторичных процессов, затронувших в той или иной степени породы-коллекторы СВН казанского яруса пермской системы.

По данным литолого-петрографического анализа можно выделить следующие вторичные процессы:

- Образование пирита. Основываясь на наблюдаемых фактах, формирование пирита следует связывать с содержанием в известняках углисто-терригенного материала,

являющегося источником ионов железа, и ионов серы, образующихся из иловых растворов за счет сульфат-редукции.

- Выщелачивание. Процесс выщелачивания известняков обусловлен выносом части цементирующего материала с одновременной перекристаллизацией. Выщелачивание из всех вторичных процессов оказывает наиболее позитивное влияние на пористость и проницаемость карбонатных пород-коллекторов [5].

- Кальцитизация. Выражается главным образом в заполнении вторичных пор, каверн и трещин аутигенным кальцитом [4]. В изученных шлифах наблюдается несколько видов кальцитизации, которая происходила в результате привноса-выноса минерального вещества. Масштабы переноса могут быть разные. Если выщелачивание является основным процессом, улучшающим ФЕС пород, то кальцитизация, напротив, частично или полностью залечивает поры и каналы [5].

- Доломитизация. Процессы доломитизации хорошо идентифицируются при микроскопическом изучении шлифов. Доломитизация образует мономинеральные вторичные породы темно-коричневого до почти черного цвета. Рассматриваемый процесс доломитизации так же, как выщелачивание и кальцитизация, реализуется в элизионную стадию развития осадочных бассейнов, о чем свидетельствует наличие в зернах доломита включения углеводородов. Наибольшая интенсивность доломитизации известняков, так же как и выщелачивание пород, приурочена к участкам трещин, по которым наиболее интенсивно циркулировали пластовые воды.

- Сульфатизация. На миграцию флюидов по зонам трещиноватости указывает прожилково-вкрапленная морфология выделений сульфатов. Вторичные, позднедиагенетические и особенно эпигенетические, выделения сульфатов (ангидрита и гипса) возможны в любых карбонатных породах, в самых различных типах доломитов и известняков. Обычно эти сульфаты ясно- и крупнозернистые. Их выделение происходит из подземных вод, циркулирующих по карбонатным породам. Сульфаты (особенно гипс) выполняют различные пустоты выщелачивания и открытые микротрещины. Во всех случаях сульфатная минерализация приводит к запечатыванию пустот и, таким образом, снижает пористость карбонатной породы.

Изучение шлифов кернового материала скважины 5230 позволило установить основные вторичные изменения, которые в различной степени затронули и по разному повлияли на ФЕС карбонатных пород-коллекторов СВН отложений казанского яруса пермской системы в пределах рассматриваемой площади. Полученные результаты позволяют прогнозировать особенности изменения ФЕС пород-коллекторов по площади и разрезу в зависимости от степени их вторичных изменений.

Литература

1. Вафин Р.Ф., Иمامеев А.Н., Галимов А.Х. Гидрогеологическая характеристика пермских залежей аномальновязких нефтей Южно-Татарского свода в связи с их разработкой // Георесурсы. 2009. №3. С. 41–44.
2. Вафин Р.Ф., Николаев А.Г., Валеева Р.Д. Породы-коллекторы сверхвязких нефтей уфимского комплекса Больше-Каменского месторождения и их свойства // Ученые записки Казанского Университета. 2010. Т. 151. Книга 1. С. 215-226.
3. Геология и освоение залежей природных битумов Республики Татарстан / под ред. проф., д.г.-м.н. Р.С. Хисамова. Казань: Изд-во «ФЭН» Академии наук РТ. 2007. 295 с.

4. Гмид Л.П. Литологические аспекты изучения карбонатных пород-коллекторов // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2006. № 1. С. 1-23.
5. Козина Е.А., Морозов В.П., Королев Э.А., Пикалев С.Н. Основные типы карбонатных коллекторов нефти турнейского яруса Республики Татарстан // Нефтегазовое дело. 2005. Т. 3. С. 9-16.
6. Минерально-сырьевая база Республики Татарстан / под ред. проф., д.г.-м.н. Р.С. Хисамова. Казань: Изд-во «ФЭН» Академии наук РТ. 2006. 320 с.
7. Муслимов Р.Х., Смелков В.М., Успенский Б.В. Состояние ресурсной базы природных битумов Татарстана и перспективы ее освоения // Высоковязкие нефти, природные битумы и остаточные нефти разрабатываемых месторождений. Труды научно-практической конференции. Казань: Изд-во КГУ. 1999. С. 4-12.
8. Муслимов Р.Х. Возрастающая роль нетрадиционных залежей нефти в стратегии развития нефтегазового комплекса Республики Татарстан до 2020 г. // Нетрадиционные коллекторы нефти, газа и природных битумов. Проблемы их освоения. Материалы международной научной конференции. Казань: Изд-во КГУ. 2005. С. 3-9.

ПОКАЗАТЕЛИ И МЕТОДИКА МОДЕЛИРОВАНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ

Грохотов Е.И.

ФГУП «ВНИГРИ», г. Санкт-Петербург, Россия, E-mail: eugenii@rambler.ru

В работе рассматривается методика оценки запасов и ресурсов углеводородов с помощью моделирования генерационно-аккумуляционных углеводородных систем (УВС). Подробно описываются параметры моделирования УВС, на основе которых строится схема УВС изучаемого объекта или региона в целом.

INDICATORS AND METHODOLOGY OF PETROLEUM SYSTEMS MODELING

Grokhotov E.I.

VNIGRI, Saint Petersburg, Russia, E-mail: eugenii@rambler.ru

Methodology for evaluation of the hydrocarbon potential by using petroleum systems modeling is reported in this work. Indicators of petroleum systems modeling are described in detail. Total petroleum system assessment chart of study object or a whole region is made based on this indicators.

В настоящее время для прогноза нефтегазоносности широко используется представление об углеводородных системах (УВС). УВС – это динамическая генерирующая и концентрирующая нефть и газ система, которая является функцией геологического пространства и времени [3]. Методология моделирования ресурсов УВС связана с понятиями генерации, миграции, аккумуляции и добычи углеводородов.

Инструментами для оценки неразведанных ресурсов нефти и газа являются одномерное (1D), двумерное (2D) и трехмерное (3D) моделирование УВС. Согласно [3] выделение УВС предполагает картирование вертикально и горизонтально разделенных объемов осадочных пород, схожих по истории формирования, миграции и аккумуляции углеводородов. Большую часть необходимой информации получают путем обзора, анализа и интеграции комплекса опубликованных данных – от региональных до скважинных, а также использования аналогов для приграничных районов. Ввиду бурного развития технологий и растущего количества возможностей при получении исходных данных для количественной оценки, необходима более интенсивная их обработка; поэтому чрезвычайно важно интегрировать эти данные так, чтобы наилучшим образом показать взаимосвязь процессов внутри УВС и доступно представить результаты оценки. Моделирование позволяет геологу оценить соответствие модели истории бассейна. Программное обеспечение, предназначенное для моделирования УВС, используется для реконструкции геологической истории в масштабе точки (скважины), залежи и бассейна в целом. Моделирование использует следующие данные и приемы, которые помогают при оценке ресурсов нефти и газа [2]:

1. Размещение, глубины и распределение по площади каждого пласта может быть получено из ГИС-колонок, различных баз данных, опубликованных карт и разрезов, результатов сейсмических исследований.

2. Сводная таблица, содержащая данные о возрасте и литологии всех формационных интервалов в пределах исследуемого района, а также временные интервалы эрозии, тектонические события и другую информацию, необходима для последующей группировки этих формаций в интервалы для модели УВС. По результатам моделирования необходимо сравнить ожидаемые (реальные) и смоделированные границы УВС и скорректировать их в случае необходимости.

3. Для того, чтобы получить необходимые данные о генерации, миграции и аккумуляции нефти и (или) газа, необходима информация по материнским породам: тип керогена, содержание органического углерода (Сорг), водородный индекс (HI) и кинетические алгоритмы. Лучше всего иметь результаты пиролиза незрелых материнских пород для каждой провинции или области моделирования, при их отсутствии можно использовать аналогии.

4. Временные интервалы и области отсутствия осадконакопления, устойчивого поднятия фундамента и эрозии. Мощность эродированных пород может быть оценена при помощи 1D и 2D моделей, а также из результатов 3D моделирования.

5. Вертикальное и латеральное распространение разрывных нарушений, их возраст и проводимость.

6. Данные о тепловом потоке во времени. Эти значения также могут быть смоделированы, но зачастую моделирование сопровождается значительной погрешностью, поэтому желательно иметь другой источник данных для калибровки 1D, 2D и 3D моделей.

7. Изменение водных глубин бассейна во времени.

8. Комплекс данных для внешней калибровки модели: инклинометрия, температуры при бурении, показатель отражения витринита (R_o), зависимости температура-время, а также другие данные о тепловом созревании органического вещества.

На 2D картах и 3D моделях производится деление на отдельные сектора – предполагаемые области миграции и аккумуляции углеводородов. Точность площади каждого сектора частично зависит от сетки модели, построенной пользователем. Большое количество ячеек сетки (масштаб) приведет к более детальному разделению секторов. Использование данных секторов помогает оценить ресурсы, иллюстрируя потенциальные области накопления углеводородов в зависимости от того, когда нефть и газ мигрировали через сектор или оказались в ловушке внутри сектора. На картах и разрезах могут отображаться линии тока жидкости, например, модель вертикального и (или) латерального потока через слои и вдоль разломов и других поверхностей. Вертикальное и латеральное изменение литологии и связанное с ним изменение физических свойств пород привязывается к определенным интервалам геологического времени или к конкретным слоям модели. Современное программное обеспечение обладает функциями для создания, редактирования и гриддинга карт и интервалов модели, а также последующего построения 3D геологической модели. Также существуют модули, которые позволяют импортировать 2D сейсмические данные и их интерпретацию в различных форматах.

Изменение и расчет 1D и 2D моделей может быть выполнено в считанные минуты. Кроме того, относительно легко внести изменения ряда параметров в 3D модель, однако ее повторный расчет занимает значительное время. Это время может быть сведено к минимуму, если отдельно производить расчет небольших секторов, что эффективно для оценки внесенных изменений. В случае необходимости уточнения геологических и тектонических событий и поверхностей изъятие из 3D модели данных о генерации и миграции углеводородов приведет к ускорению ее расчета. Несомненно это существенно снизит наглядность и точность результатов.

Для оценки УВС зарубежные геологи строят схему УВС (рис.1), которая содержит ряд параметров [1].

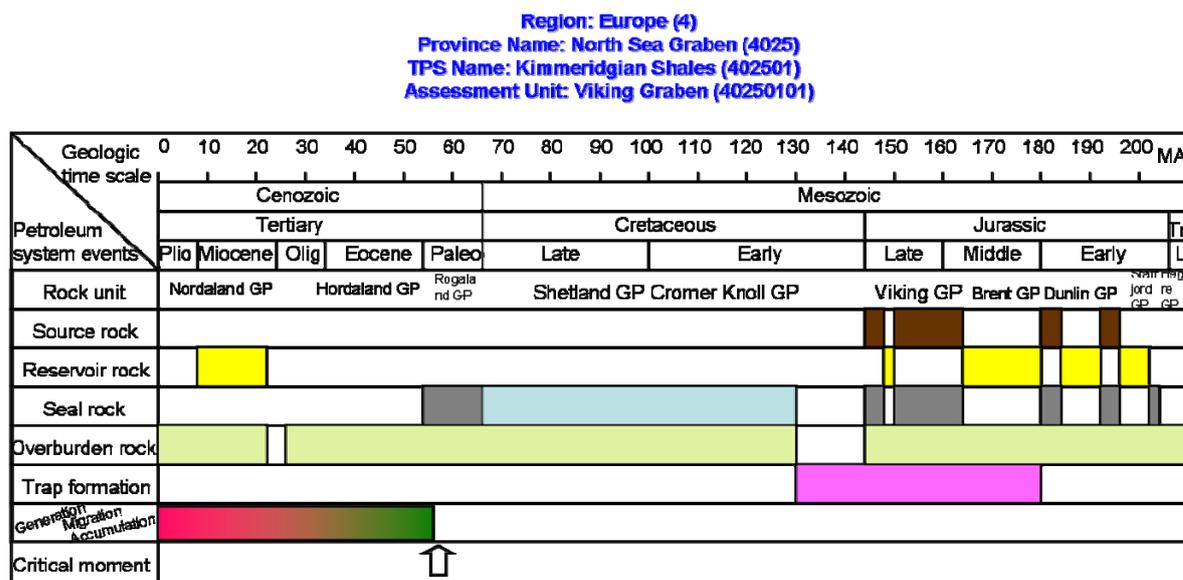


Рис. 1. Схема УВС.

К перечню параметров на схеме следует добавить очаг генерации углеводородов, фундамент, сохранность залежи. Итоговая схема будет содержать следующий набор параметров: формации или группы пород, материнские породы, коллектора, флюидоупоры, перекрывающие породы, фундамент, образование ловушек, генерация/миграция/аккумуляция углеводородов, очаг генерации, сохранность залежи, критическая точка.

Базовым элементом анализа УВС являются нефтегазоматеринские свиты. Понимание их распределения в разрезе и на площади, оценка генерационного потенциала, выяснение времени и масштабов генерации и миграции углеводородов необходимы для обоснованного качественного и количественного прогноза нефтегазоносности в изучаемом регионе. Главными характеристиками материнских толщ необходимыми для оценки нефтегазоносности района являются – концентрация, тип и зрелость содержащегося в них органического вещества (керогена).

Также важнейшим параметром УВС является распределение коллекторов и покрышек регионального и локального типов в разрезе и на площади; наличие и характер ловушек нефти и газа, их группировка в пространстве. Перекрывающие породы иллюст-

рируют перерывы в осадконакоплении в пределах изучаемой территории. Определяющим моментом может быть какое-либо тектоническое событие [1].

Также обязательна номенклатурная привязка, содержащая регион, нефтегазоносную провинцию, УВС и оцениваемый объект (рис.1).

Исследование для построения схемы УВС условно разбивается на несколько этапов. На начальном этапе проводится региональная характеристика разреза, анализ кинематических свойств пород, построение 1D модели прогрева и истории погружения территории (акватории). На основании информации, полученной при построении модели погружения, а также имеющихся поверхностей материнских толщ и поверхности пласта-коллектора строятся карты термической зрелости материнских пород, карты миграции нефти и газа, карта миграции углеводородов по поверхности породы-коллектора.

На основании вышеизложенного проводится построение 2D модели генерации, аккумуляции и миграции углеводородов. Построение структурной модели пласта зачастую основывается на результатах интерпретации данных 3D сейсмоки. Откартированные по сейсмике кровля и подошва коллектора привязываются к скважинным данным.

Промежуточные модели УВС используются для:

1. оценки потенциального источника углеводородов в системе с коллекторами,
2. фиксирования временных интервалов осадконакопления, а также тектонических событий; оценки их влияния на процессы генерации, миграции и аккумуляции углеводородов.

Промежуточные модели являются мощными инструментами, которые помогают при:

1. определении границ и элементов УВС,
2. определении времени генерации и миграции углеводородов, а также времени образования ловушек для нефти и газа,
3. отображении 2D и 3D потока углеводородов внутри и между УВС,
4. оценке состояния материнских пород с течением времени,
5. моделировании воздействия разломов, соляных диапиров, и другие препятствий на миграцию углеводородов в пределах системы [2].

Нетрадиционные ресурсы (высоковязкие нефти и др.) могут быть оценены с использованием многокомпонентного PVT-анализа, который моделирует изменения давления, объема пород и температуры во времени на основе истории теплового потока, вертикальных и латеральных изменений литологии, изменения давления, связанного с генерацией нефти и газа и вторичными преобразованиями. PVT анализ включает в себя изучение различных компонентов углеводородов, в частности углекислого газа и азота.

В зависимости от конкретных целей необходимо выбирать рациональный способ моделирования, а также постоянно совершенствовать методики оценки ресурсов. Необходимо отметить, что построение моделей УВС имеет ряд преимуществ, а также ограничений, требований к компьютерной системе. 1D и 2D модели УВС относительно просты и могут быть построены достаточно быстро. Исходных данных, как правило, достаточно для оценки ресурсов, а сами модели достаточно невелики, поэтому они мо-

гут быть созданы и сохранены на базе различных компьютерных платформ и устройств хранения данных. 3D модели могут быть созданы в различных масштабах – от залежи до бассейна; отдельные залежи в пределах одного месторождения могут быть построены в виде отдельных моделей или секторов 3D модели.

Литература

1. Грохотов Е.И., Гнутова Э.Н. и др. Геология и перспективы нефтегазоносности акватории грабена Викинг в Северном море. AAPG Student International Barrel Awards, Long Beach, CA, 2007, 164 pp.
2. Petroleum System Modeling Capabilities for Use in Oil and Gas Resource Assessments. By Debra K. Higley, Michael Lewan, Laura N.R. Roberts, and Mitchell E. Henry. Open-File Report 2006–1024.
3. Magoon, L.B., and W.G. Dow, 1994, The petroleum system, in L.B. Magoon and W.G. Dow, eds., *The Petroleum System—From Source to Trap*: AAPG Memoir 60, p. 3–24.

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРЕОБРАЖЕНСКОГО И УСТЬ-КУТСКОГО ГОРИЗОНТОВ ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ НЕПСКО-БОТУОБИНСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ

Губина Е.А.

ФГУП «ВНИГРИ», г. Санкт-Петербург, Россия, E-mail: *katran82@mail.ru*

В результате изучения условий формирования преобразенского и усть-кутского продуктивных горизонтов выявлены обстановки осадконакопления, в условиях которых накапливались породы-коллекторы. С учетом интенсивности влияния перекрывающей толщи выделены первоочередные объекты нефтегазопоисков в карбонатном венд-нижнекембрийском комплексе на территории Непско-Ботуобинской антеклизы. К таким объектам отнесены Кийский, Средненепский, Водораздельный и Восточно-Тэтэрский участки недр.

PROSPECTIVE OBJECTS OF OIL AND GAS OF THE UST-KUTSKY AND PREOBRAGENSKY RESERVOIRS NEPA-BOTUOBA ANTECLISE

Gubina E.A.

VNIGRI, Saint Petersburg, Russia, E-mail: *katran82@mail.ru*

Vendian-Cambrian carbonate deposits of Eastern Siberia are the most promising for discovery of new hydrocarbon deposits. Most of the hydrocarbon deposits is associated with terrigenous reservoirs of an older age, on which until recently has focused the attention of oil and gas exploration in Eastern Siberia.

However, the Vendian-Cambrian carbonate deposits also have the characteristic features of petroleum potential. Industrial oil and gas flows, effusions of oil and bitumen manifestations were established in Vendian-Cambrian carbonate deposits by deep drilling on the studying territory.

The results of oil and gas prospecting show the determining meaning of the lithological features of rocks. The study of Vendian-Cambrian carbonate deposits is the actual direction to justify oil and gas objects in the Preobragensky and the Ust-Kut productive horizons.

Непско-Ботуобинская нефтегазоносная область (НГО) приурочена к одноименной антеклизе. В пределах Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции по уровню освоения и перспективам наращивания запасов углеводородов данная область является ведущей.

Карбонатные отложения на данной территории распространены в осадочном чехле довольно широко. Они отмечены на всех стратиграфических уровнях, начиная с докембрия. Часто по мощности на их долю приходится более половины осадочного чехла. Венд-нижнекембрийский карбонатный нефтегазоносный комплекс будет рассмотрен на отложениях преобразенского и усть-кутского горизонтах.

На территории центральной части Непско-Ботуобинской антеклизы венд-нижнекембрийские карбонатные отложения развиты повсеместно и представлены преобразенским и усть-кутским продуктивными горизонтами [3]. По своим литологиче-

ским характеристикам усть-кутский продуктивный горизонт делится на два пласта (Б₃ и Б₅).

Для пород преобразенского продуктивного горизонта выявлено, что зоны с высокими фильтрационно-емкостными приурочены к фации пологого склона мелководного шельфа, немного ниже значения тяготеют к территориям приливно-отливной равнины и отмелей.

В породах горизонта интенсивно и повсеместно проявились процессы перекристаллизации. Наименее перекристаллизованными являются породы с высоким содержанием глинистого материала. В доломитах отмечается рассеянная, избирательная и сплошная перекристаллизация.

Наиболее интенсивно процессы выщелачивания и перекристаллизации проявились в органогенных доломитах и в доломитах с комковато-сгустковатой текстурой. В таких породах в первую очередь выщелачивались форменные элементы. Поры округлой и вытянутой формы. Иногда в породах наблюдаются нацело выщелоченные органогенные формы с сохранным лишь крустификационным цементом. В отложениях преобразенского горизонта широко распространена ангидритизация и засолонение. Вторичный ангидрит наблюдается в трещинах, стилолитах, порах и кавернах. Встречаются поры, каверны и трещины, заполненные галитом.

Доломиты преобразенского горизонта характеризуются наличием пустотного пространства сложного строения. Оно представлено порами межзерновыми, внутрицементными, межформенными, внутриформенными, на месте форменных образований. Полезная емкость коллекторов складывается в основном из суммарного объема пор перекристаллизации и выщелачивания, в отдельных участках дополняется за счет повышенной трещиноватости пород. Коллектора преимущественно порового, порово-трещинного, реже каверново-порового и трещинно-каверново-порового типов.

Высокие значения фильтрационно-емкостных свойств для нижнего пласта Б₅ усть-кутского продуктивного горизонта пространственно тяготеют к фациям отмелей и в наибольшей степени к фации приливно-отливной равнины. В верхнем пласте Б₃ породы с высокими ФЕС формировались в фациях приливно-отливной равнины области сильных течений и отмелей.

Коллекторами в усть-кутском горизонте являются доломиты органогенные, обломочные, мелко- и тонкозернистые, перекристаллизованные. Емкости в таких коллекторах представлены межзерновыми и внутризерновыми порами перекристаллизации и выщелачивания (межформенные, межзерновые поры и поры выщелачивания). Коллектора трещинно-каверново-порового, редко каверново-порового, порового и трещинного типов.

На территории центральной части Непско-Ботубинской антеклизы основная часть разреза нижнего пласта сложена доломитами, где водорослевые остатки имеют плохую сохранность, породы нередко кавернозно-пористые до 20–25%. Поры (размером 0,02–1,0 мм) и каверны (размером 1,0–5,0 мм) иногда образуют губчатую текстуру породы. Высокую пористость биогенных доломитов можно объяснить широко развитым в них процессом выщелачивания и перекристаллизации, с развитием в них вторичных открытых пор перекристаллизации до 5–6% и открытых пор выщелачивания до 20%. В ре-

зультате перекристаллизации большинство зерен доломита имеет зональное строение (видны грани роста доломита). Открытые поры в них размером 0,01–0,2 мм.

По разрезу усть-кутского горизонта, в целом, намечается некоторое различие в проявлении вторичной минерализации. Породы верхней части усть-кутского горизонта более сульфатизированы, по сравнению с породами нижней части горизонта, иногда широко развитое в них засоление достигает до 30–40%. Доломиты нижней части разреза больше подвергаются засолению, стилолитизации, перекристаллизации. Породы более битуминозные и нефтенасыщенные.

В разрезе усть-кутского горизонта почти повсеместно проявлены процессы вторичной минерализации, запечатывание пор и каверн выщелачивания солью и ангидритом, реже кремнистым веществом.

В верхнем нефтегазоносном пласте усть-кутского горизонта процессы выщелачивания связаны с повышенной трещиноватостью, в нижнем – с трещинами и наличием седиментогенных пор.

В настоящее время в пределах центральной части Непско-Ботуобинской НГО в карбонатных венд-нижнекембрийских отложениях открыто семь месторождений углеводородов.

Прогноз коллекторов в карбонатных отложениях, из-за сложности строения проницаемой части пород, часто вызывает большие затруднения в выборе оптимального комплекса критериев оценки.

Формирование фильтрационно-емкостных свойств в данных отложениях является сложным и многоступенчатым процессом, протекающим на разных стадиях литогенеза.

Возникновение седиментационной пористости является основной составляющей при формировании фильтрационно-емкостных свойств карбонатных пород. Она предопределяет развитие вторичного пустотного пространства.

Формирование вторичного пустотного пространства происходит в неодинаковых генетических условиях, но породы к этому моменту обладают уже определенной величиной первичной пористости и имеют свойственный им характер строения пустотного пространства. Дальнейшее изменение пустотного пространства зависит от многих факторов. В числе, которых можно выделить:

- литологический состав пород
- давление
- температура
- наличие и распределение нерастворимого остатка в отложениях
- степень минерализации и химизм вод
- растворяющая способность подземных вод.

Все эти факторы определяют формирование фильтрационно-емкостных свойств карбонатных пород.

Далее приведена интерпретация данных факторов применительно к формированию коллекторов в карбонатных отложениях венд-нижнекембрийского возраста на территории центральной части Непско-Ботуобинской НГО.

Под давлением веса перекрывающих отложений происходит сжатие, и как следствие, уплотнение горных пород. При воздействии нагрузок на карбонатные породы их

первичная межкристаллическая пористость уменьшается до значений, при которых породы становятся практически непроницаемыми и хрупкими. Одновременно с этим в них развивается микротрещиноватость [2, 3].

При уплотнении пород и уничтожении пористости происходит вытеснение поровых вод и как следствие происходит активизация высокоминерализованных растворов, способных передвигаться по микротрещинам. В породе начинаются процессы, благодаря которым образуется вторичное пустотное пространство (*за счет процессов выщелачивания и перекристаллизации*).

Большое значение для эпигенетических процессов имеет распределение минеральных примесей. Наличие в породе примесей глинистого, кремнистого или органического вещества приводит к снижению растворения доломитов, известняков, а также затрудняются процессы доломитизации и перекристаллизации [1].

При изучении воздействия перекрывающей толщи на преображенский и усть-кутский нефтегазоносные горизонты выявлено, что повышенные значения данного фактора в большинстве случаев приурочены к отложениям с высокими фильтрационно-емкостными свойствами.

Наибольшее количество высокопродуктивных скважин находятся в поле высокой интенсивности влияния перекрывающей толщи на конкретный пласт.

В результате совместного изучения литолого-фациальных условий накопления данных отложений и исследования влияния перекрывающей толщи на карбонатный венд-нижнекембрийский нефтегазоносный комплекс были выделены зоны улучшенных фильтрационно-емкостных свойств данных отложений.

В преображенском продуктивном горизонте наибольшие перспективы выявлены в центральной части Непского свода и на его северном склоне. Также перспективный участок выделен на юге территории – Средненепская площадь.

В нижнем пласте Б₅ усть-кутского продуктивного горизонта из нераспределенного фонда недр перспективными на наличие отложений с высокими фильтрационно-емкостными свойствами можно отметить Ромашихинскую, Кийскую и Восточно-Тэтэрскую площади.

В верхнем пласте Б₃ усть-кутского продуктивного горизонта к перспективной на обнаружение отложений с высокими ФЕС относится Кийская и Средненепская площади. К малоперспективному можно отнести Тетейскую площадь.

По результатам раздельного анализа преображенского и обоих пластов усть-кутского продуктивных горизонтов по рассмотренным критериям была построена карта совместных перспектив обнаружения пород-коллекторов в венд-нижнекембрийском карбонатном нефтегазоносном комплексе.

Полученные результаты хорошо сопоставляются с данными бурения и уже выявленными залежами УВ на данной территории.

Таким образом, в центральной части Непско-Ботуобинской НГО по результатам комплексного анализа к объектам первоочередного освоения можно отнести Кийский, Водораздельный и Восточно-Тэтэрский участки нераспределенного фонда недр.

Литература

1. Багринцева К.И. «Условия формирования и свойства карбонатных коллекторов нефти и газа». М.: РГГУ, 1999 (II). 285 с.
2. Добрынин В.М. Изучение пористости сложных карбонатных коллекторов // Геология нефти и газа. – 1991. – № 5. – С. 30–34.
3. Смехов Е.М., Дорофеева Т.В. Вторичная пористость горных пород-коллекторов нефти и газа. – Л.: Недра, 1987. – 96 с.

ОСОБЕННОСТИ ВЕЩЕСТВЕННОГО СОСТАВА ТЕРРИГЕННЫХ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ ОСКОБИНСКОЙ СВИТЫ ЗАПАДНОГО СКЛОНА КАМОВСКОГО СВОДА

Данилко Н.К.

РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, г. Москва, Россия, E-mail: *danilko.nk@gmail.com*

Выделено 3 типов разрезов различных по мощности, стратиграфическому объёму и литологическим характеристикам. Отложения оскобинской свиты формировались в условиях литоральной зоны осолоняющегося морского бассейна, куда осуществлялся привнос терригенного материала с наиболее приподнятой части Камовского свода. Пустотное пространство пород-коллекторов определяется количеством терригенного материала и характером вторичного преобразования в межзерновом пространстве.

Given 3 different types of cuts in capacity, the volume of the stratigraphic and lithological characteristics. Oskobinskoy formation sediments formed in the intertidal zone sea basin of high salinity, which was carried out addition of terrigenous material from the most elevated part of the Kamov arch. Void space of reservoir rocks determined by the amount of terrigenous material and the nature of the secondary changes in the intergranular space.

Объектом исследования являются верхневендские отложения оскобинской свиты западного склона Камовского свода. Отложения оскобинской свиты продуктивны в пределах Оморинского месторождения. Здесь к ним приурочена крупная залежь углеводородов. Кроме того промышленная нефтегазоносность оскобинской свиты доказана в пределах Камовского и Юрубченского месторождения.

Задачей исследования являлось изучение вещественного состава продуктивных отложений оскобинской свиты западного склона Камовского свода. В работе были проанализированы данные керн и ГИС по скважинам Платоновская 1, 2 и Камовская 1,2, Чегалбуканская 1, Оморинская 11, а так же данные ГИС ещё по ряду скважин.

Отложения оскобинской свиты регионально прослеживаются в пределах всей исследуемой территории. К тому же они отличаются высокой степенью изменчивости по мощности и фильтрационно-ёмкостным свойствам. В целом разрез отложений оскобинской свиты сложен чередованием песчаных, алевро-глинистых и сульфатно-карбонатных пород. Отличительной чертой этих отложений является большое количество смешанных разностей пород, в которых примерно в равном соотношении находятся алевро-песчаные, глинистые, карбонатно-сульфатные компоненты.

Отложения оскобинской свиты на склоне Камовского свода отличаются по мощности, структурным и текстурным особенностям пород. В верхней части склона в разрезе преобладают алевро-песчаные разности с наклонной и волнистой слоистостью, при этом в породах содержится значительное количество сульфатов. В средней части склона на ряду с терригенными в разрезе присутствует значительное количество карбонатных разностей, при этом для пород характерно широкое разнообразие текстур пород, горизонтально- и волнистослоистых, количество сульфатов этой зоне меньше, чем в

верхней. В нижней части склона в разрезе преобладают глинистые разности с тонкой горизонтальной слоистостью, с небольшим содержанием сульфатов.

Различия в типах разрезов определяются фациально-палеогеографической ситуацией оскобинского палеобассейна. В верхней части склона распространены фации переходные от континентальных к морским, в средней фации мелководного шельфа, а в нижней зоне склона – относительно более глубоководных зон шельфа.

Содержание песчано-алевритовых пород, являющихся породами коллекторами, в разрезах скважин сильно колеблется. Оно составляет соответственно в скважинах Оморинской-11 – 54,4%; Чегалбуканской-1 – 62,5%; Камовской-1 – 61,5%; Камовской-2 – 77,5%; Платоновской-1 – 7% и Платоновской-2 – 72,5%. Но при этом существенное влияние на качество коллектора оказывает присутствие ангидритовой составляющей. Наиболее засоленным (ангидритистым) является разрез скважины Чегалбуканской-1, который, по-видимому, формировался в осолоняющейся лагуне. Наиболее глинистым является разрез скважины Платоновская-1, скорее всего, находившемся в более глубоководной части бассейна, где солёность была существенно ниже.

В результате исследований на растровом электронном микроскопе (РЭМ) были выявлены следующие особенности структуры пустотного пространства пород-коллекторов оскобинских отложений. В пустотах присутствует значительное количество аутигенных минералов. В частности были выявлены такие минералы, как галит, ангидрит, цеолиты. Таким образом мощность прослоев пород-коллекторов и их фильтрационно-емкостные свойства определяются фациально-палеогеографической ситуацией в оскобинском палеобассейне, а так же направленностью и интенсивностью вторичных процессов.

Литература

1. Кузнецов В.Г. Литология. Осадочные горные породы и их изучение. М.: Недра, 2007. 511 с.
2. Постникова О.В., Фомичева Л.Н., Тихомирова Г.И.. Литолого-формационная модель рифей-вендских отложений западной части Сибирской платформы//Современные проблемы нефтегазоносности Восточной Сибири: Науч.-техн.конф. – М. – 2006. – С. 44–45.
3. Бирюкова М.А. Корреляция и фациальные особенности отложений оскобинской свиты юго-западного склона Байкитской антеклизы // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2009. – Т. 4. – № 3. – http://www.ngtp.ru/rub/4/32_2009.pdf

КОНТРОЛЬ ГЕРМЕТИЧНОСТИ КРОВЛИ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗА МЕТОДОМ МЕЖСКВАЖИННОЙ СЕЙСМОАКУСТИЧЕСКОЙ ТОМОГРАФИИ И ЭЛЕКТРОРАЗВЕДКОЙ МПП ЗСБ

Данильев С.М.¹, Данильева Н.А.²

¹ Горный университет, г. Санкт-Петербург, Россия, E-mail: daniliev@mail.ru,

² ОАО «Севморгео», г. Санкт-Петербург, Россия, E-mail: natopel@mail.ru

Контроль за герметичностью покрышки пласта-коллетора ПХГ позволяет обеспечить безопасную эксплуатацию хранилища, а также выявлять возникающие с течением времени нарушения покрышки, пути миграции и зоны аккумуляции газа за пределами ловушки. Методами, способными решать эту задачу, является межскважинная сейсмоакустическая томография, периодически выполняемая на ПХГ, и электроразведка МПП ЗСБ для выявления скопленений газа в пористых пластах.

CONTROL ON TIGHTNESS THE ROOF OF A PRODUCTIVE LAYER UNDERGROUND STOREHOUSES OF GAS BY A METHOD CROSSHOLE A SEISMOACOUSTIC TOMOGRAPHY AND ELECTROINVESTIGATION BY THE METHOD OF TRANSIENTS FIELD FORMATION IN A NEAR ZONE

Danil'ev S.M.¹, Danil'eva N.A.²

¹ Mining University, Saint-Petersburg, Russia, E-mail: daniliev@mail.ru,

² SEVMORGEО, Saint Petersburg, Russia, E-mail: natopel@mail.ru

Control over tightness a tire cover of productive layer underground storehouse of gas allows to provide safe operation of storehouse, and also to reveal infringements of a tire cover arising eventually, ways of migration and a zone of accumulation of gas outside of a trap. The methods to solve this problem, the seismoacoustic tomography which is periodically carried out on underground storehouse of gas, and electroinvestigation of MPP ЗСБ for revealing of congestions of gas in porous layers is capable crosshole.

Подземные хранилища газа являются одним из факторов, влияющих на экологическую обстановку региона, поэтому контроль за их герметичностью является одной из важнейших задач, которую необходимо решать на стадии их эксплуатации. Для этого предложено использовать методы межскважинной сейсмоакустической томографии и электроразведки методом переходных процессов становлением поля в ближней зоне.

При межскважинном просвечивании большой интерес представляют особенности прохождения упругих волн через тонкий слой, характеризующийся повышенной по сравнению с вмещающей средой скоростью распространения. Результаты моделирования [1] показали, что при сейсмическом просвечивании при условии наличия в разрезе тонких (по сравнению с длиной волны) слоев с высокой скоростью распространения, в первых вступлениях будут наблюдаться волны, проходящие слой без преломления или

в виде поперечных. Для всех этих волн такие слои незначительно сказываются на траектории луча.

Схема встречного межскважинного просвечивания наиболее широко используется для изучения массива пород в межскважинном пространстве. Одним из обязательных условий в данной системе наблюдений является последовательная смена скважин приема и возбуждения. В этом случае значительно повышается густота лучей, их траектории обеспечивают наибольший угловой охват исследуемой области.

На рисунке 1. представлена модель, построенная для математического моделирования. Модель представляет собой планшет размерами 350×500 м. В ней обозначен пласт, выделенный коричневым цветом (водоносный горизонт). Для реализации построения хода лучей через межскважинное пространство, было введено в модели положение источников и приемников. Для этой модели были введены три варианта геометрии источников и приемников. Первый случай расстояние между источниками и приемниками в скважине было 2 м, второй случай – 5 м, третий – 10 м. Однако на практике применение такой системы выполнения скважинных исследований ввиду аппаратных особенностей не существует. Приемники, используемые для регистрации упругих колебаний, реализованные в аппаратуре АМЦ-ВСП, располагаются на расстоянии метра друг от друга. Поэтому система наблюдений принята следующая: – источник будет передвигаться по скважине с шагом 5 м, а приемники располагаются на расстоянии 1 м друг от друга. Такая система даст детальное исследование межскважинного пространства [1].

Эта технология была успешно применена для изучения скоростных характеристик массива горных пород в межскважинном пространстве на одном из Российских ПХГ с целью выявления причин и путей миграции газа из коллектора, а также для определения мест наибольшего скопления газа [2].

Томографическая обработка проходит в два этапа: считывание годографов сейсмических волн, построение томографического разреза путем решения обратной задачи.

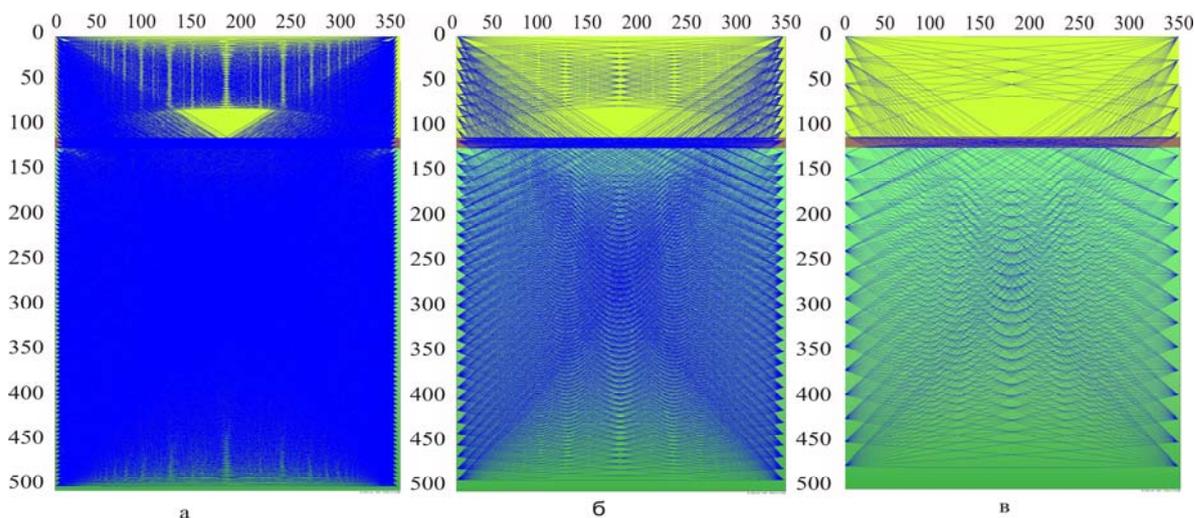


Рис. 1. Лучевые схемы для модели пласта повышенной скорости для различных положений источник-приемник.

а – шаг съемки – 1 м, б – шаг съемки – 5 м, в – шаг съемки – 10 м.

Результатом сейсмотомографических исследований в большинстве случаев являются разрезы, карты значений скоростей продольных (V_p) и поперечных (V_s) волн, характеризующие строение межскважинной среды.

Известно, что значения скорости распространения сейсмоакустических волн определяются упругими свойствами горных пород, слагающих геологический разрез, характером структуры порового пространства и его заполнения флюидом.

Как показывают многочисленные исследования скорость распространения упругих колебаний в горных породах существенно зависит от минералогического состава, пористости, трещиноватости и в значительной степени от свойств флюида, заполняющего поры и трещины. Относительно резкое отличие значений скорости продольной волны V_p наблюдается в породах, поры которых заполнены газонасыщенным флюидом. Даже при небольшом количестве (около 5%) газа в порах породы упругие свойства флюида (сжимаемость) определяются высокой сжимаемостью газа, что приводит к уменьшению значений V_p в газонасыщенных участках геологического разреза.

На рисунке 2 представлен сейсмотомографический разрез межскважинного пространства одного из Российских ПХГ, созданного в водоносном пласте.

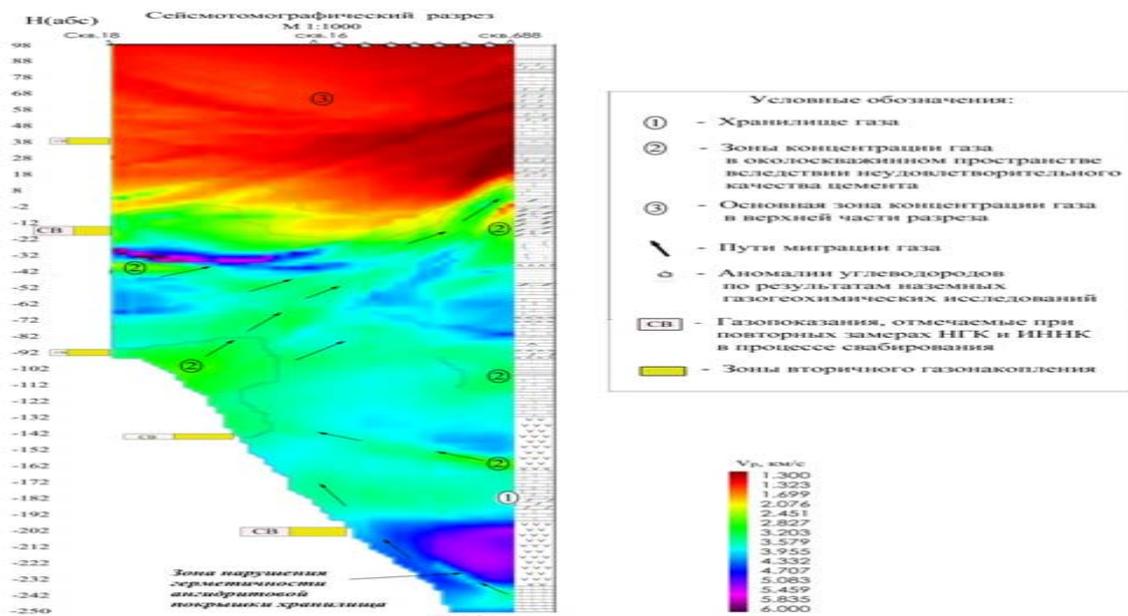


Рис. 2. Сейсмотомографический разрез межскважинного пространства ПХГ.

Как видно из рисунка, хранилище газа располагается в интервале глубин 200–240 м, стрелками на рисунке показаны пути миграции газа из хранилища в вышележащие горизонты, а также отмечено место разгерметизации кровли продуктивного пласта. Основной объем мигрированного из продуктивного пласта газа аккумулировался в верхней части разреза в интервале 0-100 м в непосредственной близости к поверхности, что создает определенную экологическую безопасность данного ПХГ.

В результате интерпретации данных метода можно судить не только о герметичности кровли продуктивного пласта ПХГ, но и оценить степень и направление газопроявлений по разрезу.

Метод электроразведки методом МПП ЗСБ

Выявление нарушения герметичности подземных хранилищ газа (ПХГ) необходимо для проектирования работ по предотвращению и ликвидации его утечек. Глубинным методом, способным зафиксировать участки вторичного газонакопления как прямого свидетельства нарушения герметичности ПХГ в условиях наличия многочисленных искусственных проводников (оборудование скважин, трубы, кабели и др.), является геофизический метод наземной импульсной индуктивной электроразведки зондированием становлением электромагнитного поля в ближней зоне (ЗСБ), апробированный на трех ПХГ. Высокая производительность и относительная малозатратность ЗСБ делает возможным применение этого метода в мониторинговом режиме[2]. Комплексирование ЗСБ с другими методами (межскважинной сейсмотомографией) позволяет уточнять геологический разрез над продуктивной толщей, что важно для прогнозирования возможности формирования зон вторичного газонакопления (ЗВГ), детализировать полученные результаты и, при благоприятных обстоятельствах, оконтуривать эти зоны в пространстве.

При импульсном изменении тока в незаземленном контуре (петля, рамка) в момент включения или выключения тока в проводящей геологической среде индуцируются вихревые вторичные электромагнитные поля. Изучая в приемной линии или незаземленном контуре (петли, рамки) разность потенциалов $\Delta U_E(t)$ и $\Delta U_H(t)$ на разных временах (t) после окончания пропускания тока, можно получить форму искаженного средой сигнала, т.е. изучить переходные процессы или становление (установление) поля в среде[3].

Как видно из рисунка 4 в верхней части разреза в интервале глубин 50–100 м располагаются высокоомный горизонт, который четко выделяется на разрезе. Анализируя значения удельного электрического сопротивления можно предположить наличие газонасыщенного водоносного пласта в верхней части разреза.

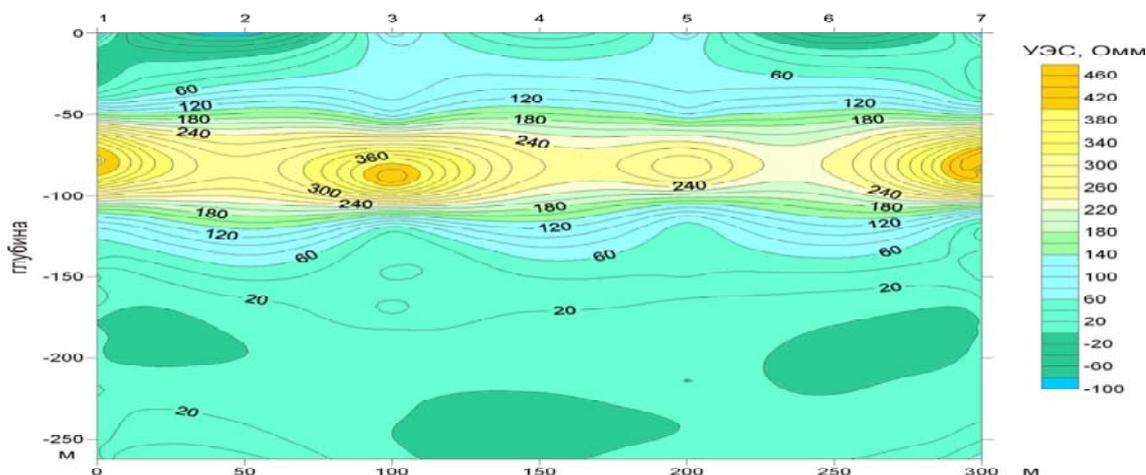


Рис. 3. Геоэлектрический разрез, полученный в результате обработки данных МП.

Используя метод импульсной электроразведки МПП ЗСБ в разрезе можно обнаружить аномальные (высокоомные и низкоомные) области и пласты, которые могут быть проявлением газонасыщенных и водонасыщенных зон соответственно, что позволяет изучать горный массив для мониторинга действующего ПХГ (определение зон возможного газо- и водонасыщения).

Литература

1. Данильева Н.А. Комплекс геофизических и геохимических методов исследований при проектировании, строительстве и эксплуатации подземных хранилищ газа в водоносных пластах. Дисс.на соискание ученой степени геолого-минералогических наук. Спб, 2012 г. 181 с.
2. Зубарев А.П., Шулейкин В.Н. Комплексный геофизический и геохимический контроль при эксплуатации подземных газохранилищ. М. 2009. 264 с.
3. Сидоров В. А. Импульсная индуктивная электроразведка. М.: Недра, 1985. 192 с.

ВЫДЕЛЕНИЕ И КОРРЕЛЯЦИЯ ПРОДУКТИВНЫХ УРОВНЕЙ В РАЗРЕЗЕ ПЕРМИ АНАБАРО-ХАТАНГСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ОБЛАСТИ

Единархова Н.Е.

ИНГГ СО РАН, г. Новосибирск, Россия, E-mail: *edinarkhovane@gmail.com*

В статье изложены результаты интерпретации данных литологии и ГИС в интервале пермских отложений Анабаро-Хатангской нефтегазоносной области. Представлен оригинальный вариант корреляции потенциально продуктивных уровней в разрезе нижнекожевниковской свиты.

HIGHLIGHTING AND CORRELATION OF PRODUCTIVE HORIZONS OF PERMIAN SECTION OF ANABAR-KHATANGA OIL AND GAS BEARING REGION

Edinarkhova N.E.

IPGG SB RAS, Novosibirsk, Russia, E-mail: *edinarkhovane@gmail.com*

In this article results of lithology and well-log data interpretation of Anabar-Khatanga oil and gas bearing region Permian section are given. The original correlation of Lower-Kozhevnikov subformation potentially productive horizons is presented.

В настоящее время в рамках государственной политики РФ по освоению шельфа арктических морей остро встал вопрос об изучении геологии и оценке нефтегазоносности шельфа моря Лаптевых. Для более эффективного осуществления работ по освоению шельфа необходимо выявить эталонные объекты в материковой зоне со схожим геологическим строением, имеющие определенные перспективы нефтегазоносности, для использования в качестве аналогии. Одной из таких территорий является Анабаро-Хатангская нефтегазоносная область. В административном отношении территория находится в северо-восточной части Красноярского края и северо-западной части Республики Саха (Якутия) (рис. 1).

Первые геолого-разведочные работы начаты в 40-е годы прошлого столетия. За это время пробурено порядка 50 глубоких скважин. В пределах Анабаро-Хатангской нефтегазоносной области зафиксированы нефтепроявления различной интенсивности как непосредственно на дневной поверхности (п-ов Нордвик, в русле р. Чайдах, на юго-восточном берегу бухты Кожевниково и т.д.), так и по всему вскрытому разрезу. Вероятно, продуктивными являются отложения перми, триаса, девона. Наибольшее количество нефтепроявлений приурочено к пермским отложениям. Притоки нефти и газа из отложений этого возраста получены на Нордвикской, Илья-Кожевниковской (Красноярский Край), Чайдахской и Южно-Тигянской (Якутия) площадях.



Рис. 1. Обзорная карта Анабаро-Хатангской нефтегазоносной области.

Изученные нефти на 70% представлены тяжелыми разностями: плотность нефти – 916–987 кг/м³. По концентрации смолисто-асфальтовых компонентов исследованные пробы являются смолистыми. Отличительной чертой нефтей является их повышенная сернистость (3,20% на нефть) [1]. Помимо нефти получены притоки газа на Илья-Кожевниковской, Чайдахской и Южно-Тигянской площадях. Большинство газов из пермских отложений являются сухими. Характерной чертой газов из палеозойских отложений являются повышенные концентрации некоторых компонентов, и в их числе – азота (от 0,00% до 88,54%).

Пермские отложения представлены тустахской, нижнекожевниковской, верхнекожевниковской и мисайлапской свитами. По керновому материалу и по составу шлама свиты представлены переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов и отличаются по соотношению мощностей, морфологическим признакам, фильтрационно-емкостным характеристикам этих пород. Коллекторские свойства отложений пермского возраста весьма изменчивы, как по вертикали, так и по латерали.

Учитывая литологические и фильтрационно-емкостные характеристики песчаников, отложения верхне- и нижнекожевниковской свит и в меньшей степени тустахской можно считать нефтегазоперспективными. Мощности верхне- и нижнекожевниковской свит составляют 400–500 м, тустахской свиты – 400–960 м. Одним из ключевых моментов в вопросе о нефтегазоносности Анабаро-Хатангской НГО является расчленение пермских отложений на продуктивные уровни (ПУ) [2]. Такие работы выполнялись ранее М.К. Калинко и другими исследователями [3]. В настоящее время на основе ком-

плексного обобщения материалов, а также новых данных по параметрическим скважинам, пробуренных в 80-е годы, проведены расчленение отложений на отдельные уровни и их корреляция.

Верхнекожевниковская свита недостаточно хорошо охарактеризована керновым материалом, поэтому расчленение разреза свиты проводилось по принципу схожести поведения каротажных кривых ГК и ПС. В основании свиты четко прослеживается пачка песчаников мощностью 7–15 м. В средней и верхней частях разреза свиты в ряде скважин оказалось невозможным дифференцировать каротажные кривые, что не позволило выделить продуктивные уровни.

В разрезе нижнекожевниковской свиты прослежены 6 продуктивных уровней. Результаты литологического анализа керна скважин легли в основу выделения уровней НК1 и НК4, остальные: НК2, НК3, НК5, НК6 выделялись по методу схожести каротажных кривых (рис. 2).

Продуктивный уровень НК1 прослеживается практически во всех разрезах скважин, за исключением Рыбинской и Нордвикской площадей. В литологическом отношении он представлен переслаиванием аргиллитов, алевролитов, песчаников с преобладанием крупнозернистых разностей. В скважинах наибольшая мощность ПУ (65 м) отмечена на Северо-Суолемской площади.

Мощность продуктивного уровня НК2 достигает 45 м на Северо-Суолемской площади. Выклинивание ПУ отмечается на Рыбинской и Нордвикской площадях.

Уровень НК3 прослеживается в южной части территории (Хорудалахская, Северо- и Южно-Суолемская площади). ПУ имеет наибольшую мощность на Хорудалахской площади, достигая 30 м.

По литологическому составу продуктивный уровень НК4 представлен переслаиванием аргиллитов, алевролитов и разномыслистых песчаников. НК4 отличается наибольшими мощностями по сравнению с другими уровнями, достигая 75 м на Гуримисской площади. Песчаники выклиниваются на Рыбинской и Нордвикской площадях. Наряду с продуктивным уровнем НК1 данная часть разреза характеризуется существенной литологической невыдержанностью, что, вероятно, связано с переходной зоной от морских обстановок к континентальным.

Мощность НК5 достигает 70 м на Гуримисской площади, в южной части НГО продуктивный уровень отсутствует.

Продуктивный уровень НК6 выделяется как базальная пачка нижнекожевниковской свиты, отчетливо наблюдаемая на всех каротажных диаграммах. Максимальная мощность уровня (70 м) отмечается на Гуримисской площади, минимальная – 15 м – на Восточной площади.

Для тустахской свиты не удалось провести корреляцию песчаных пачек, что, вероятно, связано с недостаточной охарактеризованностью разреза свиты керновым материалом, большими мощностями интрузий и их неравномерным распределением в толще.

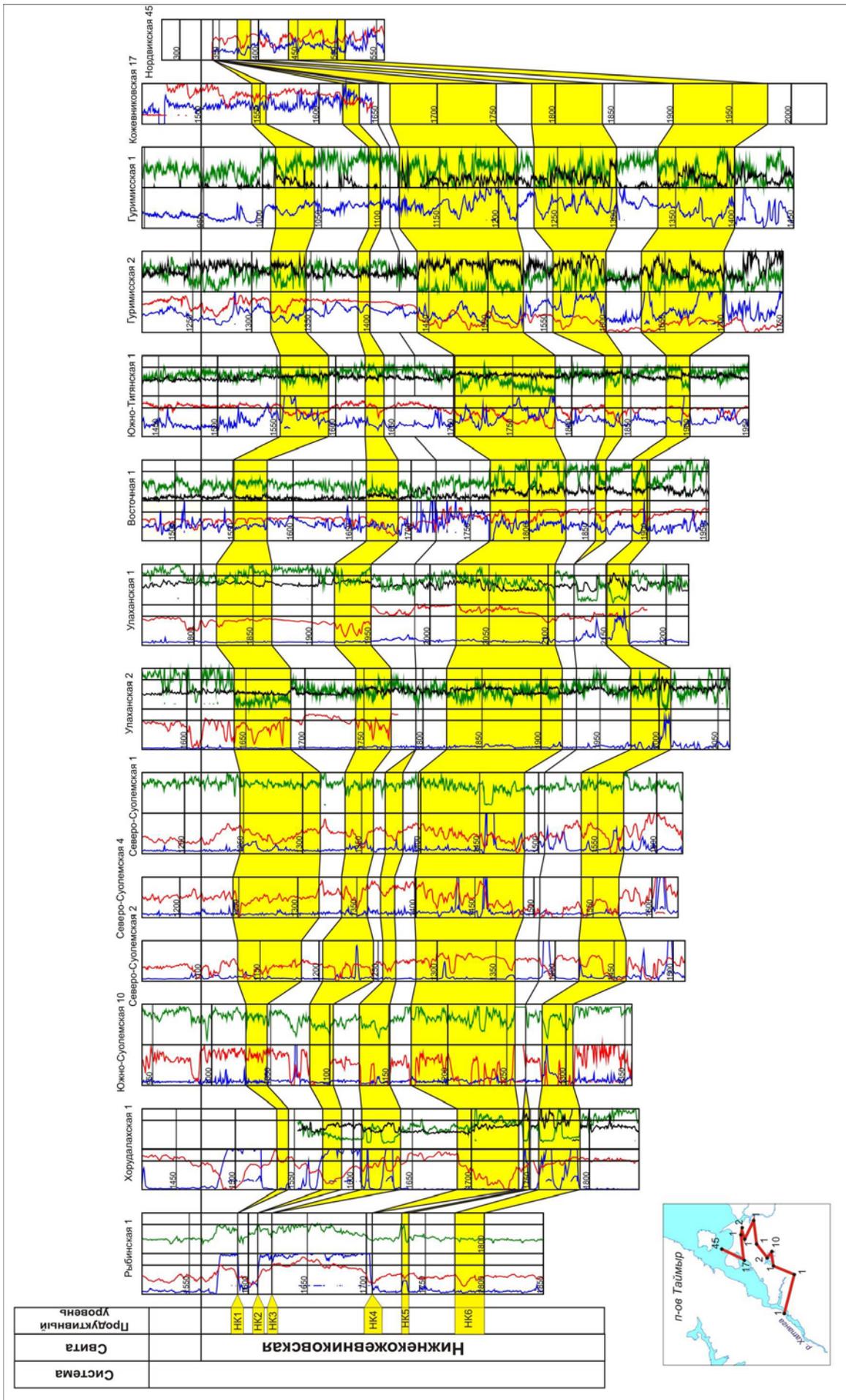


Рис. 2 Корреляционный профиль по линии скважин Рыбинская 1 – Нордвикская 45

Как уже говорилось выше, Анабаро-Хатангская НГО выступает в качестве некоего эталона при изучении разреза шельфа моря Лаптевых. Более детальное расчленение пермских отложений, представляющих интерес в нефтегазоносном отношении, до продуктивных уровней позволяет проследить изменение литологического состава, изменение мощности песчаников внутри каждого уровня для каждой скважины, пробуренной на территории НГО. Корреляция этих стратиграфических единиц служит основой для объединения уровней со сходными литологическими и геофизическими параметрами. Таким образом, представляется возможным проследить распространение продуктивных уровней в разрезе перми на территории шельфа по методу аналогии.

Литература

1. Арчegov В.Б., Степанов В.А/ История нефтегазогеологических работ на территории Сибирской платформы и сопредельных структур // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2009. – Т. 4. – № 1 (электронная версия)
2. Единархова Н.Е. Геологическое строение и нефтегазоносность пермских отложений Анабаро-Хатангской нефтегазоносной области. Магистерская дипломная работа. г. Новосибирск, 2012. С. 127. (на правах рукописи)
3. Калинин М.К. Нефтегазоносность севера Центральной Сибири // Тр. НИИГА. Л.: Трансжелдориздат, 1958. Т. 97. С. 91–96.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА ЗИМНЕМ МЕСТОРОЖДЕНИИ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН В СОПОСТАВЛЕНИИ С ДАННЫМИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

Ибрагимова З.Р.

КФУ, г.Казань, Россия, E-mail: zy6spo@gmail.ru

В статье представлен анализ эффективности сейсморазведочных работ на Зимнем месторождении. При выполнении работы, были использованы данные бурения и сейсморазведки на данном месторождении. На основании полученных при исследовании данных, были построены структурные карты, геологический профиль.

THE EFFECTIVENESS OF SEISMIC SURVEYS ON THE WINTER FIELD REPUBLIC OF TATARSTAN IN COMPARISON TO THE DATA OF WELL DRILLING

Ibragimova Z.R.

KFU, Kazan, Russia, E-mail: zy6spo@gmail.ru

The article presents an analysis of the effectiveness of seismic surveys on the Winter Field. The surveys were conducted using drilling and seismic data from this area. Based on the data obtained in the study, structural maps and a geological profile were constructed.

Республика Татарстан является старым нефтедобывающим регионом Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, где на сегодняшний день основные перспективы нефтеносности связаны с мелкими месторождениями, приуроченными к мелким, малоамплитудным локальным поднятиям. Месторождение характеризуется сложным геологическим строением, с трудноизвлекаемыми запасами нефти.

Цель работы: определить эффективность сейсморазведочных работ по среднекаменноугольным отложениям на примере Зимнего месторождения.

На месторождении по материалам глубокого поисково-разведочного и эксплуатационного бурения установлено 12 залежей нефти. Три залежи выявлены в карбонатных отложениях верейского горизонта, четыре залежи – в карбонатных отложениях башкирского яруса, четыре залежи – в терригенных отложениях бобриковского горизонта, одна залежь – в карбонатных отложениях турнейского яруса.

В пределах месторождения промышленно нефтеносным в отложениях башкирского яруса является пласт-коллектор Сбш. В разрезе башкирского яруса выделяется от 4 до 12 пористо-проницаемых прослоев, толщина которых колеблется от 0,6 до 3,6 м. В пределах I поднятия залежь массивного типа. Установлена по материалам ГИС скважины №4. Нефтенасыщенная толщина составляет 0,9 м, размеры – 1,0 × 0,8 км. Залежь в башкирском ярусе, приуроченная к II поднятию установлена по данным ГИС и опробования скважины №17. Залежь массивного типа имеет нефтенасыщенную толщину 0,5 м

и размеры $0,6 \times 0,35$ км. К III поднятию приурочена залежь нефти массивного типа в башкирских отложениях, установленная по данным ГИС скважины №2. Нефтенасыщенная толщина залежи составляет 1,4 м, размеры $1,1 \times 0,7$ км. По материалам ГИС скважины №19 открыта залежь нефти в отложениях башкирского яруса, приуроченная к IV поднятию. Тип залежи массивный. Нефтенасыщенная толщина составляет 2,14 м.

В отложениях верейского горизонта на территории данного месторождения уверенно выделяют шесть пластов, индексируемых снизу-вверх Свр-1, Свр-2, Свр-3, Свр-4, Свр-5, Свр-6. Залежь в отложениях верейского горизонта, приуроченная к I поднятию, установлена по материалам ГИС скважины №4. Эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 3,3 м, размеры залежи – $1,4 \times 1$ км. Залежь, приуроченная к II поднятию, установлена по данным ГИС и опробованию скважины № 17. Нефтенасыщенная толщина залежи составляет 2,5 м, размеры $1,1 \times 0,75$ км. На III поднятии в отложениях верейского горизонта по материалам ГИС скважины №2 установлена залежь нефти. Ее размеры составляют $1,4 \times 0,9$ км, эффективная нефтенасыщенная толщина – 2,8 м. [2]

В геологическом строении месторождения принимают участие породы докембрийского, девонского, каменноугольного, пермского, третичного и четвертичного возрастов.

На данном месторождении сейсморазведочные работы проводились с 1979 до 2006 года. Работы проводились при помощи различного специализированного оборудования такого как: невзрывные источники СИ-32, цифровая сейсмостанция «Прогресс-2» и «Прогресс-Л».

В ходе работ, проведенных в 1979 и 1981 года, было выявлено и подготовлено III поднятие, на тот момент на структурной карте по отражающему горизонту «В» оно имело вид купола с размерами $0,7 \times 0,7$ км и с незначительной амплитудой (5м). Структура была опоискована скважиной № 2, вскрывшей нефтенасыщенные пласта верейского, бобриковского горизонтов, башкирского и турнейского ярусов. Также бурение позволило уточнить строение и размеры данного поднятия, которые значительно отличаются от данных сейсморазведочных работ. Тем самым после буровых работ сейсморазведка была подтверждена, наличием нефти в выделенных пластах. [1]

По результатам сейсморазведочных работ 1994 года была построена структурная карта по кровле отражающего горизонта «В», на которой выделялось 4 поднятия.

Результаты бурения на IV поднятии показали, что скважиной №19 кровля верейского горизонта вскрыта на абсолютной отметке минус 812 м, что на 26 м ниже проектного значения.

С учетом результатов детализационных сейсморазведочных работ контуры нефтеносности II поднятия практически не изменяли свои очертания, но по данным бурения на структурной карте по кровле верейского горизонта можно увидеть, что контуры нефтеносности изменили свои границы. Контуры залежей нефти в отложениях башкирского яруса остаются почти неизменными, а контуры залежей верейского горизонта увеличиваются.

На I поднятии контуры залежей нефти верейского горизонта, и башкирского яруса незначительно уменьшаются.

На III поднятии контуры нефтеносности и верейского горизонта, и башкирского яруса остались неизменными. [3]

Все эти данные говорят о том, что сейсморазведка практически полностью была подтверждена бурением.

Комплексный анализ результатов бурения и сейсмического материала позволил уточнить морфологию II поднятия. На структурной карте по отражающему горизонту «В» ранее картируемое незначительное малоамплитудное поднятие, по результатам детализации 1981 г. приобрело более точные очертания с амплитудой 15 м. Скважина № 17 пробурена в пределах купола рассматриваемого поднятия. Скважиной установлены залежи нефти в отложениях верейского, бобриковского горизонтов и башкирского яруса.

По заключению детализационных сейсморазведочных работ 2005 года на II поднятии было рекомендовано бурение оценочной скважины со вскрытием пород турнейского яруса, но в ходе разработки Зимнего месторождения было решено, что V поднятие является более нефтеперспективным и рекомендовано заложить на данном поднятии поисковую (разведочную) скважину. Работы по бурению данной скважины намечаются на 2015–2016 г.

Анализ сейсморазведочных работ и результатов бурения дал более точное представление о V поднятии. На структурной карте по отражающему горизонту «В» поднятие имеет вид брахиантиклинальной складки и осложнено тремя небольшими куполами. Впоследствии структура поднятия уточнена сейсморазведочными работами. Поднятие осложнено только двумя куполами, и размеры его меньше, чем по ранее представленным сейсмоматериалам. Поднятие опосредовано скважинами №№1057 и 1909 установившими нефтенасыщенные отложения турнейского и башкирского ярусов, бобриковского и верейского горизонтов.

Таким образом, анализ эффективности сейсморазведочных работ в пределах Зимнего месторождения по данным поисково-разведочного бурения показал, что результат сейсмических исследований подтвердились глубоким бурением. Рекомендуемые и проектные скважины после бурения дали положительные результаты, получены притоки нефти. Были изменены контуры залежей нефти.

Литература

1. Екименко В.А., Хайдарова А.И. Детализационные сейсморазведочные работы МОГТ 2Д по изучению структурных планов группы поднятий на территории Республики Татарстан, отчет о работах с.п. №3/04, 3/04-1, 3/05: отчет ООО «ТНГ-Групп»; Бугульма, 2006. 233 с.
2. Базаревская В.Г, Абусалимова Р.Р. Программа разведки по группе месторождений ОАО «Татнефть», 2001. 162 с.
3. Майданкина В.П., Ахмадеева А.И. Детализационные сейсморазведочные работы МОГТ 2Д на площади Тауташская-2: отчет о результатах работ с.п. 3/06-31. Бугульма: ООО «ТНГ-Групп», 2007. 148 с.

**СОСТАВ ГАЗОВОЙ ФАЗЫ ДОННЫХ ОСАДКОВ
И ПРИДОННО-ПОГРАНИЧНОГО СЛОЯ ВОДНОЙ ТОЛЩИ
КАК ПОКАЗАТЕЛЬ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ
(ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ГАЗОГЕОХИМИЧЕСКОЙ СЪЕМКИ НА КОНТИНЕН-
ТАЛЬНОМ ШЕЛЬФЕ ЮЖНОГО ВЬЕТНАМА)**

Илатовская П.В.¹, Семёнов П.Б.², Портнов А.Д.³, Рыськова Е.О.⁴, Серов П.И.⁵

¹ ФГУП “ВНИИ Океангеология им И.С. Грамберга”, г. Санкт-Петербург, Россия, E-mail: *polinka2501@gmail.com*, ² ФГУП “ВНИИ Океангеология им И.С. Грамберга”, г. Санкт-Петербург, Россия, E-mail: *xauliod@yahoo.com*, ³ ФГУП “ВНИИ Океангеология им И.С. Грамберга”, г. Санкт-Петербург, Россия, E-mail: *og-spr@yandex.ru*, ⁴ ФГУП “ВНИИ Океангеология им И.С. Грамберга”, г. Санкт-Петербург, Россия, E-mail: *portnovalexey@gmail.com*, ⁵ ФГУП “ВНИИ Океангеология им И.С. Грамберга”, г. Санкт-Петербург, Россия, E-mail: *iiiaa@bk.ru*

В работе представлены результаты анализа площадного распределения содержания метана и суммы «тяжелых» углеводородных газов, а также сопутствующих им неуглеводородных газов (в первую очередь, CO₂) в донных осадках и придонно-пограничном слое водной толщи на юго-западном шельфе Южно-Китайского моря. По результатам газогеохимической съемки в пределах анализируемой акватории выделены площади, характеризующиеся повышенными (аномальными) содержаниями анализируемых компонентов. Показано, что аномальные концентрации углеводородных газов, вероятно, связаны с эпигенетическим процессом их накопления, носят миграционный характер и, по всей видимости, находятся во взаимосвязи со скоплением углеводородов в разрезе осадочного чехла.

**GAS PHASE COMPOSITION OF BOTTOM SEDIMENTS AND NEAR-BOTTOM
WATER AS AN INDICATOR OF OIL AND GAS (RESULTS OF THE SURFACE
GEOCHEMICAL SURVEYS ON THE CONTINENTAL SHELF
OF SOUTH VIETNAM)**

Ilatovskia P.V.¹, Semenov P.B.², Portnov A.D.³, Riskova E.O.⁴, Serov P.I.⁵

¹ VNIIOkeangeologia named after I.S. Gramberg, Saint Petersburg, Russia, E-mail: *polinka2501@gmail.com*,
² VNIIOkeangeologia named after I.S. Gramberg, Saint Petersburg, Russia, E-mail: *xauliod@yahoo.com*,
³ VNIIOkeangeologia named after I.S. Gramberg, Saint Petersburg, Russia, E-mail: *og-spr@yandex.ru*,
⁴ VNIIOkeangeologia named after I.S. Gramberg, Saint Petersburg, Russia, E-mail: *portnovalexey@gmail.com*,
⁵ VNIIOkeangeologia named after I.S. Gramberg, Saint Petersburg, Russia, E-mail: *iiiaa@bk.ru*

The results of the areal distribution of methane, "heavy" hydrocarbon gases as well as accompanying non-hydrocarbon gases (primarily CO₂) in bottom sediments and near-bottom water of the south-western shelf of South China Sea are examined in the present work. As result of the surface geochemical survey the areas of elevated and anomaly concentrations of the compounds analyzed are allocated. It is shown that the anomaly hydrocarbon concentrations are probably associated with their upward migration and epigenetic processes of accumulation. Furthermore, it is likely they are related to the hydrocarbons accumulation in the sedimentary cover.

В настоящее время расширяются районы добычи нефти и газа на морских акваториях и, как следствие, происходит увеличение объемов поисково-разведочных работ,

эффективность которых определяется необходимым и достаточным комплексом методов поисков. Среди этих методов наибольший интерес представляют прямые методы поисков, в частности, геохимические. Их эффективность определяется дешевизной, экспрессностью, возможностью выявления залежей всех типов.

Среди геохимических методов основным является газовая съемка, цель которой – комплексный гидрохимический способ выявления на поверхности морского дна аномалий газообразных и жидких углеводородов, мигрирующих из залежей нефти, газа и газоконденсата. Основным объектом исследования при геохимических методах являются поверхностные донные осадки и придонная вода.

Материалы и методы

Материалами для исследования являлись донные осадки и придонная вода, отобранные в ходе экспедиционных работ, проводимых сотрудниками ФГУП «ВНИИОкеангеология им. И.С. Грамберга» на континентальном шельфе южного Вьетнама (Южно-Китайском море) в пределах перспективной структуры на углеводороды, выделенной по результатам сейсморазведки 2D (рис. 1).

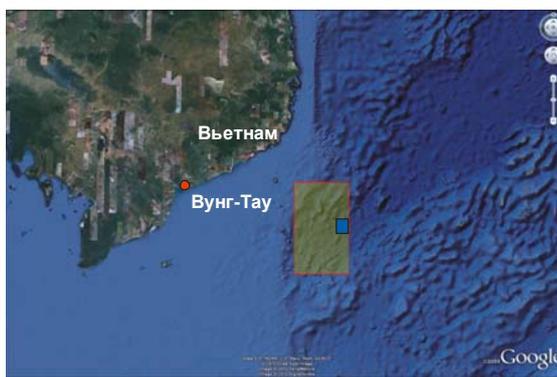


Рис. 1. Положение района работ. Синим прямоугольником показана выделенная по результатам сейсморазведки 2D структура, перспективная на углеводороды.

Опробования донных осадков и придонно-пограничного слоя водной толщи выполнялись с использованием гравитационной и гидростатической грунтовых трубок, на корпусе которых были смонтированы батометры для одновременного отбора воды.

При документации керна из донных осадков отбиралась проба массой 300-500 г в интервале 1,2-1,5 м для извлечения газовой компоненты, а из батометров отбиралась проба придонной воды объемом 10 л. Всего в ходе экспедиционных работ было отобрано более 2000 проб донного осадка и придонной воды. Газовая экстракция образцов осуществлялась непосредственно на борту судна с помощью установки для дегазации СУОК – ДГ (Патент (19) RU (21) 2007146504), разработанной при участии специалистов ФГУП «ВНИИОкеангеология» им. И.С.Грамберга».

Определение компонентного состава углеводородов из газовой смеси донных осадков и придонной воды выполнялось методом газовой хроматографии на хроматографе SHIMADZU 2014 с пламенно-ионизационным детектором [2]. Состав углеводород-

ных газов (азот, кислород, углекислый газ) в газовой фазе образцов определялся на газовом хроматографе SHIMADZU 2014 с детектором по теплопроводности.

Результаты исследования

Донные осадки в районе исследования в основном представлены алевропелитами, часто песчанистыми за счет примеси карбонатного детрита. С поверхности развит окисленный слой мощностью до 10 см коричневого цвета с бурыми пятнами, сильно обводненный. Ниже цвет осадка изменяется на зеленовато-серый до коричневатосерого на глубине около 3 м. В осадке присутствуют линзы и прослои песка и глины мощностью от нескольких миллиметров до первых сантиметров.

Распределение значений содержаний газообразных углеводородов (УВГ) подчинено логнормальному закону с левосторонней асимметрией, что, по всей видимости, отражает сингенетичную и эпигенетичную природу образования газообразных углеводородов в позднечетвертичных донных осадках, и как следствие характеризует фоновую и аномальную составляющие. При этом аномальные значения (превышающие три стандартных отклонения), как правило, характеризуют эпигенетичные газообразные углеводороды, которые являются миграционным интегральным продуктом из отдельных стратиграфических подразделений осадочного чехла и находятся в пространственной корреляции с глубинными локальными структурными элементами, свидетельствующими о наличии в них скоплений углеводородов или их залежей. Сингенетичные концентрации углеводородов, соответствующие фоновым значениям, отражают, в основном, их происхождение "in situ" на ранних стадиях диагенеза, но вместе с тем содержат некоторую долю эпигенетичных.

Среди проанализированных УВГ максимальные значения характерны для концентрации метана (94 мкл/кг). При этом «фоновые» значения концентрации метана не превышают 2 мкл/кг, что еще раз подчеркивает резкую дифференциацию в распределении содержаний метана в донных осадках, максимальные значения которого превышает фоновое в 47 раз.

Максимальное значение суммарного содержания УВГ состава C_2-C_5 для проб донных осадков сопоставимо с таковым для метана (86 мкл/кг). Причем фоновые содержания для УВГ состава C_2-C_5 составляют около 1,4 мкл/кг.

В донных осадках фоновые значения для азота, кислорода и углекислого газа составляют $53 \text{ см}^3/\text{кг}$, $0,6 \text{ см}^3/\text{кг}$ и $1,1 \text{ см}^3/\text{кг}$, соответственно. Аномальные значения превышают фоновые в 8 раз для азота и углекислого газа и в 48 раз для кислорода.

В пробах придонно – пограничного слоя водной толщи наблюдается аналогичная картина. Наибольшие значения концентраций, зафиксированные для метана и суммарного количества УВГ состава C_2-C_5 в пределах выборки приблизительно совпадают, составляя около 0,25 мкл/кг. Фоновые значения содержания метана и суммарного количества УВГ состава C_2-C_5 составляют около 0,07 и 0,03 мкл/кг, соответственно. Превышение максимального значения содержания УВГ над фоновым составляет 3,5 раза для метана и 8 раз для УВГ состава C_2-C_5 . Установлена прямая корреляционная зависимость между содержанием метана и суммой УВГ состава C_2-C_5 , что может свиде-

тествовать о едином источнике газовых эманацй, в частности, от скоплений УВГ в верхней части осадочного чехла.

По характеру распределения аномальных значений УВГ в донных осадках и в придонно-пограничном слое водной толщи в пределах предполагаемых перспективных структур выделяются три их морфологических типа: кольцевые, «площадные» и линейные. Кольцевые аномалии УВГ, как правило, совпадают либо не совпадают с последней замкнутой изогипсой локальных нефтегазоносных структур, но во всех случаях они могут соответствовать контурам залежей. Незамкнутость или неоконтуренность аномалий свидетельствует о недоизученности структур с точки зрения их нефтегазоносности.

Нередко аномалии газообразных углеводородов являются прямыми и полностью пространственно приуроченными к сводовой части структуры, что соответствует «площадным» аномалиям (или закрывающими ее частично), и, в целом, позволяет судить не только о наличии залежи, но и о ее возможном составе. Наконец, существует и такой тип аномалий, когда структура или какая-то ее часть пересекается разломом, и к нему приурочена линейная аномалия, не выходящая далеко за пределы сейсмического контура структуры, что также указывает на наличие скоплений углеводородов в ее недрах при отсутствии других аномалий.

По результатам определения газонасыщенности донных осадков и придонной воды суммой УВГ были построены карты их распределения по площади в пределах перспективных структур на углеводороды, выделенных по результатам сейсморазведки. Так, в северо-восточной и юго-западной частях анализируемой структуры обращает на себя внимание ряд аномалий с концентрациями УВГ в донных осадках 25–180 мкл/кг (рис. 2).

Как видно из рисунка 2 аномалии в морфологическом плане образуют два локально прерывающиеся кольца, что свидетельствует о наличии залежей углеводородов в разрезе осадочного чехла.

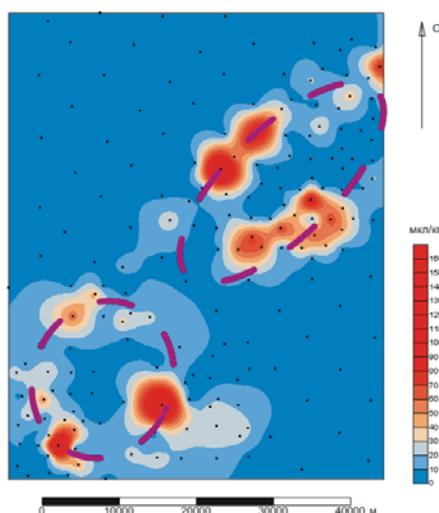


Рис. 2. Схема распределения концентраций УВГ в донных осадках по площади исследуемой структуры, перспективной на углеводороды, выделенной по результатам сейсморазведки 2D (пунктирными линиями выделены кольцевые аномалии, точками показаны станции отбора проб).

На схеме распределения концентраций УВГ в придонно-пограничном слое водной толщи (рис. 3) в северо-восточной части района также выделяется кольцевая аномалия с концентрацией газов 0,3–0,4 мкл/кг. В южной части структуры условно можно выделить разорванную кольцевую аномалию с повышенными концентрациям УВГ – 0,12–0,2 мкл/кг.

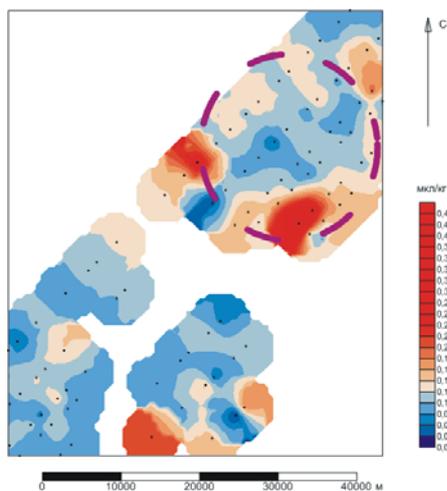


Рис. 3. Схема распределения концентраций УВГ в придонно-пограничном слое водной толщи по площади исследуемой структуры, перспективной на углеводороды, выделенной по результатам сейсморазведки 2D (пунктирными линиями выделены кольцевые аномалии, точками показаны станции отбора проб).

Зоны с аномальным содержанием УВГ в придонно-пограничном слое водной толщи по своему местоположению, в общем, согласуются с аномалиями этих газов в донных осадках. Это указывает на преимущественно эпигенетическое происхождение УВГ, так как для поступления газообразных УВГ в придонную воду необходим постоянный интенсивный поток газов, который в данном случае не может быть обеспечен микробиологическими процессами.

В пределах изучаемой структуры в ряде случаев (22 образца) отмечаются низкие значения отношения метана к сумме УВГ состава C_2-C_5 , что доказывает преимущественно глубинное происхождение газовой смеси. Это подтверждается и значением коэффициента влажности (Abrams M.A. [1]), который для всех проб донных осадков превышает 5%.

Совместное рассмотрение сейсморазведочных профилей 2D и геохимических профилей показывает, что зонам со структурными неоднородностями в строении осадочного чехла данного района соответствуют повышенные концентрации метана [3]. Это также свидетельствует в пользу эпигенетического происхождения УВ, которые мигрируют из залежей газа на глубине по ослабленным тектоническим зонам. В тоже время наблюдаемые фоновые концентрации газов в донных осадках на значительной части площади исследования в первую очередь могут быть связаны с разложением органического вещества и соответствуют сингенетическому этапу накопления.

Заключение

Полученные результаты позволяют сделать вывод о преимущественно эпигенетическом происхождении аномалий УВГ на исследованной структуре акватории шельфа южного Вьетнама. Выявленные аномальные площади УВГ, в составе которых присутствует значительное количество тяжелой фракции термогенного происхождения, мигрируют из глубинных скоплений УВ по тектонически ослабленным зонам в поверхностные осадки, а затем в водную толщу. При этом наличие концентрационных аномалий УВГ в придонном слое морской воды может свидетельствовать об активном протекании миграционных процессов непосредственно в момент опробования.

Литература

1. Abrams M.A. Significance of hydrocarbon seepage relative to petroleum generation and entrapment. // *Marine and Petroleum Geology*. – 2005 – no. 22 – pp. 457–477.
2. Malvin Bjørøya, Ian L. Ferriday. Preferred Analyses and Sample Preparation for Surface Geochemical Sediment Samples in Petroleum Exploration. – 2010, – 27 p.
3. Telford W.M., Geldart L.P., Sheriff R.E. *Applied geophysics*. – Cambridge University press, 2004. – 744 p.

ИЗОТОПНО-ГЕОХИМИЧЕСКОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ПОТЕНЦИАЛЬНЫХ НЕФТЕМАТЕРИНСКИХ ПОРОД МЕЛЕКЕССКОЙ ВПАДИНЫ (ТАТАРСТАН)

Камалеева А.И., Кодина Л.А., Галимов Э.М.

ГЕОХИ РАН, г. Москва, Россия, E-mail: *adelya-kamaleeva@yandex.ru*

В данной работе были исследованы образцы из предполагаемых нефтематеринских пород девонской системы Мелекесской впадины в связи с проблемой их нефтяности. На основе оптико-микроскопического метода и методов органической геохимии, включая изотопный анализ, было выявлено, что нефтематеринскими породами исследуемого участка являются отложения верхнего девона.

ISOTOPE-GEOCHEMICAL STUDY OF THE ORGANIC MATTER IN POTENTIAL SOURCE-ROCKS OF MELEKES DEPRESSION (TATARSTAN)

Kamaleeva A.I.

GEOCHI RAS, Moscow, Russia, E-mail: *adelya-kamaleeva@yandex.ru*

In this paper samples from the assumed source-rocks of the Devonian system of Melekes depression have been studied in connection with the problem of petroleum potential. Optical-microscopy method and techniques of organic geochemistry, including isotope analysis, have found that the source-rocks of the investigated area are deposits of the Upper Devonian.

Проблема выявления источников углеводородов с каждым годом приобретает все большую актуальность, особенно на территориях с многолетней историей нефтепоисковых работ таких, как Татарстан, в период истощения основных нефтяных запасов. По данным местных геологов, в качестве потенциально нефтематеринских пород рассматриваются осадочные отложения живетского, франского (саргаевский, семилукский, речичский горизонты) и фаменского ярусов [1]. Хотя ряд авторов [5, 6] полагает, что эти породы не могли генерировать большое количество углеводородов, сформировавших супергигантское Ромашкинское месторождение.

Несмотря на широкий комплекс геолого-геофизических исследований, выполняемых на изучаемой территории, геохимические исследования органического вещества осадочных пород были проведены лишь в 1977 году под руководством Н.П. Лебедева и в начале 2000-х при возобновлении бурения параметрических скважин [5]. Детального изотопно-геохимического исследования для выявления источников углеводородов на территории Татарстана проведено не было.

Применив впервые изотопно-геохимический подход к исследованию органического вещества потенциальных нефтематеринских пород осадочного чехла на территории Татарстана (Мелекесская впадина), мы надеемся внести вклад в понимание генетического типа органического вещества.

Материалы и методы исследования

В настоящей работе исследуются 17 образцов из различных горизонтов живетского, франского и фаменского ярусов девонской системы, отобранные с глубины 1540–2186,5 м из ряда параметрических скважин, пробуренных в пределах восточного борта Мелекесской впадины.

Из образцов пород были изготовлены шлифы, исследованные оптико-микроскопическим методом с использованием поляризационного микроскопа ПОЛАМ Л-213М.

Породы исследовали методом аналитического пиролиза на приборе Rock-Eval-6 для характеристики нефтематеринских свойств органического вещества пород (степень зрелости, нефтематеринский потенциал и т.д.).

Из осадочных пород выделяли битумоиды горячей экстракцией в аппарате Сокслета полярной смесью растворителей бензол/метанол (9:1 об.). Асфальтены выделяли из битумоидов осаждением избытком пентана. Деасфальтированные битумоиды разделяли на фракции с использованием растворителей – элюентов возрастающей полярности на хроматографической колонке с силикагелем марки АСКГ: гексан, гексан-бензол (1:1 об.), бензол, бензол-метанол (1:1 об.). Изотопный анализ битумоидов и выделенных фракций проводился на масс-спектрометре Finnigan Delta plus в сочетании с элементным анализатором Flash EA 1112 в системе on-line. Точность измерения, включая пробоподготовку, $\pm 0.3 \text{ ‰ PDB}$.

Результаты и их обсуждение

Оптико-микроскопический анализ

По данным оптико-микроскопического исследования все породы представлены известняками и аргиллитами кремневыми, за исключением образца алевропесчаника глинистого из воробьевского яруса живетского горизонта. Несмотря на составляющую кварца, в данном образце присутствует достаточное количество глинистых пропластков, чтобы рассматривать отложения в качестве потенциально нефтематеринских.

Известняки сложены перекристаллизованными кальцитовыми зернами, среди которых встречаются редкие рассеянные включения зерен кварца алевролитовой размерности и глинистые частички, сконцентрированные в слойки. В межзерновом пространстве кальцита встречается органическое вещество.

Аргиллиты сложены кремнеземом, в котором фиксируются рассеянные и сконцентрированные в слойки и линзочки глинистые частички, пигментированные органическим веществом. В местах концентрации глинистого материала отмечаются многочисленные выделения пирита.

В ходе работы было определено, что исследуемые породы по данным оптико-микроскопического анализа можно рассматривать в качестве нефтематеринских при наличии благоприятных условий, поскольку породы пигментированы органическим веществом.

Исследование некарбонатного углерода в исследуемых породах

Органическое вещество по основным пиролизическим параметрам подразделяется на две группы по диаграмме Эспиталье (II и III типы органического вещества) [7]. Ко II типу относятся образцы кыновского, семилукского, воронежско-евлановско-ливенского

горизонтов франского яруса и фаменский ярус. Эти образцы характеризуются высоким $\delta^{13}C$ в пределах 365-609 мг/гТОС, низким $\delta^{15}N$ до 48 мг CO_2 /гТОС и высоким генерационным потенциалом (S_1+S_2)>15. Ко второй группе относятся образцы из воробьевского, ардатовского горизонтов живетского яруса, заволжский и лебедянско-оптуховско-плавский горизонты фаменского яруса с гораздо более низким потенциалом и высокой степенью окисленности материала ($\delta^{15}N$ до 250 мг CO_2 /гТОС).

Данные пиролиза подтверждаются значениями битумоидного коэффициента. Органическое вещество пород первой группы характеризуется более высоким показателем извлечения подвижной составляющей. Изотопные данные битумоида исследуемых пород варьируют в интервале (-27,2)-(-30,7) ‰, что указывает на формирование отложений в высоко восстановительной обстановке осадконакопления, связанной с высокой биопродуктивностью фитопланктона и предполагаемым вкладом более изотопно тяжелой биомассы зоопланктона в небольшой пропорции, так что общий изотопный сдвиг не превышает 1-1,5‰ [4].

Изотопно-фракционная кривая исследуемых образцов практически воспроизводит серповидную форму, которая является характерной для сапропелевого типа органического вещества [3], что подтверждается значениями общей изотопной величины битумоидов пород [2]. Исключение составляет изотопно тяжелые асфальтены, нарушающие типичную картину. Отклонение от идеальной серповидной формы небольшое, но четко проявляющееся и многократно проверенное. Это, на наш взгляд, утяжеление асфальтенов вызвано влиянием хитина – изотопно тяжелого полисахарида.

Выводы

Исследуемое органическое вещество пород девонской системы является изотопно легким, основными биопредшественниками которого стали зеленые и синезеленые морские водоросли, что позволяет относить это вещество к сапропелевому типу. Вклад биомассы зоопланктона, имеющий подчиненное значение, ответственно за положительный сдвиг в асфальтеновой фракции, как наиболее полярной и содержащей большое количество гетероэлементов.

По данным пиролиза, оптико-микроскопического исследования нефтематеринскими породами являются отложения франского (кыновский, семилукский, воронежско-евлановско-ливенский горизонты) и фаменского ярусов, которые характеризуются высоким генерационным потенциалом.

Литература

1. Буров Б.В. Геология Татарстана: Стратиграфия и тектоника. М.: ГЕОС. 2003. 402 с.
2. Галимов Э.М., Фрик М.Г. Изотопный метод диагностики нефтематеринских отложений // Геохимия. 1985. №10. С. 1474-1484.
3. Кодина Л.А., Галимов Э.М. Формирование изотопного состава углерода органического вещества «гумусового» и «сапропелевого» типов в морских отложениях // Геохимия. 1984. №11. С. 1742-1756.
4. Кодина Л.А., Кузнецова О.В., Плотникова И.Н., Пронин Н.В., Власова Л.Н., Богачева М.П., Токарев В.Г., Симакова В.М. Изотопно-геохимическое исследование органического вещества карбонатных пород верхнего девона Татарского Свода в связи с проблемой их нефтеносности // Тезисы докладов XIX Симпозиума по геохимии изотопов им. Академика А.П. Виноградова. М.: Акварель. 2010. С. 158-159.

5. Муслимов Р.Х. Нефтегазоносность Республики Татарстан. Геология и разработка нефтяных месторождений. Казань: «Фэн». 2007. Том 1. 316 с.
6. Плотникова И.Н. Анализ результатов испытаний перспективных объектов в породах кристаллического фундамента // Георесурсы. 2000. №3(4). С. 19-23.
7. Espitalie J., Drouet S., Marquis F. Petroleum evaluation by using the petroleum evaluation workstation (a Rock-Eval connected with computer) // Геология нефти и газа. 1994. №1. С. 24–44.

ЭЛЕКТРОМЕТРИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ ПЛИНСБАХ-ААЛЕНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ СУРГУТСКОГО И НИЖНЕВАРТОВСКОГО СВОДОВ

Каюров Н.К.

ИНГГ СО РАН, г. Новосибирск, Россия, E-mail: *tha97th@yandex.ru*

В работе рассмотрены электрометрические модели плинсбах-ааленских отложений Сургутского и Нижневартовского сводов. Показаны типичные разрезы горелой, котухтинской и шеркалинской свит. С помощью каротажных диаграмм, был получен ряд закономерностей в строении отложений. Используя палеогеографические построения, была составлена схема распространения свит плинсбах-ааленского возраста на территории исследования.

In the article considered electrometric model of Pliensbachian-Aalenian deposits of Surgut and Nizhnevartovsk highs. Shows typical cross-sections of gorelaya, kotukhta and sherkala formations. Using well-logs, obtained a number of regularities in the deposits structures. Serve the palaeogeographic builds, was compiled areal extent scheme of Pliensbachian-Aalenian formations in the study area.

Разработка месторождений углеводородов в пределах Хантейской гемиантеклизы, в состав которой входят Сургутский и Нижневартовский своды, ведется уже более полувека. Основные разрабатываемые здесь залежи находятся в хорошо изученных глубоким бурением пластах неокома и верхней юры. Поэтому восполнение минерально-сырьевой базы УВ на этой территории возможно за счет выявления новых залежей в глубоко погруженных нефтегазоносных комплексах. Одним из таких комплексов является нижнеюрский, промышленная нефтеносность которого доказана в гигантской Талинской зоне газонефтенакопления (Конторович, Андрусевич и др., 1995), расположенной в западной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. На исследуемой территории нефтеносность этого комплекса установлена на Северо-Варьеганском, Вань-Еганском, Северо-Поточном и Восточно-Рославльском и др. месторождениях [1].

Несмотря на то, что промышленная добыча нефти из данного комплекса ведется уже около 30 лет, он, пожалуй, в степени изученности опережает только доюрский комплекс, что продиктовано глубиной залегания пород данного комплекса, сильной изменчивостью их свойств, а также сравнительно небольшой продуктивностью нижнеюрского комплекса восточнее Красноленинского свода.

Одной из проблем является отсутствие общих взглядов по стратиграфии нижне-среднеюрских отложений центральной части Западной Сибири. Стратиграфические схемы принятые на межведомственных региональных стратиграфических совещаниях (МРСС) не получили широкой поддержки у многих ученых специалистов по нижней и средней юре. Как известно, в 1991 было впервые принято выделить нижнеюрские отложения из состава тюменской свиты. В центральной части Западно-Сибирской плиты было выделено 4 свиты плинсбах-ааленского возраста: шеркалинская, горелая, котухтинская и худосейская [2,3]. На сегодняшний день, существует как ряд альтернативных стратиграфических схем, так и дополнения и изменения к принятой на МРСС схеме. В основном, их все можно разделить на два типа. В первом предлагается отказаться от

единого стратона «тюменская свита», с обязательным выделением отдельной «тогурской свиты» [4,5]. В другом – изменение пространственных границ, названий и количества свит плинсбах-ааленского возраста [6].

Главной задачей данной работы является – в соответствии со схемой принятой на МРСС, рассмотреть типичные разрезы отложений плинсбах-аалена на каротажных диаграммах ГИС, с характеристикой электрометрических моделей их фаций, с последующим выявлением границ свит на северо-восточной части Хантейской гемиантеклизы.

Район исследований охватывает Сургутский и Нижневартовский своды, а также разделяющий их Ярсомовский мегапрогиб. В соответствии со «Схемой структурно-фациального районирования нижней и средней юры Западной Сибири» и «Региональной стратиграфической схемой нижней и средней юры Западной Сибири» (Решение..., 2004), на территории исследования расположены три свиты: котухтинская – северная часть, шеркалинская – центральная и горелая – западная. Но стоит отметить, что на схеме районирования границы горелой свиты обрамляют восточный склон Сургутского свода, где происходит полное или частичное выклинивание отложений плинсбах-аалена. Поэтому эта свита практически не представлена на территории исследования, и для описания ее электрических моделей были взяты каротажные диаграммы из ближайших к территории исследования районов.

В работе применяются методы расчленения разреза по материалам ГИС [7], методы фациальной интерпретации ГИС [8, 9, 10], а также методы оценки качеств пород-флюидоупоров и пород-коллекторов [8]. Фактический материал представлен оцифрованными каротажными диаграммами (ПС, КС, ИК, ГК, НГК) по более чем 170 поисковым и разведочным скважинам, вскрывшим нижнюю юру и породы доюрского основания, расположенным на территории исследования и в близ лежащих районах. Также для верификации применяемых методов были использованы результаты седиментологического исследования керн нижней юры из разрезов поисковых и разведочных скважин, пробуренных на территории исследования, выполненных коллективом сотрудников ИНГГ СО РАН.

Таким образом, был получен ряд закономерностей в строении свит плинсбах-ааленского возраста (рис. 1).

Для *горелой* свиты характерно практически повсеместное отсутствие пласта Ю₁₂, а также относительно высокое содержание глинистой примеси в песчаных горизонтах Ю₁₀ и Ю₁₁. Для тогурской пачки горелой свиты характерны частые переслаивания аргилитов и алевролитов. Мощность отложений достигает 150, редко 200 м.

Отличительной особенностью *котухтинской* свиты является хорошо развитый пласт Ю₁₂, а также сравнительно высокое содержание средне-крупнозернистого песчаника. Мощность свиты варьируется от 250 до 330 м в наиболее погруженных участках территории исследования.

Шеркалинская свита заметно отличается от типовых разрезов, расположенных на западе платформы. В наиболее погруженных частях территории исследования появляется песчаный пласт Ю₁₂, а в составе радомской пачки все реже встречаются линзы песчаников и алевролитов. Мощность отложений достигает 200–250 м. Стоит отметить, что некоторые ученые выделяют отдельную свиту в этом регионе [6].

Используя полученные зависимости, совместно с палеогеографическими построениями, была построена схема распространения свит плинсбах-ааленского возраста на исследуемой территории (Рис. 2).

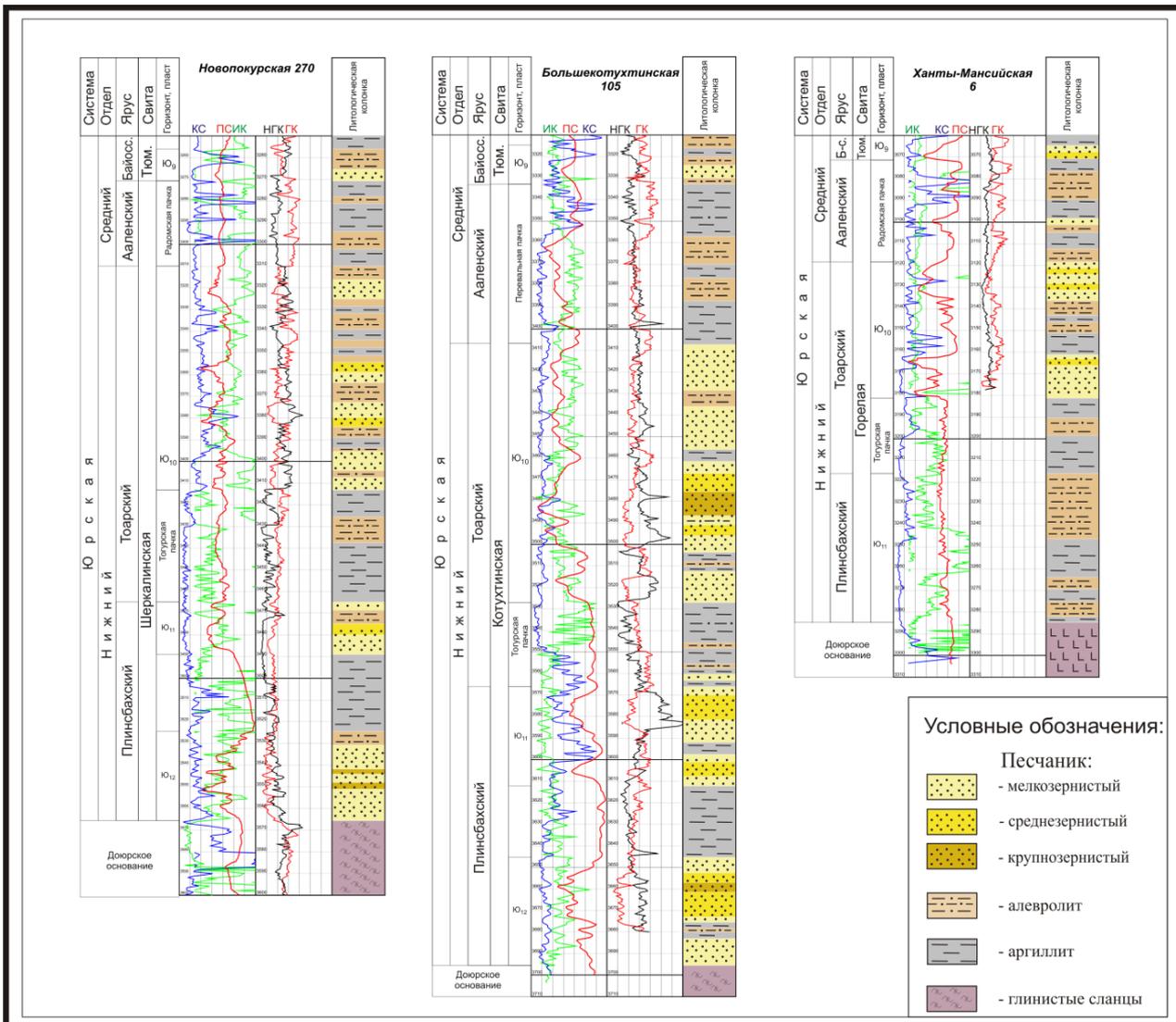


Рис. 1. Литостратиграфический разрез плинсбах-ааленских отложений по скважинам Ново-Покурская 270, Большекогутинская 105 и Ханты-Мансийская 6.



Рис. 2. Схема распространения свит плинсбах-ааленского возраста на северо-восточной части Хантейской гемиантеклизы.

Горелая и шеркалинская свиты формировались в условиях аллювиальных равнин с сформированными речными системами. Поэтому границей между ними служит центральная часть Сургутского свода, выполнявшего роль водораздела. Котухтинская свита, скорее всего, на территории исследования формировалась в условиях субэаральной части дельты, о чем свидетельствует постепенный переход от руковообразного характера осадконакопления к площадному путем разветвления речной сети.

Литература

1. Мухер А.Г., Кузменков С.Г., Тепляков Е.А. и др. Зона контакта – перспективный объект поиска восточной части территории ХМАО// Материалы десятой научно-практической конференции «Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала Ханты-Мансийского автономного округа – Югры». Том 1. Под ред. Карасева В.И., Шпильмана А.В., Волкова В.А. Ханты-Мансийск: Издательский дом «ИздатНаукаСервис», 2007. С. 143-156.
2. Решение V межведомственного стратиграфического совещания по мезозойским отложениям Западно-Сибирской равнины. Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1991. 55 с.
3. Решение VI межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири, Новосибирск, 2003 г (объяснительная записка). Новосибирск: СНИИГГиМС, 2004. 114 с., прил. 31 л.
4. Шурыгин Б.Н., Никитенко Б.Л., Девятков В.П. и др. Стратиграфия нефтегазоносных районов Сибири. Юрская система. Новосибирск: Изд-во СО РАН, Филиал «ГЕО», 2000. 480 с.
5. Гурари Ф.Г., Девятков В.П., Демин В.И. и др. Геологическое строение и нефтегазоносность

- нижней – средней юры Западно-Сибирской провинции. Новосибирск: «Наука», 2005. 156 с.
6. Мясникова Г.П., Мухер А.Г., Тугарева А.В., Лагутина С.В. Рекомендации по уточнению стратиграфических схем нижней юры центральных районов Западной Сибири// Материалы пятой научно-практической конференции «Пути реализации нефтегазонального потенциала ХМАО». Под ред. Карасева В.И, Ахпателова Е.А., Волкова В.А. Том 1. Ханты-Мансийск: Издательство «Путиведь», 2002. С. 157-174.
 7. Карогодин Ю.Н., Гайдебурова Е.А. Системные исследования слоевых ассоциаций нефтегазональных бассейнов (по комплексу промыслово-геофизических данных). Новосибирск: «Наука», 1985. 113 с.
 8. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. Л.: «Недра», 1984. 219 с.
 9. Белозеров В.Б., Брылина Н.А., Даненберг Е.Е. Фациальная диагностика по материалам ГИС континентальных и прибрежно-морских отложений юры юго-востока Западной Сибири// Проблемы геологии и нефтегазональности верхнепалеозойских и мезозойских отложений Сибири. Новосибирск: СНИИГГиМС., 1984, С. 11-23.
 10. Изотова Т.С., Денисов С.Б., Вендельштейн Б.Ю. Седиментологический анализ данных промысловой геофизики. М.: «Недра», 1993. 176 с.

ОРГАНИЧЕСКАЯ ГЕОХИМИЯ ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ЕНИСЕЙ-ХАТАНГСКОГО РЕГИОНАЛЬНОГО ПРОГИБА

Ким Н.С.

ИНГГ СО РАН, г. Новосибирск, Россия, E-mail: kimns@ipgg.sbras.ru

С использованием современных методов органической геохимии изучен керновый материал из юрских отложений восточной части Енисей-Хатангского регионального прогиба. На основании данных по содержанию органического углерода в породах, данных пиролитического анализа, распределению углеводородов-биомаркеров в насыщенных фракциях хлороформенных экстрактов были выделены нефтегазопроизводящие толщи.

ORGANIC GEOCHEMISTRY OF JURASSIC DEPOSITS IN THE EASTERN PART OF THE YENISEI-KHATANGA REGIONAL TROUGH

Kim N.S.

IPGG SB RAS, Novosibirsk, Russia, E-mail: kimns@ipgg.sbras.ru

Using the modern methods of organic geochemistry the core samples from Jurassic deposits in the eastern part of the Yenisei-Khatanga regional trough have been examined. Based on the organic carbon content in rocks, pyrolytic data and the biomarker distribution in the saturated hydrocarbon fraction of bitumen extracts the source rocks were identified.

Енисей-Хатангский региональный прогиб, расположенный в арктических районах Сибири, относится к слабоизученным регионам. В последнее время, в связи с открытием гигантской по запасам Ванкорской группы месторождений с нефтяными залежами и необходимостью развития нефтегазового комплекса экономики России, активизировались работы по оценке перспектив нефтегазоносности этой территории.

Одним из главных факторов, которые определяют перспективность бассейна на наличие нефтяных и газовых залежей, является присутствие нефтегазопроизводящих пород в осадочной толще. Для выделения пород, способных к генерации нефти и газа, необходим анализ данных по геохимии содержащегося в них органического вещества (ОВ). Результаты геохимических исследований, проведенных на этой территории ранее, нашли отражение в работах Л.Н. Болдушевой, А.И. Данюшевой, А.Э. Конторовича, И.Д. Поляковой, Е.И. Соболевой, Д.С. Сорокова, Г.Ф. Степаненко, Ю.А. Филипцова, А.Н. Фомина, А.С. Фомичева и др.

В настоящей работе впервые современными методами органической геохимии была исследована коллекция кернового материала, представленная 129 образцами, отобранными из юрских отложений восточной части Енисей-Хатангского регионального прогиба в скв. Волочанская-1, Новая-1,2, Массоновская-363, Балахинская-1,6, Кубалахская-1, Логатская-361. Схема исследования рассеянного ОВ включала определение содержания органического углерода в породе, пиролитических характеристик органиче-

ского вещества, выхода хлороформенных экстрактов (битумоидов) и их группового состава. Особое внимание было уделено изучению ОВ пород на молекулярном уровне методами газожидкостной хроматографии и хромато-масс-спектрометрии. В насыщенной фракции 72 битумоидов исследованы состав и распределение таких углеводородов-биомаркеров, как нормальные алканы, изопрены, стераны и терпаны.

Изучение закономерностей распределения углеводородов-биомаркеров, наследующих углеродный скелет и в значительной степени стереохимию от липидов живого вещества в рассеянном органическом веществе и нефтях, позволяет диагностировать тип исходного ОВ, условия его преобразования в диагенезе и степень катагенеза [1-3]. Достоверность полученной информации зависит от степени сохранности скелета молекулы, позволяющей сопоставить ее с исходной биологической молекулой, и от распространенности биологического предшественника в современном живом веществе.

Количество, состав ОВ и степень его катагенетической преобразованности определяют способность осадочных толщ генерировать углеводороды. Считается, что наиболее вероятными источниками нефти являются морские отложения с преимущественно аквагенным типом ОВ, находящиеся на стадии катагенеза, отвечающей главной зоне нефтеобразования, с кларковым или повышенным содержанием органического углерода в породе [4, 5]. Однако достаточным условием для диагностики нефтепроизводивших отложений могут служить только изменения материнского ОВ, проявляющиеся вследствие эмиграции углеводородов из материнских пород, а также геохимическое сходство состава рассеянного органического вещества и нефтей в залежах [1,4].

Содержание органического углерода в изученных юрских аргиллитах при значительном разбросе значений от 0,15 до 8,22 % на породу в среднем по 129 пробам составляет 1,35 %. Для нижнеюрских отложений характерны низкие значения Сор_г (в среднем по 53 образцам 0,87 % на породу) и количество проб, в которых концентрации органического углерода выше кларковых не превышает 38 % образцов. Количество органического углерода в породах средней юры выше – в среднем по 61 исследованным пробам значение Сор_г равно 1,28 % на породу. Повышенными концентрациями органического углерода (5,21-8,22 % на породу) выделяются 5 образцов из интервала 4198–4210 м гольчихинской свиты в скв. Массоновская-363. В остальных десяти верхнеюрских образцах содержание органического углерода в среднем составляет 1,64 % на породу.

Состав углеводородов-биомаркеров подавляющей части автохтонных (сингенетических) битумоидов указывает на связь с липидами ОВ высшей наземной растительности. Для них характерно резкое преобладание этилхолестанов C₂₉ (47-75 % на сумму) в ряду стеранов C₂₇-C₃₀ (рис. 1), среди трицикланов доминируют углеводороды состава C₁₉-C₂₀ [2, 3]. Поскольку эти толщи накапливались в прибрежно-морской обстановке (отношения Pr/Ph > 1, гомогопанов C₃₅/C₃₄ < 1, присутствие диагопана), это свидетельствует о привнесенной вместе с терригенными осадками, террагенной природе органического вещества или его части. Исследованные отложения являются потенциально газогенерационными и способны генерировать жидкие углеводороды только в небольшом количестве.

В битумоиде из скв. Новая-1, глубина 3449–3459 м распределение биомаркеров указывает на генетическую связь исходного ОВ с липидами планктоно- и водорослевого (аквагенного) генезиса. Содержание стерановых углеводородов C_{27} , C_{28} , C_{29} приблизительно равное – 34:30:37 соответственно. Отмечаются относительно высокие концентрации трицикланов с преобладанием углеводородов состава C_{23} – C_{26} .

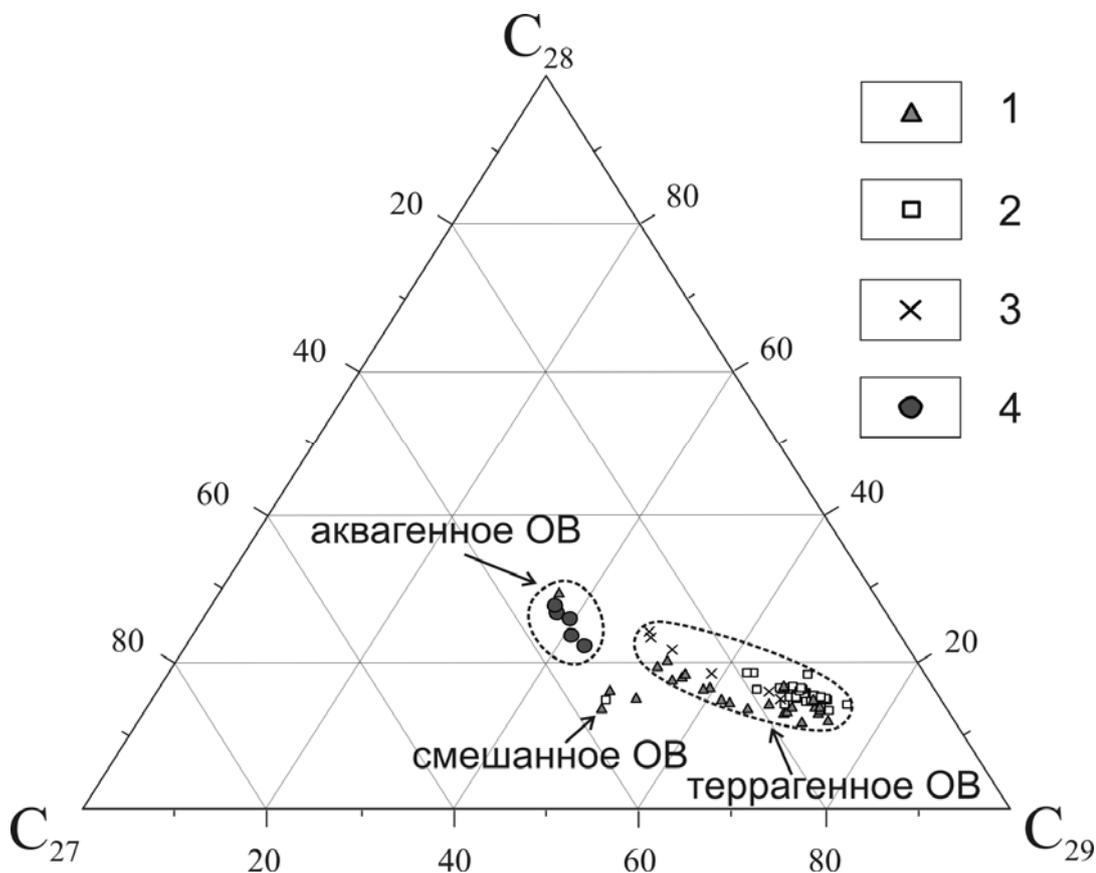


Рис. 1. Тригонограмма распределения стерановых углеводородов C_{27} , C_{28} , C_{29} в автохтонных битумоидах 1 – нижней, 2 – средней, 3 – верхней юры; 4 – в аллохтонных битумоидах.

Четыре битумоида из скв. Кубалахская-1 с глубины 3359–3367 м (китербютская свита) и скв. Логатская-361, глубина 3107–3111 м (лайдинская свита) по распределению углеводородов-биомаркеров занимают промежуточное положение, характеризующее смешанный характер исходного ОВ.

Концентрации органического углерода в породах из скв. Новая-1 и Логатская-361 с аквагенным и смешанным генезисом ОВ и преобразованность ОВ (молекулярные параметры, значения T_{max}) позволяют рассматривать их в качестве потенциально нефтематеринских. В породах из китербютской свиты скв. Кубалахская-1 со смешанным типом ОВ, содержание C_{org} (0,73–0,80 % на породу) ниже кларковых значений, что говорит о незначительном начальном генерационном потенциале этих отложений.

Данные пиролитических исследований позволили выделить несколько стратиграфических уровней, которые требуют дальнейшего более детального геохимического

изучения. Так по данным пиролиза в обогащенном органическим углеродом интервале 4198–4209 м гольчихинской свиты в скв. Массоновская-363 ОБ имеет аквагенный генезис, находится в главной зоне нефтеобразования и, по-видимому, породы из этого слоя могут являться нефтепроизводящими. Определенный интерес представляют и отложения вымской и леонтьевской свит из скв. Новая-2 с глубин 2466 и 1931 м, в которых при водородном индексе большем 200 мг УВ / г $C_{орг}$ и значениях $C_{орг}$ равных 1,29 и 2,09 % на породу, ОБ диагностируется как зрелое.

Помимо вышеописанных битумоидов в разрезе скважины Кубалахская-1 на глубинах 3589-3596 м (шараповская свита, 4 пробы) и 3213 м (вымская свита, 1 проба) выявлены аллохтонные битумоиды, имеющие вторичный характер, которые по классификации А.Э. Конторовича и О.Ф. Стасовой [6] относятся к нефтям (количество углеводов достигает 69–73 % на битумоид). Содержание битумоидов повышенное – 0,10–0,19 % на породу; на пирограммах этих образцов появляется дополнительный пик между S_1 и S_2 , водородный индекс повышается до 155–218 мг УВ / г $C_{орг}$. Распределение биометок доказывает аквагенный генезис (равномерное распределение стеранов C_{27-29} , преобладание трицикланов $C_{23-C_{26}}$). Геохимические показатели катагенеза ОБ ($CP1$, Ts/Tm , стерановые коэффициенты) указывают на большую зрелость, чем у автохтонных битумоидов из скв. Кубалахская-1 с соответствующих глубин. Все это позволяет сделать вывод о вторичной природе этих битумоидов. Само наличие битумоидов, имеющих привнесенный, аллохтонный характер, указывает на происходившие процессы генерации углеводов в изучаемой толще. Проведенная генетическая корреляция (рис. 1) позволила установить связь между аллохтонными битумоидами и ОБ аквагенной природы шараповской свиты из скв. Новая-1.

Работа выполнена при поддержке грантов МК-4893.2012.5 и НШ-4498.2012.5.

Литература

1. Тиссо Б., Вельте Д. Образование и распространение нефти. М.: Мир, 1981. 502 с.
2. Петров А. А. Углеводороды нефти. М.: Наука, 1984. 263 с.
3. Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. The biomarker guide. 2nd ed. New York: Cambridge University Press, 2007. 1155 p.
4. Вассоевич Н.Б., Акрамходжаев А.М., Бурлин Ю.К. и др. Нефтематеринские породы // Литология на новом этапе развития геологических знаний. М.: Наука, 1981. С. 158-176.
5. Неручев С.Г. Нефтепроизводящие свиты и миграция нефти. Л.: Недра, 1969. 240 с.
6. Геология нефти и газа Сибирской платформы / А.С. Анциферов, В.Е. Бакин, И.П. Варламов и др.; Под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука. М.: Недра, 1981. 552 с.

ЛИТОГЕОХИМИЯ НЕОПРОТЕРОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ, Р.УДА

Кожевых И.А., Соболев П.Н., Пащенко Т.В.

ФГУП «СНИИГГиМС», г.Новосибирск, Россия, E-mail: Kozhevyyh@sniiggims.ru

Приводятся результаты исследования литологии и геохимии неопротерозойских отложений Присаянского прогиба. Показано, что высокими содержаниями углерода в разрезе характеризуются отложения марнинской свиты. Большой интерес представляет групповой состав битумоидов тыгнейской пачки марнинской свиты.

LITHOGEOCHEMISTRY OF NEOPROTEROSOIC ROCKS, R.UDA

Kozhevyykh I.A., Sobolev P.N., Pashchenko T.V.

SNIIGGiMS, Novosibirsk, Russia, E-mail: Kozhevyyh@sniiggims.ru

The study results are given, revealing lithology and geochemistry of the Neoproterozoic deposits within the Prisayan Depression. It is shown that the Marninsk Formation deposits are characterized by the high carbon content in section. The group composition of bitumoids from the Tygney Member, the Marninsk Formation, is of great interest.

Присаянский прогиб располагается на юго-западе Сибирской платформы в междуречье рек Ии (на юге) и Туманшет (на севере) к западу и вдоль складчатого сооружения Восточного Саяна. В опубликованных работах [1, 2] Присаянский прогиб выделяется либо как единый Ийско-Туманшетский прогиб, либо подразделяется по типам осадочных бассейнов и структурному взаимоотношению серий на две частично унаследованные палеотектонические структуры (Ийско-Туманшетский, заполненный отложениями карагасской серии, и Присаянский передовой прогиб, выполненный отложениями оселковой серии).

Верхнерифейская карагасская серия максимальной мощностью до 3000 м [3, 4, 5, 7] представлена отложениями трех свит: шангулежской, тагульской и ипситской. Во внутренней части Сибирской платформы (Ангаро-Ленская ступень), восточнее городов Нижнеудинск и Тулун, карагасская серия отсутствует, а аналоги оселковой серии перекрываются кембрийскими отложениями. Последовательность седиментационных систем карагасской серии соответствует модели развития прогрессивно погружающегося рифта от образования инициальных грабенов и предгорной равнины до залива морского бассейна с обстановками накопления на широком шельфе [8].

Верхняя граница ипситской свиты образована глубоким размывом. Предмарнинское событие местами уничтожило всю ипситскую свиту, и отложения марнинской свиты (оселковая серия) залегают на разных частях тагульской свиты. Наблюдаются также разрезы с частичным срезанием ипситской свиты (эродированы верхняя и средняя пачки свиты). Глубина предоселковой эрозии достигает максимально 1000 м [4]. По данным бурения нефтеразведочных скважин в 100 км к западу от г. Нижнеудинска от-

ложения – аналоги оселковой серии залегают непосредственно на фундаменте Сибирской платформы, что прямо указывает на восточную зону ограничения ипситского бассейна в верхнерифейское время.

Оселковая серия одними исследователями относится к верхнему рифею, сопоставляясь с толщами качергатской, улунтуйской и верхами голоуспенской. Есть мнение о вендском возрасте отложений серии [9]. Отложения серии представлены марнинской, удинской, айсинской (икейской) свитами. Оселковая толща перекрывается красноцветными песчаниками устьтагульской свиты кембрия (согласно первой точке зрения, эти отложения относятся к венду и сопоставляются с чорской и ушаковской свитами).

Был проведен отбор коллекции образцов горных пород рифейского-кембрийского возраста для битуминологического анализа.

Содержание органического углерода в аргиллитах тыгнейской пачки марнинской свиты составляет 0.61–0.67%, выход хлороформенного экстракта (битумоида) 0.02% на породу. По опубликованным данным, в групповом составе доминируют асфальтово-смолистые компоненты (65.89% на битумоид) [6]. По своим показателям они напоминают РОВ аргиллитов стрельногорской свиты верхнего рифея. Согласно этим данным, очевидно, что РОВ пород марнинской свиты претерпело интенсивное катагенетическое преобразование. Также этими исследователями метано-нафтеновая фракция битумоидов анализировалась методом ГЖХ. Полученные результаты, представлены на рис. 1. В составе фракции установлен ряд алканов нормального строения C_{17} – C_{33} с максимумом на C_{25} . Низкие концентрации легких гомологов, может быть, связаны с тем, что именно они в первую очередь подвергаются процессам биodeградации, поскольку образцы собраны из обнажений. В свою очередь, снижение роли тяжелых гомологов ряда n -алканов и изопреноидов можно объяснить исходя из результатов пиролиза, показавших интенсивное катагенетическое преобразование. Обычно, при таком уровне катагенеза длинноцепочечные гомологи отсутствуют, либо вследствие их деструкции, либо перехода в нерастворимое состояние (кероген).

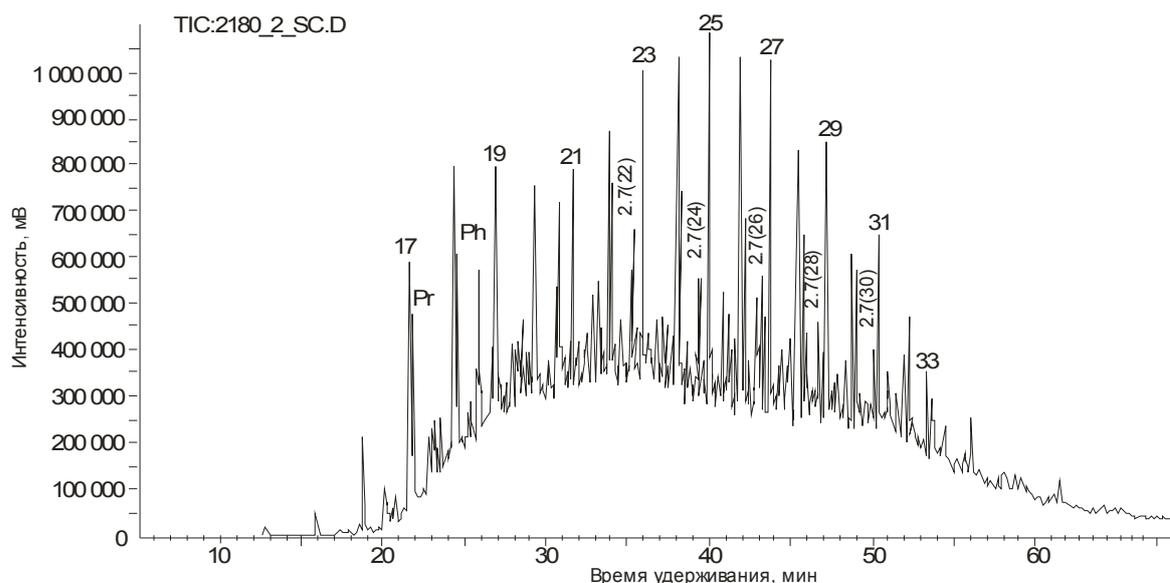


Рис. 1. Масс-хроматограмма фракции насыщенных углеводородов. По общему ионному току: 17–33 – нормальные алканы, Pr-пристан, Ph-фитан [6]

По пиролитическим данным анализов нашей коллекции, выполненных на аппаратуре Rock-Eval 6 во ВНИИГеосистем, отложения марнинской свиты пачки Тыгней, мощностью около 100м, характеризуются повышенными содержаниями органического углерода – до 1,64% на породу (табл. 1).

Таблица 1

Результаты битуминологического анализа неопротерозойских отложений, р. Уда.

№ п/п	№ пробы	Возраст	Литология	Карбонатность (%)	Сорг. (вес%)	*Бхл, % на пор.	Параметры пиролиза "Rock-Eval"				
							S ₁	S ₂	ОП	Tmax (°C)	HI
							(мгУВ/г породы)				
1	У-62-12	V ₁ mr	алевролит	14	0.10		0	0	-	-	-
2	У-63-12	"	алевролит	17	<0,10		0	0	-	-	-
3	У-65-12	"	алевролит	17	<0,10		0	0.05	-	-	-
4	У-66-12	"	алевролит	19	<0,10		0	0	-	-	-
5	У-67-12	"	сланцы алеврит.	12	0.12		0	0	-	-	-
6	У-68-12	"	мергель	62	0.27		0	0	-	-	-
7	У-71-12	"	аргиллит	13	1.17		0	0	-	-	-
8	У-72-12	"	доломит	80	0.39		0	0	-	-	-
9	У-75-12	"	аргиллит	16	0.66		0	0	-	-	-
10	У-83-12	"	аргиллит	16	1.28	0.01	0	0	-	-	-
11	У-84-12	"	мергель	34	1.06		0	0	-	-	-
12	У-85-12	"	аргиллит изв.	24	1.08	0.01	0	0	-	-	-
13	У-86-12	"	аргиллит изв.	17	1.34	0.01	0.01	0.01	-	-	-
14	У-87-12	"	аргиллит изв.	20	1.3	0.015	0	0	-	-	-
15	У-88-12	"	аргиллит изв.	17	1.64	0.009	0.01	0.01	-	-	-
16	У-89-12	"	аргиллит изв.	18	1.56	0.01	0.01	0	-	-	-
17	У-90-12	"	аргиллит	14	1.39	0.011	0	0	-	-	-
18	У-91-12	V ₁ mr	аргиллит	15	1.48	0.012	0.02	0.03	-	-	-
19	У-92-12	R ₃ tg	доломит стромат.	62	<0,10		0	0.02	-	-	-

V₁mr -марнинская свита

R₃tg-тагульская свита

*Экстракция центрифугированием, проводилась в ЛИМа СНИИГГиМС

Согласно пиролитическим данным уровень катагенеза РОВ марнинской свиты очень высокий. На пирограммах в большинстве проб не удастся установить положение пика S₂, соответствующего остаточному нефтегазогенерационному потенциалу, который в этих породах исчерпан. Соответственно, не удастся установить такие параметры, как Tmax, отвечающий максимуму скорости выделения УВ в пике S₂, и величину остаточного потенциала (HI).

Таким образом, в пределах собственно Присяянского прогиба потенциал пород марнинской свиты был полностью реализован. На заключительных этапах истории нефтегазообразования этими породами генерировались большие объемы УВ газов.

Литература

1. Берзин Н.А. Зона Главного разлома Восточного Саяна. М.: Наука, 1967. 146 с.
2. Благовидов В.В. Природа комплекса отложений завершающего этапа формирования карагасской серии позднего докембрия Присяянья // Геодинамическая эволюция литосферы Центрально-Азиатского подвижного пояса (от океана к континенту). Иркутск: ИГ СО РАН, 2004. С. 40-43.

3. Брагин С.С. Некоторые проблемы стратиграфии карагасской серии позднего рифея Присаянья // Поздний докембрий и ранний палеозой Сибири. Стратиграфия и палеонтология. Новосибирск, 1986. С. 32–39.
4. Брагин С.С. О взаимоотношении карагасской и оселковой серий докембрия Присаянья // Стратиграфия позднего докембрия и раннего палеозоя. Средняя Сибирь. Новосибирск. 1984. С. 133-147.
5. Дольник Т.А., Воронцова Г.А. Новые данные о возрасте отложений карагасской серии Присаянья // Доклады академии наук СССР. 1972. Т. 204. № 2. С. 426-429.
6. Каширцев В. А., Советов Ю.К., Костырева Е.А. и др. Новый гомологический ряд молекул-биометок из вендских отложений Бирюсинского Присаянья // Геология и геофизика. 2009. Т. 50. № 6. С. 698-702.
7. Сезько А.И. Основные этапы формирования континентальной коры Присаянья // Эволюция земной коры в докембрии и палеозое. М.: Наука, 1988. Гл. 1. С. 7-37.
8. Советов Ю.К., Благовидов В.В. Позднерифейское осадконакопление в Ийско-Туманшетском авлакогене (юго-запад Сибирской платформы): суперсиквенсы и корреляция со стратотипом рифея в Башкирском антиклинории // Литологические аспекты геологии слоистых сред. – Екатеринбург: ИГГ УрО РАН, 2006. С. 248-250.
9. Советов Ю.К., Комлев Д.А. Тиллиты в основании оселковой серии Присаянья и нижняя граница венда на юго-западе Сибирской платформы // Стратиграфия. Геологическая корреляция. 2005. Т. 13 № 4. С. 3–34.

ГЕОМЕХАНИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ОБРАЗОВАНИЯ БЕСКОРНЕВЫХ ГАЗОСОДЕРЖАЩИХ СТРУКТУР НА ПРИМЕРЕ МЕДВЕЖЬЕГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Кожемякин И. Д.^{1,2}

¹ НГУ, г. Новосибирск, Россия, E-mail: *ikozhemyakin@gmail.com*, ² ИНГГ СО РАН, г. Новосибирск, Россия

В работе предлагается геомеханическая модель формирования Медвежьего газового месторождения, приуроченного к одноименной структуре, которая по результатам анализа данных ГИС и сейсморазведки было охарактеризовано, как бескорневое. Особенностью этих структур является то, что в их основании практически отсутствует или очень мал соответствующий выступ фундамента, а амплитуда поднятия по горизонтам нарастает вверх по разрезу. Формирование таких структур объясняется процессом автокаталитического всплытия сравнительно легких, газонасыщенных пород, под действием архимедовых сил.

GEOMECHANICAL MODEL OF ROOTLESS GAS-FILLED STRUCTURES GENESIS: A CASE STUDY FROM MEDVEZH'E GASFIELD

Kozhemyakin I. D.^{1,2}

¹ NSU, Novosibirsk, Russia, E-mail: *ikozhemyakin@gmail.com*, ² IPGG SB RAS, Novosibirsk, Russia

The purpose of this investigation is to propose a geomechanical model of Medvezh'e gasfield genesis. According to seismic and well log data Medvezh'e gasfield, which is related to corresponding tectonical structure, can be described as rootless structure. In other words, rootless structure has amplitude increasing towards section up, although a basement of structure is not coincided to any considerable pre-Mesozoic tectonical offset. Genesis mechanism is a self-intensifying process of relative-light gas-filled rock volumes flotation derived by Archimedes force.

Настоящая работа посвящена построению геомеханической модели формирования Медвежьего месторождения на основе данных сейсморазведки и скважинных материалов.

Район исследования находится в Надымском НГР Надым-Пурской НГО Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, а в тектоническом плане приурочен к одноименному мезовалу, осложняющему Медвежье-Нумгинский наклонный мегавал.

Основой для проведенных исследований послужили данные по 121 сейсмическому профилю и данные ГИС по 81 скважине. Построения были выполнены на базе программной платформы Petrel. В процессе проведенных исследований на базе комплексной интерпретации материалов сейсморазведки 2-D и данных глубокого бурения была проведена трассировка основных отражающих горизонтов и осуществлено построение структурных карт по отражающим горизонтам, приуроченным к кровлям фундамента, юрского, неокомского и апт-альб-сеноманского осадочных комплексов и карт изопахит сейсмогеологических мегакомплексов.

Анализ истории тектонического района исследований показал, что Медвежье поднятие, является бескорневым по определению В.А. Конторовича, т.е. наблюдается увеличение амплитуды поднятия вверх по разрезу, тогда как основание структуры не приурочено к тектоническому выступу домезозойского основания (Рис.1). В юрское время на рассматриваемой территории существовала моноклираль, погружающаяся в восточном направлении. Современная крупная антиклинальная структура начала активно формироваться только в конце сеномана, и была полностью сформирована в кайнозое. Анализ временных разрезов позволяет констатировать, что этот этап тектонической активизации сопровождался формированием большого количества разрывных нарушений, секущих весь мезозойско-кайнозойский осадочный чехол.

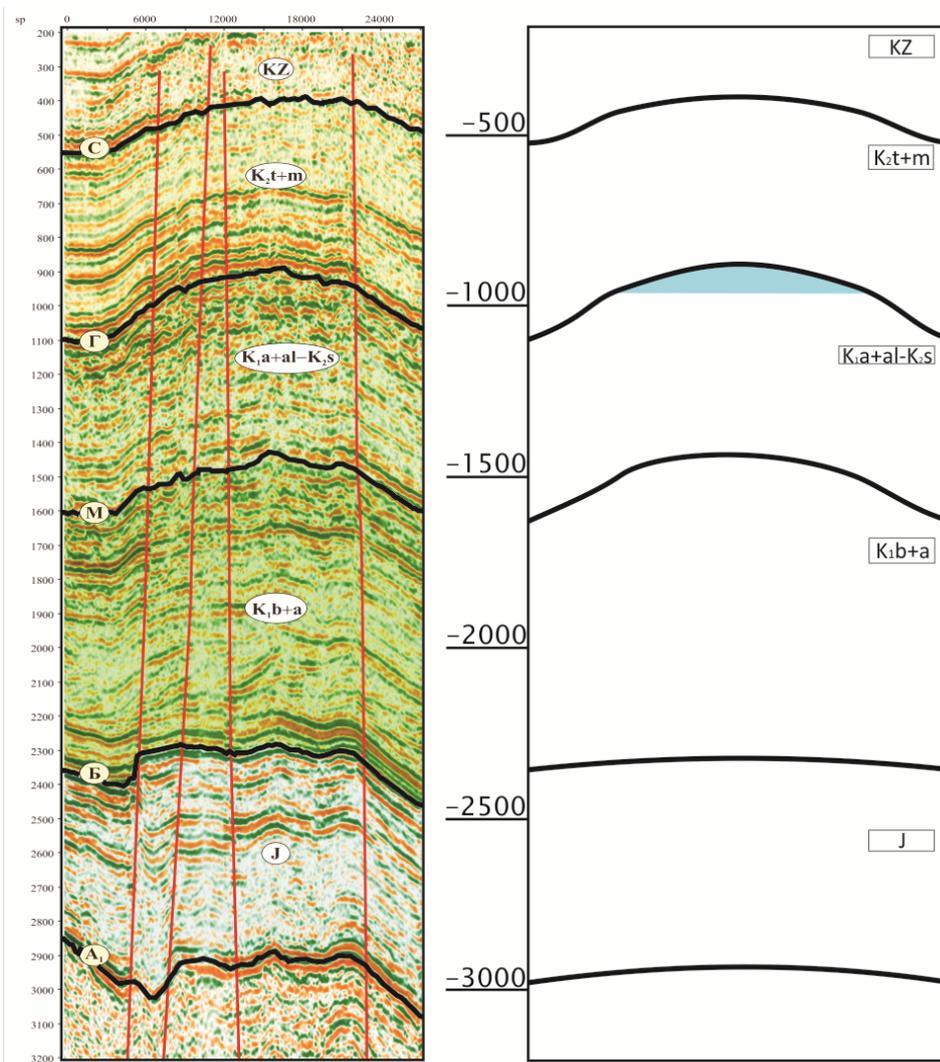


Рис. 1. Типичный временной разрез Медвежьего месторождения и его упрощенная модель.

Учитывая, что именно в кайнозое на территории Западной Сибири наиболее интенсивно протекал процесс генерации углеводородов, можно отметить, что совпадение по времени процессов: генерации углеводородов, образование структуры-ловушки и возникновения разломов – каналов для миграции углеводородов вверх по разрезу, предопределило формирование уникального Медвежьего газового месторождения.

Многие гигантские месторождения севера Западной Сибири, такие как Медвежье, Уренгойское, Юбилейное, Ямсовейское, а так же шельфа Баренцева и Карского морей, связаны со специфическими бескорневыми структурами. Механизм образования этих поднятий до настоящего времени до конца не ясен – их формирование не может быть обусловлено субвертикальным движением различных блоков Земной коры, а нарастание амплитуды вверх по разрезу затруднительно объяснить горизонтальным сжатием осадочного чехла.

Возможным механизмом формирования структуры может быть архимедово всплытие сравнительно легких газонасыщенных объемов пород. Моделирование этого процесса выполнено в рамках подхода, сформулированного Луневым Б.В. [3], описывающего деформации среды, как ползущее течение высоковязкой ньютоновской жидкости. Процесс моделирования формирования структуры представляет собой последовательное восстановление возможных предыдущих состояний структуры, вплоть до некоторого «начального», используя метод обратной эволюции [2], заданием отрицательного шага по времени. Однако, поскольку процесс деформации среды не является линейным, для каждого шага было проделано некоторое количество итераций расчета предыдущего состояния структуры и последующего сравнения расчетной структуры с исходной (для данного шага) для введения поправок. Затем, от найденного таким путем «начального» состояния, была рассчитана прямая эволюция.

Инициация такого поднятия может быть вызвана различными причинами. Мы допускаем, что этот процесс мог быть связан с развитием сдвиговых деформаций в фундаменте и осадочном чехле. Большое значение сдвиговых движений фундамента при формировании пликативных структур осадочного чехла для Западной Сибири показано Гогоненковым и другими [1]. Результаты физических и вычислительных экспериментов [4], показывают что подобные деформации среды за счет появления зон дилатансии и трещин отрыва приводят к увеличению порового пространства и количества газовых каналов.

Результаты математического моделирования показали сходство деформаций возникающих при всплывании, с формами структурных горизонтов Медвежьего месторождения, что может свидетельствовать о корректности предложенной модели (рис. 2).

Ход времени

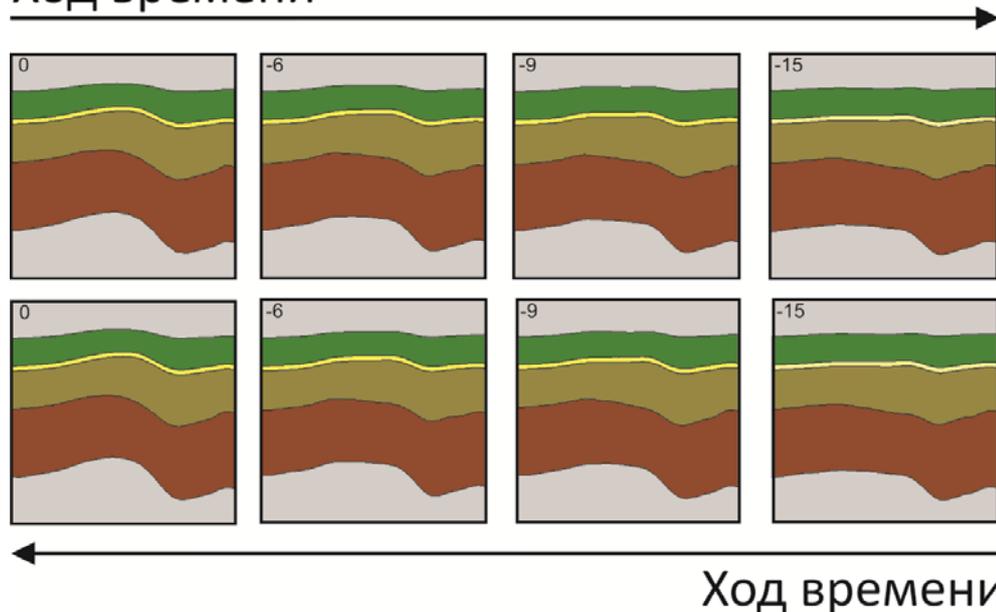


Рис. 2. Серия разрезов отражающих ход математического моделирования формирования Медвежьего месторождения, путем обратной и прямой эволюции.

Работа выполнена в рамках междисциплинарного интеграционного проекта СО РАН №127.

Литература

1. Гогоненков Г.Н., Некрасова Л.А., Тимурзиев А.И (2011) Пластические деформации осадочного чехла Западной Сибири в зонах горизонтальных сдвигов фундамента, Геология нефти и газа, 3/2011, с. 55–62.
2. Ismail-Zadeh, A.T., Korotkii, A.I., and Tsepelev, I.A., (2003) Numerical approach to solving problems of slow viscous flow backwards in time, in *M.I.T. Computational Fluid and Solid Mechanics 2003*, K.J. Bathe (Ed.), Elsevier Science, Oxford, с. 938–941.
3. Лунев Б.В.. (1986) Изостазия как динамическое равновесие вязкой жидкости, Доклады академии наук СССР (ISSN 0002-3264), том 290, № 1, 1986, с. 72–76.
4. Стефанов Ю.П. (2010) Режимы дилатансии и уплотнения развития деформации в зонах локализованного сдвига, Физическая мезомеханика, 13, Elsevier. с. 44–52.

СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И ИСТОРИЯ ФОРМИРОВАНИЯ МЕДВЕЖЬЕГО ГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Конторович Д.В.

ИНГТ СО РАН, г. Новосибирск, Россия, E-mail: *clay@ngs.ru*

Настоящая работа посвящена сейсмогеологической характеристике и анализу истории тектонического развития Медвежьего газового месторождения на базе комплексной интерпретации данных 2-D сейсморазведки, ГИС и глубокого бурения.

В ходе работы выполнен анализ полученных структурных карт, карт изопахит сейсмокомплексов, а также палеоразрезов на время формирования основных флюидоупоров Западной Сибири, и дана структурная характеристика района исследований и осуществлен анализ истории формирования Медвежьего мезовала.

SEISMOGEOLOGICAL CHARACTERISTICS AND FORMING HISTORY OF MEDVEGYE GAS FIELD

Kontorovich D.V.

IPGG SB RAS, Novosibirsk, Russia, E-mail: *clay@ngs.ru*

The present work deals with seismogeological characteristics and analysis of tectonic history of Medvegyee gas field. All investigations are based on the integrated seismic, well logging and deep drilling data.

In this work the analysis of structural maps, isopach maps and paleosections for main cap rocks of West Siberia forming times were realized. As a result a structural characterisation of the study region and a reconstruction of forming history of Medvezhiy mezoarch was realized.

Медвежье месторождение в административном плане находится в ЯНАО, в тектоническом отношении приурочено к Медвежьему мезовалу, осложняющему Медвежье-Нумгинский наклонный мегавал, отделяющий Большехетскую мегасинеклизу от Надымской гемисинеклизы. В плане нефтегазогеологического районирования район исследований расположен в Надымском нефтегазоносном районе Надым-Пурской НГО.

Медвежье месторождение открыто в 1967 г. В процессе геологоразведочных работ была выделена единая для Медвежьего и Ныдинского поднятий уникальная сеноманская залежь с общим ГВК, плоскость которого имеет наклон в северном направлении. Резервуар массивный, ловушка структурная, залежь массивно-сводовая, водоплавающая, субмеридионального простирания. В составе свободного газа преобладает метан (98,39 %).

Медвежье месторождение находится в разработке с 1972 г. В 2000 г. добыто 35 828 млн м³ газа, накопленная добыча составила 1 629 013 млн м³ [2].

Основой для проведенных исследований послужили данные по 81 скважине и 121 сейсмическому профилю МОГТ. Построения были выполнены с использованием мно-

гоцелевого интерпретационно-обрабатывающего программного комплекса W-Seis, разработанного в ИНГГ СО РАН.

В ходе работы в программном комплексе W-Seis была осуществлена корреляция следующих отражающих горизонтов.

Отражающий горизонт А приурочен к подошве осадочного чехла и характеризуется динамической неоднородностью и носит прерывистый характер. Надежная корреляция этого горизонта требует, по возможности, большей опоры на результаты глубокого бурения.

Отражающий горизонт Б формируется на кровле баженовской свиты (верхняя юра, волжский ярус). Благодаря аномальности акустических свойств, выдержанности толщины свиты на значительных территориях и ее широкому распространению, отражающий горизонт Б обладает высоким энергетическим уровнем, динамической выразительностью и надежно коррелируются на временных разрезах.

Отражающий горизонт М, приуроченный к подошве покурской свиты (нижний мел, апт), является наименее устойчивым среди постюрских реперных горизонтов, но, несмотря на это, и в региональном плане и на локальных площадях довольно надежно прослеживается по сейсмическим данным.

Отражающий горизонт Г, формирующийся на 30-40 метровой глинистой пачке кузнецовской свиты (кровля сеномана), наряду с горизонтом Б, является наиболее надежным сейсмогеологическим репером в мезозойско-кайнозойском разрезе Западной Сибири.

Отражающий горизонт С приурочен к кровле ганькинской свиты (верхний мел, маастрихт). Горизонт обладает высоким энергетическим уровнем и однозначно прослеживается на временных сейсмических разрезах.

Для анализа структурно-тектонического строения района в процессе проведенных исследований на базе комплексной интерпретации данных 2-D сейсморазведки и глубокого бурения было осуществлено построение набора структурных карт по основным отражающим горизонтом.

Анализ полученных структурных карт показал, что рельефы всех горизонтов подобны.

В структурном плане *горизонта А* линейной структуры не существует. Выделяется изометричное поднятие в южной части территории, которое контрастным прогибом, простирающимся с юго-востока на северо-запад, отделено от изометричной структуры на Ныдинской площади.

В рельефе *баженовской свиты* Медвежья и Ныдинская структуры не оконтуриваются общей изогипсой и, так же как и в структурном плане подошвы юры, отделены друг от друга локальным прогибом. Ныдинское к.п. расположено гипсометрически выше Медвежьего вала.

В структурных планах кровли и подошвы юры эти структуры с востока и юго-запада ограничены депрессиями.

В структурном плане меловых и кайнозойских отражающих горизонтов не выделяется локальный прогиб, который в рельефе кровли и подошвы юры пересекает исследуемую территорию с юго-востока на северо-запад. Медвежья и Ныдинская структуры

в рельефах этих горизонтов объединены в Медвежий мезовал, расположенный в центральной части территории и имеющий субмеридиональное простирание.

В структурном плане *горизонта М* Ныдинский прогиб, ограничивающий Медвежьё структуру на востоке, больше по размерам и более глубокий, чем депрессия, расположенная в юго-западной части территории.

Северо-западная часть территории представлена резким воздыманием рельефа в направлении Сандибинской площади на всех структурных поверхностях.

Подобие структурных планов всех мезозойских и кайнозойских отражающих горизонтов может говорить о том, что на их формирование оказывали воздействие одни и те же тектонические процессы, которые имели место после формирования ганькинской свиты в позднемеловое – кайнозойское время.

В основу изучения истории тектонического развития исследуемой территории и определения основных этапов формирования Медвежьей структуры был положен анализ временных сейсмических разрезов и карт изопахит сейсмогеологических комплексов.

Залегающие в кровлях осадочных мегакомплексов трансгрессивные глинистые пачки, к которым приурочены основные отражающие горизонты, формировались в эпохи тектонического покоя в условиях сnivelированного рельефа, что позволяет рассматривать их как квазиизохронные поверхности выравнивания и использовать при палеотектонических реконструкциях. В этом случае анализ изменения толщин осадочных мегакомплексов позволяет в первом приближении восстановить тектонические процессы, протекавшие на разных этапах развития территории. При этом зонам увеличенных толщин мегакомплексов будут отвечать области прогибания, наименьших – области, испытывавшие тенденцию к относительному росту [3].

Как было описано выше, в современном рельефе подошвы осадочного чехла выделяются две изометричные структуры в северной и южной частях исследуемой территории, разделенные локальным контрастным прогибом. Анализ карты толщин юрских отложений показал, что на момент формирования баженовской свиты в структурном плане доюрского основания эти структуры не существовали. Имело место региональное погружение территории с запада на восток, на фоне которого не происходило формирования структур, что позволяет сделать вывод о том, что современная Медвежья структура не приурочена к древнему эрозионно-тектоническому выступу.

В берриас-раннеаптское время существенных перестроек структурного плана не происходило. Территория представляла собой моноклираль, погружающуюся в восточном направлении, осложненную серией террас, в пределах которых формировались малоамплитудные незначительные по размерам структуры.

На апт-альб-сеноманском этапе начиналось формирование отдельных куполов современного Медвежьего мезовала, при чем южный купол вала испытывал более активную тенденцию к росту, чем центральный и северный. Ныдинский купол формировался наименее активно.

На турон-датском этапе развития происходило активное формирование южной части современного Медвежьего мезовала, в то время как центральная его часть росла го-

раздо менее интенсивно, а Ныдинская часть современной линейной структуры практически не испытывала тенденции к росту.

После формирования ганькинской свиты тектоническая обстановка в пределах исследуемого района существенно изменилась. На этом этапе южный купол современной Медвежьей структуры формировался гораздо менее интенсивно, чем на предыдущем, а центральный и в особенности Ныдинский купола испытывали активную тенденцию к росту, что в результате привело к тому, что все части современного Медвежьего мезовала в рельефе подошвы сеномана и вышележащих горизонтов вышли на один гипсометрический уровень и сформировалась единая линейная структура II порядка, к которой приурочена уникальная сеноманская газовая залежь.

Таким образом, проведенный анализ карт изопахит мезозойско-кайнозойских отложений в пределах исследуемого района показал, что Медвежья структура не приурочена к эрозионно-тектоническому выступу домезозойского основания – она начала активно расти только в конце сеномана и была полностью сформирована в кайнозое.

То обстоятельство, что замыкание антиклинальной структуры II порядка совпало по времени с процессом генерации и миграции углеводородов на территории Западной Сибири [1], и предопределило формирование уникального газового Медвежьего месторождения.

Также для анализа истории тектонического развития исследуемой территории были построены временные палеоразрезы по сейсмическому профилю № 2890027, пересекающему Медвежью структуру в субширотном направлении. Каждый палеоразрез характеризует структурный план нижележащих горизонтов на момент формирования баженовской, танопчинской, кузнецовской и ганькинской свит – региональных флюидоупоров Западной Сибири, к которым приурочены описанные выше основные отражающие горизонты.

На момент формирования баженовской свиты (волжский век, титон) рельеф нижележащих горизонтов представлял собой моноклираль, погружающуюся с запада на восток.

Ко времени формирования тангаловской свиты (апт) существенных изменений в структурных планах домеловых горизонтов не произошло. Рельеф горизонта Б имел вид погружающейся в восточном направлении моноклинали, в пределах которой выделяется терраса, осложненная малоамплитудным куполом.

На момент формирования кузнецовской свиты (сеноман) в рельефе горизонта М погружение с запада на восток было выражено очень слабо, а на месте современного Медвежьего мезовала началось формирование положительной структуры.

В датское время (формирование ганькинской свиты) западная и восточная части горизонта Г находились на одном гипсометрическом уровне, а на месте современной Медвежьей структуры продолжалось поднятие, увеличиваясь по площади и по амплитуде.

Анализ современного разреза показывает, что именно в кайнозойское время поднятие, которое развивалось на двух предыдущих тектонических этапах, сформировалось в положительную структуру II порядка.

Таким образом, анализ палеоразрезов подтвердил вывод, сделанный выше: Медвежий мезовал начал развиваться в конце сеномана, но решающим для формирования его современного облика стал кайнозойский этап развития. Этот этап тектонической активизации сопровождался образованием большого количества секущих весь мезозойско-кайнозойский чехол разрывных нарушений, выделяющихся на временных разрезах. Эти разломы могли служить каналами для миграции углеводородов из нижележащих отложений в вышележащие.

Подводя итог всему вышесказанному, можно сделать вывод о том, что именно совпадение по времени трех процессов – образования структуры-ловушки, генерации углеводородов и формирования разломов – каналов для миграции углеводородов вверх по разрезу предопределило формирование уникального Медвежьего газового месторождения.

Литература

1. Геология нефти и газа Западной Сибири / Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К. и др. – М.: «Недра», 1975. 680 с.
2. Ермилов О.М., Карогодин Ю.Н., Конторович А.Э. и др. Особенности геологического строения и разработки уникальных залежей газа крайнего севера Западной Сибири. Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2004, 139 с.
3. Конторович В. А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири // Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2002. 253 с.

ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ОСИНСКОГО ГОРИЗОНТА НЕПСКО-БОТУОБИНСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ

Кузнецов А.С.

РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, г.Москва, Россия, E-mail: *andrey.kuznecov.91@mail.ru*

В работе была дана литологическая характеристика отложений осинского горизонта, проведен циклостратиграфический анализ. Выделены основные генетические типы пустотного пространства карбонатных отложений осинского горизонта. Показано влияние вторичных преобразований на формирование коллекторских свойств нижнекембрийских отложений. Охарактеризована зональность вторичного минералообразования в породах. Определена зависимость ФЕС от литологического типа пород. Выделены интервалы развития пород коллекторов по разрезу.

The deposits of Osinskiy horizon were characterized lithologically and stratigraphic analysis was made during the execution of this work. Basic genetic types of void space of carbonate rocks of Osinskiy horizon were determined. Also the influence of secondary processes on the formation of reservoir features of Lower Cambrian rocks was shown. The zonation of secondary mineral formation was characterized too. The dependence of reservoir properties on lithological type of rock was determined. The intervals of formation of reservoir rocks were distinguished.

Проблема прогнозирования фильтрационно-емкостных свойств в карбонатных отложениях является на сегодняшний день весьма актуальной, что связано, в первую очередь, с увеличением объемов поисково-разведочных работ на нефть и газ в карбонатных толщах.

Нижнекембрийские карбонатные и галогено-карбонатные отложения являются одними из наиболее перспективных объектов на нефть и газ в южной части Сибирской платформы. Их нефтегазоносность доказана открытием таких месторождений как Верхнечонское, Талаканское, Среднеботуобинское, Даниловское. В свою очередь, карбонатные отложения осинского горизонта являются одними из важнейших объектов для поисков нефти и газа на юге Сибирской платформы в целом и в частности в пределах Непско-Ботуобинской антеклизы.

В связи с этим проблема детального изучения этих отложений, их состава, условий образования и коллекторских свойств, приобретает в настоящее время всё большую актуальность.

В осинском горизонте преобладают органогенные водорослевые известняки и доломиты, присутствуют прослои ангидритов, мергелей, аргиллитов и соли. Отложения осинского горизонта отличаются отчётливой слоистостью, выражающейся в закономерном чередовании различных литотипов, что свидетельствует о периодическом изменении условий осадконакопления. Отложения осинского горизонта прослеживаются по всей территории Непско-Ботуобинской антеклизы, но отличаются высокой степенью

неоднородности, что также во многом связано с различными условиями образования пород.

Закономерное чередование в разрезе осинского горизонта определенных структурно-генетических типов пород указывает на циклическое развитие процессов седиментации в бассейне. В целом циклиты имеют трехчленное строение. В основании циклитов, в условиях крайнего мелководья, при слабом привносе глинистого материала отлагались микрокристаллические глинистые доломиты. Средняя часть циклита представлена следующими литотипами: доломитами с реликтовой органогенно-водорослевой структурой, разнокристаллическими доломитами, известняками органогенно-водорослевыми, которые были сформированы при максимальном развитии трансгрессии. Завершают разрез циклита существенно сульфатизированные породы, отлагавшиеся в условиях повышенной солёности, вызванной частичной изоляцией бассейна осадконакопления и его обмелением. В ряде случаев обмеление бассейна сопровождалось усилением гидродинамической активности и появлением в разрезе комковатоструктурных разностей, а также брекчиевидных текстур.

Данная работа базируется на результатах литологических и петрофизических исследований, а так же циклостратиграфического анализа. В результате проведённых работ было выявлено, что наилучшими коллекторскими свойствами обладают доломиты разнокристаллические и доломиты с реликтовой органогенно-водорослевой структурой. Также была установлена зависимость значений пористости и проницаемости пород от их первичной структуры и степени преобразованности вторичными процессами.

Закономерности распределения фильтрационно-емкостных свойств в карбонатных породах определяются литолого-фациальным составом слагающих природный резервуар отложений и направленностью, а также интенсивностью вторичных изменений. Наилучшие коллекторские свойства, приурочены к разрезам скважин, расположенных в сводовой части Непско-Ботубинской антеклизы. Это связано с интенсивно протекавшими там процессами вторичной доломитизации и выщелачивания.

В разрезе осинского горизонта выделяются следующие генетические типы пустот: межкристаллические пустоты, пустоты выщелачивания, остаточные пустоты. Образование межкристаллических пустот связано как с процессами вторичной доломитизации, так и с процессами заполнения первичных пустот кристаллами доломита. Поры данного типа имеют изометричные, угловатые очертания. Размер пор меняется от 50 мкм до 0,5 мм. Расположение пор в породе обусловлено, главным образом, неравномерной доломитизацией исходной породы.

Пустоты выщелачивания, сформированные по первичным внутрикаркасным пустотам, имеют размеры от 50 мкм до 5 мм. Расположение пустот в породе обусловлено первичной структурой породы. В порах данного типа, в отличие от межкристаллических пустот, помимо выделения мелких кристаллов ангидрита отмечается наличие новообразованных кристаллов доломита и галита.

Вторичные изменения пород-коллекторов осинского горизонта во многом изменили структуру и объем порового пространства. Установлено несколько типов вторичных преобразований, которые как положительно, так и отрицательно влияли на объем пустотного пространства.

Наиболее широкомасштабные преобразования связаны с процессом доломитизации, влияние которого на формирование коллекторских свойств неоднозначно. В результате замещения кальцита доломитом из-за разности молекулярных масс образовывались межкристаллические пустоты доломитизации, размером 0,05–0,25 мм. В то же время, при изучении пород в шлифах наблюдается процесс заполнения первичных внутрикаркасных пустот или же пустот выщелачивания вторичными кристаллами доломита, размером 0,1–0,25 мм, приводящий к сокращению порового пространства.

Кальцитизация в карбонатных отложениях осинского горизонта проходила в две стадии: первая – инкрустация биогермного каркаса перистыми кристаллами кальцита, размером 0,1 – 0,2 мм и, вторая стадия – заполнение пустот более крупными кристаллами кальцита, размером 0,2 – 0,5 мм.

Еще одним процессом, приводящим к сокращению пустотного пространства, является сульфатизация. Необходимо отметить, что при изучении карбонатных отложений осинского горизонта было отмечено два типа сульфатизации. К первому типу относятся раннедиагенетические выделения тонко-микрористаллических ангидритов, которые формировались в условиях повышенной солености бассейна. Ко второму типу относятся сульфаты (ангидрит, гипс) катагенетические, которые ассоциируют с вторичными доломитами и выполняют первичные пустоты в биогермных известняках.

В разрезе осинского горизонта широкое развитие получили процессы вторичного засоления. Так при первичном описании керна можно отметить, что крупные каверны, размером до нескольких сантиметров заполнены галитом прозрачно-серого или молочно-белого цвета. Каверны, залеченные солью, часто образуют прослои мощностью 15–20 см.

Коллекторы преимущественно смешанного типа: порово-каверновые, порово-трещинные, кавернозно-трещиноватые и реже чисто поровые или трещинные.

В ходе исследования осинского горизонта было выделено семь основных литотипов: доломиты разнокристаллические, доломиты разнокристаллические тонкослоистые, доломиты микрористаллические, доломиты разнокристаллические с реликтовой органогенно-водорослевой структурой, доломиты комковато-сгустковые, ангидритодолмиты и известняки биогермные. Были выявлены закономерности между литотипами исследуемых пород и значениями их пористости и проницаемости.

Петрофизические характеристики осинского горизонта были изучены по скважинам Северо-Могдинской 301, Северо-Могдинской 302, Ярактинской 143, Западно-Ярактинской 311 и Большетирской 11. Анализ результатов определения фильтрационно-емкостных свойств пород осинского горизонта показывает, что значения этих параметров имеют весьма широкий разброс. В целом значения пористости колеблются от 0,2% до 26%, проницаемости – от $0,001 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$ до $2377 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$.

Литература

1. Дмитриевский А.Н., Кузнецов В.Г., Илюхин Л.Н., Постникова О.В и др.. Строение и условия формирования осинского горизонта юга Сибирской платформы в связи с его нефтегазоносностью//Прогноз нефтегазоносности Восточной Сибири. М.: Изд-во МИНХ иГП. – 1990. – Вып. 222. – С. 23–28.
2. Кузнецов В.Г., Дмитриевский А.Н., Постникова О.В., Скобелева Н.М.. Строение природных резервуаров нефти и газа венд-кембрийской соленосно-карбонатной формации юга

Сибирской платформы//В кн.: Вторичные изменения осадочных пород и формирование коллекторов нефти и газа.-Труды ГАНГ. М.: Изд-во Нефть и газ. – Вып. 240. – 1993. – С. 115–131.

3. Кузнецов В.Г. Литология. Осадочные горные породы и их изучение. М.: Недра, 2007. 511 с.
4. Кузнецов В.Г, Илюхин Л.Н., Бакина В.В., Постникова О.В. и др. Карбонатные толщи Восточной Сибири и их нефтегазоносность//М.:Научный Мир, 2000. – 104 с.
5. Кузнецов В.Г. Природные резервуары нефти и газа карбонатных отложений. М.: Недра, 1992. 240 с.

РЕКОНСТРУКЦИЯ ЭТАПОВ ГЕОХИМИЧЕСКОЙ ИСТОРИИ НЕФТИ ТУРНЕЙСКОГО ЯРУСА НОВО-ЕЛХОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Минлигалиева Л.И.

КФУ, г. Казань, Россия, E-mail: *landish.91@mail.ru*

Статья посвящена проблеме нефтеобразующей роли доманиковых отложений. На основе данных, полученных при исследовании нефти турнейского яруса Ново-Елховского месторождения методом газовой хроматографии реконструированы этапы геохимической истории вышеназванной нефти. И в последствии выявлена генетическая связь между ней и органическим веществом доманикоидов верхнего девона, что подтверждает гипотезу миграции микронепфти из материнских пород доманикового горизонта в вышележащие отложения нижнего карбона.

RECOGNITION OF GEOCHEMICAL HISTORY OF OIL WITHIN TOURNAISIAN STAGE OF NOVO-ELKHOVSKOYE OIL-FIELD

Minligalieva L.I.

KFU, Kazan, Russia, E-mail: *landish.91@mail.ru*

The article is devoted to problem of oil generating role of Domanik stratum. Recognition of geochemical history of oil within Tournaisian stage of Novo-Elkhovskoye oil-field based on data, which obtained as a result of oils analysis by gas chromatography method. It was revealed genetic connection between this oil and the Upper Devonian organic matter. It confirms the hypothesis of bitumen migration from Domanik source rocks to overlying Carboniferous reservoir.

Объектом исследования являются пробы нефти верхнетурнейского подъяруса Ново-Елховского месторождения (юго-восток республики Татарстан).

Цель данных исследований – геохимическое изучение нефти верхнетурнейского подъяруса и выявление корреляционной связи с нефтематеринскими отложениями семилукского (доманикового) горизонта.

Данные исследования способствуют научно обоснованному геологическому поиску нефтяных и газовых месторождений; появляется возможность прогнозировать качественный состав ожидаемых скоплений углеводородов.

В задачи работы входило определение: 1) условий осадконакопления исходного ОВ нефти; 2) первичного типа (генезиса) ОВ; 3) степени катагенетической превращенности ОВ, а также 4) сопоставление результатов исследований (данные по исходному ОВ нефти) с предполагаемой нефтематеринской толщей – отложения доманикового горизонта верхнего девона.

Реконструкция этапов геохимической истории нефти основывается на информации о составе нефти на разных аналитических уровнях и в большей мере на молекулярном составе углеводородов (УВ) и гетероатомных соединений. Для получения названного

вида информации в данной работе используются жидкостно-адсорбционная и газо-жидкостная хроматография.

Определение группового состава нефти методом жидкостно-адсорбционной хроматографии

Для проведения анализа применяем сорбент – силикагель марки АСК и следующие реактивы: петролейный эфир с температурой кипения 40-70 °С, петролейный эфир с температурой кипения 70-100 °С, бензол, спирто-бензол, хлороформ.

В групповом составе можно найти различия, связанные с генетическим типом РОВ: в сапропелевом РОВ отношение масла-смолы всегда выше, чем в гумусовом. Результаты исследования нефти методом жидкостно-адсорбционной хроматографии представлены в табл. 1. Довольно высокое отношение масла-смолы дает основание предполагать, что исходным ОВ для нефти послужила сапропель.

Таблица 1

№ анализа	Групповой состав нефтей, %				
	Масла	Бензольные смолы	Спирто-бензольные смолы	Асфальтены	Асфальтогеновые кислоты
1	56,89	17,63	12,82	5,13	7,53
2	48,63	19,21	13,97	5,24	12,97
3	36,23	13,25	14,62	17,32	18,55

Исследование углеводородного состава нефти методом газовой хроматографии

Исследования проводим на приборе «Кристалл 2000М» методом капиллярной ГХ в режиме программирования температуры от 100 °С до 300 °С. В диапазоне температур от 100 °С до 150 °С скорость определения исследуемого вещества изменяется со скоростью -10 °С в минуту и в диапазоне от 15 °С до 300–3 °С в минуту соответственно (в качестве газа-носителя используется водород).

Для генетических суждений используются общепринятые при исследованиях методом газожидкостной хроматографии коэффициенты

1. Отношение пристан /фитан (П/Ф), $K_i = \text{П} + \text{Ф} / \text{н-С}_{17} + \text{н-С}_{18}$;
2. Соотношение высоко- и низкомолекулярных *n*-алканов $K_{\text{вн}} = \sum \text{н}(\text{С}_{27} - \text{С}_{31}) / \sum \text{н}(\text{С}_{15} - \text{С}_{19})$, $\text{н-С}_{27} / \text{н-С}_{17}$, $\text{Ф} / \text{н-С}_{18}$, $\text{П} / \text{н-С}_{17}$;
3. Коэффициент нечетности НЧ, который рассчитывался в двух вариантах – по всей сумме *n*-алканов от н-С_{15} до н-С_{34} (НЧ₁) и в виде $2\text{н-С}_{29} / \text{н-С}_{28} + \text{н-С}_{30}$ (НЧ₂);

4. Коэффициент нечетности в высокомолекулярной области – CPI.

$$CPI = 1/2((C_{25}+C_{27}+C_{29}+C_{31}+C_{33})/(C_{24}+C_{26}+C_{28}+C_{30}+C_{32})+(C_{25}+C_{27}+C_{29}+C_{31}+C_{33}/C_{26}+C_{28}+C_{30}+C_{32}+C_{34}))$$

Хроматографические показатели углеводородного состава масляной фракции верхнетурнейской нефти Ново-Елховского месторождения.

Таблица 2

№ обр.	П/Ф	П/нС ₁₇	Ф/нС ₁₈	П+Ф/нС ₁₇ +С ₁₈	нС ₂₇ /нС ₁₇
1	0,6970	0,5358	0,8114	0,6699	0,5283
2	0,7303	0,5578	0,7920	0,6728	0,4151
3	0,8086	0,5200	0,7742	0,6353	0,4104

Таблица 3

№ обр.	$HЧ_2 = 2nC_{29}/nC_{28}+nC_{30}$	$HЧ_1$	CPI	$\sum(C_{27}-C_{31})/\sum(C_{15}-C_{19})$
1	0,9836	0,9732	0,9763	0,5910
2	1,1165	0,9617	0,9845	0,3224
3	1,1420	1,0835	1,0614	0,3582

Реконструкция условий накопления ОВ нефти

Низкие значения отношения высоко- к низкомолекулярным *n*-алканам ($K_{вн} = \sum n(C_{27}-C_{31})/\sum n(C_{15}-C_{19}) = 0,3224 \div 0,5910$) свидетельствуют об исходном сапропелевом ОВ, т.е. о преобладании доли низшей растительности в органическом материале. Следует отметить, что в результате созревания ОВ увеличивается количество низкомолекулярных алканов, поэтому коэффициент $K_{вн}$ является также и параметром катагенетической превращенности. Таким образом, ОВ является достаточно зрелым.

Коэффициенты нечетности НЧ, рассчитанные в двух вариантах – по всей сумме *n*-алканов от *n*-С₁₅ до *n*-С₃₄ ($HЧ_1$) и в виде $2n-C_{29}/n-C_{28}+n-C_{30}$ ($HЧ_2$), близки к единице. Данный результат вызван биодеградацией.

Степень преобладания молекул с нечетным числом атомов углерода также можно оценить с помощью коэффициент нечетности в высокомолекулярной области CPI (Carbon Preference Index), который представляет собой весовое отношение нечетных гомологов к четным.

Этот показатель также приблизительно равен единице. Отсутствие значительного преобладания нечетных молекул является следствием катагенеза. В главной зоне генерации нефти образуется много новых алканов со слабым преобладанием нечетных, что приводит к постепенному выравниванию концентраций четных и нечетных гомологов в

результате разбавления первоначальных молекул новообразующимися. Показатель СРІ приближается к 1. Отношение изопреноидов пристана и фитана П/Ф=0,6970-0,8086.

В восстановительных условиях осадконакопления фатильный радикал хлорофилла растений и стенок бактериальной клетки перешел в спирт фитол, восстановление которого привело к образованию значительного количества фитана (C₂₀H₄₂). Таким образом источником нефти послужило морское ОВ (преимущественно сапропелевое ОВ).

Доманик как нефтематеринская толща

В недрах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, в отложениях верхнего девона – низов турнея, присутствует своеобразная доманиковая фация высокобитуминозных пород, площадь распространения которых совпадает с границами нефтеносности провинции и составляет около 400 тыс. км². При мощности около 30 м и среднем содержании органики 2-3%, содержит в сумме около триллиона тонн органического вещества. По данным исследований Н.М. Страхова, К.Ф. Родионовой, Л.А. Гуляевой, В.И. Тимофеевой, С.Г. Неручева и др., битумы доманиковых пород являются типично нефтяными и сингенетичными. За период катагенного преобразования захороненной органики была генерирована огромная масса легких, подвижных компонентов, значительная часть которых мигрировала из доманиковых пород, вероятно сформировав известные месторождения Урало-Поволжья. [2]

Из вышесказанного следует, что исходное органическое вещество, необходимое для образования нефти верхнетурнейского подъяруса Ново-Елховского месторождения, вероятно формировалось в условиях доманиковой фации во время позднего девона (семилукское время). Опираясь на осадочно-миграционную теорию мы можем утверждать, что впоследствии образованный битумоид скорее всего мигрировал из нефтематеринских пород в результате растворения в ней сжатых газов и наличия порового давления в вышележащие отложения нижнего карбона.

Для подтверждения данной гипотезы мы сравнили данные хроматографического анализа нефти (3 пробы. Черепетский и Кизеловский горизонты. Ново-Елховское месторождение) и данные геохимического исследования хлороформенных синбитумоидов доманиковых отложений западного склона Южно-Татарского свода.

Таблица 4

	Хроматографические показатели						
	П/Ф	НЧ ₁	НЧ ₂	К _i	К _{вн}	Ф/н-С ₁₈	н-С ₂₇ / н-С ₁₇
Нефть	0,70-0,81	0,96-1,08	0,98-1,06	0,64-0,67	0,32-0,59	0,77-0,81	0,41-0,53
Битумоид	0,1-0,68	0,90-1,16	0,51-1,24	0,70-3,39	0,31-6,8	0,75-3,81	0,23-2,53

Значительные вариации хроматографических показателей (НЧ₂, К_{вн}, К_i, Ф/н-С₁₈, н-С₂₇/н-С₁₇) доманиковых синбитумоидов говорят о том, что условия накопления ОВ, соответственно и его генетические особенности были довольно дифференцированы. Но

в целом роль наземного растительного материала понижена. Максимальные значения показателя K_i могут быть обусловлены влиянием процессов биodeградации. Однако это представляется маловероятным для комплекса доманиковых отложений, формировавшихся в восстановительной обстановке, скорее всего это предопределяется характером исходного ОВ. В этом плане важно заметить, что повышенные значения K_i связаны с высокой ролью фитана. Во всех без исключения образцах как битумоидов, так и нефти отношения $\Phi/n-C_{18}$ больше значений отношения $\Pi/n-C_{17}$, отношение Π/Φ менее 1. Для исследуемой нефти $\Pi/\Phi=0,70\div 0,81$, для доманиковых битумоидов $\Pi/\Phi=0,1\div 0,68$. Таким образом, очевидно повышенное содержание фитана в составе изопреноидов, обусловленное большей ролью микрофитопланктона в составе исходного ОВ. [1]

Исходя из вышеизложенных фактов можно предполагать генетическую связь нефтетиверхнетурнейского подъяруса с органическим веществом доманикоидов верхнего девона на Ново-Елховском месторождении.

Литература

1. Каюкова Г.П., Романов Г.В., Лукьянова Р.К., Шарипова Н.С.. Органическая геохимия осадочной толщи и фундамента территории Татарстана. М.: ГЭОС, 2009. 487 с.
2. Неручев С.Г., Рогозина Е.А., Парпарова Г.М., Зеличенко И.А. и др. Нефтегазообразование в отложениях доманикового типа. Л.: Недра, 1986.

ВЛИЯНИЕ СТРУКТУРЫ ПУСТОТНОГО ПРОСТРАНСТВА НА КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД НА ПРИМЕРЕ ВОСТОЧНО-РОГОЗИНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Моисеева Т.В.

ОАО «КамНИИКИГС», г. Пермь, Россия, E-mail: *mois_tan@mail.ru*

В статье изучается структура пустотного пространства пород и ее влияние на коллекторские свойства на примере Восточно-Рогозинского месторождения. Дано петрографическое описание исследуемых образцов, проведены лабораторные исследования фильтрационно-емкостных свойств, определены особенности порового и трещинного пространства, а также изучено их влияние на фильтрационно-емкостные свойства. В процессе работы исследуемые образцы были разделены по типам пустотного пространства, в итоге сделан вывод о влиянии пустотного пространства на коллекторские свойства.

INFLUENCE OF THE STRUCTURE VOIDS ON RESERVOIR PROPERTIES OF ROCKS ON THE EXAMPLE OF THE EAST-ROGOZIN OIL DEPOSIT

Moiseeva T.V.

OJSC «KamNIKIGS», Perm, Russia, E-mail: *mois_tan@mail.ru*

The article study the structure of the void space rock and its effect on reservoir properties on the example of East-Rogozin field. Given petrographic description of the samples, conducted laboratory studies of reservoir properties, especially defined pore spaces and cracks, as well as their influence on reservoir properties. In operation, the test samples were divided by type of void space, eventually concluded that the impact of the void space in the reservoir properties.

Формирование пустотного пространства определяется условиями седиментации и постседиментационными преобразованиями. Пористость седиментационного и диагенетического происхождения рассматривается как первичная, постседиментационного – вторичная. Первичная пористость в карбонатных породах в общем балансе емкости коллектора имеет весьма ограниченное значение. Наибольшее значение имеет вторичная пористость, развитие которой определяется первичной пористостью, а в последующем и трещиноватостью.

В карбонатных породах широко распространены вторичные пустоты растворения. Форма таких пустот неправильная, округло-изометричная, удлинённая. Пустоты размером до 1 мм относятся к порам, более 1 мм – к кавернам. Сообщение вторичных пустот между собой осуществляется микротрещинами и рукавообразными каналами.[1]

Структура пустотного пространства оказывает непосредственное влияние на коллекторские свойства пород. Характер влияния этого факта был изучен на примере Восточно-Рогозинского нефтяного месторождения, расположенного на территории республики Коми.

Исследуемые образцы были отобраны с глубины 3603-3633 м из продуктивных карбонатных отложений веянской свиты нижнесилурийского возраста.

Породы представлены доломитами тонко-, мелкозернистыми, пористо-кавернозными, с кавернами размером 0,2-3,0 см, трещиноватыми, с разноориентированными трещинами 0,2-1,0 мм, полыми и заполненными глинистым материалом, кальцитом или остатками битуминозного вещества.

Для получения наиболее достоверной информации исследования проводились на образцах полноразмерного керна с сохранением диаметра колонки керна и высотой примерно равной диаметру.[2]

Открытая пористость по результатам лабораторных исследований изменяется в широком диапазоне от 0,23 до 20,0 %. Показатели абсолютной газопроницаемости также значительно варьируют от 0,178 до 1880 10^{-15} м².

Высокая изменчивость фильтрационно-емкостных свойств пород связана с особенностями структуры пустотного пространства, которое представлено различным сочетанием пор, каверн и трещин. В зависимости от того, по каким пустотам преобладает фильтрация флюида, выделяются породы с трещинно-поровым, поровым, каверново-поровым и порово-каверновым типами пустотного пространства.[3]

Соотношение открытой пористости и абсолютной газопроницаемости отчётливо выделяет различный характер связи между этими показателями для сложных карбонатных коллекторов с различными типами пустотного пространства. В целом с увеличением открытой пористости происходит увеличение абсолютной газопроницаемости.

В ходе проведенных исследований был сделан вывод о том, что пустотное пространство изученных образцов, представлено порами и кавернами, оказывающими влияние на фильтрационно-емкостные свойства пород, и трещинами, преимущественно имеющими значение для фильтрационных свойств коллектора.

Литература

1. Гмид Л.П., С.Ш. Леви. Атлас карбонатных пород – коллекторов. Ленинград: Недра, 1972. – 176 с.
2. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. Под ред. В.И. Петерсилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко. М.-Т.: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. – 253 с.
3. Савинов В.Н. Выполнить комплекс исследований фильтрационно-емкостных и прочностных свойств кернового материала эксплуатационной скважины 110 Восточно-Рогозинской площади. Отчет ОАО «КамНИИКИГС», Пермь, 2011. – 159 с.

АВТОМАТИЗАЦИЯ ЗАДАЧИ КОРРЕЛЯЦИИ РАЗРЕЗА СКВАЖИН

Надеждин О.В.¹, Зайруллина Э.И.², Баранов Т.С.¹, Савичев В.И.¹

¹ ООО «БашНИПИнефть», г. Уфа, Россия, E-mail: *nadegdinov@bashneft.ru*,

² БашГУ, г. Уфа, Россия, E-mail: *zayrullina_elza@mail.ru*

Обсуждаются вопросы автоматизации задачи корреляции геологического разреза скважин. Рассматриваются критерии корреляции по комплексу ГИС, приведены типовые примеры автоматической корреляции.

THE AUTOMATION OF THE TASK OF THE WELLS GEOLOGICAL SECTION CORRELATION

Nadezhdin O.V.¹, Zairullina E.I.², Baranov T.S.¹, Savichev V.I.¹

¹ BashNIPIneft, Ufa, Russia, E-mail: *nadegdinov@bashneft.ru*,

² BashSU, Ufa, Russia, E-mail: *zayrullina_elza@mail.ru*

Matters pertaining to the automation of the task of the wells geological sections correlation are discussed. Criteria of correlation for set of Geophysical methods of Studying Wells (GSW) are considered. Conventional samples of the automatically correlation are demonstrated.

В настоящее время повторное рассмотрением данных геофизических исследований скважин (ГИС) с целью нахождения пропущенных нефтенасыщенных интервалов подразумевает обработку сотен и тысяч скважин. Поэтому важной и актуальной становится задача многоскважинной обработки данных.

Задаче автоматизации процесса корреляции геологических разрезов посвящены работы различных авторов. Использование методов интеллектуального анализа данных применительно к данной задаче активно развивается группой профессора И.С. Гутмана [3]. В работах [1,2] предлагается проводить анализ каротажных диаграмм на основе критерия максимальной корреляции, предварительно произведя анализ главных компонент. В данной работе также используется критерий максимальной корреляции, однако анализ производится в исходном пространстве данных. Предложенный алгоритм позволяет учесть часть несогласованности данных за счет введения весовых функций.

Рассмотрим задачу корреляции разреза. Корреляция геологических разрезов скважин – это выделение в разрезе и прослеживание по площади одноименных стратиграфических комплексов, горизонтов и пластов с целью выяснения условий их залегания, степени постоянства состава и толщины [4]. Искомые геологические разрезы выделяются на основе данных ГИС по принципу схожести формы каротажных кривых на отрезках, соответствующим аналогичным структурам.

Поиск маркеров можно осуществить при условии, что известны значения глубин кровли и подошвы пласта хотя бы на одной из скважин. Такую скважину назовем опорной. Скважину, для которой ведется поиск маркеров, назовем текущей. Пусть d_1 – вектор глубин данных на опорной скважине, x_{1j} , $j=\overline{1, n}$ – данные j -ого метода ГИС на

опорной скважине, соответствующих матрице глубин $d_1, d_2, x_{2j}, j=\overline{1, n}$ – соответствующие данные на текущей скважине. $w_j, j=\overline{1, n}$ – значения веса j -ого каротажа.

Поиск будем вести путем перебора значений глубины кровли и толщин разреза в заданных интервалах с заданными шагами.

Подразумевается возможность фиксации одного из этих параметров путем задания интервала поиска нулевой длины для данного параметра. Рассматриваемый вариант значения глубины кровли обозначим «kr», значение толщины разреза – «th». Искомые маркеры найдем из условия:

$$f(kr, th) = \sum_{j=1}^n w_j \frac{\text{corr}(x1_j^1(kr, th), x2_j^1(kr, th))}{n} \rightarrow \max,$$

где $x1_j^1(kr, th), x2_j^1(kr, th), j=\overline{1, n}$ – данные на опорной и текущей скважинах, в глубинах опорной. Для определения векторов $x1_j^1, x2_j^1$ необходимо: задать значения глубины кровли и подошвы на текущей скважине, произвести интерполяцию значения каротажа на текущей скважине в полученном интервале в соответствующие узлы (по глубине) на опорной скважине. Таким образом, можно получить векторы, где первое значение соответствует значению каротажа на глубине кровли, последнее – на глубине подошвы. При этом векторы $x1_j^1, x2_j^1$ должны содержать данные только для тех точек, где определены соответствующие значения j -ого каротажа, как на опорной, так и на текущей скважинах. На рисунке 1 представлено графическое разъяснение определения используемых векторов.

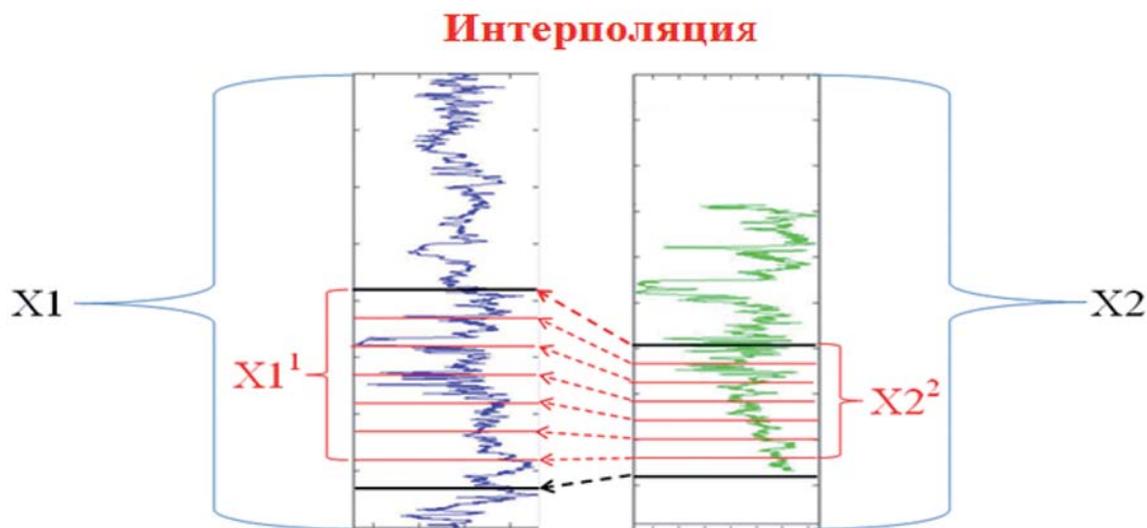


Рис. 1. Схема определения используемых векторов

Пусть заданы маркеры на скважине А. Установим границы изменения значений глубины кровли в интервале [глубина кровли А – 150; глубина кровли А + 150]. Далее построим график зависимости значения целевой функции от значения глубины кровли пласта (рисунок 2) на основе данных каротажей ГК, НГК, ПЗ с весами, равными 1. Аналогичным образом построим зависимость значения целевой функции от значений

глубины кровли и толщины пласта при условии принадлежности толщины к интервалу [толщина $A - 75$; толщина $A + 75$]. Шаг по значениям глубины кровли и толщины пласта выберем равным 1.

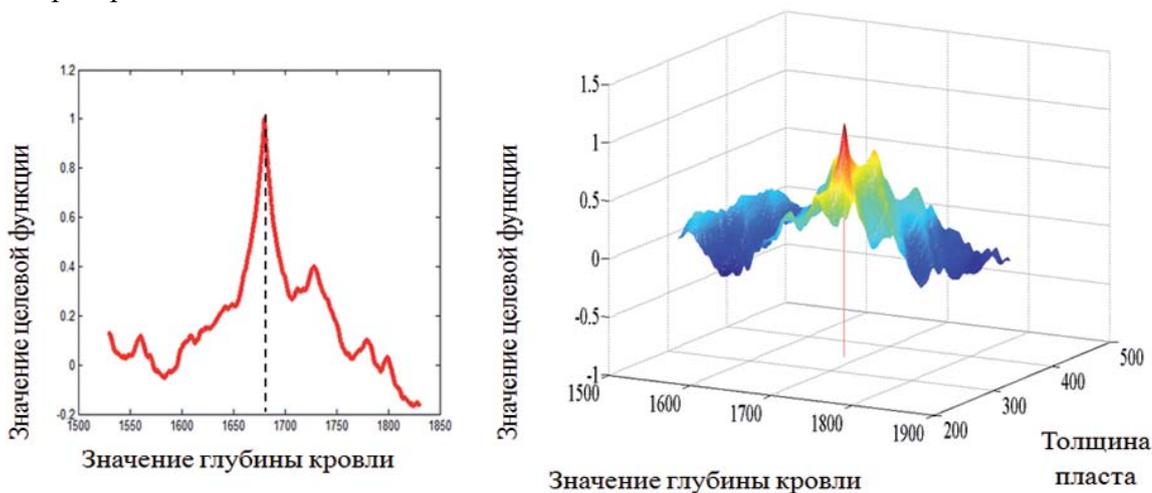


Рис. 2. Зависимость значения целевой функции для скважины А от: А) значения глубины кровли (толщина фиксирована); В) значений глубины кровли и толщины пласта.

Как видно из рисунка 2, максимальное значение целевой функции соответствует заданным глубинам кровли и подошвы пласта.

Авторами был реализован программный комплекс для автоматической корреляции разреза. Пользователь имеет возможность задать исходные значения маркеров на скважинах или установить их равными значениям на опорной скважине.

Пользователю необходимо выбрать каротажи для корреляции, указать соответствующие им веса, определить диапазоны поиска относительно исходных значений глубины кровли и толщины, а также значения шагов изменения значений по глубине кровле и толщине пласта. Также имеется возможность указать значения глубин на опорной скважине, значения ГИС на которых не будут учитываться при корреляции разреза.

Результаты корреляции разреза для скважины Б на основе описанного комплекса показаны на рисунках 3, 4, 5. В качестве опорной была выбрана скважина А. Ограничения были установлены те же, что и при построении зависимости значения целевой функции от значений кровли и толщины пласта.

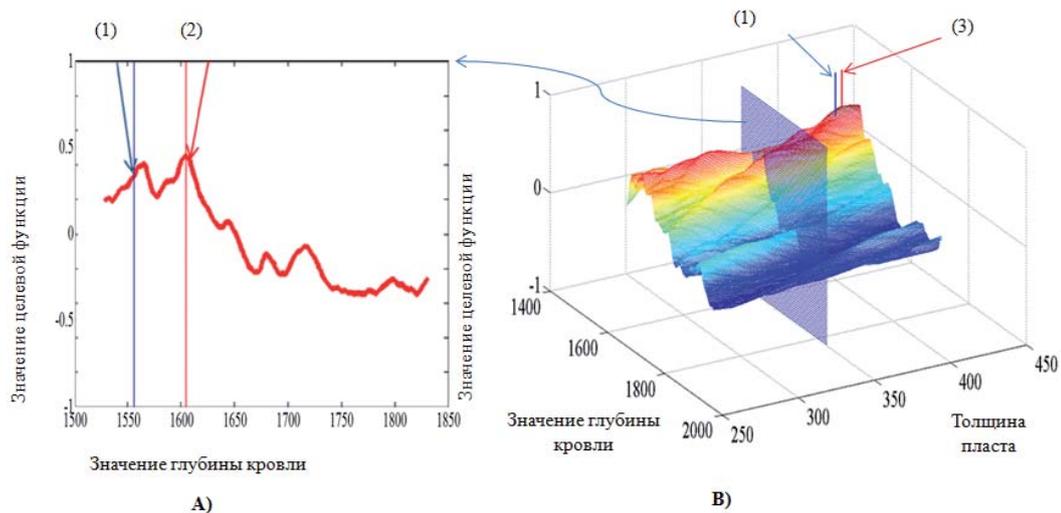


Рис.3. Зависимость значения целевой функции для скважины В от: А) значения глубины кровли (толщина фиксирована); В) значений глубины кровли и толщины пласта.

(1) Значение целевой функции, соответствующее глубине кровли и толщине пласта, указанным экспертом

(2) Значение целевой функции, соответствующее программно найденной глубине кровли, при корреляции разреза в предположении, что толщина пласта на текущей скважине равна толщине пласта на опорной скважине

(3) Значение целевой функции, соответствующее найденным программно глубине кровли и толщине пласта

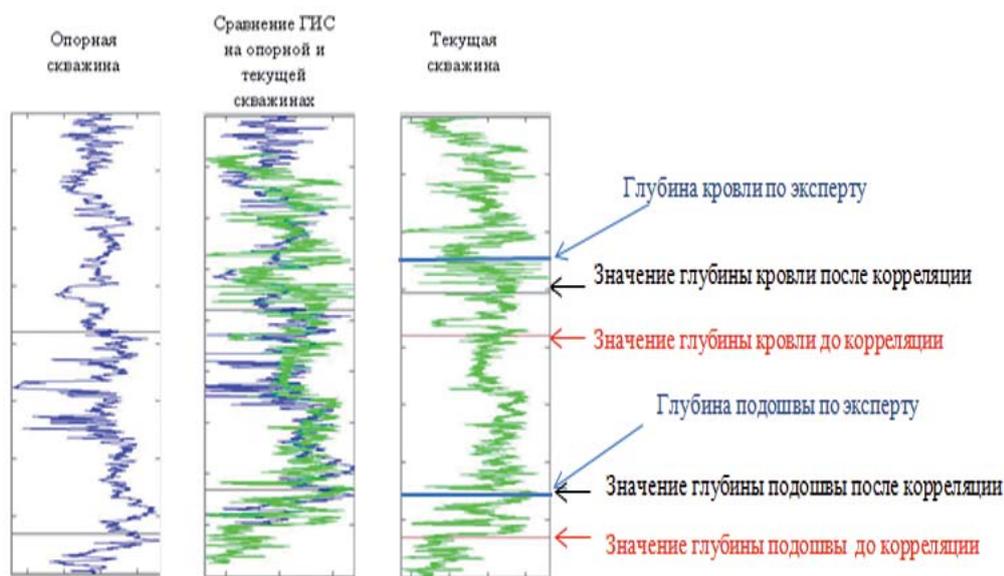


Рис. 4. Результат корреляции разреза при фиксированном значении толщины разреза

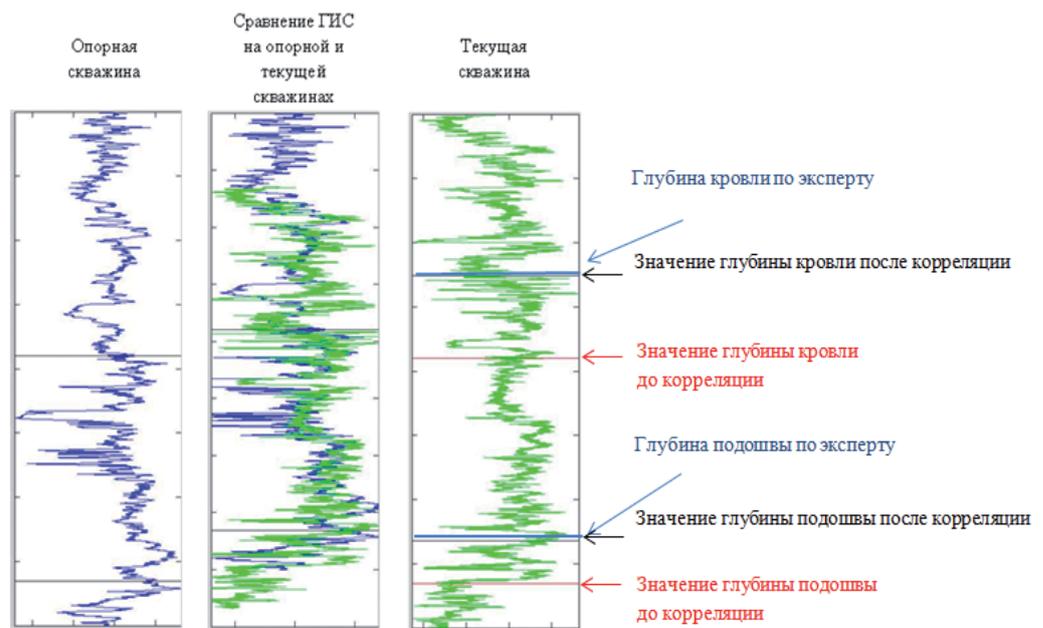


Рис. 5. Результат корреляции разреза при поиске маркеров по глубине кровли и толщине разреза

Тестирование реализованного модуля показало положительные результаты на 90% скважин. Однако целевая функция многоэкстремальная и глобальный оптимум не всегда является искомым. Одно из решений проблемы авторы видят в использовании не одного, а целого комплекса параметров при определении искомых маркеров.

Литература

1. Борисов Г. А., Верхотурова О. М., Надеждин О. В. Современные методы анализа геофизических исследований скважин // Науч.-техн. вестник ОАО «НК «Роснефть». 2007. № 1. С. 27–31.
2. Верхотурова О.В. Система выделения 3D-объектов на основе дискретных данных // Вестник УГАТУ. 2009. Т. 12, № 1(30). С. 180–187.
3. Гутман И.С., Балабан И.Ю., Кузнецова Г.П., Староверов В.М. Моделирование залежей углеводородов. Корреляция разрезов скважин в автоматическом и полуавтоматическом режиме с помощью программы "AutoCorr". SPE 104343 // Российская нефтегазовая техническая конференция. Тез. докл. Москва: 2006. http://www.autocorr.stargeo.ru/autocorr/Art2006_10.pdf.
4. Долицкий В.А. Геологическая интерпретация материалов геофизических исследований скважин. М.: Недра, 1966. с. 32-123, 164-249.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ БОБРИКОВСКО-ТУРНЕЙСКОГО ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО ОБЪЕКТА ЮЖНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Нугманов И.А., Нуруллин А.Н.

КФУ, г.Казань, Россия, E-mail: *n.ilnur@bk.ru*

В работе рассмотрены геолого-физические условия разработки единого эксплуатационного объекта месторождения, сделаны выводы об ошибочном технологическом решении объединения турнейских и бобриковских отложений в один объект разработки. Предложены пути совершенствования системы разработки залежей.

IMPROVEMENTS OF THE DEVELOPMENT SYSTEM BOBRIKOV- TOURNAISIAN PRODUCTION FACILITY YUZHNOGO (SOUTHERN) OILFIELD

Nugmanov I.A., Nurullin A.M.

KFU, Kazan, Russia, E-mail: *n.ilnur@bk.ru*

In this work we studied the geological and physical conditions of common production facility, made conclusions about the erroneous technological solution. It was wrong decision to associate Bobrikov horizon and Tournaisian tier to common production facility and as a result we tried to give more proper way to improve the development of these deposits.

Южное нефтяное месторождение, разрабатываемое с 1992 года, является многопластовым, сложного геологического строения, где промышленная нефтеносность установлена в отложениях бобриковского горизонта, а также башкирского и турнейского ярусов каменноугольной системы.

Основными объектами разработки являются нефтяные залежи бобриковского горизонта и турнейского яруса, разрабатываемые, согласно технологической схемы разработки, как единый эксплуатационный объект (ЭО) – $Vb_1+Vb_2+C_{1t}$. В таблице дана геолого-физическая характеристика ЭО.

Пласты Vb_1 , Vb_2 и C_{1t} имеют единый водонефтяной контакт. По своим фильтрационно-емкостным свойствам лучшими характеристиками, по таким показателям, как пористость, нефтенасыщенность и коэффициент вытеснения обладает пласт Vb_2 . При этом с точки зрения коэффициента продуктивности и величины средней нефтенасыщенной толщины лучшими характеристиками обладает пласт C_{1t} .

Анализ фактического материала по эксплуатации бобриковско-турнейского ЭО Южного месторождения и геологического строения, свойств нефтенасыщенных пластов можно сделать вывод о том, что объединение пластов Vb_1+Vb_2 и C_{1t} в единый ЭО было ошибочным технологическим решением и данные продуктивные пласты необходимо разобщить на два самостоятельных ЭО. В пользу выделения пластов бобриков-

ского горизонта и турнейского яруса в самостоятельные объекты разработки свидетельствуют следующие факторы:

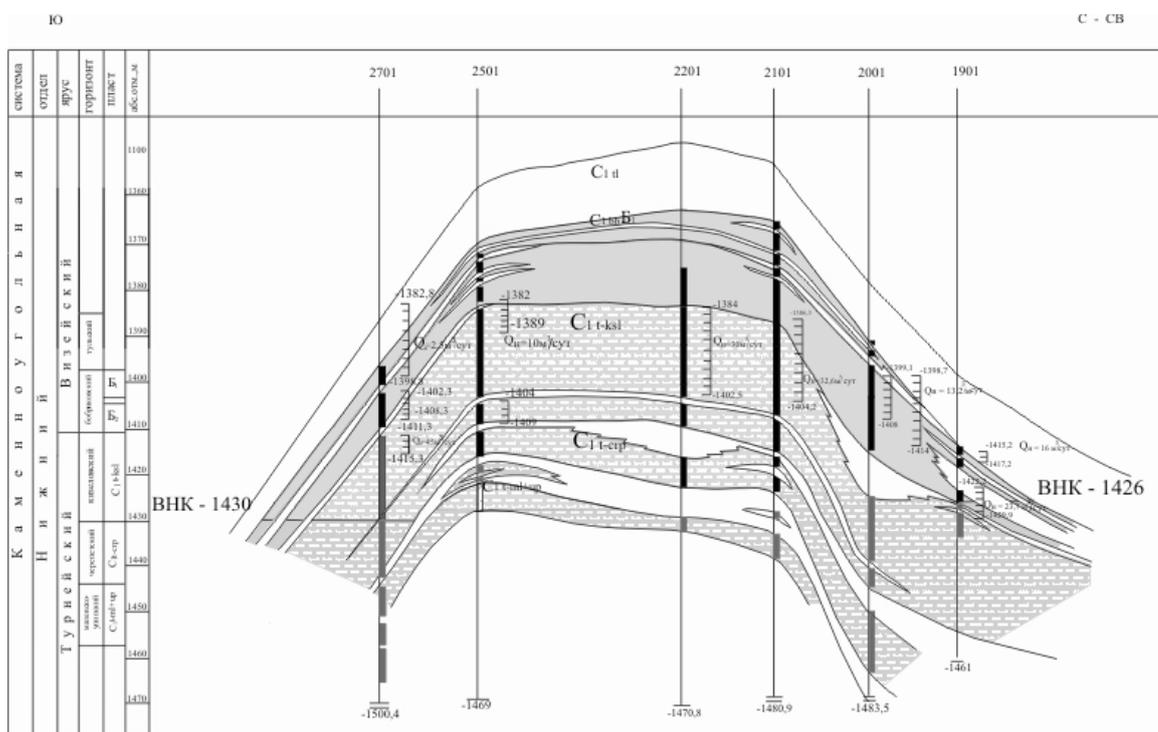


Рисунок. Геологический профиль бобриковско-турнейского ЭО

Таблица

Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов ЭО

Параметры	Объекты разработки		
	Bb ₁ +Bb ₂ +C ₁ t		
	Bb ₁	Bb ₂	C ₁ t
Средняя отметка залегания кровли, м	-1382.5	-1391.2	-1398.8
Тип залежи	пластово-сводовый литологически экранированный		массивный
Тип коллектора	Терригенный, поровый		Карбонатный, трещинно-каверновый
Средняя общая толщина, м	6.9	9.1	46.9
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	3.8	7.8	20.2
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	-	2.0	15.6
Коэффициент пористости, д.ед.	0.18	0.24	0.14
Коэффициент нефтенасыщенности, д.ед.	0.790	0.910	0.795
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	122	606	25

Параметры	Объекты разработки		
	Bb ₁ +Bb ₂ +C _{1t}		
	Bb ₁	Bb ₂	C _{1t}
Коэффициент песчаности, д.ед.	0.54	0.88	0.77
Расчлененность, д.ед.	2.2	1.6	4.3
Начальное P _{пл} , МПа	15.1	15.1	15.1
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	29.3	29.3	29.3
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0.895	0.895	0.908
Абсолютная отметка ВНК, м	-1423.0	-1423.0	-1423.0
Содержание серы в нефти, %	5.00	5.00	3.99
Содержание парафина в нефти, %	3.80	3.80	4.80
Газосодержание, м ³ /т	12.0	12.0	12.0

- Продуктивные пласты различаются по литологии и типу коллекторов (Bb₁+Bb₂ – терригенный, поровый; C_{1t} – карбонатный, преимущественно трещинно-каверновый). Разработка пластов с различным типом коллектора приведет к различному характеру перемещения жидкости в пластах с отличающейся структурой пустотного пространства [2].

- Продуктивные пласты ЭО резко отличаются по проницаемости и расчлененности, что не обеспечивает равный приток нефти к забоям добывающих скважин и равный прием нагнетаемой воды [1].

- Значительные собственные нефтенасыщенные толщины (в среднем Bb₁+Bb₂ – 8,8 м, C_{1t} – 20,2 м), отличающиеся между собой, содержащие различное количество извлекаемых запасов нефти.

Что касается объекта Bb₁+Bb₂, то отдельная эксплуатация пластов Bb₁ и Bb₂ бобриковского горизонта можно считать нецелесообразной по причинам: незначительности собственных нефтенасыщенных толщин этих пластов; незначительной толщины глинистого раздела между пластами. Кроме того, о целесообразности совместной разработки данных продуктивных пластов, можно судить по геолого-физической характеристике, включающей целый ряд сопоставимых позиций: глубины залегания, тип коллектора, характер прерывистости коллектора, свойства насыщающих флюидов.

Литература

1. Зими́на С.В. Геологические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. Томск: ТПУ, 2004. 175 с.
2. Иванова М.М., Чоловский И.П., Брагин Ю.И. Нефтегазопромысловая геология. М.: Недра, 2000. 414 с.

РОЛЬ ЦИАНО-БАКТЕРИАЛЬНЫХ СООБЩЕСТВ В ФОРМИРОВАНИИ ПУСТОТНОГО ПРОСТРАНСТВА В ВЕНД-КЕМБРИЙСКИХ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ НЕПСКО-БОТУОБИНСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ

Омельченко О.В.

РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, г. Москва, Россия, E-mail: *olgaouliya@gmail.com*

В работе рассматривается роль бактериальных сообществ в процессе формирования структуры пород-коллекторов. Рассматриваемые карбонатные отложения венд-кембрия являются перспективными на территории юга Сибирской платформы, их продуктивность уже доказана открытием ряда месторождений. Проведена сравнительная характеристика образования пустотного пространства и направленность вторичных изменений в зонах развития различных типов циано-бактериальных сообществ.

THE ROLE OF THE CYANO-BACTERIAL COMMUNITIES IN THE FORMATION OF VOIDS IN THE VEND-CAMBRIAN DEPOSITS OF OIL AND GAS FROM THE NEPA-BOTUOBA ANTECLISE

Omelchenko O.V.

Gubkin Russian State University of Oil and Gas, Moscow, Russia, E-mail: *olgaouliya@gmail.com*

Role of bacterial communities in the process of formation of the structure of reservoir rocks is seen in the work. Considered carbonate deposits of the Vendian-Cambrian are promising in the south of the Siberian platform, their productivity has been proved discovery of a number of fields. There was conducted a comparative characteristic of education voids and direction of secondary changes in the areas of development of the various types of cyano-bacterial communities.

Объектом моего исследования являются венд-кембрийские карбонатные породы-коллекторы на территории Непско-Ботуобинской антеклизы юга Сибирской платформы. Продуктивность отложений доказана открытием таких месторождений, как Талаканское, Марковское, Среднеботуобинское, Даниловское, Верхнечонское.

Разрез представлен карбонатными породами известкового и доломитового состава. Основными породообразующими организмами являются цианобактерии, которые формировали биоценозы различного типа. В разрезе встречается два типа циано-бактериальных биоценозов – строматолиты и постройки кальцибионтов. В зависимости от типа биоценоза, слагавшего каркас породы, формируются различные типы пустотного пространства.

Строматолиты – представляют собой результат биогеоценоза (процесса взаимодействия микроорганизмов и осадконакопления) циано-бактерий. Они имеют специфическую слоистую текстуру и, в зависимости от условий жизни и роста, могут формировать различные каркасные типы – столбчатые, пластовые, ветвящиеся, желваковые. Кальцибионты – группа организмов, в которую объединены водоросли являющиеся представителями разных разделов – циано-бактерии, красные, зелёные водоросли.

В процессе роста и развития, организмы формируют колонии преимущественно кустистого и ветвящегося строения. И строматолиты и кальцибионты относятся к бентосным типам биоценозов, прикреплявшихся к субстрату. Так как и в том и в другом случае, основу составляли фотосинтезирующие цианобактерии, глубина обитания была крайне незначительная.

В зависимости от типа циано-бактериального биоценоза слагавшего каркас породы, формировались различные типы пустотного пространства.

Это связано с тем, что организмы имели различные способы обызвествления. В строматолитах осаждение кальцитового слоя на слизистой оболочке происходит механическим путём при резком изменении рН в зоне фотосинтеза. Кроме того, этот процесс обусловлен удалением CO_2 из воды в атмосферу на мелководье. Кальцибионты же при повышении температуры воды в бассейне и увеличении концентрации солей в воде выработали инструмент для образования карбонатной оболочки биохимическим путём.

Таким образом, морфология первичного пустотного пространства в этих отложениях различная. В строматолитах это в основном межслоевые пустоты, а в сообществах кальцибионтов – пустоты каркасные, между карбонатными оболочками веточек и кусочков построек.

Помимо этого, направленность вторичных изменений так же во многом зависит от типа биоценоза. В строматолитах реже проходили процессы доломитизации. В целом, каркасы кальцибионтов сложены более крупными кристаллами, чем строматолиты. Выщелачивание характерно как для тех, так и для других типов каркаса, и происходило по первичным межкаркасным и внутрикаркасным пустотам. Однако иногда в кальцибионтах встречается «инверсное» выщелачивание, когда полностью выщелочены сами кустики построек, а внутрикаркасное пустотное пространство полностью заполнено.

Так же в некоторых скважинах отмечаются многочисленные «пузырьковые» пустоты, размером до нескольких см, частично или полностью заполненные галитом. Генезис таких пустот до конца не ясен, однако можно предположить, что они так же являются результатом деятельности циано-бактериальных сообществ. Циано-бактериальные маты являются фильтром газов образующихся в межслоевом пространстве в результате их жизнедеятельности в местах естественного обитания. В галофильных сообществах эти газы продуцируются самим сообществом. Помимо этого, ряд минералов в матах осаждается хемогенным путём. В галофильных матах это галит и гипс, чем как раз можно объяснить засоление этих «пузырьковых» пустот.

Литература

1. Бактериальная палеонтология. М.: ПИН РАН, 2002. 188 с.
2. Кузнецов В.Г., Постникова О.В. Особенности строения природного резервуара органогенных построек нижнего кембрия Непско-Ботуобинской антеклизы // Бюл. МОИП, отд. Геол.-1985. – Т. 60. – № 4, – С. 118–119
3. Лучинина В.А. Водорослевые постройки раннего палеозоя севера Сибирской платформы // Среда и жизнь в геологическом прошлом. Новосибирск: Наука, 1985. С. 45–50.
4. Лучинина В.А. Синезеленые водоросли (Cyanobacteria) // Ископаемые известковые водоросли. Новосибирск, Наука, 1987. С. 5–38.
5. Постникова О.В. Органогенные постройки осинского горизонта Непско-Ботуобинской антеклизы и их нефтегазоносность // Тез. докл. Всесоюзн.совещ.; Геология рифов и их нефтегазоносность. Карши. – 1985.

РОЛЬ МИГРАЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ В ФОРМИРОВАНИИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА В ЮЖНОЙ ЧАСТИ ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ

Орешкин А.И.

ФГУП «НВНИИГГ», г. Саратов, Россия, E-mail: oreshkin@nvniigg.san.ru

На основе результатов расчетов (Атабаска) дается обоснование возможной дальности латеральной миграции углеводородов. Результатами аналитических данных по составам свободных и нефтерастворенных газов, составу эпигенетических битумоидов делается вывод о роли процессов миграции УВ из глубоководных палеозойских отложений Прикаспийской впадины на формирование залежей нефти и газа в южной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

THE ROLE OF HYDROCARBON MIGRATION IN THE FORMATION OF OIL AND GAS DEPOSITS IN THE SOUTHERN PART OF THE VOLGA-URAL PETROLEUM PROVINCE

Oreshkin A.I.

NVNIIGG, Saratov, Russia, E-mail: oreshkin@nvniigg.san.ru

Based on the calculation data (Athabasca), a justification is provided for the possible range of the lateral hydrocarbon migration. Using analytical data on the composition of the free and oil-dissolved gases and epigenetic bitumens, a conclusion is drawn about the role of HC migration processes of the Precaspian basin deep Paleozoic sediments in the oil and gas deposit formation in the south of the Volga-Ural petroleum province.

Месторождения углеводородов (УВ) и основные характеристики нефтегазоносности бассейнов определяются взаимодействием большого количества биологических, химических и физических процессов, протекающих в геологической среде.

Одними из основных являются условия миграции УВ, генерированных нефтегазоматеринскими породами (НГМП).

Для формирования крупных залежей УВ требуется:

- наличие крупной ловушки (структурный фактор);
- достаточное количество генерированных углеводородов (генерационный фактор);
- наличие протяженных литологически выдержанных путей миграции углеводородов (литологический фактор).

Сочетание таких условий формируют, как необходимые условия накопления углеводородов, так и особенности нефтегазоносности бассейнов.

Существование в бассейне того или иного генетического типа органического вещества, является главным для формирования его преимущественной нефте- или газоносности. По данным С.Г. Неручева [4] и других авторов к стадии МК₁-МК₂ приурочена главная зона нефтеобразования (ГЗН), а на стадиях МК₃-АК₂ выделяется главная зона

газообразования (ГЗГ). Все сказанное относится и к гумусовому и к сапропелевому органическому веществу.

Прежде чем рассматривать роль миграции в формировании месторождений УВ покажем подтверждение ее существования на большом фактическом материале [4].

Как видно из рисунка, практически для всех выбранных отложений и бассейнов ГЗН приурочена к стадии МК₂, с максимумом на глубинах 3 км, а главная зона нефтенакопления находится на стадии МК₁, с максимумом на глубине 2 км.

Следовательно, главная зона нефтенакопления находится на один км выше ГЗН. Это можно объяснить только влиянием процессов переноса – вертикальной и латеральной миграции генерированных жидких углеводородов. Как известно из литературы, основным механизмом перемещения (миграции) УВ является гравитация, т.е. всплывание нефти в воде, а газа в воде и нефти. Процессы миграции сопровождаются миграционными потерями УВ. Это: растворение в основном газообразных УВ в пластовых водах, сорбция УВ радами коллектора, потерями в тупиковых порах (т.н. мертвая нефтегазонасыщенность) [2].

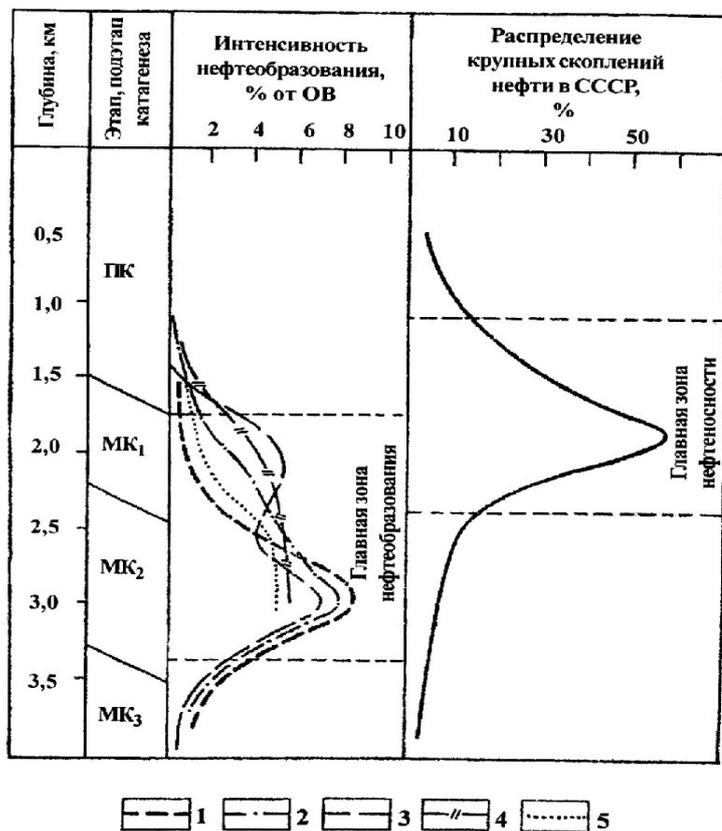


Рис. Изменение интенсивности нефтеобразования (на 0,5 км глубины) и распределение крупных скоплений нефти по глубинным зонам осадочного чехла (по данным С.Г. Неручева [4]).
 1 – терригенный девон, 2 – бавлинские отложения, 3 – кэмбрий Восточной Сибири, 4 – сапропелевое органическое вещество мезозоя Западной Сибири, 5 – сапропелево-гумусовое органическое вещество мезозоя Западной Сибири

Следовательно, для того чтобы УВ в процессе их миграции попали в ловушки необходимо наличие, как проводящего коллектора, так и достаточного количества самих УВ. Т.е. необходимо установление возможных масштабов (расстояний) миграции. Для вертикальной миграции эти расстояния измеряются чаще всего не более чем первыми километрами.

Теоретически дальность латеральной миграции, как говорилось выше, имеет два ограничения: протяженность проводящего коллектора и необходимое количество УВ.

Сопоставляя генерационные возможности НГМ пород осадочных бассейнов с характеристиками УВ, аккумулярованных в залежах, можно в количественном выражении оценить степень оптимальности условий аккумуляции нефтегазоносного бассейна (либо отдельных его участков) и степень влияния глубоководных очагов генерации на нефтегазоносность периферийных частей.

Как показывают расчеты, для формирования месторождения Атабаска недостаточен генерационный потенциал не только глин группы Мэнвилл, но и всего осадочного чехла впадины Альберта. Их генерационные возможности, соответственно, на два порядка и в два раза меньше первоначальных запасов нефти, сформировавших месторождение.

Единственным источником, способным генерировать необходимое количество жидких УВ, могла быть миогеосинклиналь гор Маккензи. Очевидно, на стадии глубокого предорогенного погружения флюидоупоры в разрезе этого бассейна утратили свои экранирующие свойства, что привело к широкомасштабной вертикальной миграции и концентрации большого количества УВ под глинистой толщей группы Мэнвилл. При этом дальность латеральной миграции составляла от 500 до 600 км. Этот вывод подтверждается Дж. Деру и др. [6], которые отмечают: «... анализ геологического строения показал, что для миграции флюидов из глубоких частей бассейна к его окраине не существует ни каких препятствий».

При достижении ГФГ и поступлении больших масс газообразных УВ в процесс миграции дальнейшая миграция должна происходить в форме газоконденсатных смесей, за счет растворения наиболее легких фракций нефтей в поступающих газах.

Для оценки возможной дальности миграции в реальных условиях недр можно использовать расчетные и лабораторные методы. Для этой цели были привлечены данные по подтверждению масштабов миграции по Оренбургскому нефтегазоконденсатному месторождению (ОНГКМ).

Как отмечается в [5] формирование Оренбургского НГКМ происходило в основном за счет латеральной миграции из внутренних частей Прикаспийской впадины по карбонатным коллекторам и контролируется структурным планом нижнепермской, региональной соленосной покрывки.

О существовании подтока УВ из Прикаспийской впадины к Оренбургскому НГКМ свидетельствуют особенности углеводородного состава аллохтонных битумоидов в нижнепермских отложениях. Как видно из таблицы, по мере удаления от впадины вверх по моноклинали, по линии Копанское – Бердянское – Комаровское – Оренбургское – Шуваловское месторождения, наблюдается относительное обеднение эпигенетических битумоидов ароматическими и обогащение парафиновыми УВ.

Углеводородный состав эпигенетических битумоидов нижнепермских отложений Соль-Илецкого свода

Залежь	<u>Ароматические</u> парафиновые
Копанская	1,5
Бердянская	1,3
Комаровская	1,26
Оренбургская	1,22
Шуваловская	1,02

Объяснить такое направленное изменение состава эпибитумоидов можно как меньшей миграционной способностью ароматических углеводородов, так и более быстрым выпадением их из газоконденсатных смесей, по мере их миграции вверх по моноклинали, в силу их худшей растворимости в УВ газах, по сравнению с парафиновыми [1, 3]. Причем второй вариант – селективное выпадение из газоконденсатных смесей более понятен для перечисленных, в основном газоконденсатных залежей и может свидетельствовать о значительной, а возможно, ведущей роли миграции жидких УВ в газорастворенном (газоконденсатном) состоянии.

При этом, расстояние от Копанского до Шуваловского месторождения составляет 81 км. Следовательно, установив возможность латеральной миграции на расстояние 81 км, не трудно представить себе и миграцию на расстояние в 200–250 км.

Существование латерального миграционного потока из внутренних частей Прикаспийской впадины в юго-восточные участки Волго-Уральской НПП достаточно отчетливо демонстрируется характером распространения газовых залежей, тяготеющих именно к этому району (Волгоградская, Саратовская, юг Самарской и Оренбургской областей). При этом отмечается изменение состава свободных газов на запад и на север от бортовой зоны Прикаспийской впадины. В частности для большинства нефтегазоносных комплексов, по мере удаления от бортовой зоны Прикаспийской впадины, отмечается постепенный переход от жирных метановых к сухим метановым свободным газам. Для визейско-нижнебашкирского нефтегазоносного комплекса (НГК) – основного продуктивного комплекса в Прикаспийской впадине, газы которого содержат сероводород, характерен переход от метановых сернистых к метановым газам на север от бортовой зоны Прикаспийской впадины. Причем наиболее глубокое проникновение метановых сернистых газов на территорию Волго-Урала характерно для территории юга Оренбургской области.

Косвенным подтверждением возможно определяющего влияния Прикаспийской НПП на формирование ОНГКМ также может являться сопоставление нефтерастворенных газов Оренбургского участка с газами залежей западного и северо-западного обрамления впадины. В частности соотношение $CH_4/C_2H_{6+в}$ в нефтяных газах Оренбургского участка прибортовой зоны, литологически раскрытой в сторону Прикаспийской впадины, составляет от 3,22 до 0,48. Район Саратовско-Волгоградского обрамления,

изолированный от подтока УВ из внутренних частей впадины, характеризуется отношением CH_4/C_2H_{6+V} от 3,36 до 6,23, т.е. значительно более сухими газами.

Анализ пока небольшой выборки аналитических данных показывает тенденцию некоторого уменьшения содержания ароматических УВ в составе бензиновых фракций нефтей в эйфельско-нижнефранском нефтегазоносном комплексе Средне-Волжской и Нижне-Волжской нефтегазоносных областей с юго-востока на северо-запад, т.е. также по мере удаления от бортовой зоны Прикаспийской впадины.

Таким образом, приведенный фактический материал свидетельствует о весьма значительной роли процессов миграции УВ из глубокопогруженных палеозойских отложений Прикаспийской впадины на формирование залежей нефти и газа в южной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

Литература

1. Жузе Т.П. Миграция углеводородов в осадочных породах. – М.: Недра, 1986.
2. Кругликов Н.М., Багдасарян Л.Л., Волков И.А. и др. Миграция и рассеяние нефти и газа в платформенных условиях. – Л.: Недра, 1986. – 212 с.
3. Милешина А.Г., Калинин М.К., Сафонова Г.И. Изменение нефтей при фильтрации через породы. М.: Недра, 1983. – 175 с.
4. Неручев С.Г. К изучению главной фазы нефтеобразования. – В кн.: Современные проблемы геологии и геохимии горючих ископаемых. М., "Наука"1973, с. 43–49.
5. Орешкин И.В. Бассейновое моделирование: история создания, методология, практические результаты. // Недра Поволжья и Прикаспия. – 2001. – Вып. 28. – с. 7–10.
6. Deroo G., Powell R.G. et al., 1977, The origin and migration of petroleum in the Western Canadian sedimentary basin, Alberta. A geochemical and thermal maturation study: Geological Survey of Canada, Bulletin 262, P. 163.

ХАРАКТЕРИСТИКА ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ ГРУППЫ ПЛАСТОВ ЮС₂ ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ СУРГУТСКОГО СВОДА

Ларичев А.И.¹, Кос И.М.², Видик С.В.³, Осадчий И.В.⁴

¹ФГУП«ВСЕГЕИ», г. Санкт-Петербург, Россия, E-mail: *andrey_larichev@vsegei.ru*,

²ОАО«СУРГУТНЕФТЕГАЗ», г. Сургут, Россия, E-mail: *kos_im@surgutneftegas.ru*,

³ФГУП«ВСЕГЕИ», г. Санкт-Петербург, Россия, E-mail: *svetlana_vidik@vsegei.ru*,

⁴ФГУП«ВСЕГЕИ», г. Санкт-Петербург, Россия, E-mail: *ilya_osadchii@vsegei.ru*

Проведен анализ зависимости фильтрационно-емкостных свойств отложений от их состава и обстановок накопления, дан прогноз распространения пород-коллекторов по вертикали и латерали.

The study also shows that facies variability and change in depositional settings can have a significant control on reservoir quality, as well as its vertical and lateral distribution.

На поисково-разведочном этапе успешность поиска зон высокочемких коллекторов нефти и газа в продуктивных терригенных отложениях зависит от комплексности исследований, степени научных проработок имеющегося материала, опыта седиментологического моделирования и детальныx литолого-фациальных реконструкций, восстановления генетической природы песчано-алевритовых пластов с установлением уровней и доли улучшенного качества коллекторов в каждом генетическом типе в пласте и их пространственном распространении по латерали.

В публикациях отечественных и зарубежных исследователей, посвященных условиям отложения осадков в различных фациальных обстановках, сведения о взаимосвязи коллекторских свойств пород, их изменениях по разрезу в различных фациях незначительны [1, 2, 5]. Известно, что многие характеристики, полученные в результате проводимых в скважинах измерений, отражают физические свойства пород. Они являются следствием условий их образования в зависимости от особенностей строения каркаса накапливающегося осадка, их текстурных особенностей, которые изменяются при постседиментационном уплотнении и последующих процессах в диагенезе и катагенезе.

Влияние литологического состава на коллекторские характеристики пород, изменение их проницаемости и пористости в большинстве случаев весьма существенны [7, 9]. В различной степени оказывает влияние на изменение пористости и проницаемости размерность зерен, отсортированность пород, форма зерен, текстурные особенности в зависимости от ориентировки и упаковки зерен, степени уплотнения, первичной и вторичной цементации.

В.С.Муромцев на конкретных объектах, выявляя математические зависимости между относительной амплитудой ПС и рядом гранулометрических параметров, включая процентное содержание песчаной, алевритовой и глинистой составляющих, делает вывод, что каждому интервалу значений ПС соответствуют определенные палеогидродинамические уровни, а каждому уровню – определенные классы коллекторов [6].

В результате интерпретации диаграмм Муромцева были получены новые сведения по закономерностям распространения определенных генетических типов коллекторов в разрезе и по простиранию в пределах крупных поднятий и локальных структур, которые использованы при моделировании продуктивного горизонта ЮС₂.

При анализе литологических и коллекторских характеристик терригенных отложений различных объектов, перспективных в отношении нефтегазоносности, использован в моделировании генетических типов коллекторов апробированный комплекс показателей [3,8].

В него входит изучение последовательности изменения литологии, коллекторских свойств с учетом макро- и микроскопического описания разрезов и аналитических данных по пористости, газопроницаемости, остаточной водонасыщенности, плотности пород; анализ контактов по литологическим и коллекторским характеристикам пород с выше- и нижезалегающими толщами по разрезу и простиранию; изучение текстурных, структурных характеристик, степени отсортированности обломков, глинистой составляющей, вторичных цементов пород-коллекторов; выявление особенностей конфигураций кривой ПС и, в отдельных случаях, промыслово-геофизического комплекса по разрезам с выделением в каждом генетическом типе пород-коллекторов, возможных коллекторов и неколлекторов; изучение структуры порового пространства пород по шлифам, методом капилляриметрии и осуществления анализа корреляционных связей между литологическими и коллекторскими параметрами основных генетических типов пород-коллекторов.

Горизонт ЮС₂ залегает в кровельной части тюменской свиты, имеет сложное неоднородное строение, представлен частым чередованием прослоев мелкозернистых песчаников, алевролитов и глин с редкими прослоями углей. По мнению большинства исследователей, нижняя часть (пласт ЮС₂²) представлена осадками континентального генезиса (отложения комплекса гумидных равнин), а верхняя (пласт ЮС₂¹) – отложениями смешанного генезиса (переходными и осадками морского мелководья).

Следует отметить, что продуктивные пласты ЮС₂² и ЮС₂¹ имеют полифациальный состав отложений, и каждый разрез скважин включает два, три и более типов фаций, сформированных в различных обстановках. В связи с этим, модельно-прогнозный метод для реконструкций продуктивных пластов в целом и выделения в них генетических типов пород достаточно сложен. В этом случае приходилось выделять наиболее перспективные в нефтегазоносном отношении генетические типы пород-коллекторов и делать их прогноз по площадям на рассматриваемой территории.

В каждом из продуктивных пластов выделены фациальные ряды по степени их перспективности [1,4]. Так, в пласте ЮС₂² сравнительно благоприятные литолого-фациальные характеристики имеют песчаные тела палеорусел, меандрирующих палеорек, прирусловых песков, песчаных отмелей, вдольбереговых валов, менее перспективны отложения речной поймы, пойменные, пойменные с развитием протоков и периодическим заболачиванием. В пласте ЮС₂¹ улучшенные литолого-фациальные характеристики имеют песчаные тела континентального генезиса: палеорусловые, речной поймы, из переходных от континентальных к прибрежно-морским и мелководно-морским: палеопотоковые, вдольбереговых течений, песчаных отмелей, прибрежных, приустьевых

баров, головных частей разрывных течений, регрессивных песков барового типа и мелководно-морских отложений со средней гидродинамикой.

Для каждого пласта выделены типы коллекторов, характеризующиеся близкими емкостными и фильтрационными свойствами, показаны их фактические и прогнозные зоны распространения на территории западной части Сургутского свода. Лучшие породы-коллекторы IV-V класса с прослоями Ш в пласте ЮС₂² связаны с погребенными русловыми отложениями. В пласте ЮС₂¹ породы-коллекторы с улучшенными емкостно-фильтрационными свойствами распространяются вдоль береговых линий и на склонах палеоподнятий (III-V классов).

Нефтегазоносность в большей степени связывается с верхним пластом. Небольшие залежи нефти в подстилающих отложениях приурочены к локальным структурно-литологическим ловушкам.

В результате анализа генетических типов пород-коллекторов группы пластов ЮС₂ охарактеризованы наиболее перспективные на нефть и газ генетические типы пород-коллекторов континентального и прибрежно-морского генезиса, которые имеют широкое распространение на рассматриваемой территории Сургутского свода.

Литература

1. Конторович А.Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности. М.: Недра, 1976, 248 с.
2. Кос И. М. Закономерности формирования и размещения литологических ловушек в средне-верхнеюрских отложениях Сургутского свода в связи с прогнозом нефтегазоносности. Диссертация на соискание ученой степени кандидата геол.-минерал наук. 2004г.
3. Ларичев А.И., Чернова Л.С. (отв. исполнители). Седиментационное моделирование пластов группы ЮС₂ восточной части Сургутского свода с целью выделения зон высокоемких коллекторов и ловушек, оценки локализованных ресурсов УВ и выработки рекомендации по направлению геологоразведочных работ. Новосибирск, 2003 г.
4. Медведев Н.Я., Ревнивых Д.П., Куликов Д.П. Основные направления изучения геологического строения и нефтеносности горизонта ЮС₂ // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. Ханты-Мансийск. 2002, С. 128–134.
5. Медведев Н.Я., Ревниво В.А., Куликов Д.П. Основные направления изучения геологического строения и нефтеносности горизонта ЮС₂ // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. – Ханты-Мансийск, 2002, с. 128–134.
6. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. – Л.: Недра, 1984, 152 с.
7. Ханин А.А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение. – М.: Недра, 1969, 363 с.
8. Чернова Л.С. Модели генетических типов терригенных коллекторов нефти и газа // Породы-коллекторы нефтегазоносных отложений Сибири. – Новосибирск, 1984, с. 13–26.
9. Ehrenberg S.N., Nadeau P.H., Steen Q. Petroleum reservoir porosity versus depth: Influence of geological age // AAPG Bulletin. 2009. T.93 N 10. P. 1281-1296.

ДЕТАЛЬНАЯ КОРРЕЛЯЦИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ ОТЛОЖЕНИЙ КАРБОНАТНОГО ВЕНДА НА ЦЕНТРАЛЬНЫХ РАЙОНАХ НЕПСКО-БОТУОБИНСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ

Соколова В.С.

ИНГГ СО РАН, г.Новосибирск, Россия, E-mail: *victoriya.s.sokolova@gmail.com*

В статье рассмотрены особенности строения вендского карбонатного комплекса Непского свода. На основе детальной корреляции разрезов скважин выявлены особенности строения преобразенского горизонта катангской свиты, а также прослежены новые потенциально продуктивные горизонты.

DETAILED CORRELATION OF THE PRODUCTIVE INTERVALS IN CARBONACEOUS PART OF VENDIAN COMPLEX IN THE CENTRAL PART OF THE NEPO – BOTUOB ANTICLISE

Sokolova V.S.

IPGG SB RAS, Novosibirsk, Russia, E-mail: *victoriya.s.sokolova@gmail.com*

Some structural features of the carbonaceous complex of the Nepa dome are discussed in this paper. From the detailed layer – by – layer correlation of well logs structural features of the Preobrazgensky horizon (Katangsk formation) were recognized. New potentially productive horizons in the Katangsk formation were also detected and traced.

Непский свод в настоящее время является одной из наиболее изученных территорий Непско-Ботуобинской антеклизы. На протяжении последних лет в пределах центральных районов НБА активно проводятся геолого-разведочные работы, благодаря которым были открыты новые месторождения нефти и газа (Савостьяновское, Северо-Талаканское, им.Лисовского, Санарское и др). Территория достаточно хорошо изучена сейсмикой и глубоким бурением, на территории пробурено около 400 скважин. Современные методы (сейсморазведочные работы 2D, 3D, и др.) проведения геолого-разведочных работ позволяют увидеть отдельные моменты в геологическом строении разреза, которые в 80-е годы были не доступны. Комплексная интерпретация и ГИС позволили по другому взглянуть на корреляцию вендского и Венд-Кембрийского комплекса.

Целью работы является: проведение детальной корреляции отложений венда по комплексу материалов (данные ГИС, описание кернового материала, региональные сейсморазведочные профили) с учетом палеотектонических особенностей развития района для уточнения стратиграфического положения продуктивных горизонтов и прогноза нефтегазоносности на территории Непского свода и прилегающих территорий Предпатомского регионального прогиба.

При корреляции продуктивных горизонтов используются различные данные: как каротажные кривые, так и описания керн скважин. Из многообразия методических подходов к корреляции продуктивных горизонтов можно выделить пять основных:

1) Прослеживание реперных пачек. Применительно к территории Непского свода можно выделить реперы двух уровней. К реперам первого уровня можно отнести уровень горизонта Б₁₂, который хорошо выделяется по таким видам каротажа, как ГК, НГК, КС, АК, а также кровля осинского горизонта. Несмотря на то, что этот горизонт не всегда является изохронным, граница «карбонаты/соли» всегда отбивается достаточно хорошо.

2) К реперам второго уровня можно отнести границы между свитами: катангская (успунская)/собинская (кудулахская) и собинская (кудулахская)/тэтэрская (юряхская). Границы между этими свитами относительно хорошо прослеживаются по «ступенчатому» изменению данных гамма-каротажа.

3) Для корреляции часто используется *принцип похожести различных каротажных кривых* для конкретных стратиграфических уровней. Данное представление основывается на том, что различные геофизические методы могут характеризовать конкретные свойства пород.

Комплексный анализ кривых дает представление о характеристике той или иной породы.

4) В стратиграфии палеонтологические исследования и определение абсолютного возраста пород в целом ряде случаев являются определяющими. Однако для Вендских отложений, где палеонтологических останков ограниченное число, это затруднительно.

5) Для корреляции продуктивных горизонтов и отдельных стратиграфических уровней рядом исследователей используются методы выделения и прослеживания циклопачек (циклитов) – литологических тел-систем, отвечающих седиментационным процессам различного ранга. Основы циклостратиграфии были заложены в работах Ю.Н. Карагодина [1].

6) В последнее время в научной литературе все больше говорится о необходимости использования при корреляции палеогеографических методов [2, 3].

Очевидно, что для осуществления качественной корреляции необходимо использовать все методы в комплексе.

В данной работе особый интерес представляет корреляция продуктивных отложений венда на территории Непского свода и прилегающих районов Предпатомского регионального прогиба и основными подходами к корреляции явились первые два метода. Ниже остановимся на отдельных результатах корреляции карбонатных отложений Венда.

● Одним из основных горизонтов в центральной части антеклизы является горизонт Б₁₂. По материалам ГИС в его строении обычно выделяются два пропластка, разделенных между собой слабоглинистым доломитом. Детальная корреляция позволила выделить в скв. Могдинская 3 в подошве этого горизонта еще один дополнительный пропласток, который не выделяется в скв. Вакунайская 1 и Вакунайская 12 (рис. 1). Это обстоятельство позволяет говорить об увеличении перспектив нефтегазоносности в центральных районах антеклизы. Здесь следует отметить, что А.А. Конторовичем на Сред-

неботуобинском месторождении был выделен новый пласт, который он именовал как Бюкский-1;

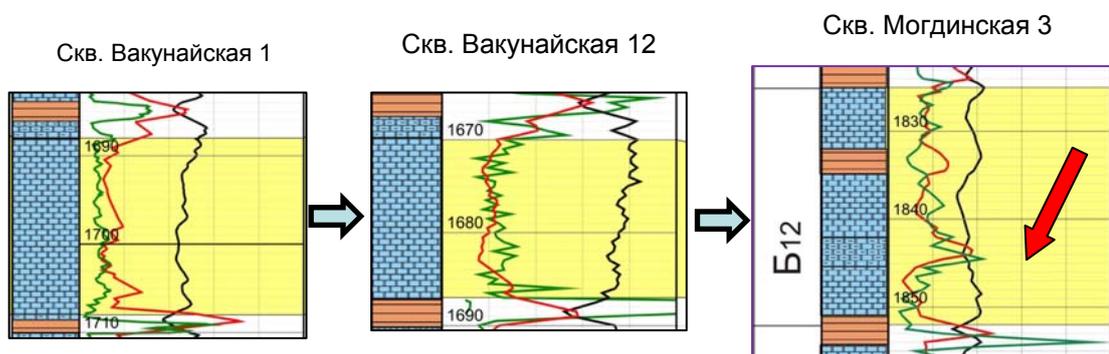


Рис. 1. Детальная корреляция горизонта Б12.

• В кровле катангской и середине собинской свит встречаются пласты очень похожие по своему строению по ГИС на горизонт Б12 (рис. 2). О возможной продуктивности этих горизонтов в 80-е годы говорил В.Н.Воробьев, но, к сожалению, керн из данного интервала не отбирался. Автором были названы пропущенные горизонты: СБ-1 (собинский первый в середине собинской свиты) и КТ-1 (катангский первый, в кровле катангской свиты). СБ-1 и КТ-1 горизонты были прослежены по корреляции на всей изучаемой территории (рис. 3);

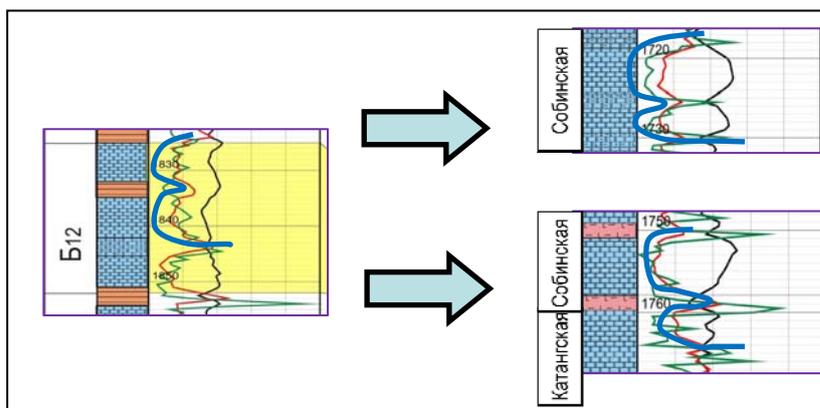


Рис. 2. Предполагаемые продуктивные горизонты.

Горизонт СБ-1 распространен повсеместно. Мощность его толщин имеет значения от 11 до 15м. Толщины увеличиваются к южной части изучаемой территории. Максимальные значения достигают в основном на Талаканском, Верхнечонском, Алинском месторождениях.

Горизонт КТ-1 присутствует на большей части территории. Максимальные площади отмечаются на северо-восточной и восточной частях от Верхнечонского месторождения. Максимальных толщин (22 м) горизонт достигает на восточной части Талаканского месторождения и Чаяндинского, а так же толщины увеличиваются в центральной части Верхнечонского месторождения до 20 м. При испытании скважин рекомендуется обратить особый интерес к опробованию этих пластов и отбору керна с данного интервала (рис. 3).

Условные обозначения:

-  Алевриты
-  Ангидрид глинистый
-  Аргилиты
-  Песчанки
-  Доломиты зернистые
-  Горды фундамента
-  Доломиты ангидридные
-  Каменная соль
-  Доломиты глинистые
-  Доломиты засоленные



Рис. 3. Корреляционный профиль по линии скв. Могдинская3-Талаканская808

Литература

1. Карагодин Ю.Н. Проблемные вопросы лито-стратиграфии. Л.: Наука, 1980. 192 с.
2. Кочнев Б.Б. Стратиграфия вендских отложений юго-западной части Сибирской платформы: Автореферат дисс. на соискание уч. степени канд. геол-мин. наук. Новосибирск, 2002. 18 с.
3. Мельников Н.В., Килина Л.И. Литология и условия формирования вендских и кембрийских отложений в южной половине Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции/ Л.: Литология и геохимия нефтегазоносных толщ Сибирской платформы. – М., 1981. С. 51-66.

СТРУКТУРНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И АНАЛИЗ ТЕКТОНИЧЕСКОЙ ЭВОЛЮЦИИ НАДЫМ-ПУРСКОГО МЕЖДУРЕЧЬЯ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ИНТЕРПРЕТАЦИИ СЕЙСМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Сурикова Е.С.

ИНГГ СО РАН, г. Новосибирск, Россия, E-mail: *Surikovaekaterina@gmail.com*

Дан анализ взаимосвязи современных структурных планов и мезозойско-кайнозойских тектонических процессов с нефтегазоносностью северных районов Западно-Сибирской провинции. Определены основные этапы формирования структур различных порядков. В процессе проведенных исследований на базе комплексной интерпретации данных 2-D сейсморазведки и глубокого бурения было осуществлено построение набора структурных карт по отражающим горизонтам II^a (подошва баженовской свиты/ поздняя юра, волжский ярус), III (кошайская пачка алымской свиты/ ранний мел, апт), IV (кровля кузнецовской свиты/ поздний мел, турон), V (кровля ганькинской свиты/ поздний мел, маастрих), и карт изопахит соответствующих сейсмогеологических мегакомплексов. Показан унаследованный характер развития рельефа вверх по разрезу, выделены структурные ловушки, приуроченные к выступам доюрского основания, и «безкорневые» структуры. Выявлено, что в апт-туронское время происходит формирование практически всех положительных замкнутых структур современного рельефа, а кайнозойские тектонические процессы оказали доминирующее влияние на нефтегазоносность. В это время образовались крупные положительные структуры, сформировался мощный туронский флюидоупор кузнецовской свиты, и нефтематеринские породы вошли в зону интенсивного газообразования.

STRUCTURAL CHARACTERIZATION AND ANALYSIS OF THE TECTONIC EVOLUTION OF NADYM PURSKOGO WATERSHED ON THE RESULTS OF THE INTERPRETATION OF SEISMIC DATA

Surikova E. S.

IPGG SB RAS, Novosibirsk, Russia, E-mail: *Surikovaekaterina@gmail.com*

The paper analyzes the relationship of modern structural plans and Mesozoic-Cenozoic tectonic processes with the northern West Siberian province petroleum potential. The main tectonic stages in formation of different ranks structures have been established. On the basis of integrated interpretation of 2-D seismic and deep drilling a set of structural maps for reflecting horizons II^a (Late Jurassic, Volgian Stage), III (Early Cretaceous, Aptian), IV (Late Cretaceous, Turonian), V (Late Cretaceous, Maastricht) and isopach maps of relevant seismological megacomplexes was created. It is shown the inherited nature of the relief up the section. Author identified structural traps, confined to the projections pre-Jurassic basement, and "without pre-Jurassic basement roots" structures. Almost all positive structures, which we can see now, were forming in the Aptian-Turonian time. Cenozoic tectonic processes have a dominant influence on oil and gas fields formation. At that time, the large positive structures and secure Turonian Kuznetsov Formation confining bed formed, source rocks have entered the gas generation zone.

Западная Сибирь является крупнейшей газоносной провинцией мира. В географическом плане территория региональной газоносности охватывает северные районы бассейна, включая полуострова Ямал, Гыдан и расположенную к югу от архипелага Новая Земля часть Карского моря. Северные районы Западной Сибири являются объектом исследований геологов, геофизиков и нефтяников на протяжении более полувека. Крупные работы по этой территории выполнялись специалистами многих научных организаций ИГиГ, ВНИГРИ, НИИГА, ИНГГ, ВСЕГЕИ, ЗапСибНИГНИ, СНИИГГиМС и др. Несмотря на то, что многие залежи углеводородов севера Западной Сибири открыты в 60-е годы 20 века, вопросы их формирования до сих пор остаются дискуссионными. Это касается как генезиса углеводородов, так и условий образования гигантских ловушек. Анализ геологического строения и истории формирования известных месторождений принципиален для оценки перспектив нефтегазоносности неизученных бурением структур.

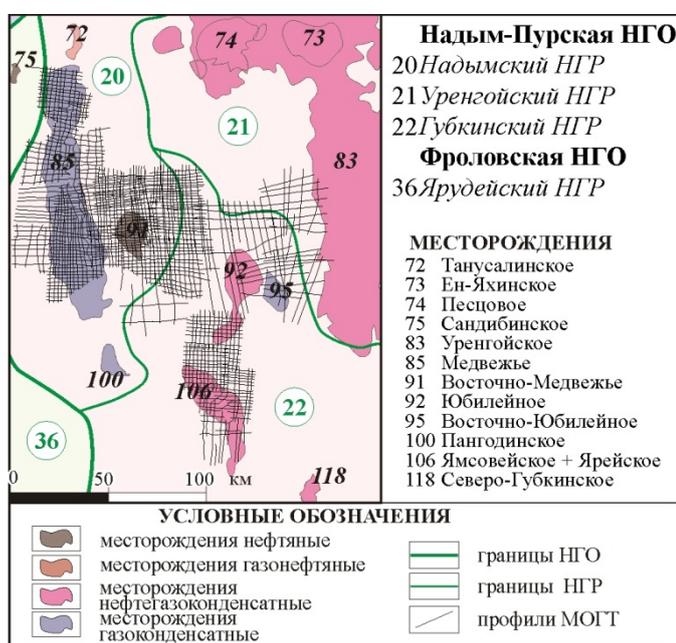


Рис. 1. Фрагмент схемы нефтегазогеологического районирования Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (ред. Конторович А.Э. , 2006 г.) [8].

Настоящая статья посвящена построению сейсмогеологической модели и изучению истории тектонического развития Надым-Пурского междуречья, с которым связан целый ряд крупных месторождений (рис.1). В административном отношении территория исследования расположена в пределах Ямало-Ненецкого АО, в нефтегазоносном плане находится в пределах Надым-Пурской нефтегазоносной области. По тектонической карте юрского структурного яруса Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (ред. Конторович А.Э., 2000) [4, 7] изучаемая территория приурочена к Медвежьему мезовалу Медвежье-Нугинского наклонного мегавала, Юбилейному и Ямсовейскому куполовидным поднятиям (КП), захватывая территорию Западно-Уренгойской и Южно-Ныдинской впадин. Основой для выполнения работы послужили 17 360 км сейсмических профилей МОГТ и данные бурения скважин вдоль линий профилей.

Сейсмостратиграфическая характеристика разреза

Интерпретация сейсмических материалов опиралась на основные принципы сейсмостратиграфии [6]. Сейсмостратиграфия – методика исследований слоистых осадочных толщ, основанная на непосредственной геологической интерпретации сейсмических временных разрезов. В разрезе мезозойско-канозойских отложений на временных разрезах МОГТ выделено 5 опорных отражающих горизонтов (рис. 2), стратификация которых выполнена с учетом данных бурения по скважинам Тюменская – 6 (СГ-6), Ен-Яхинская – 7 (СГ-7) и скважин, расположенных вдоль линий сейсмических профилей. При оценке скоростных характеристик разреза использовались данные сейсмокаротажа и ВСП. Сейсмогеологический комплекс – это интервал временного разреза, отображающий толщи, характеризующиеся различными условиями осадконакопления. Такой комплекс представляет трехмерную группу фаций, накопленных одновременно или объединенных процессами и обстановкой осадконакопления. Кровлей и подошвой сейсмогеологических комплексов служат границы смены условий седиментации – поверхности региональных несогласий, перерывов, или региональные поверхности выравнивания, к которым приурочены наиболее устойчивые отражающие горизонты – сейсмические реперы или опорные отражающие горизонты.

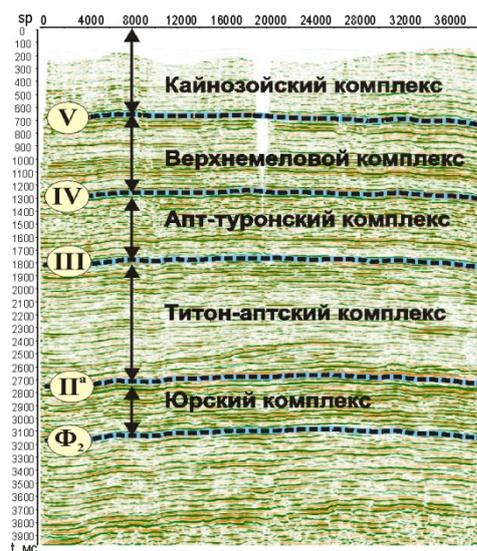


Рис. 2. Временной сейсмический разрез

Горизонт Φ_2 приурочен к подошве юрского комплекса, наиболее сложен для картирования из-за неоднородности литологического состава пород доюрского основания и перекрывающих его толщ. Горизонт нарушен разломами, проникающими в базальные горизонты осадочного чехла. Ниже горизонта Φ_2 на временных разрезах фиксируется серия устойчивых отражающих горизонтов, позволяющих предполагать развитие в этом регионе платформенных отложений палеозоя и нижнего триаса значительной мощности.

Горизонт Π^a – подошва баженовской свиты – формируется на пачке глинисто-кремнисто-известковистых пород баженовской свиты и является наиболее надежным

сейсмогеологическим репером в Западной Сибири. Горизонт обладает высоким энергетическим уровнем и надежно картируется по временным сейсмическим разрезам.

Горизонт III – кошайская пачка алымской свиты – является наименее устойчивым среди мезозойско-кайнозойских реперов, его энергетическая выраженность существенно меняется по площади, при этом происходит перераспределение энергии между различными фазами волнового пакета.

Горизонт IV – кузнецовская свита – обладает высоким энергетическим уровнем и легко поддается корреляции по сейсмическим материалам.

Горизонт V – талицкая свита – однозначно прослеживается на временных разрезах. В таблице 1 приведены статистические характеристики горизонтов.

Таблица 1

Статистические характеристики абсолютных глубин залегания отражающих горизонтов для территории исследования

горизонт	минимум	максимум	среднее	размах
Φ ₂	-5990	-3760	-4875	2230
II ^a	-4240	-2780	-3510	1460
III	-2660	-1530	-2095	1130
IV	-1610	-710	-1160	900
V	-920	-340	-630	580

Выделенные в разрезе мезозойско-кайнозойского осадочного чехла сейсмические реперы приурочены к трансгрессивным глинистым пачкам, формировавшимся в эпохи тектонического покоя, характеризующимся выдержанными толщинами, получившими распространение на огромных территориях Западно-Сибирского бассейна, и могут быть приняты за поверхности выравнивания. Реперные отражающие горизонты контролируют в кровле и подошве сейсмогеологические комплексы, которые совпадают с нефтегазоперспективными – юрский, титон-аптский, альб-туронский, верхнемеловой, кайнозойский.

Структурная характеристика

В процессе проведенных исследований на базе комплексной интерпретации материалов сейсморазведки и бурения были построены структурные карты по всем реперным отражающим горизонтам и выполнен структурный анализ. Анализ показал, что в пределах исследуемой в работе территории мезозойско-кайнозойские тектонические процессы имели унаследованный характер. В рельефе кровли доюрского основания (рис.3-А) можно выделить все основные положительные структуры, выделяемые по вышележащим горизонтам: купола в пределах Медвежьей, Ямсовейской, Ярейской, Юбилейной и Уренгойской площадей. Что позволяет отнести названные структуры к структурам, приуроченным к выступам доюрского основания. Также на исследуемой территории можно выделить современные положительные структуры, которым не соответствуют выступы доюрского основания, так называемые «безкорневые» [3] – Восточно-Медвежье, Западно-Песцовое и Ен-Яхинское КП. В структурном плане горизонта Φ₂ указанные площади расположены на склонах крупного поднятия, а Ен-Яхинская

и вовсе во впадине, хотя в рельефах вышележащих горизонтов в пределах этих площадей можно выделить положительные замкнутые структуры.

Рельеф горизонта Φ_2 (рис. 3-А) сильно расчленен, характеризуется развитием небольшого числа крупных и ряда мелких куполов с амплитудами более 220 м, в рельефе горизонта Π^a (рис. 3-Б) можно выделить большее количество мелких куполов, а выделенные в рельефе нижележащего горизонта купола меняют очертания и приобретают близкий к современному вид, в структурном плане горизонта III (рис. 3-В) происходит объединение мелких в более крупные структуры (Восточно-Медвежья купола, Медвежье и Ныдинское, Ямсовейское и Ярейское КП). На фоне общего выравнивания рельефа в структурном плане горизонта IV (рис. 3-Г) заметно увеличение амплитуды и площади Юбилейной и Уренгойской структур.

Вверх по разрезу наблюдается неоднородное нивелирование рельефа. Медвежья структура в рельефе горизонта Π^a по сравнению с Φ_2 увеличивает амплитуду, а по всем вышележащим горизонтам – уменьшает. Ямсовейская-Ярейская и Восточно-Медвежья вверх по разрезу вплоть до горизонта IV увеличивают свою амплитуду, и только в рельефе горизонта V наблюдается нивелирование КП. Юбилейная и Уренгойская структуры показывают уменьшение амплитуды при переходе от горизонта Φ_2 к Π^a , к вышележащему горизонту тенденция меняется на противоположную для Юбилейного КП, а в рельефе горизонта IV обе структуры увеличивают амплитуды по сравнению с нижележащим горизонтом. Следует отметить, что в рельефе горизонта V все положительные структуры уменьшаются по амплитуде по сравнению с рельефом горизонта IV.

Восстановление истории тектонического развития района исследований основано на палеоструктурном (палеотектоническом) анализе, который включает в себя восстановление истории тектонического развития; определение этапов формирования структур – ловушек для залежей УВ.

Палеоструктурный (палеотектонический) анализ – анализ распределения толщин комплексов (разностей глубин залегания реперных горизонтов, контролирующих комплексы в кровле и подошве). Методика палеотектонических реконструкций, основанная на анализе мощностей, впервые была предложена Н.С.Шатским, дальнейшее развитие метод получил в работах В.В. Белоусова, Р.Г. Гарецкого, В.Б. Неймана, К.А. Машковича, Н.Н. Форша, В.Е. Хаина, А.Л. Яншина и др. [1, 2, 5]. Интерпретация карт толщин проводится, основываясь на том факте, что увеличение толщин на каком-либо этапе развития территории соответствует относительному прогибанию, а уменьшенные толщины говорят об относительном воздымании структур.

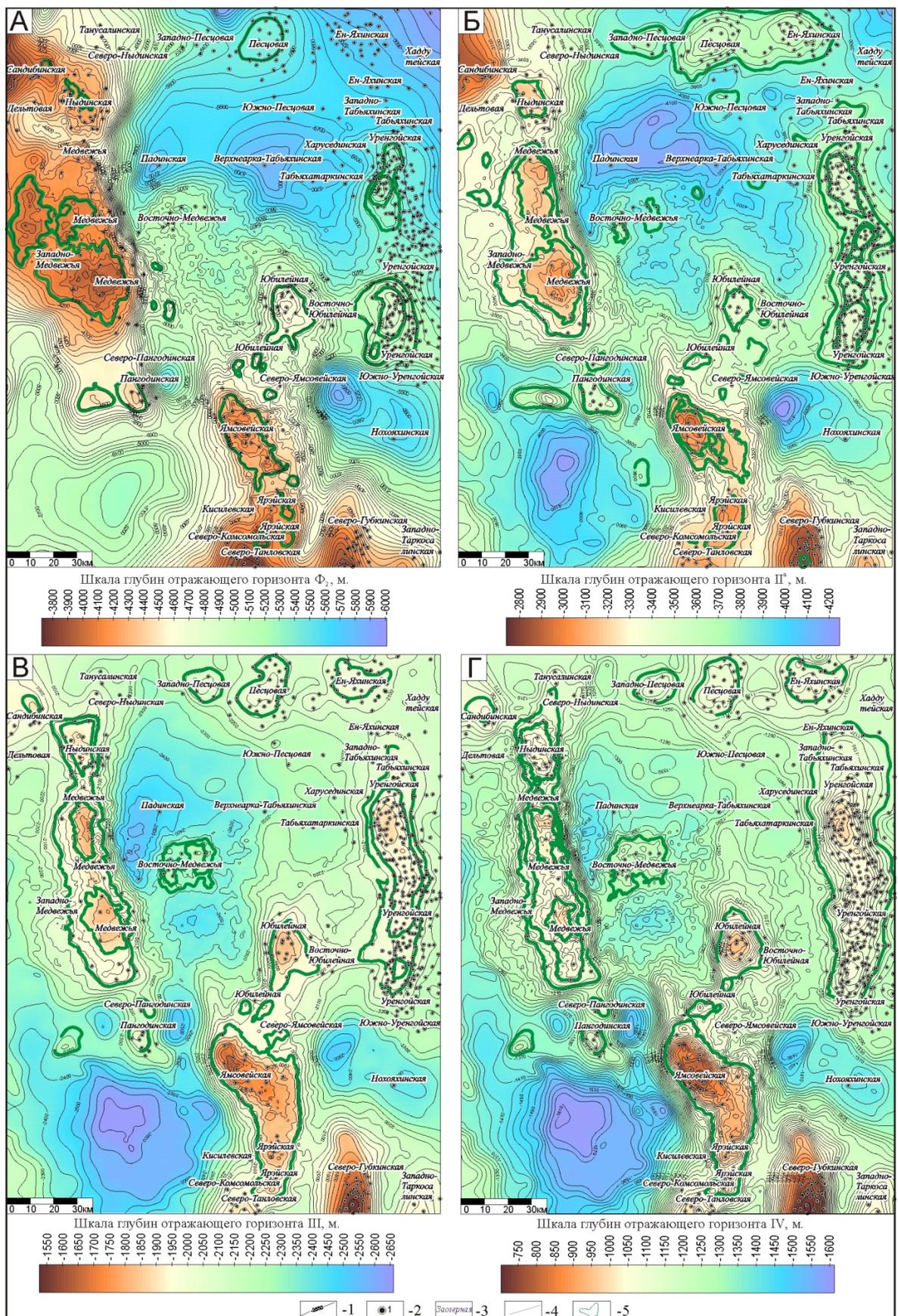


Рис. 3. Структурная карта по отражающему горизонту (А) Φ_2 (кровля доюрского основания) [под редакцией В.А.Конторовича, 2007г], (Б) IIa (подошва баженовской свиты), (В) III (кошайская пачка алымской свиты), (Г) IV (подошва кузнецовской свиты).

Анализ истории тектонического развития региона показал, что до апта рельеф рассматриваемой территории представлял собой моноклираль с множеством мелких куполов, погружающуюся в северо-восточном направлении, где наблюдается интенсивное прогибание территории. Тенденцию к росту при этом испытывает полоса в пределах Сандибинской – Ныдинской-Медвежьей-Пангодинской-Ямсовейской-Ярейской площадей. В апт-туроне формируются практически все положительные замкнутые структуры современного рельефа, при этом максимальный рост испытывают Медвежья, Ямсовейская и Ярейская структуры. В поздне меловое время эпицентр прогибания смещается на юг, что приводит к формированию Маретаяхинской и Ягенеттинской мезовпадин. В это же время происходит объединение Ямсовейской и Ярейской структур в одну, которая на протяжении позднего мела испытывала наибольшую тенденцию к росту, образуется Восточно-Медвежий купол. Кайнозойские тектонические процессы оказали существенное влияние на формирование Восточно-Медвежьего КП и Уренгойского поднятия, в пределах которого происходит объединение куполов в единую, вытянутую в северном направлении структуру.

Литература

1. Белоусов В.В. Мощность отложений как выражение режима колебательных движений земной коры// Советская геология, 1940, № 2-3, С. 14-28.
2. Гарецкий Р.Г., Яншин А.Л. Тектонический анализ мощностей// Методы изучения тектонических структур.М.:Изд-во АН СССР, 1960, С. 115-166.
3. Конторович В.А. Мезозойско-кайнозойская тектоника и нефтегазоносность Западной Сибири// Геология и геофизика, 2009, т.50, №4, С. 461-474.
4. Конторович В.А., Беляев С.Ю., Конторович А.Э. и др. Тектоническое строение и история тектонического развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое //Геология и геофизика, 2001, т. 42, № 11-12, с. 1832-1845.
5. Машкович К.А. Методы палеотектонических исследований в практике поисков нефти и газа.-М.: Недра, 1976, 221 с.
6. Сейсмическая стратиграфия // Шерифф Р.Е., Грегори А.П., Вейл П.Р., Митчем Р.М. мл. и др. под ред. Ч. Пейтона. пер. с. англ. Ч. 1, 2. М.: Мир, 1982. 846 с.
7. Карта тектонического строения юрского структурного яруса Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, под редакцией А.Э.Конторовича. Новосибирск, ИГНГ СО РАН, 2004.
8. Карта нефтегазогеологического районирования Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, под редакцией А.Э.Конторовича. Новосибирск, ИГНГ СО РАН, 2005.

АНАЛИЗ ДОСТАТОЧНОСТИ ДАННЫХ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ КЕРНА АШАЛЬЧИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПРИРОДНЫХ БИТУМОВ

Сурмашев Р.Р., Вафин Р.Ф., Ахмадишина Ф.Ф.

КФУ, г. Казань, Россия, E-mail: rustamsurmashev@gmail.com

В данной статье приведены результаты математического анализа достаточности и достоверности лабораторных анализов кернового материала, отобранного в скважинах Ашальчинского месторождения битумов. Описаны основные методы анализа, графические приложения, визуализирующие полученные результаты. В конце приведены основные выводы, качественные и количественные раскладки.

RESEARCH OF THE ADEQUACY OF LABORATORY CORE ANALYSIS OF ASHALCHINSKOYE BITUMEN FIELD

Surmashev R.R., Vafin R.F., Akhmadishina F.F.

KFU, Kazan, Russia, E-mail: rustamsurmashev@gmail.com

This article presents the results of the mathematical analysis of the adequacy and reliability of laboratory analysis of core samples, selected in wells of Ashalchinskoye bitumen field. The are basic methods of analysis, graphics applications that visualize the results. At the end are the key findings of the qualitative and quantitative assessment.

Ашальчинское месторождение природных битумов является одним из наиболее детально изученных и достаточно хорошо охарактеризованных керном (и результатами лабораторных анализов) месторождением природных битумов в Республике Татарстан. Выбор данного объекта для изучения был обусловлен так же тем фактом, что отложения Шешминского горизонта (породы – коллекторы Ашальчинского месторождения) сложены терригенными породами. Из мирового опыта применения геостатистики мы можем утверждать, что терригенные породы лучше подчиняются законам математической статистики. Для анализа были выбраны 10 скважин, по которым было проведено более 9000 лабораторных анализов, среди которых коэффициент пористости, коэффициент битумонасыщенности и др. Наиболее интересными, с точки зрения анализа, являются результаты анализа коэффициента пористости и коэффициента битумонасыщенности, т.к. эти параметры необходимы при подсчете запасов месторождений жидких углеводородов.

Первоначально, было решено проверить имеющийся массив данных на характер распределения. Априорно, считается, что фильтрационно-емкостные свойства терригенных пород подчиняются нормальному закону распределения. Однако, было решено проверить эту гипотезу. Гипотеза проверялась традиционным методом подсчета гауссового распределения в ручную и с использованием математических программ. Результаты обоих методов подсчета оказались аутентичными.

В целом картина явилась такой, какой мы и предполагали: параметры пористости и битумонасыщенности подчиняются закону нормального распределения по всем имеющимся скважинам. Нормальный характер распределения наблюдаемых данных свидетельствует о том, что результаты анализа пористости и битумонасыщенности подчиняются основным законам математической статистики, характеризуются однородной совокупностью коллекторов по пористости и битумонасыщенности, хорошей прогнозируемостью и определенной направленностью (об этом говорит наличие доминирующего класса распределения значений). Последний тезис хорошо подтверждается графическим анализом – абсолютно все гистограммы распределений имеют условно симметричную форму с ярко выраженным единственным максимумом.

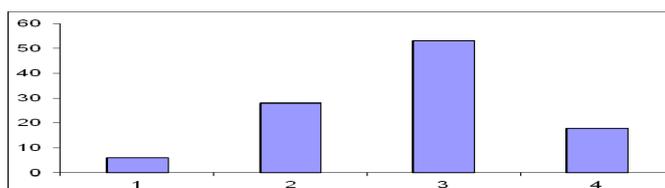


Рис. 1. Гистограмма распределения пористости скв. № 606.

На данной гистограмме приведены данные по распределению пористости по классам в скважине №606. По данным гистограммам видно, что мы имеем преобладающий класс при общей симметрии графика.

По сути, все анализы и полученные данные на стадии поиска и разведки месторождений используются для подсчета запасов. Подсчет запасов Ашальчинского месторождения производился различными авторами по различным методам. Однако за основу принимается работа ТатНИПИ, в которой были использованы средние значения пористости и битумонасыщенности (объясняется это нормальным законом распределения подсчетных параметров). Следующей целью было определение этих самых средних значений каждого из параметров по всем скважинам. Средние значения подсчитывались методом определения средней арифметической по каждой скважине. Данные представлены далее в таблице. Помимо средних значений, были подсчитаны среднеквадратичные отклонения по каждому из параметров.

Соответственно, встает вопрос: как сильно повлияет уменьшение количество анализов (а значит и данных) на средние значения. Рассматривались 3 возможных варианта:

100% анализов 50% анализов 33% анализов

Уменьшение количества данных в 2 раза производилось отбросом данных через один. Соответственно получали новые базы данных, по которым аналогичным образом подсчитывались средние значения параметров и среднеквадратичные отклонения. Данные также приведены в таблице ниже.

Уменьшение количества данных до 33% производилось путем отбрасывания данных каждых двух из трех образцов. Так же была составлена новая база данных и подсчитаны необходимые параметры, занесенные в таблицу для сравнения.

На основе полученных данных мы имеем возможность сравнить средние значения пористости и битумонасыщенности при 100%, 50% и 33% объема данных:

Сравнение средних показателей при различных режимах

№ скв	Параметры	Значения пористости			Значения битумонасыщенности		
		100%	50%	30%	100%	50%	30%
227	Среднее значение	33,0095506	32,99333	33,13067	10,04667	10,1961	10,4463
	Среднеквадратичное отклонение	3,70158117	3,421258	3,371979	3,054392	2,832961	3,072735
235	Среднее значение	33,5847368	33,67388	33,51111	10,55624	10,38597	10,57711
	Среднеквадратичное отклонение	2,97025038	2,857001	2,597965	2,019302	2,135714	2,138383
236	Среднее значение	33,5121739	33,77069	33,20923	11,06096	11,22	10,94051
	Среднеквадратичное отклонение	3,18464244	3,21511	3,343048	2,136855	2,101042	2,222451
238	Среднее значение	33,0464444	33,15882	32,58222	10,44341	10,55261	10,29022
	Среднеквадратичное отклонение	2,48820163	2,657706	2,55266	1,961044	2,132201	2,288843
239	Среднее значение	34,1516239	33,98492	33,79179	11,30835	11,71293	11,45846
	Среднеквадратичное отклонение	2,57509371	2,91284	2,396362	2,3224	2,127048	2,534884
555	Среднее значение	27,4731387	27,4365	27,59891	6,442206	6,381773	6,366064
	Среднеквадратичное отклонение	3,38271632	3,378352	3,474668	2,512599	2,504566	2,484025
579	Среднее значение	33,4035417	33,65292	32,92156	7,665	7,833673	7,765152
	Среднеквадратичное отклонение	2,44867693	2,195088	2,516288	2,812134	2,792862	2,744005
606	Среднее значение	33,81	33,71302	34,14914	6,652661	6,918364	6,42
	Среднеквадратичное отклонение	2,16321322	2,394344	1,880054	3,130733	3,210948	3,117123
633	Среднее значение	29,9377397	29,65836	30,25265	6,38774	6,452192	6,426939
	Среднеквадратичное отклонение	3,27630592	3,086899	3,304028	2,579374	2,59794	2,703161
634	Среднее значение	31,2062673	31,16917	30,88342	5,375844	5,446897	5,25961
	Среднеквадратичное отклонение	3,62995047	3,511412	3,824664	2,582318	2,654626	2,471349
Среднее по скважинам		32,31352	32,32116	32,20307	8,59391	8,71005	8,59503
Среднеквадратичное отклонение по скважинам		2,98206	2,963	2,92618	2,51111	2,50899	2,57769
Разница							
		100%-50%			100%-30%		
Пористость		0,00764			0,11045		
Битумонасыщенность		0,11614			0,00112		

Проанализировав полученные результаты, мы можем сказать, что изменение количества данных по пористости и битумонасыщенности не влияет на среднее значение параметров (разница примерно 0.1%), а следовательно не влияет на подсчет запасов!

Цифровые значения хорошо подтверждаются и графическим анализом.

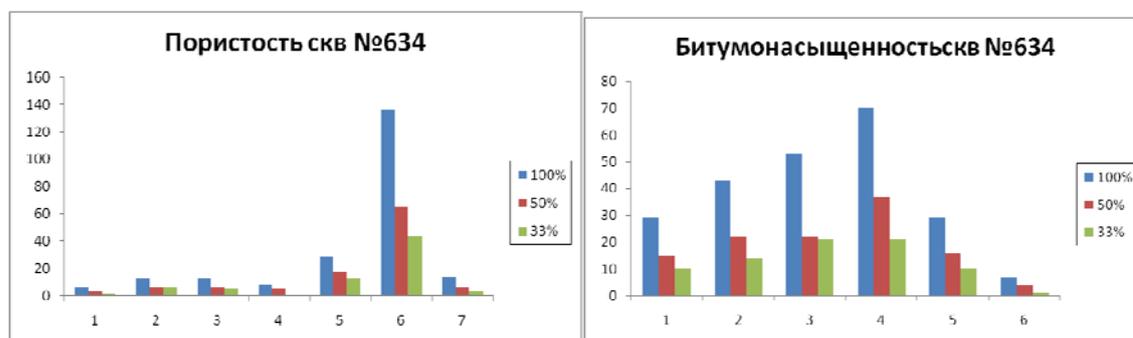


Рис. 2. Гистограмма распределения показателей пористости и битумонасыщенности.

Анализ полученной картины хорошо визуализирует полученные цифровые значения. Мы можем уверенно говорить о том, что изменение объема выборки не влияет не только на среднее значение параметров, но и на нормальность распределения значений.

В мировой практике для анализа информативности данных так же используется энтропический анализ.

Энтропия – в естественных науках мера беспорядка системы, состоящей из многих элементов. В частности, в статистической физике – мера вероятности осуществле-

ния какого-либо макроскопического состояния; в теории информации – мера неопределённости какого-либо опыта (испытания), который может иметь разные исходы, а значит, и количество информации; в исторической науке, для экспликации феномена альтернативности истории (инвариантности и вариативности исторического процесса).

В классической геологической статистике график энтропии строится по зависимости от количества образцов. В нашем случае, мы так же отталкивались от количества образцов, но привязывали их к нефтенасыщенной толщине пласта. Это обусловлено необходимостью сравнения энтропии для различного количества данных. Ниже приведен пример такого сравнения:

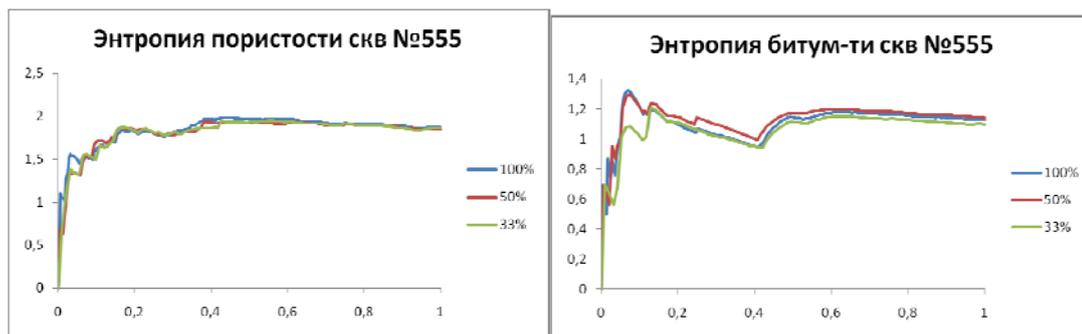


Рис. 3. Энтропии показателей пористости и битумонасыщенности.

В классическом понимании график энтропии должен выполаживаться с набором информации. В данном случае такую картину мы не наблюдаем в связи с тем, что распределение пористости и битумонасыщенности по разрезу имеет определенную зональность – ближе к подошве битумонасыщенного участка пласта пористость и битумонасыщенность уменьшаются, следовательно, появляются в объеме выборки значения, приуроченные к новым классам. Природа такого явления вполне объяснима тем, что в подошвенной части увеличивается процент содержания воды. Влияние данного фактора на битумонасыщенность вполне логична, а для пористости имеет место замещения битумного цемента на другой вид цемента. Анализируя данные графики, мы можем сказать, что уменьшение числа данных так же не влияет на скорость набора геологической информации. Как сказано выше, нас не интересует поведение кривых энтропии, нас интересует схожесть их форм.

Резюмируя все вышесказанное и проанализированное, мы можем сделать следующие выводы:

1) Параметры пористости и битумонасыщенности подчиняются нормальному закону распределения, что согласуется с общепризнанными канонами, относящимися к терригенным породам. Нормальность распределения, в свою очередь, позволяет нам при подсчете запасов использовать средние значения параметров.

2) Уменьшение количества данных не влияет на подсчетные параметры при подсчете запасов природных битумов. Это хорошо иллюстрируется цифровыми выкладками, гистограммами распределения и графиками энтропии.

3) Уменьшение количества данных подразумевает под собой уменьшение количества анализов, что в свою очередь влечет экономию средств на лабораторных анализах.

Литература

1. Муслимов Р.Х. Комплексное освоение тяжелых нефтей и природных битумов пермской системы Республики Татарстан. К.: «ФЭН», 2012. – 396 с.
2. Мухутдинова Н.Г. Статистическая оценка информативности некоторых параметров коллекторских свойств пород // Геология и разведка нефтебитумоносных комплексов. Тез. докл. Казань: КГУ, 1995. С. 73–80.
3. John C. Davis. Statistics and data in geology. John Wiley & Sons, Inc., 1973. 316 p.
4. Минерально-сырьевая база Республики Татарстан / под ред. проф., д.г.-м.н. Р.С. Хисамова. Казань: Изд-во «ФЭН» Академии наук РТ. 2006. 320 с.

ГЕОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ИНДИКАТОРЫ НЕФТЕГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ В ОХОТСКОМ МОРЕ

Телегин Ю.А., Обжиров А.И.

ТОИ ДВО РАН, г. Владивосток, Россия, E-mail: telegin@poi.dvo.ru

Рассматривается возможность использования газогидратов и аномальных полей концентраций метана как индикаторов при поиске нефтегазовых залежей

GEOLOGICAL AND GEOCHEMICAL INDICATORS OF OIL AND GAS DEPOSITS IN THE OKHOTSK SEA

Telegin Yu. A., Obzhirov A. I.

POI FEB RAS, Vladivostok, Russia, E-mail: telegin@poi.dvo.ru

The possibility of using gas hydrates and the anomalous fields of methane as indicators of finding oil and gas deposits are shown in the paper

Одним из наиболее важных достижений лаборатории газогеохимии ТОИ ДВО РАН является обнаружение газогидратов в Охотском и Японском морях. Таких успехов удалось добиться благодаря комплексному подходу к исследованию газогидратов. В комплекс входят геолого-геофизические, гидрологические, гидрофизические, газогеохимические и другие исследования. За время исследований удалось обнаружить около 15 структур с газогидратами. Наличие обширного количества фактического материала позволило выдвинуть предположение, что присутствие газогидратов в осадочной толще могут служить геохимическим индикатором при поиске нефти и газа.

Во-первых, в местах обнаружения газогидратов наблюдались устойчивые аномальные поля концентраций метана, которые подтверждались мониторинговыми исследованиями. Аномальные концентрации метана были обнаружены при использовании метода, разработанного Обжировым в 1993 г. [1]. Этот метод изначально был направлен на поиск нефтегазовых залежей в морских условиях. Аномальное газогеохимическое поле говорит о том, что ниже могут находиться скопления нефти или газа. На это указывают и наличие газовых факелов в районе полей газогидратов, которых за время исследования было обнаружено свыше 500. Там, где концентрации в придонной воде имели фоновое значение, газогидраты обнаружены не были.

Во-вторых, газогидраты ввиду своих цементирующих свойств могут играть роль непроницаемой крышки для нижележащих нефтегазовых скоплений, а также сами являться консерваторами углеводородов. В связи с этим над скоплениями газогидратов не должны образовываться аномальные поля концентраций метана, но так как в регионе в последнее время наблюдается сейсмо-тектоническая активизация, слои газогидратов нарушаются и газ из нижележащих нефтегазовых залежей по разрывным наруше-

ниям мигрирует к поверхности донных отложений, образуя устойчивые поля аномальных концентраций метана или газовые факелы.

Также в процессе осадконакопления существующие слои газогидратов погружаются, переходя при этом в газообразное состояние, создавая при этом скопления газа. Таким образом, существует непрерывный процесс формирования-разрушения газогидратов и их взаимосвязи с нижележащими нефтегазовыми залежами.

Существует ряд публикаций, указывающих на возможность протекания таких процессов в природе: это месторождения Прадхо-Бей и Купарук-Ривер на Аляске [2] и Мексиканский залив [3]. Таким образом, наличие газогидратов в осадочной толще в дальнейшем могут быть использованы как индикаторы при поиске нефтегазовых залежей.

Литература

1. Обжиров А.И. Газогеохимические поля придонного слоя морей и океанов. М.: Наука, 1993. 139 с.
2. Alexei V. Milkov. Molecular and stable isotope compositions of natural gas hydrates: A revised global dataset and basic interpretations in the context of geological settings // *Organic Geochemistry*, V. 36 (2005). P. 681–702.
3. Timothy S. Collett et al. Permafrost-associated natural gas hydrate occurrences on the Alaska North Slope // *Marine and Petroleum Geology*, V. 28 (2011). P. 279–294.

ИЗУЧЕНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ ВОЛНОВОЙ КАРТИНЫ В ОБЛАСТИ СУЩЕСТВОВАНИЯ ЭРРОЗИОННЫХ ВРЕЗОВ СИЛУРИЙСКОГО ВОЗРАСТА В ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ ПРОВИНЦИИ

Терегулова К.Р., Дрисси-Лахссини Б.М., Карцева А.Е.

ППОИ ОАО «Нарьян-Марсейсморазведка», г. Санкт-Петербург, Россия, E-mail: nmsrspb@geotechcom.ru

В данной статье представлены результаты моделирования синтетических волновых полей потенциальных поисковых объектов, связанных с эрозионными формами рельефа поверхности силурийских карбонатов Тимано-Печорской провинции. Целью моделирования являлось также уточнение представлений о формировании отражающих горизонтов, прослеживаемых в наблюдаемом волновом поле.

THE LEARNING FEATURES OF THE WAVE PATTERN IN THE EXISTENCE EROSION CUTTINGS SILURIAN AGE IN TIMAN-PECHORA PROVINCE

Teregulova K.R., Drissi-Lahssini B.M., Kartseva A.E.

PPOI NJC “Nar’ian-Marseismorazvedka”, Saint-Petersburg, Russia, E-mail: nmsrspb@geotechcom.ru

In this article there are some results of modeling of syntetic wave fields of potential search facilities related to surface erosion landforms Silurian carbonates of the Timan-Pechora province. The purpose of modeling is also clarification of the formation reflectors traceable in the observations of the wave field.

В административном отношении площадь исследований расположена за полярным кругом на территории Ненецкого автономного округа Архангельской области.

Согласно схеме нефтегазогеологического районирования Тимано-Печорской провинции площадь находится в пределах Колвависовского нефтегазоносного района Хорейверской нефтегазоносной области, где открыты такие месторождения нефти как Дюсушевское, Ардалинское, Тэдинское, Западно-Хоседаюское, Северо-Хоседаюское, Восточно-Сихорейское, Сихорейское и др.

На исследуемой территории перспективы поиска залежей нефти связываются с карбонатными породами верхнего девона и силура. Последние значительно менее изучены глубоким бурением. На участке работ силурийские карбонатные отложения представлены в объеме нижнего отдела и редуцированного сверху верхнего отделов, перекрываются сверху верхнедевонскими, преимущественно глинистыми отложениями. Породы ранне-среднедевонского возраста полностью размыты вследствие регионального предфранского размыва.

Согласно структурным построениям, проведенным по данным 3D, все вновь закартированные антиклинальные объекты в силурийской толще являются малоразмерными и нерентабельными для освоения в настоящее время. В ходе интерпретации сейсмических данных 3D по кровле силурийских отложений в волновом поле выявлены протяженные в плане и узкие в поперечном сечении отрицательные формы (рис. 1), имею-

щие эрозионное происхождение. Ранее, при проведении съемок 2D, такие формы отмечались на отдельных профилях, но не картировались в связи со сложным, крайне извилистым характером распространения в плане и малой шириной в разрезе. В связи с отсутствием привлекательных для опознания антиклинальных объектов, обнаруженные врезные формы вызывают определенный интерес. Скважинами врезы не вскрыты, характер заполнения их бурением не изучен. Для решения вопроса о характере заполнения врез и перспективах их нефтегазоносности было проведено моделирование волновых полей, образованных заполнением врезных форм различными по составу породами, и сравнение с наблюдаемым волновым полем.

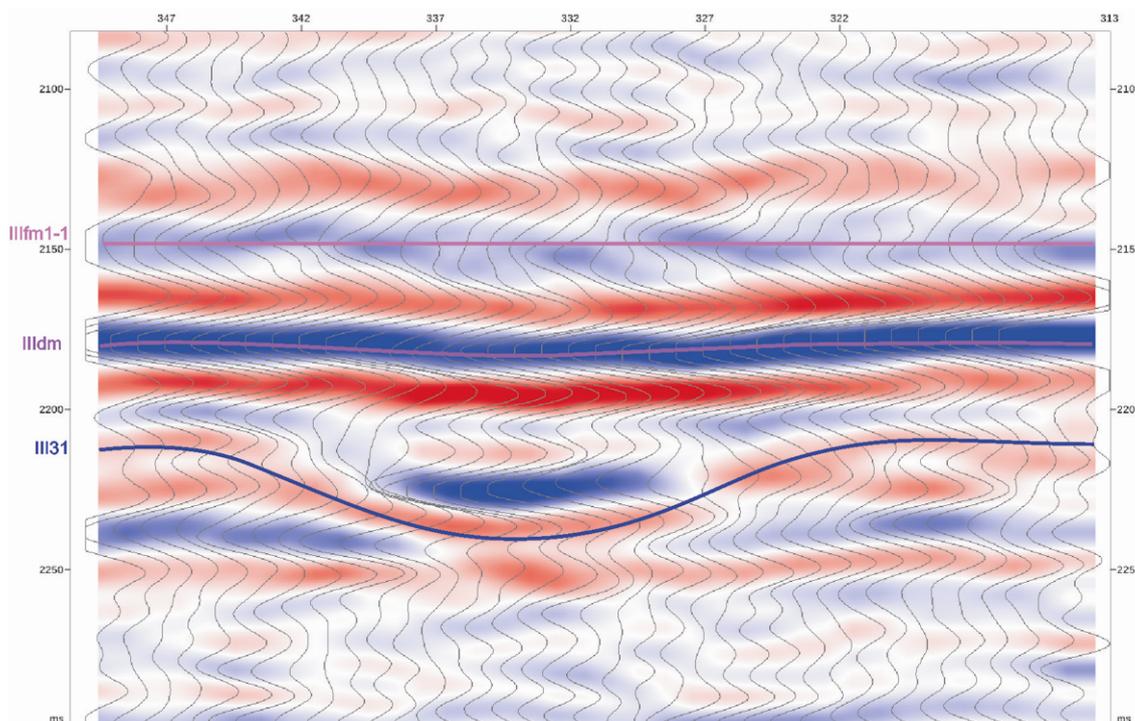


Рис. 1. Временной разрез по кубу сейсмоданных

Для выполнения математического моделирования волнового поля использовался программный пакет Tesser2D (Tesser Technology Inc., Канада). Программный пакет позволяет задавать различные системы сейсмических наблюдений, проводить построение моделей сложных сейсмогеологических разрезов и рассчитывать распространение упругих волн в неоднородных средах [1].

Моделирование проводилось со следующими параметрами: длина приемного профиля 2000 м, источник – «взрывающаяся поверхность», приемники на расстоянии 10 метров, тип приемной установки – неподвижная; шаг дискретизации 2 мс; частота максимума сигнала 35 Гц и 100 Гц.

По структурным картам длина вреза достигает нескольких км, ширина вреза – порядка 1000 м, максимальная глубина – 30 м. Учитывая однотипность наблюдаемых врезных форм, моделирование проводилось в варианте 2D.

Породы, заполняющие врез, могут быть представлены песчаниками, алевролитами и аргиллитами. Пористость песчаников достигает 20%. По составу песчаники полимик-

товые и олигомиктовые, мелкозернистые с примесью алевритового материала и алевропесчаники со смешанным цементом. При моделировании количественные соотношения песчаных и глинистых пород изменялось от полного заполнения вреза песчаниками (модель 1) до практически полного заполнения глинистыми породами (модель 5). Таким образом, на модели 1 мощность песчаников составляет 30 м. В модели 2 мощность песчаников составляет 21 м, мощность глинистых пород 9 м. В модели 3 мощность песчаников составляет 15 м, и 7 м для модели 4. В пятой модели врез сложен преимущественно глинистыми породами (29 м), мощность песчаников составляет 1 м. На рис. 2 представлены глубинно-скоростные модели 1, 3, 5 слева направо соответственно.

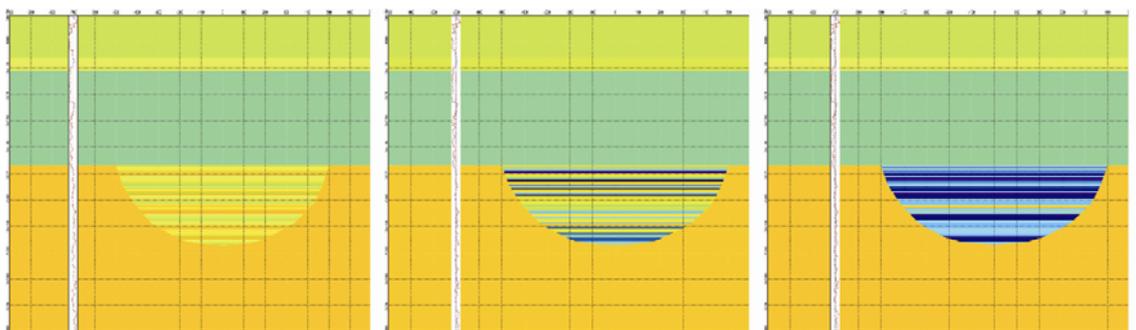


Рис. 2. Глубинно-скоростные модели.

После построения глубинно-скоростной модели, были рассчитаны синтетические временные разрезы на основе упругого волнового уравнения с частотой максимума 35 Гц – преобладающей частотой в наблюдаемом волновом сейсмическом поле. Было получено шесть временных разрезов: без врезовой части и для каждой из пяти выше описанных моделей (рис. 3). Для привязки к разрезу скважины временные разрезы были переведены в глубинную область с использованием глубинно-скоростных моделей.

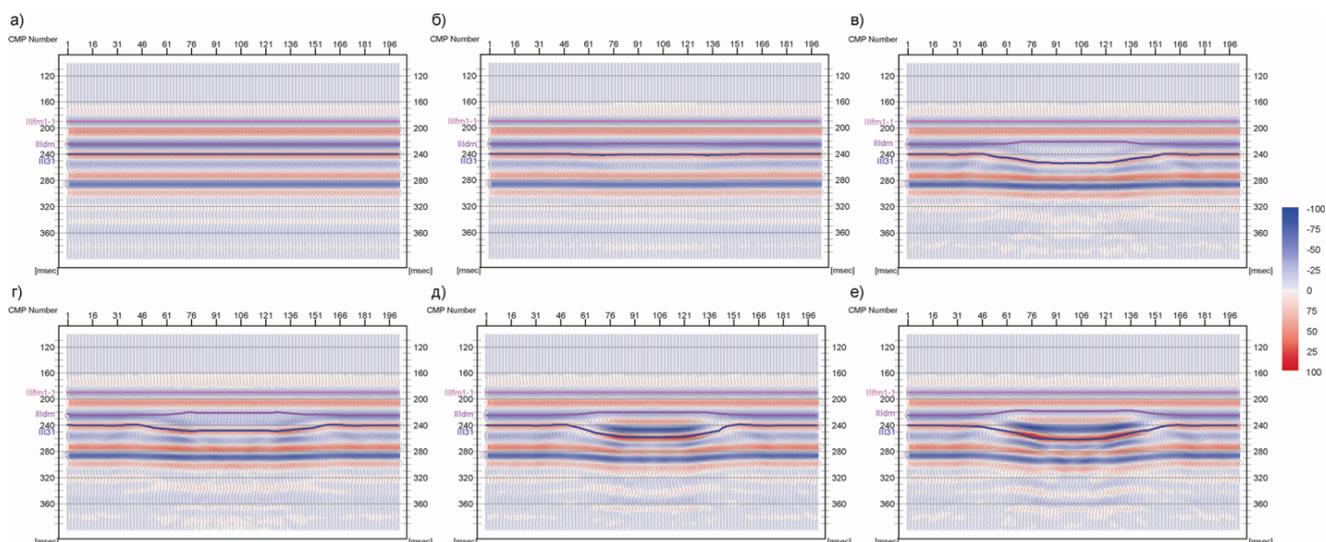


Рис. 3. Временные синтетические разрезы.

а) без вреза; б) модель 1; в) модель 2; г) модель 3, д) модель 4; е) модель 5.

На полученных временных разрезах была выполнена корреляция отражающих горизонтов, контролирующих кровлю отложений, заполняющих врезы, и горизонта, сформированного на размытой поверхности нижнесилурийских отложений.

Рассматривая волновую картину на синтетических разрезах (рис. 3) и на разрезе по кубу сейсмоданных (рис. 1) делается вывод о том, что модель, где врез заполняется песчаниками полностью или же эффективная мощность песчаников превышает 7 метров, не соответствует реальным сейсмоданным.

На реальных данных (рис. 1) во врезовой части отчетливо наблюдается появление дополнительной фазы отражения. В волновом поле моделей 1 и 2 подобный эффект отсутствует. Волновая картина для моделей 4 и 5 имеет большее сходство с реальными сейсмоданными. Можно заключить, что на изучаемом участке врезы более чем на 70% заполнены глинистыми породами.

Выводы:

1. Результаты моделирования позволяют уточнить геологическое строение целевого интервала: врезные формы заполнены глинистыми породами, на участках развития врезов экранирующие свойства глинистой покрышки не ухудшаются, сами врезы не могут являться объектами нефтепоисковых работ, в связи с отсутствием в них песчаных пород-коллекторов.

2. В ходе моделирования выявлены эффекты, которые необходимо учитывать при проведении комплексной интерпретации. К таковым относится, прежде всего, ложное прогибание нижележащих поверхностей. При корреляции поверхности, являющейся подошвой вреза, в бортовой зоне вреза следует учитывать необходимость перехода на вышеследящиеся ОГ.

Литература

1. Tesseral 2-D. Моделирование сейсмических и акустических полей на персональном компьютере. Руководство пользователя. – 2009. – 192 с.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ СЕДИМЕНТАЦИИ В ЮРСКОМ БАССЕЙНЕ НА ОСНОВАНИИ АНАЛИЗА КАРТ МОЩНОСТЕЙ (ЦЕНТРАЛЬНАЯ ЧАСТЬ БАРЕНЦЕВОМОРСКОГО МЕГАПРОГИБА)

Ткаченко М. А.

ФГУП «ВНИИОкеангеология им. И. С. Грамберга», г. Санкт-Петербург, Россия,
E-mail: *maximtkachenko1@gmail.com*

Выделяемые на шельфе Баренцева моря стратиграфические подразделения часто охарактеризованы лишь редким керном, который обычно не позволяет однозначно судить о фациальной принадлежности всего стратиграфического подразделения, следовательно, и о возможной фациальной зональности разновозрастных толщ. Таким образом, фациальную зональность на шельфе Баренцева моря, реконструируемую на определенные интервалы геологического времени, в определенной степени можно считать условной. Обычно эта зональность определялась с учетом имеющихся данных по прилегающей суше, а также с учетом общей тенденции эволюции осадконакопления в Баренцевском регионе. В связи с этим в рамках определения перспектив нефтегазоносности было предложено применить не классический фациальный анализ, а моделирование процессов седиментации и как следствие – выявить закономерности распространения отложений с улучшенными коллекторскими свойствами.

MODELING OF SEDIMENTATION IN JURASSIC BASIN BASED ON ANALYSIS OF MAPS OF THICKNESSES (CENTRAL PART OF THE BARENTS SEA MEGADEPRESSION)

Tkachenko M. A.

VNIIOkeangeologia named after I.S. Gramberg, Saint Petersburg, Russia,
E-mail: *maximtkachenko1@gmail.com*

Stratigraphic subdivisions which allocated in the Barents Sea often characterized only by rare core, which usually does not allow to judge about the facies of the stratigraphic units, therefore, does not allow to judge about possible facies zoning of coeval strata. Thus, the facies zonation in the Barents Sea, reconstructed at intervals of geologic time, can be considered as arbitrary. Usually this zoning was determined by means of available data on the adjacent land and general trend of the evolution of sedimentation in the Barents region. In this regard, within the definition of oil and gas prospects were asked not to use the classic facial analysis but modeling of sedimentation and as a consequence - identifying of patterns of distribution of deposits with improved reservoir properties.

Моделирование процессов седиментации в юрское время в Баренцевоморском мегапрогибе производится на основании материалов по морским глубоководным скважинам, а так же на основе анализа карт мощностей построенных по материалам ОАО МАГЭ («Создание каркасной сети региональных сейсмических профилей с целью изучения строения глубоких горизонтов осадочного чехла Печоро-Баренцево-Северокарского мегабассейна (Печорский, Южно-Баренцевский районы)» Гос. контракт № 13/03/70-352 от 28.11.2007 г). Согласно выделенным по результатам сейсмических

исследований сейсмокомплексам было рассмотрено три этапа седиментации: раннеюрский, среднеюрский и позднеюрский. Каждый этап характеризуется своими обстановками осадконакопления, а следовательно и своими особенностями гидродинамического режима (рис. 1).

Структурно-тектоническое и нефтегазогеологическое районирование шельфов Баренцева и Карского морей

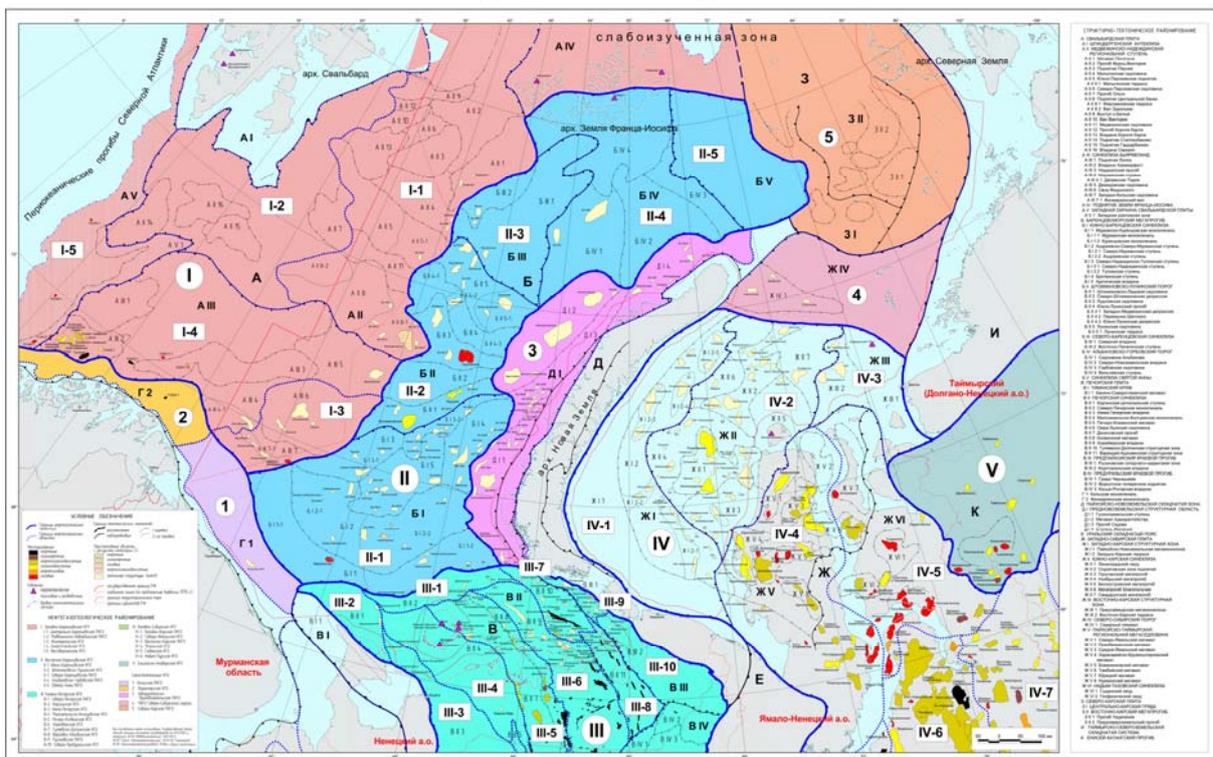


Рис. 1. Структурно-тектоническое и нефтегазогеологическое районирование Баренцева и Карского морей.

Раннеюрский этап.

Для наиболее полной характеристики процессов седиментации данного этапа необходимо иметь представление об обстановке осадконакопления на конец верхнего триаса. В работе М. А. Ткаченко «Использование элементов секвентного анализа при изучении геологического строения и нефтегазоносности восточного борта Баренцевской впадины» на основе биолитокорреляционной схемы (рис. 2) была выделена секвенция второго порядка, которая начинается с трансгрессивного тракта в индском ярусе нижнего триаса и венчается трактом низкого стояния моря на рубеже карнийского и норийского ярусов верхнего триаса. Известно, что на большей части Баренцева моря отложения норийского яруса отсутствуют, что свидетельствует о перерыве в осадконакоплении и пику тракта низкого стояния моря. Таким образом, можно сделать вывод о возможном начале трансгрессии в раннеюрское время.

СИСТЕМА	ШКАЛА				СИСТЕМА	СТРУКТУРНО-ФАЦИАЛЬНАЯ ЗОНА				СИСТЕМА	отдел	эрус	палеонот	период			
	по споро-пыльце		по фораминиферам			Адмиралтейско-Крестовая		Лудловская							Ферминовская		
	по констрактам	по флоре	Адмиралтейско-Крестовая	Лудловская		Ферминовская	Адмиралтейско-Крестовая	Лудловская	Ферминовская								
ТРИАСОВАЯ	ВЕРХНИЙ	норвичский	Комплекс мшоспор, датируемых Т ₄	Визитеритес subarcticus Lask, Scleromorphites arcticus Ash, Dactylotriletes ellipticus Schab, Quadricolpites arcticiformis Mai	ВЕРХНИЙ	норвичский	Комплекс мшоспор, датируемых Т ₄	Адмиралтейско-Крестовая	Лудловская	Ферминовская	ВЕРХНИЙ	норвичский	СЕКВЕНЦИЯ II ПОРЯДКА	LST RST HST TST LST			
		карниевский	Комплекс мшоспор, датируемых Т ₄			карниевский	Комплекс мшоспор, датируемых Т ₄	Адмиралтейско-Крестовая	Лудловская	Ферминовская		карниевский					
	СРЕДНИЙ	ладвский	Комплекс мшоспор, датируемых Т ₃		СРЕДНИЙ	ладвский	Комплекс мшоспор, датируемых Т ₃	Адмиралтейско-Крестовая	Лудловская	Ферминовская	СРЕДНИЙ	ладвский					
		английский	Комплекс мшоспор, датируемых Т ₃			английский	Комплекс мшоспор, датируемых Т ₃	Адмиралтейско-Крестовая	Лудловская	Ферминовская		английский					
	НИЖНИЙ	оленевский	Комплекс мшоспор, датируемых Т ₂		НИЖНИЙ	оленевский	Комплекс мшоспор, датируемых Т ₂	Адмиралтейско-Крестовая	Лудловская	Ферминовская	НИЖНИЙ	оленевский					
		видевский	комплекс мшоспор <i>Posidonia sp.</i>	<i>Leiferites noralis</i> (Lask) Scleromorphites parva (Lask), <i>Rosendalites subarcticus</i> May, <i>R. Rudolphi</i> (Lask), <i>Leiferites arcticus</i> (Lask), <i>Leiferites arcticus</i> (Lask), <i>Scleromorphites parva</i> (Lask)		видевский	комплекс мшоспор, датируемых Т ₂	Адмиралтейско-Крестовая	Лудловская	Ферминовская		видевский					
	ПЕРМСКАЯ	ВЕРХНИЙ	УВАИМСКИЙ	<i>Posidonia reticata</i> (New)		ПЕРМСКАЯ	ВЕРХНИЙ	УВАИМСКИЙ	Пермские отложения с алевритами и глинами.	НЕТ ДАННЫХ	НЕТ ДАННЫХ	ПЕРМСКАЯ			ВЕРХНИЙ	УВАИМСКИЙ	

Рис. 2. Схема биолитокорреляции триасовых отложений восточного борта Баренцевоморского мегапрогиба.

Анализ седиментационной модели (рис. 3) (позволяет выделить подводный конус выноса и несколько подводных русел.

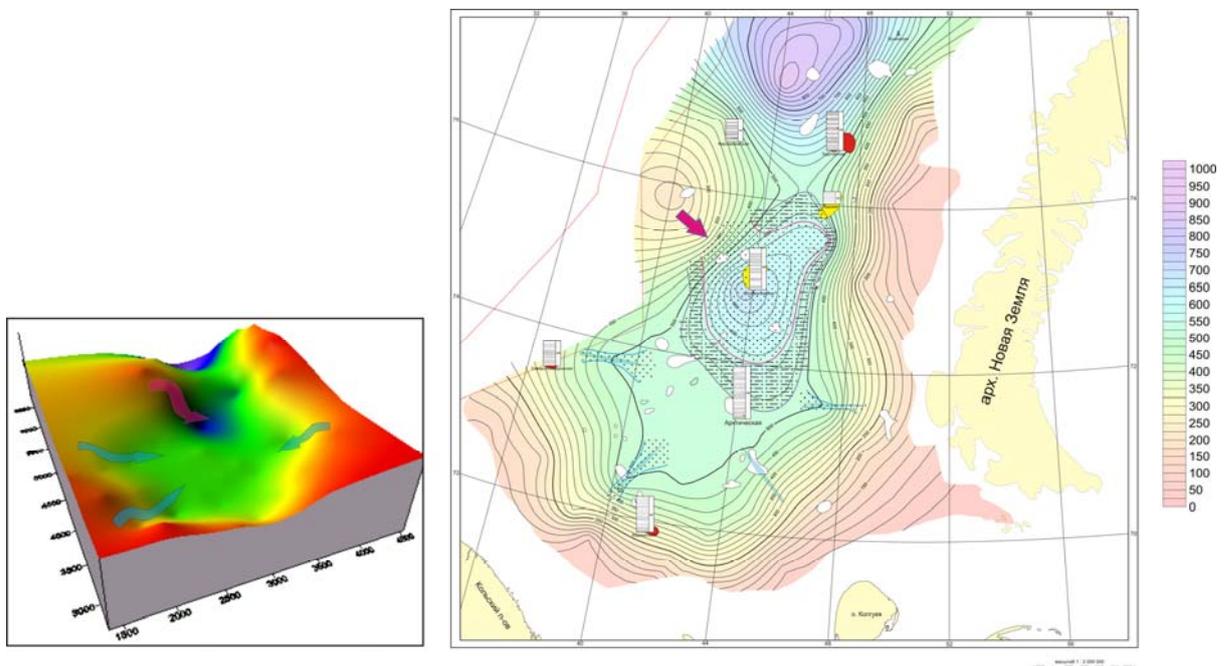


Рис. 3. Седиментационная модель для нижнеюрского времени.

Конус выноса представляет собой осадочное тело вытянутой формы, ориентированное с северо-востока на юго-запад. В центре проксимальной части, располагается Штокмановское газоконденсатное месторождение, разрез которого в данном интервале сложен преимущественно песчанистыми разностями. В дистальную, менее перспективную в плане формирования резервуаров, часть конуса выноса попадает скважина Арктическая, а это может объяснить отсутствие коллекторских толщ в данном интервале разреза скважины.

В свою очередь в районе современной Южно-Баренцевской синеклизы выделяются 4 объекта ориентированных по направлению к конусу выноса. На трехмерной модели эти объекты проявляются как врезанные долины, таким образом, их можно интерпретировать как подводные русла. В таких зонах также могут быть распространены отложения с повышенным коллекторским потенциалом.

Анализ седиментационной модели также позволяет сделать вывод об источниках сноса, которых в генеральном плане можно выделить два: область сегодняшнего Фермановского поднятия, которое в том или ином виде уже существовало в раннеюрское время, и область Печорской плиты. Южно-Баренцевская синеклиза, которая в раннеюрское время представляла собой моноклираль, похожую на террасу, и подводные русла исполняли роль транзитной зоны.

Среднеюрский этап.

Анализ седиментационной модели (рис. 4) позволяет делать выводы об активном развитии трансгрессии в среднеюрское время, о чем говорит заметное разрастание конуса выноса, которое является следствием устойчивого прогибания. Теперь его проксимальная часть охватывает не только Штокмановское, Ледовое и Лудловское

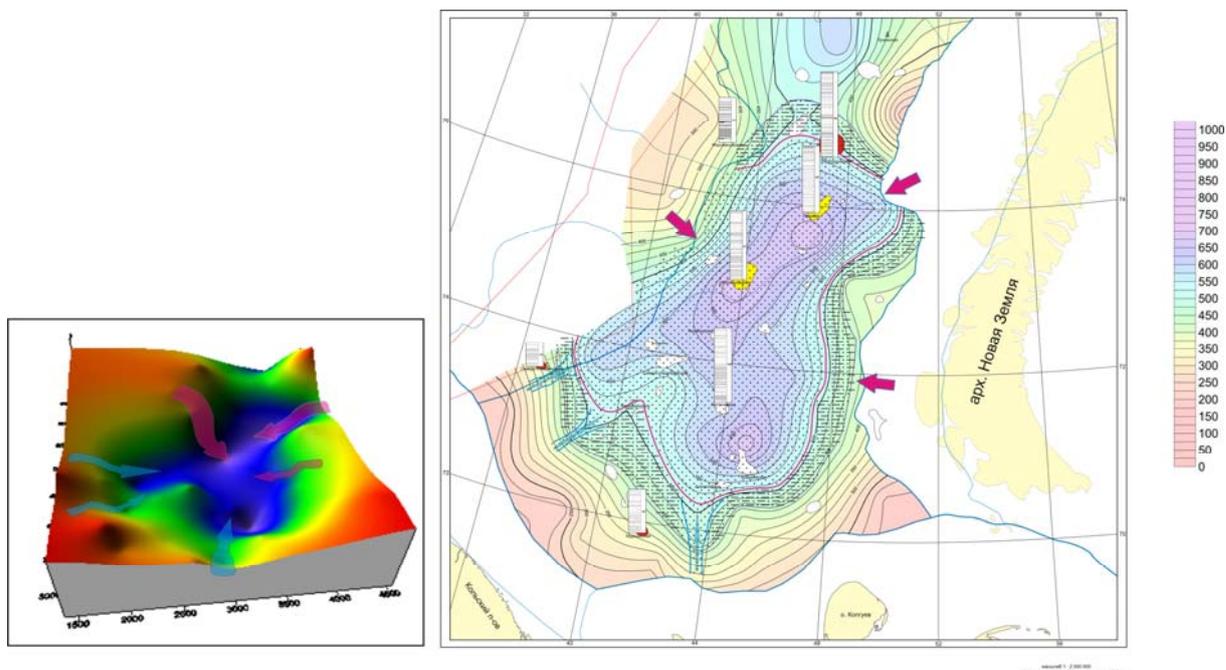


Рис. 4. Седиментационная модель для среднеюрского времени.

месторождения, но и многие выявленные локальные структуры, такие как Арктическая, Андреевская, Ахматовская, Северо-Надеждинская и другие. Этот факт подтверждается тем, что в именно в данном временном интервале разреза расположены продуктивные горизонты Ю0 (J2 k1-2), Ю1 (J2 a+b), Ю2 (J2 a) и Ю3 (J2 a) в вышеупомянутых месторождениях, а, следовательно, можно сделать выводы о благоприятных условиях для формирования толщ с повышенным коллекторским потенциалом в целом в выделенной зоне.

Также анализ данной модели позволяет делать выводы об источниках сноса. На данном этапе их можно выделить три. На ряду с существующими с раннеюрского времени источниками, такими как Ферсмановское поднятие и область Печорской плиты, можно выделить Предновоземельскую структурную область, которая на данном этапе развития седиментационного бассейна играет большую роль в формировании конуса выноса нежели предыдущие два источника. Возможно, это напрямую может быть связано с формированием Пайхойско-Новоземельской складчатой зоны. Подводные русла современной Южно-Баренцевской синеклизы исполняли роль транзитной зоны.

Позднеюрский этап.

Анализ седиментационной модели (рис. 5), построенной на конец верхнеюрского времени позволяет сделать вывод о начале регрессивного цикла, о чем говорит существенное уменьшение впадины, так ярко выраженной в среднеюрское время. Депоцентр впадины, а следовательно и проксимальная часть конуса выноса смещается на восток к Предновоземельской структурной области, таким образом, что Штокмановское, Ледовое, Лудловское месторождения, а так же некоторые крупные локальные структуры как Арктическая, Андреевская и Северо-Надеждинская теперь стали находиться в

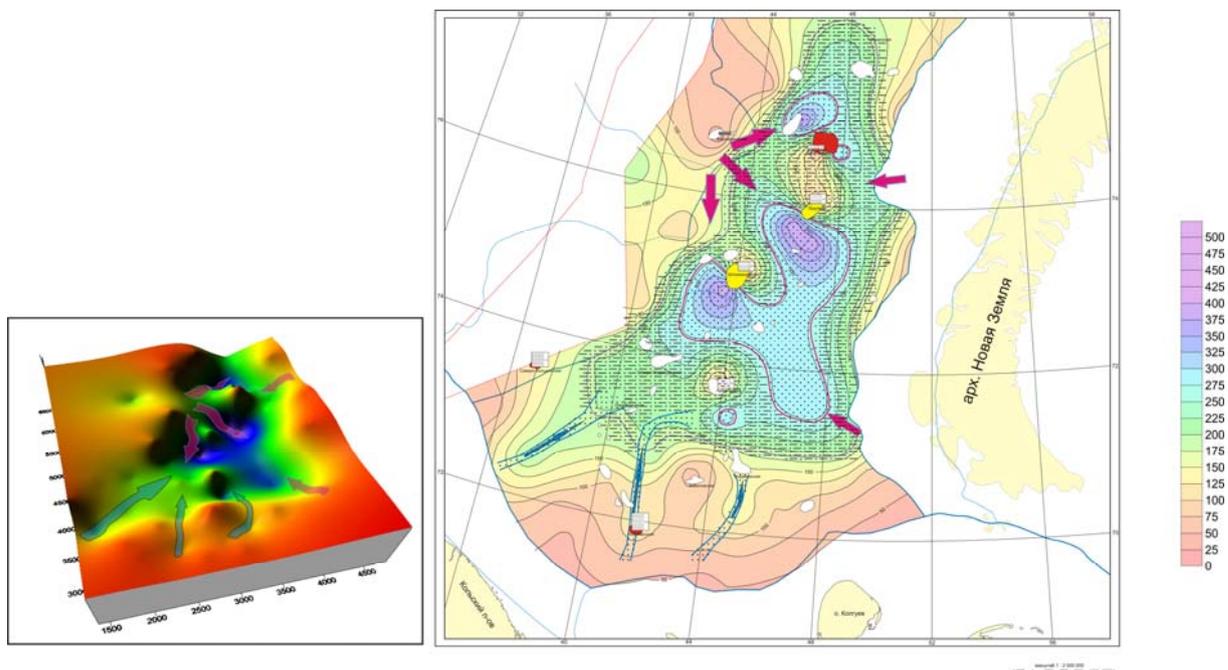


Рис. 5. Седиментационная модель для верхнеюрского времени.

дистальной части, малоперспективной для обнаружения хороших коллекторов, но более перспективной в плане экранирующих пород. В зону обнаружения пород с повышенным коллекторским потенциалом попала Ахматовская структура. Она оказалась в депоцентре небольшой впадины, которая сохранилась с раннеюрского этапа и является останцом проксимальной части когда-то мощного конуса выноса.

Источники сноса в позднеюрско-неокомском этапе остаются неизменными, но с некоторым изменением преоритета: главенствующая роль принадлежит поднятию Ферсмана, сохраняется снос с Предновоземельской структурной области, видны эрозионные врезы (подводные русла) в районе современной Южно-Баренцевской впадины, которая являлась транзитной зоной для отложений, которые неслись с области Печорской плиты.

Таким образом, сравнение трех вышеописанных моделей позволяет сделать выводы:

1. В формировании юрских отложений можно выделить три этапа: раннеюрский, среднеюрский и позднеюрский. Каждый этап имеет свои индивидуальные особенности.

2. Раннеюрский этап ознаменован концом триасового регрессивного цикла и началом юрской трансгрессии.

3. Среднеюрский этап характеризуется устойчивым прогибанием бассейна и пиком трансгрессивного цикла.

4. Позднеюрский этап ознаменован концом юрской трансгрессии и, по всей видимости, началом меловой регрессии.

5. Источники сноса в представленном седиментационном бассейне на протяжении всех трех этапов остаются постоянными: Ферсмановское поднятие, Предновоземельская структурная область и область Печорской плиты.

6. Область современной Южно-Баренцевская синелиза на всех этапах формирования седиментационного бассейна исполняли роль транзитной зоны.

7. Наиболее благоприятным временем для формирования пород с повышенным коллекторским потенциалом является среднеюрский этап, а для формирования потенциальных флюидоупоров благоприятны обстановки верхнеюрского времени.

Литература

1. Басов В.А., Василенко Л.В., Вискунова К.Г. и др. Эволюция обстановок осадконакопления Баренцево Северо-Карского палеобассейна в Фанерозое // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2009 (4) http://www.ngtp.ru/rub/2/3_2009.pdf.
2. Ткаченко М.А. Использование элементов секвентного анализа при изучении геологического строения и нефтегазоносности восточного борта Баренцевской впадины. Тез. докл. Санкт-Петербург, ФГУП ВНИГРИ, 2009, С. 85.
3. Грамберг И.С., Иванов В.Л., Погребницкий Ю.Е. Геология и полезные ископаемые России. В шести томах. Т. 5. Арктические моря. СПб, ВСЕГЕИ, 2000. 468 с. (МПР РФ, РАН, ВНИИОкеангеология).

УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ КЛИНОФОРМНОГО КОМПЛЕКСА ЕНИСЕЙ-ХАТАНГСКОГО РЕГИОНАЛЬНОГО ПРОГИБА

Торговых И.А.

ФГУП «ВНИГНИ», г. Москва, Россия, E-mail: *torgovykh_I@mail.ru*

Енисей-Хатангский региональный прогиб представляет собой крупную надпорядковую отрицательную структуру. Основные перспективы открытия залежей УВ связаны, прежде всего, с неокомским комплексом, который распространен в западной части прогиба и имеет субширотную ориентировку. Рассмотрены этапы формирования прогиба в целом, и клиноформного комплекса, в частности. Определены перспективные территории для поиска залежей нефти и газа в клиноформном комплексе.

CONDITIONS OF FORMATION AND PETROLEUM POTENTIAL OF THE CLINIFORM COMPLEX OF THE ENISEI-KHATANGA REGIONAL TROUGH

Torgovykh I.A.

VNIGNI, Moscow, Russia, E-mail: *torgovykh_I@mail.ru*

The Enisei-Khatanga regional trough is a large negative structure. The main discovery perspective of hydrocarbon deposits are associated with the Neocomian complex, which extends in the western part of the basin and has a sublatitudinal orientation. The development stages of the trough in general and cliniform complex in particular were considered in the article. The perspective area for oil and gas accumulations prospecting in the cliniform complex was defined.

Енисей-Хатангский региональный прогиб (ЕХРП) представляет собой крупную надпорядковую отрицательную структуру, расположенную на севере Сибирской платформы. В тектоническом отношении разделяет Сибирскую платформу и Таймырскую складчатую область, а также является составной частью зоны мезозойско-кайнозойских депрессий, начинающейся на западе Западно-Сибирской геосинеклизой и протягивающейся в Вилюйскую гемисинеклизу [3]. Протяженность бассейна составляет около 1100 км, ширина – 230–650 км, он охватывает площадь приблизительно 335 тыс. км², из них более 74 тыс. км² – площадь клиноформного нижнемелового комплекса (представлен нижнехетским и суходудинским горизонтами), который распространен в западной части прогиба и имеет субширотную ориентировку. На западе комплекс ограничен от Западно-Сибирского клиноформного комплекса Соленинско-Малохетским валом, на востоке развитие клиноформ ограничено Агапским прогибом.

В поперечном разрезе клиноформный комплекс имеет ассиметричное строение, всего выделяется 18 клиноформ, которые объединены в мегаклиноформы (всего 5). Все они крупные, достигают в ширину 50–60 км, а в длину 260–360 км, с максимальным углом падения слоев пород в клиноформах 3–6°. Простираются клиноформы с юго-

запада на северо-восток, что говорит о том, что основной снос терригенного материала происходил с юга и юго-востока. Однако, незначительный снос материала поступал и с северо-запада, т.к. возле северной границы бассейна сформировалась слабовыраженная Таймырская встречная клиноформа. Мегаклиноформы разделены мощными глинистыми пачками, являющимися региональными флюидоупорами, т.е. каждая из мегаклиноформ может быть самостоятельным нефтегазовым резервуаром.

Мезозойско-кайнозойский чехол ЕХРП сложен морскими, лагунно-континентальными и прибрежно-морскими песчано-алевритовыми и глинисто-алевритовыми отложениями. Формирование его происходило на фоне раннетриасового вулканизма, затем основным фактором осадконакопления являлись эвстатические колебания уровня Сибирских морей.

На протяжении всех этапов формирования Енисей-Хатангский прогиб развивался неравномерно в восточной и западной частях.

Триас-среднеюрский этап характеризуется общим региональным погружением территории и формированием толщи песчано-алеврито-глинистых пород морского генезиса.

На позднеюрско-берриасовом этапе развития начинает формироваться клиноформный комплекс ЕХРП. Таймырское обрамление представляло собой на тот момент низменную равнину, терригенный материал поступал главным образом с Сибирской платформы. Данный этап имеет важное значение в отношении нефтегазоносности прогиба в целом, и клиноформного комплекса, в частности, потому как отложения данного этапа рассматриваются в качестве основной нефтематеринской толщи. Однако, структурообразующие движения этого времени привели к размыву осадконакоплений на крупных поднятиях. Так, на Мессояхской гряде – основной положительной структуре рассматриваемой территории, отсутствуют отложения верхней юры и части мела.

Берриас-раннеаптский этап является основным объектом нефтегазопоисковых работ территории. На данном этапе область питания максимально превышает область аккумуляции, идет интенсивная денудация суши и стремительное заполнение впадины по клиноформному типу. Именно лавинная седиментация и продолжающаяся дифференциация структурного плана ЕХРП на данном этапе стала причиной обособленного развития клиноформного комплекса в западной части прогиба. Неокомский этап развития является определяющим в отношении тектонического строения региона. Основные структуры рассматриваемого района Беловская мегавпадина, Центрально-Таймырский желоб и Мессояхская гряда активно формировались именно в неокоме, а далее, в позднем мелу и кайнозое развивались слабо. Мессояхская гряда продолжала испытывать некоторую тенденцию к росту в посттуронское время, но интенсивность этого роста была несравнима с неокомской.

Бассейн Енисей-Хатангского прогиба в неокоме имел ассиметричное строение, т.к. Сибирская платформа на тот момент значительно возвышалась над Таймырской складчатой областью, таким образом, основным источником сноса материала служила Сибирская платформа. Это и определило северо-западную направленность клиноформ.

Отложения клиноформного комплекса вскрыты 50 скважинами, и нефтегазоносность комплекса доказана на 2 нефтяных, 4 газовых и 4 газоконденсатных месторожде-

ниях. Наиболее перспективны для открытия залежей УВ в клиноформном комплексе бассейновые части клиноформ, где формируются песчаные тела «ачимовского» типа и шельфовые, где возле бровки шельфа в условиях высокой гидродинамической активности могли формироваться коллектора [2].

Согласно модели прогрева юрско-меловые отложения вошли в зону температур катагенетической генерации углеводородов именно в раннемеловое время, а в палеогеновое они вошли в главную зону нефтеобразования [1]. Значит на момент денудации суши и заполнения впадин по клиноформному типу отложения уже могли войти в зону соответствующую раннекатагенетической зоне генерации газа и начала нефтеобразования.

На основе изложенного можно сделать вывод о том, что Беловская мегавпадина и Центрально-Таймырский желоб следует рассматривать основными перспективными объектами для поиска залежей нефти и газа, а Мессояхскую гряду – газовых залежей.

Литература

1. Афанасенков А.П. О температурном режиме Енисей-Хатангской нефтегазоносной области в юрско-меловых породах // Нефтегазоносные комплексы перспективных земель Красноярского края. Тез. докл г.Красноярск, 1984, с. 55-57.
2. Исаев А.В., Девятов В.П., Карпухин С.М., Кринин В.А. Перспективы нефтегазоносности Енисей-Хатангского регионального прогиба // Геология нефти и газа, № 4, 2010. 88 с.
3. Конторович А.Э. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. Енисей-Хатангский бассейн. – Новосибирск: Изд-во ОИГГМ СО РАН, 1994.

ОСОБЕННОСТИ СОСТАВА ГЛУБИННЫХ ОСАДОЧНЫХ ПОРОД В РАЗРЕЗЕ ЕН-ЯХИНСКОЙ СВЕРХГЛУБОКОЙ СКВАЖИНЫ

Трубникова Ю.А.

ОАО «КамНИИКИГС», г. Пермь, Россия, E-mail: trubnikovajuli@mail.ru

В работе рассмотрены особенности состава глубинных осадочных пород в разрезе Ен-Яхинской сверхглубокой скважины. Детально изучены макро- и микроописание образцов с глубины более 3800 м. В этом же интервале проведен анализ спектрального гамма-каротажа. По результатам исследований выявлены зоны с различными литологическими параметрами и радиоактивностью пород.

FEATURES OF DEEP SEDIMENTS IN THE SECTION OF ULTRA-DEEP WELL EN-YAHINSKAYA

Trubnikova Y.A.

OJSC «KamNIKIGS», Perm, Russia, E-mail: trubnikovajuli@mail.ru

Features of deep sediments in the section of ultra-deep well En-Yahinskaya has considered in this article. The macro- and the microdescription specimen from depths more than 3800 m has studied in detail. The analysis spectral gamma ray curve has held in this interval. Zones with different lithological characteristics and radioactivity of rocks has detect by results of research.

Ен-Яхинская скважина (СГ-7) является самой глубокой в нефтегазоносных районах России (8250 м). Скважина пробурена в северной части Западно-Сибирской низменности в Надымском районе Ямало-Ненецкого автономного округа. В тектоническом отношении скважина расположена в пределах Песцового мегавала, осложняющего вместе с Центрально-Уренгойским валом Уренгойский мегавал. Целевое назначение бурения СГ-7 – изучить строение и перспективы нефтегазоносности глубокозалегающих отложений, дать оценку их роли в процессах газообразования и формирования месторождений углеводородов, а также отработать технологию исследования керна на больших глубинах в экстремальных термобарических условиях.

Ен-Яхинская сверхглубокая скважина вскрыла четвертичные, палеогеновые, меловые, юрские, триасовые, пермские отложения. В результате бурения и изучения керна с глубины 6921 м до забоя вскрыты толщи спекшихся туфов и базальтов. Мезозойские и кайнозойские отложения в основном представлены неравномерным переслаиванием аргиллитов, алевролитов и песчаников с пропластками углей, углефицированной органики.

Для изучения особенностей состава вторичных изменений глубинных осадочных пород в данной работе детально рассмотрены результаты комплексных исследований керна Ен-Яхинской скважины ниже 4000 м, а также данные геофизических исследований.

По результатам макро- и микроописания, выполненных в литолого-стратиграфической лаборатории КамНИИКИГС, составлен сводный разрез, в котором отражены минеральный состав обломочного материала, структура, слоистость, состав цемента, литология и мощность пропластков, включения, наличие трещин и др.

По составу обломочного материала наблюдается тенденция уменьшения с глубиной плагиоклаза, соссюрита, апатита. Количество кремния в породах увеличивается до глубины 6290 м, затем оно резко снижается и ниже 6850 м кремний не обнаруживается. Этому способствуют высокие температуры и аномально высокие пластовые давления. Структура пород с глубиной меняется постепенно от разнотекстурной до микротекстурной, пелитоморфной. В исследуемом интервале преобладают породы с глинистым составом цемента, но в образцах витютинской свиты отмечен и карбонатный состав. Большое значение имеют углистые прослои, мощность которых составляет от 1 мм до нескольких метров и включения углефицированной органики. С глубины 4800 м отмечены пузырьки газа, жидкости.

Наблюдается различие свит по минеральным включениям. Так, пурская свита отличается присутствием сидерита, турмалина. Пирит характерен для баженовских и витютинских отложений. Включения кальцита, а также линзы соссюрита отмечены в котухтинской свите, в которой также выявлен ангидрит. По трещиноватости прослеживается тенденция ее увеличения с глубиной. В интервале 4000–4920 м наблюдается процесс хлоритизации; хлорит часто, проникая по трещинам, замещает кварц и полевые шпаты. Проведенные исследования позволили выявить первичные и вторичные факторы, влияющие на состав пород.

По данным общего и спектрального гамма-каротажей установлены зоны с различным составом глубинных пород. По гамма-каротажу и содержанию урана, тория и калия в изучаемых осадочных породах выявлено три зоны. К первой относятся верхнеюрские глинистые отложения баженовской свиты. Здесь породы отличаются повышенным содержанием радиоактивных элементов, среди которых доминирует уран. Вторая зона представлена в основном песчаниками и алевролитами с редкими прослоями аргиллитов варенгяхинской, витютинской, новоуренгойской, ягельной, котухтинской и тюменской свит с низкой радиоактивностью. Третью зону слагают триасовые отложения пурской, трыбяхской и базальной хадутейской свит, существенно различающихся по составу терригенных пород (песчаники, алевролиты, аргиллиты, гравелиты). В кровле пурской свиты породы обладают высокой радиоактивностью по калию и урану, с глубиной данный показатель снижается, но в кровле трыбяхских отложений значения вновь увеличиваются. Содержание тория в третьей зоне изменяется незначительно. Отложения третьей зоны отличаются повышенным содержанием в глинистых породах рассеянного органического вещества преимущественно гумусового типа, что, возможно, связано с изменениями концентраций радиоактивных элементов. Кроме того, не исключено влияние гидротермальной деятельности на их содержание.

Литература

1. Латышова М.Г., Вендельштейн Б.Ю., Тузов В.П. Обработка и интерпретация материалов геофизических исследований скважин – М.: Недра, 1975. 272 с.
2. Мещеряков К.А. Особенности формирования нефтегазоносности в глубокопогруженных

триасовых отложениях севера Западной Сибири//Автореферат. – Пермь, 2011.

3. Отчет о результатах работ по объекту «Комплексная обработка материалов исследований Ен-Яхинской параметрической свкажины», книга 1, 2, 4, 5: КамНИИКИГС. – Пермь, 2007.
4. Отчет о результатах работ по объекту «Комплексная обработка и анализ результатов сверх-глубокого бурения в основных нефтегазоносных провинциях России с целью разработки современной геолого-геофизической основы для оценки перспектив нефтегазоносности недр», книга 1: КамНИИКИГС. – Пермь, 2010.

СТРОЕНИЕ И УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ СРЕДНЕ-ВЕРХНЕЮРСКОЙ ВАСЮГАНСКОЙ СВИТЫ В ПРЕДЕЛАХ СУРГУТСКОГО СВОДА И СЕВЕРО-ВАРТОВСКОЙ МЕГАТЕРРАСЫ (СРЕДНЕОБСКАЯ НЕФТЕГАЗО- НОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ)

Штыряева А.А.

Горный университет, г. Санкт-Петербург, Россия, E-mail: Enot90.90@mail.ru

Структурно-генетический анализ изучения керна и ПС каротажа показал, что васюганская свита в пределах Пурпейско-Васюганского района сформировалась в результате 4 трансгрессивно-регрессивных циклов колебания уровня моря. Установлено, что данные циклы прослеживаются в разрезах трех месторождений: Повховского, Ватьеганского и Тевлинско-Русскинского.

STRUCTURE AND CONDITIONS OF THE MEDIUM-UPPER VASYUGAN SUITE WITHIN SURGUT ARCH AND NORTH VARTOVSK MEGATERRASY (SREDNEOBSKAYA PETROLEUM PROVINCE OF WEST SIBERIA)

Shtyryaeva A.A.

Mining University, Saint Petersburg, Russia, E-mail: Enot90.90@mail.ru

Structural and genetic analysis of the study of core and PS logging showed that Vasyugan suite within Purpeisky-Vasyugan area formed by four transgressive-regressive cycles of sea level fluctuations. Established that these cycles can be traced in the sections of the three fields: Povkhovskoye, Vateganskogo and Tavlinsko-Russkinskoe.

Васюганская свита соответствует верхам батского, всему келовейскому и большей части оксфордского яруса. Она является стратотипом васюганского горизонта, который объединяет в латеральный ряд абалакскую, васюганскую, наунакскую и тяжинскую свиты. Каждая из них обладает особым комплексом признаков. Нижнюю и верхнюю границы васюганской свиты устанавливают по вещественному составу. В подстилающих отложениях тюменской свиты преобладают песчаники, в то время как нижняя часть васюганской свиты преимущественно глинистая. На каротажных диаграммах этот переход фиксируется резким увеличением кажущегося сопротивления. Верхняя часть представлена переслаиванием алевро-песчанистых и глинистых пород, которые перекрываются аргиллитами георгиевской свиты. На каротаже это отражается резким спадом кажущегося сопротивления.

Верхняя подсвита содержит нефтегазоносный пласт Ю₁, имеющий сложное строение, благоприятствующее образованию ловушек неантиклинального типа, изучение которых в настоящее время является актуальной проблемой.

Реконструкциям условий формирования васюганской свиты в последнее время посвящено много исследований. Существуют разные взгляды как на внутреннее строение свиты так и на условия ее формирования.

В статье П.А. Яна [1] в составе васюганской свиты выделен один секвенс. Нижняя часть секвенса сформировалась в процессе относительно быстрой трансгрессии. Верхняя часть является результатом высокого стояния уровня моря и имеет общую регрессивную направленность.

В статье А.Л. Бейзеля [2] свита сформировалась в результате регрессии, которая, достигнув максимума, сменяется трансгрессией в результате смены баланса материала в береговой зоне с положительного на отрицательный.

Исследования С.В. Вологина [3] показывают, что васюганская свита состоит из четырех пачек, обладающих закономерным строением, разделенных «поверхностями с признаками увеличения глубины бассейна или дефицита поступления осадков». Другими словами, выделено 4 регрессивно-трансгрессивных цикла.

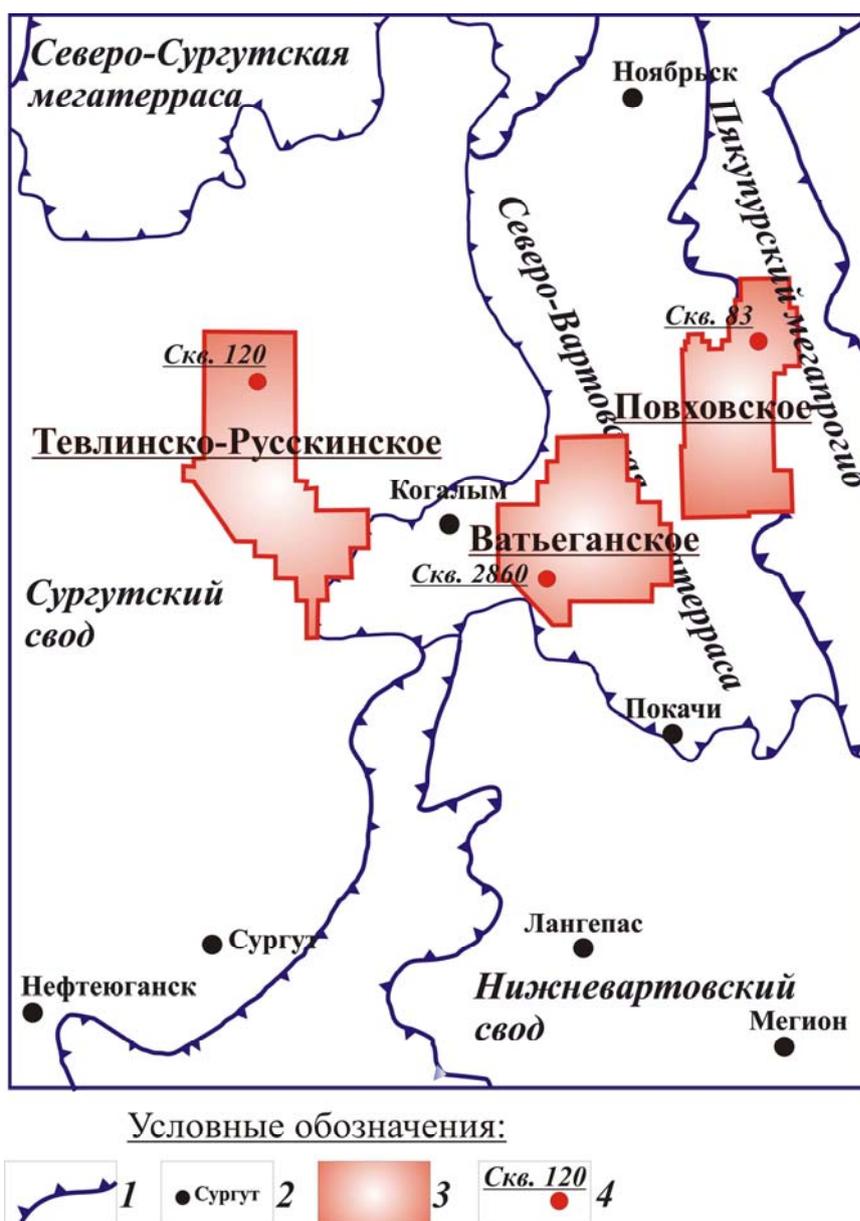


Рис. 1. Карта района исследований.

1 – границы тектонических элементов, 2 – города, 3 – лицензионные участки, 4 – скважины.

Цель данной работы: изучить строение и уточнить геологическую модель формирования васюганской свиты в пределах Пурпейско-Васюганского района.

Исследование основано на описании керна трех скважин (рис. 1):

По Тевлино-Русскинскому месторождению 29 м по продуктивным пластам Ю₁³ и Ю₁⁴.

По Повховскому месторождению 39 м по пластам Ю₁², Ю₁³, и Ю₁⁵.

По Ватьеганскому месторождению 20 м по пластам Ю₁² и Ю₁⁴.

Для интервалов, не представленных керном, использовалась интерпретация данных геофизических исследований скважин – кривые потенциалов самополяризации (ПС) и гамма-каротаж (ГК).

В ходе описания керна были выделены отдельные типы слоев, сформировавшиеся в определенных обстановках осадконакопления.

ХА – алевро-пелитовые слои с гранулометрическим минимумом в средней части. Средняя часть сложена аргиллитом, зеленовато-серым, часто алевролитистым, плотным. Отмечается субгоризонтальная слойчатость, намечаемая тонким плитчатым расколом породы. Накопление данных слоев происходило в условиях глубоководного шельфа ниже базы волнений.

ХВ-I – слои с градационной текстурой и общим увеличением размера частиц от подошвы к кровле. В приподошвенной части преобладает алевролит глинистый серый, градационно переходящий в аргиллит темно-серый. Слойчатость горизонтальная. Эти слои сформировались в условиях открытой шельфовой зоны, где был возможен приток материала придонными водами, но ниже базы волнений, о чем свидетельствует наличие градационных текстур. Увеличение гранулометрического состава частиц от подошвы к кровле свидетельствует о регрессивном этапе формирования слоя.

ХВ-II – набор слоев, подобный ХВ-I, но с уменьшением гранулометрического состава от подошвы в кровле. Данный генетический тип формировался в тех же фациальных условиях, что и ХВ-I но уменьшение гранулометрического состава от подошвы к кровле свидетельствует о трансгрессивной направленности накопления осадков.

УВ-I – алтернитовые слои с увеличением гранулометрического состава от подошвы к кровле. Многократно повторяющиеся тонкие линзовидные прослои песчаников, алевролитов, аргиллитов. Градационные текстуры отсутствуют. Данный тип слоев образовался в зоне воздействия волнений. Увеличение гранулометрического состава от подошвы к кровле говорит о регрессивной направленности формирования слоя.

УВ – II – слои, подобные типу УВ – I, но с уменьшением гранулометрического состава от подошвы к кровле. Их образование происходило в тех же фациальных условиях, что и УВ – I, но осадконакопление имело трансгрессивную направленность.

УС-I – слои песчаника, с гранулометрическим максимумом в средней части. Их формирование, возможно, связано с подводными валами, образование которых происходило на фоне падения уровня моря и увеличения гидродинамики. Очевидно, накопление происходило в высокодинамичной ближней зоне шельфа в период регрессии.

УС-II – слои песчаника с уменьшением гранулометрического состава от подошвы к кровле. В приподошвенной части – песчаник мелко-среднезернистый, с включениями гравия глинистых пород. К кровле переходит в тонкозернистый. Накопление происхо-

дило в зоне волнрагений на фоне снижения гидродинамики и скорости осадконакопления в процессе регрессии.

Слои были объединены в трансгрессивно-регрессивные последовательности – циклотемы, которые являются случайными сечениями трехмерных геологических тел – парасеквенсов. Особенности слоевой структуры циклотем показывают, что они были сформированы в обстановках глубоководного и мелководного шельфа. Исходя из этого, была выбрана соответствующая модель парасеквенсов [4] (рис. 2).

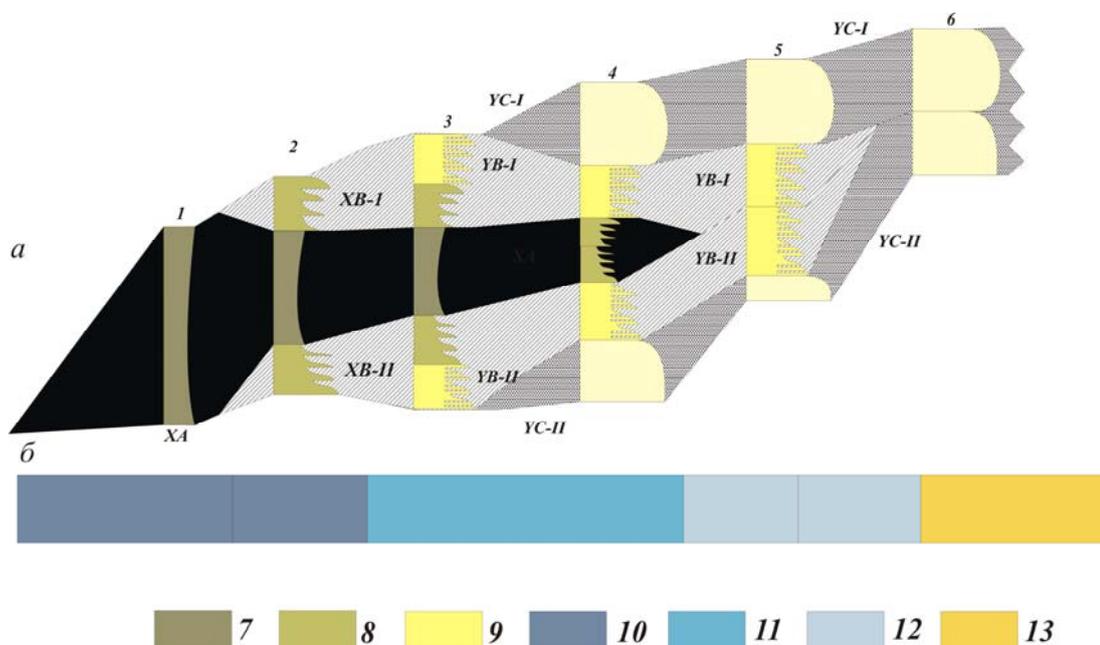


Рис. 2. а) Схема строения парагенерации.

1–6 – основные варианты вертикальных сечений (циклотем) парагенерации (колонки с гранулометрической кривой), 7 – алевро-пелиты, 8 – алтерниты, 9 – псаммиты.

б) Схема фациальных обстановок.

10 – обстановки глубоководного шельфа, 11 – обстановки мелководного шельфа, 12 – прибрежная зона, 13 – континентальные обстановки.

В результате, каждый из анализируемых разрезов был подразделен на парасеквенсы, среди которых были выделены трансгрессивно-регрессивные последовательности – секвенции. Выделение секвенций позволило проследить региональные циклы колебания уровня моря и скореллировать разрезы.

Во всех изучаемых разрезах было установлено 4 секвенции (рис. 3).

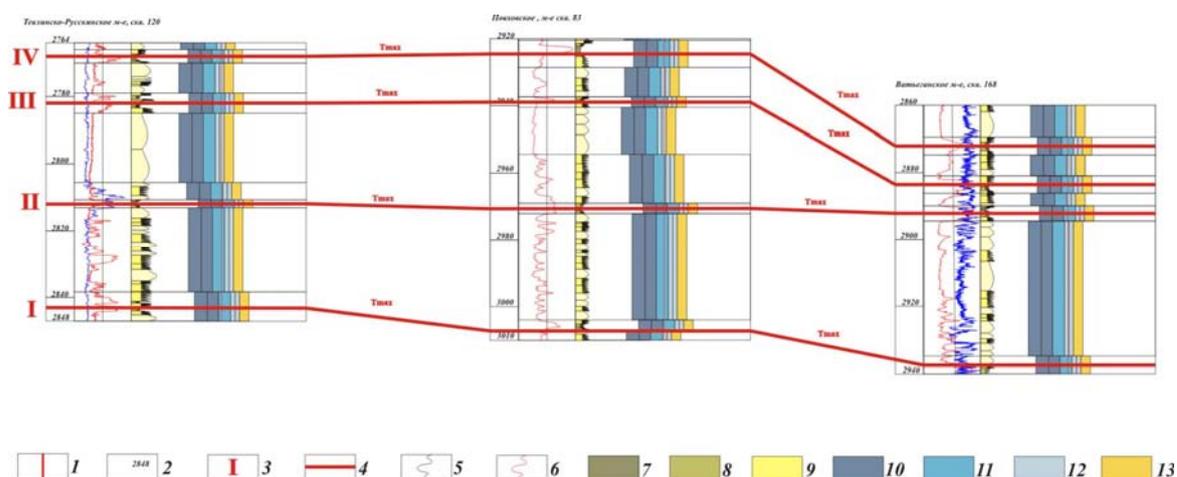


Рис. 3. Схема корреляции разрезов.

1 – линия положения разреза на схеме фациальных обстановок, 2 – глубина, 3 – номер цикла, 4 – изохронные линии трансгрессивных максимумов, 5 – кривая гамма-каротажа, 6 – кривая естественной поляризации, 7 – 13 – см. условные обозначения рис. 2.

Первая секвенция представлена только регрессивной частью, сформированной на границе мелководного и глубоководного шельфа. Преобладают слои типа УВ, глубоководные отложения представлены слоями типа ХВ.

Вторая секвенция является трансгрессивно-регрессивной системой циклотем и включает в себя наиболее глубоководную часть разреза. В разрезах Тевлинско-Русский и Повховского месторождений максимум трансгрессии сложен отложениями глубоководного шельфа, в разрезе Ватъеганского месторождения – слои типов ХА и ХВ. В разрезе Ватъеганского месторождения трансгрессивный максимум сложен отложениями мелководного шельфа – преобладают слои типа ХВ. Регрессивные максимумы сформировались в прибрежной зоне осадконакопления.

Третья и четвертая секвенции сложены более мелководными отложениями – глубоководные части разрезов представлены слоями типа ХВ, преобладают слои типа УВ. Регрессивные максимумы сформировались в прибрежных обстановках – преобладают слои типа УС.

Выделенные геоформации прослеживаются в разрезах всех трех скважин, это позволило скоррелировать разрезы.

Данные о внутреннем строении свиты позволяют предположить, что она сформировалась в течение четырех региональных трансгрессивно-регрессивных циклов осадконакопления. Отложения, представленные в разрезах Повховского и Тевлинско-Русский месторождений, являются более глубоководными, чем отложения в разрезе Ватъеганского месторождения. Вероятно, его формирование происходило вблизи береговой линии.

Выявленные региональные трансгрессивно-регрессивные циклы объединяются в закономерную систему, образующую единый глобальный трансгрессивно-регрессивный цикл, максимум трансгрессии которого сформировался в обстановке глубоководного шельфа, а максимум регрессии – в прибрежной зоне.

Литература

1. Ян П.А. Ихнофоссилии в разрезе васюганского сиквенса (по материалам тюменской СГ-6) // Литосфера. 2003. С. 54-63.
2. Бейзель А.Л. Модель формирования нефтегазового резервуара на основе концепции географического цикла // Известия томского политехнического университета. 2010. Т. 316. № 1.
3. Вологин С.В., Кудаманов А.И., К.Г. Скачек К.Г. Реконструкция условий седиментации васюганской свиты в центральной части Западной Сибири (на примере Ватьеганского месторождения) – www.lib.tpu.ru/fulltext/v/Bulletin_TPU/2011/v318/i1/17.pdf.
4. Шишлов С.Б. Структурно-генетический анализ осадочных формаций. СПб: Изд-во СПГИ (ТУ), 2010. 275 с.