

УДК 553.9: 550.8.014

УЧЕТ ЭФФЕКТА ЗАСОЛОНЕНИЯ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ ПЛАСТОВ B_{10} , B_{13} НЕПСКОЙ СВИТЫ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНОГО БУРЕНИЯ НА ИГНЯЛИНСКОМ, ТЫМПУЧИКАНСКОМ И ВАКУНАЙСКОМ ЛИЦЕНЗИОННЫХ УЧАСТКАХ (ВОСТОЧНАЯ СИБИРЬ)

© 2017 г. | В.С. Воробьев¹, Е.А. Жуковская², Ш.В. Мухидинов²¹ООО «Газпромнефть-Ангара», Санкт-Петербург, Россия; Vorobev.VS@gazprom-neft.ru;²ООО «Газпромнефть НТЦ», Санкт-Петербург, Россия; Zhukovskaya.EA@gazpromneft-ntc.ru; Mukhidinov.ShV@gazpromneft-ntc.ru

CONSIDERATION OF THE SALINIZATION EFFECT OF RESERVOIR ROCKS LAYERS B_{10} , B_{13} OF THE NEPA FORMATION IN ORDER TO IMPROVE THE EXPLORATION DRILLING EFFICIENCY AT THE IGNYALINSKIY, TYMPUCHIKANSKIY AND VAKUNAYSKIY LICENSE AREAS (EASTERN SIBERIA)

© 2017 | V.S. Vorobyev¹, E.A. Zhukovskaya², Sh.V. Mukhidinov²¹Gazpromneft-Angara LLC, Saint-Petersburg, Russia; Vorobev.VS@gazprom-neft.ru;²Gazpromneft NTC LLC, Saint-Petersburg, Russia; Zhukovskaya.EA@gazpromneft-ntc.ru; Mukhidinov.ShV@gazpromneft-ntc.ru

Поступила 15.02.2017 г.

Принята к печати 07.08.2017 г.

Ключевые слова: засоление; галит; ангидрит; непская свита; терригенные отложения; Восточная Сибирь; ГИС; керн; трапповый магматизм; сейсморазведка 3D.

На керновом материале, отобранном в скважинах Игнялинского, Тымпучиканского и Вакунайского лицензионных участков, впервые реализована комплексная программа исследования терригенных пластов непской свиты. Для каждого из литотипов определены фильтрационно-емкостные свойства, минеральный и гранулометрический составы, степень заполнения порового пространства пород галитом и ангидритом. Результаты лабораторных работ позволили создать петрофизическую модель, которая дает возможность определять фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов, оценивать степень их засоления, а также выделять проницаемые интервалы разреза. Комплексирование данных магниторазведочных и сейсморазведочных работ 3D по скважинам позволило сформулировать основную гипотезу засоления и базовые принципы опоискования и доразведки залежей пород непской свиты. Для минимизации рисков бурения рекомендуется размещение поисково-разведочных скважин на отдалении от разломов, соединяющихся с подтрапповыми зонами, с дальнейшим движением в области тектонической активности.

Received 15.02.2017

Accepted for publishing 07.08.2017

Key words: salinization; halite; anhydrite; nepa series; clastic rocks; Eastern Siberia; well log; core; trapp magmatism; seismic 3D.

On the core samples of the Ignyalinskiy, Tympuchikanskiy and Vakunayskiy licence, the comprehensive research program of the Nepskaya suite terrigenous beds was carried out for the first time. For each of the facies, the reservoir quality, mineral and grain composition, the salinization degree of rocks by halite and anhydrite have been determined. The laboratory work results allowed creating the petrophysical model that makes it possible to determine the reservoir quality of rocks, the salinization degree of reservoirs, inflowing intervals of the section. And this serves as the basis for petro-elastic modeling and reservoir's prediction by the 3D seismic data. Using the detailed analysis of thin sections, the floating cut-off of the inflowing intervals' allocation was substantiated. The data integration by wells, 3D magnetic exploration and seismic exploration work made it possible to form the main salinization hypothesis and the basic principles of prospecting works and additional reservoir exploration of the Nepskaya suite rocks. Salinization is a secondary process mainly associated with the addition of highly mineralized brines at the catagenesis stage. The source of salts added into the lower section part is the deposits of overlying the Cambrian carbonate-halogen formation. The brines that entered the terrigenous beds spread across the section, pushing out the already existing fluids. The best was the displacement in reservoirs with high reservoir qualities, as well as intervals with water saturation. In purely oil zones, the brine penetration along the faults was limited to 300–500 meters. With a regional reduce of pressure and temperature during the Jurassic-Cretaceous time, settling of salts took place. To minimize the drilling risks, it is recommended to locate exploratory wells in a distance from connecting with under-trappean zones of faults with further movement into the zone affected by the tectonic activity.

К числу ключевых задач геолого-разведочных работ, выполняемых на территории Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции, следует отнести прогноз участков площадного развития песчано-гравелитовых разностей в отложениях терригенного комплекса венда и предполагаемых уровней газожидкостных контактов, а также выделение зон засоления пород-коллекторов в плане и разрезе осадочного чехла. Степень заполнения порового пространства галитом и ангидритом определяет значения эффективных толщин продуктивных пластов непской свиты, их фильтрационно-емкостные свойства, а также значение коэффициента продуктивности пород-коллекторов [6]. Без установления истинных причин процессов вторичного минералообразования, степени их проявления в породах непской свиты, закономерностей распределения в плане и разрезе, а также влияния на фильтрационно-емкостные свойства заложение поисково-разведочных и эксплуатационных скважин — крайне рискованное мероприятие, что подтверждается результатами эксплуатационного бурения [4] в пределах Верхнечонского месторождения.

В настоящее время ООО «Газпромнефть-Ангара» осуществляет поиск и разведку месторождений нефти и газа в пределах Игнялинского, Вакунайского и Тымпучиканского участков недр, расположенных в Иркутской области и Республике Саха (Якутия). Несмотря на то, что здесь открыто 5 месторождений нефти и газа (Верхнечонское, Игнялинское, Вакунайское, Тымпучиканское, Северо-Вакунайское), не более 50 % площади перечисленных лицензионных участков изучено сейсморазведочными работами 3D. Достигнутая плотность бурения явно недостаточна для перехода от стадии поисково-разведочных работ к стадии подготовки месторождений к вводу в разработку. В связи с этим ООО «Газпромнефть-Ангара» в 2013–2017 гг. было пробурено 16 разведочных скважин, вскрывших на полную мощность отложения осадочного чехла и завершенных в породах архей-протерозойского гранито-гнейсового фундамента.

Результаты анализа кернового материала, данных расширенного комплекса ГИС, испытаний и полевой геофизики (сейсморазведочные 2D и 3D, гравиразведочные, магниторазведочные, электроразведочные работы) подтвердили сложное геологическое строение продуктивных пластов V_{10} и V_{15} . Для решения перечисленных выше задач в 2015–2016 гг. была разработана и реализована программа исследования первичных свойств пород и засоления на керне, отобранном в 13 скважинах Игнялинской, Вакунайской и Тымпучиканской площадей. Комплексные работы по определению гранулометрического состава и фильтрационно-емкостных свойств до/после отмывки галита, проведению рентгенострук-

турного и рентгенофазового анализов, описанию шлифов и подсчету доли минералов в них были проведены на дублерах 380 образцов. Уточнена фациальная и создана новая петрофизическая модели, что позволило увязать данные по скважинам с материалами магнитных и сейсмических исследований и выполнить прогноз зон развития улучшенных коллекторов терригенного венда в пределах Чонской группы месторождений, представляющих собой первоочередные объекты для проведения поисково-разведочного бурения.

Строение пластов V_{10} и V_{15}

Продуктивные пласты V_{10} и V_{15} , выделенные в составе непской свиты, характеризуются сложным строением, обусловленным высокой степенью фациальной изменчивости песчаников и их вторичным засолением (галитизация и ангидритизация), определяющими невыдержанность коллекторов в плане и разрезе осадочного чехла. Толща терригенных пород, слагающих непскую свиту, имеет неоднородное строение. Она образовалась в прибрежно-континентальных условиях осадконакопления в результате сноса обломочного материала с возвышенностей на северо-западе и трансгрессии моря с юго-востока. Продуктивные песчано-гравелитовые отложения характеризуются слабой степенью окатанности, обломочный материал имеет преимущественно полевошпат-кварцевый состав с незначительной примесью глинистого вещества, состоящего в основном из хлорита и гидрослюды.

Степень засоления пустотного пространства неравномерна и изменяется от первых процентов до практически полного заполнения коллекторов. Строение пластов через небольшой интервал (первые десятки и сотни метров) может существенно изменяться [5]. Более того, установлено, что засоление коллекторов в определенной степени зависит от фациальной изменчивости осадков. Исследования количества солей в керне, основанное на данных рентгеноструктурного анализа, отмывке пород от галита дистиллированной водой, описаниях шлифов, показывает, что максимальному засолению изначально подвергались коллекторы с максимальными значениями пористости и проницаемости и минимальной степени глинистости.

Методика и результаты комплексного исследования засоленного керна

Количественная оценка содержания галита в цементе терригенных пород сопряжена с рядом трудностей и неопределенностей, она требует комплексного аналитического подхода с разработкой методического обеспечения. Определение содержания NaCl в керне выполнялось следующими способами:

1. Методом подсчета техногенных пустот (не заполненных окрашенной эпоксидной смолой) в шлифах, изготовленных на безводной основе. Полученные объемные проценты пересчитывались на массовые. Петрографический анализ (помимо количественной оценки) дал характеристику распределения галита, его приуроченность к порам определенного типа и возможность проследить стадийность вторичного минералообразования. Тем не менее следует учитывать, что шлиф характеризует ограниченную часть образца, а значит для получения корректных результатов требуется представительная петрографическая коллекция.

2. Методом рентгенофазового анализа порошковой (валовой) пробы, который позволил определить в массовых процентах долю не только галита, но и других (в том числе породообразующих) минералов в составе породы. Однако при значении минеральной фазы менее 10 % подход имеет высокую погрешность измерения (в зависимости от количества фаз и модели дифрактометра).

3. Методом растворения солей из образца, изготовленного безводным способом, в дистиллированной воде или раздробленной порошковой пробе с замером потери массы от воды. После эксперимента по отмывке соли получившийся раствор был исследован на компонентный состав. Вымывание галита наиболее точно показало его долю в горной породе. Особое внимание было уделено контролю за исходным и конечным состоянием образца. В процессе растворения NaCl, который выступает в качестве цемента, масса образца может изменяться из-за его частичного осыпания.

Необходимо учитывать, что изменения термодинамических условий при подъеме керна неизбежно приводят к выпадению из поровых вод определенного

незначительного количества галоидных соединений. В породах, слагающих нефтяную и газовую части залежей, осаждение практически не отмечается вследствие бурения скважин на растворах с нефтяной основой. В образцах, характеризующих водонасыщенные части пластов, количество подобных техногенных солей выше, но оно соизмеримо с погрешностью определения содержания минералов в породе инструментальными методами, что подтверждается результатами термодинамических расчетов.

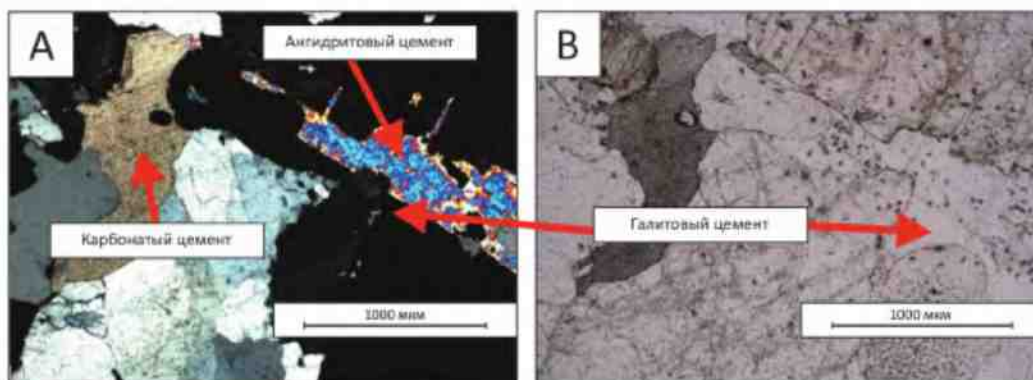
Перечисленная специфика используемых методов была учтена при сопоставлении данных лабораторных исследований для выполнения корректного сравнения и получения достоверных, обоснованных выводов. В результате выявлены следующие закономерности:

1. Галит заполняет оставшееся после раскристаллизации доломита и ангидрита пустотное пространство и является наиболее поздним (по времени образования) вторичным минералом цемента песчаников и гравелитов (рис. 1).

2. Отмечается крайне неравномерное распределение галита по разрезу. В большинстве случаев максимальное его количество тяготеет к прикровельной части терригенного комплекса. Максимальное содержание минерала наблюдается в отложениях пласта В₁₀ — в среднем 5,3 % (0–20 %).

3. К параметрам, влияющим на распределение солей, относится степень структурной зрелости, проявляющаяся в наилучшей сортировке обломочного материала при увеличении крупности зерен и уменьшении содержания в породе пелитовой фракции. Связи засоления с минеральным составом обломков пород не установлено. Увеличение роли галитовой цементации наблюдается в хорошо отсортированных породах повышенной зернистости

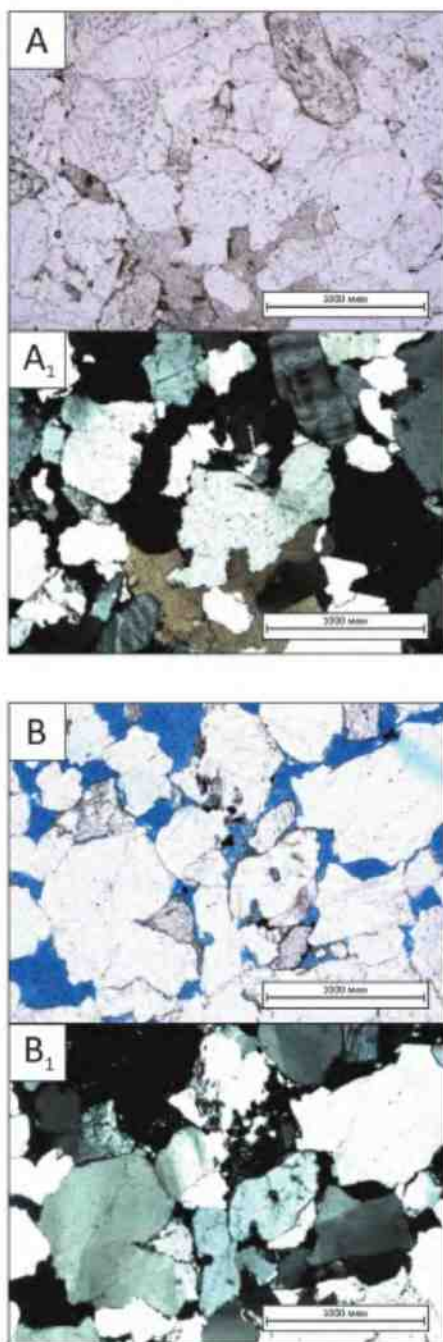
Рис. 1. Полиминеральный цемент песчаника (фото шлифа)
Fig. 1. Sandstone polymineral cement (thin section photo)



А — николи X; В — николи //
A — Nicols X; B — Nicols //

METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

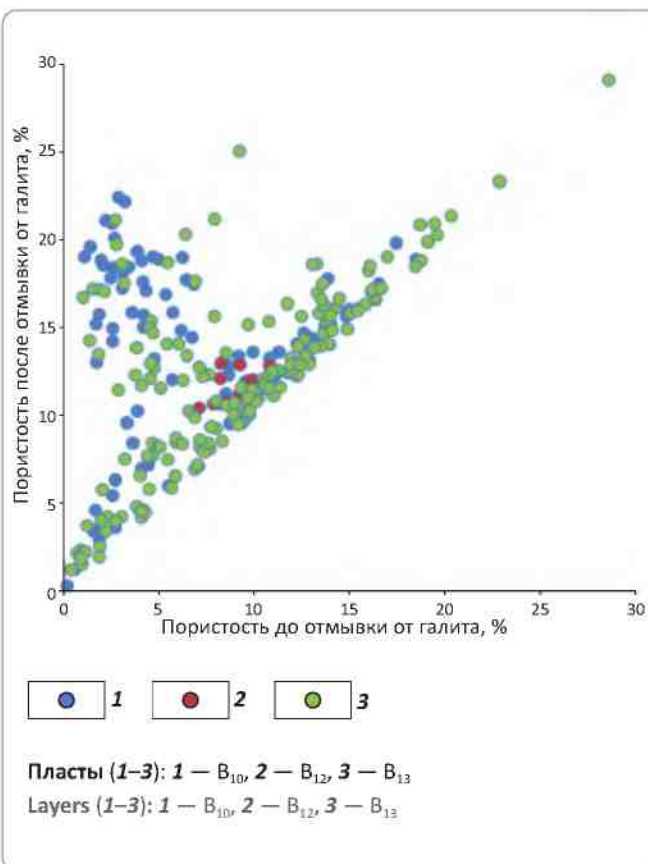
Рис. 2. Фотографии шлифов-дублеров песчаника
Fig. 2. Photos of sandstone duplicates thin sections



A, A₁ — до эксперимента по отмывке водорастворимых солей; B, B₁ — после эксперимента; A, B — николи //; A₁, B₁ — николи X. Синий цвет — поровое пространство, заполненное эпоксидной смолой

A, A₁ — before the experimental washing of water-soluble salts; B, B₁ — after the experiment; A, B — Nicols //; A₁, B₁ — Nicols X. Blue color — pore space filled with epoxy

Рис. 3. Сопоставление пористости пластов B_{10r}, B₁₂ и B₁₃ непской свиты до и после их отмывки от галита
Fig. 3. Comparison of the Nepa suite Layers B_{10r}, B₁₂ and B₁₃ porosities before and after halite removal by washing



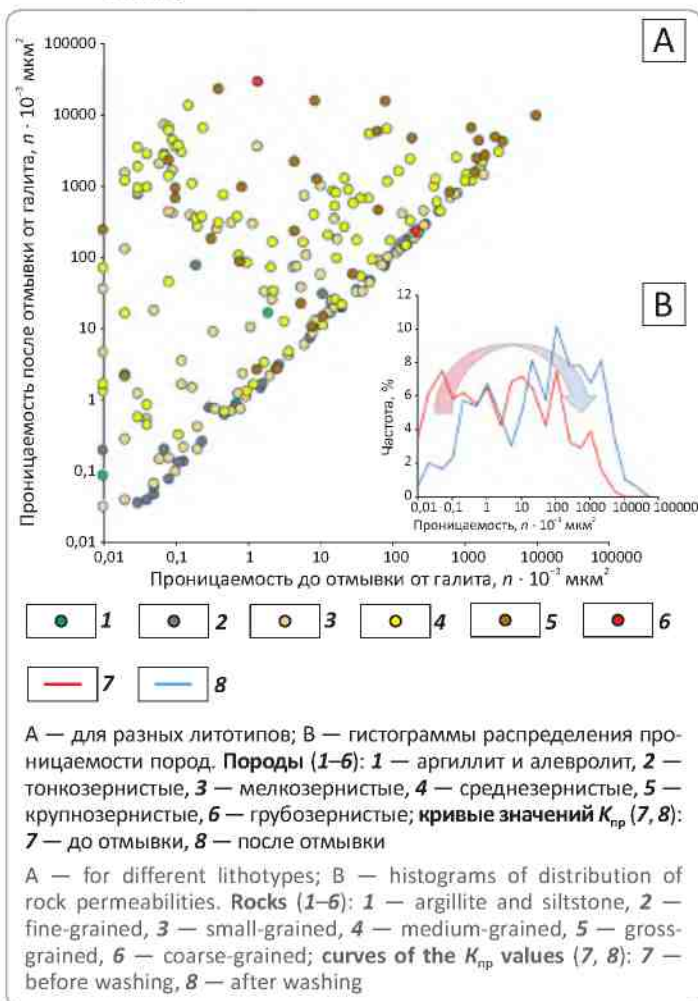
и малой глинистости, т.е. обладающих изначально наилучшими коллекторскими свойствами, которые они утратили в ходе стадийного и наложенного литогенеза.

4. Отмывка галита приводит к весьма существенному увеличению пористости (рис. 2, 3) и проницаемости (рис. 4). Аргиллиты, алевролиты и мелкозернистые песчаники абсолютно не подвержены засолонению. Среднезернистые песчаники имели первоначально проницаемость от $(10-100) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, а крупнозернистые — от $100 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ и в большинстве случаев сильно засолонились, в результате чего их проницаемость уменьшилась на 2-3 порядка.

5. Оконтурирование зон засолонения по площади исключительно по результатам бурения затруднительно ввиду малого числа пробуренных скважин, однако отмечено некоторое снижение содержания галита в продуктивных отложениях Тымпучиканской площади (по сравнению с Игнялинской площадью). Оптимальным решением является увязка результатов керновых определений засолонения с материалами скважинных и площадных геофизических исследований.

Рис. 4. Сопоставление проницаемости пород пластов B_{10} , B_{12} , B_{13} непской свиты до и после их отмывки от галита

Fig. 4. Comparison of rock permeabilities for Layers B_{10} , B_{12} , B_{13} of the Nepa suite before and after the halite removal by washing

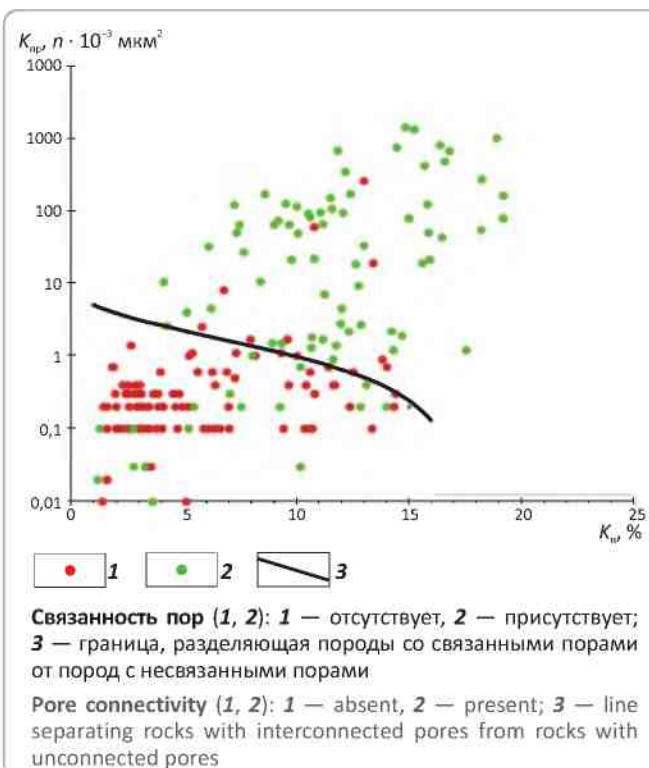


Петрофизическое моделирование и определение фильтрационно-емкостных свойств пород по данным ГИС

Широкое проявление процессов вторичного минералообразования в отложениях терригенного комплекса венда обуславливает необходимость совершенствования традиционных подходов к петрофизическому моделированию и обоснованию методики интерпретации данных ГИС. Стандартная методика выделения коллекторов (при отсутствии прямых качественных признаков коллекторов) требует экспериментального обоснования на керновом материале: проведения опытов по вытеснению нефти водой, определения остаточной нефте- и водонасыщенности и т. п. Но и рассчитанная на основе этих данных динамическая пористость ($K_{пд}$) часто не описывает результаты испытаний скважин, выделение «работающих» пропластков в разрезе засоленных пород.

Рис. 5. Типизация разреза по критерию наличия или отсутствия связанности пор

Fig. 5. Section type assignment based on presence or absence of pore connectivity



Очевидно, что использование фиксированного граничного значения пористости, проницаемости и/или какого-либо другого параметра для таких неоднородных по структуре пород некорректно, поскольку ведет, во-первых, к выделению относительно высокопористых, но непроницаемых пород, из которых, как показывает практика, не удастся получить притоки пластовых флюидов, а во-вторых, к пропуску относительно низкопористых, проницаемых прослоев, дающих при испытаниях устойчивые притоки нефти, газа и воды.

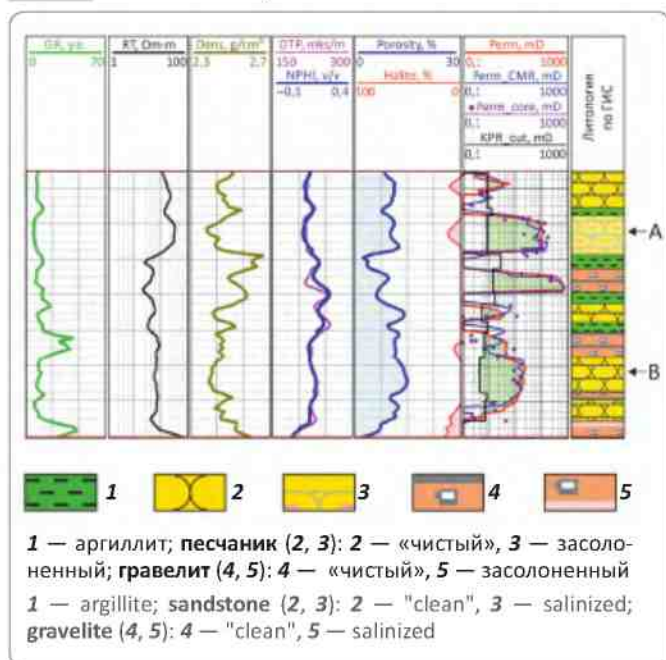
Учет степени галитизации пород, обуславливающей закупоривание пор и соединяющих их каналов, позволил авторам статьи уточнить методические приемы выделения коллекторов. Ключевым показателем при этом выступает степень связанности пор, обеспечивающая притоки из пласта. На выборке из 100 шлифов этот параметр был детально проанализирован. С учетом литологической неоднородности прослоев и результатов петрографического анализа выполнена типизация разреза по критерию наличия или отсутствия связанности пор в плоскости шлифа. Сформированы две группы пород — с признаками возможной фильтрации и без них (рис. 5). Согласно приведенному кросс-плоту, переход от коллекторов к неколлекторам аппроксимируется уравнением

$$K_{пр} = 5 - 1,76 \cdot \ln(K_{п}).$$

METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

Рис. 6. Результаты петрофизической интерпретации и сопоставления фильтрационно-емкостных свойств для засоленных и незасоленных интервалов по одной из скважин участка работ

Fig. 6. Results of petrophysical interpretation and comparison of reservoir properties for salinized and not-salinized intervals in one of the study wells



Следует отметить, что на границе раздела «коллектор – неколектор» связь $K_{np} = f(K_p)$ характеризуется обратной зависимостью. Коллекторами являются прослои, значение проницаемости которых будет больше плавающего граничного значения K_{np} , рассчитанного по представленному уравнению. Эффективность использования данного подхода, определяющего достоверность оценки абсолютной газопроницаемости по данным ГИС, апробирована авторами статьи на ряде других месторождений ПАО «Газпром нефть» [2].

На рис. 6 приведены результаты интерпретации данных ГИС. В разрезе выделяются два прослоя песчаников – засоленный и «чистый». По значению пористости породы близки. Однако значение проницаемости засоленного песчаника по сравнению с «чистым» на порядок выше. Учитывая объем галита в прослое А, можно сделать вывод о том, что породы до процесса засоления характеризовались пористостью 25–27 % при проницаемости более 10 мкм². После галитизации порового пространства пористость снизилась вдвое, при этом значение проницаемости также кратно снизилось, но осталось в соответствии с фиксируемой проницаемостью коллекторов.

На базе разработанной авторами статьи петрофизической модели [8] была выполнена интерпретация данных ГИС по пластам В₁₀ и В₁₃ непской свиты. С применением разработанных систем уравнений,

в основе которых лежит определение фильтрационно-емкостных свойств пород (в том числе и степени их засоления) по АК и НК (для скважин старого фонда) и ГКП–НК (для скважин с расширенным комплексом ГИС), выполнена интерпретация промыслово-геофизических данных по Игнялинскому, Вакунайскому, Тымпучиканскому и прилегающим лицензионным участкам недр. Полученные результаты дали возможность провести количественную оценку процессов вторичного минералообразования как по площади, так и в разрезе, а также увязать петрофизическую и промыслово-геофизическую информацию с материалами полевых геофизических исследований и выделить зоны развития коллекторов, наиболее перспективные для бурения.

Площадной прогноз слабо- и сильнозасоленных районов Чонской группы месторождений

Анализ результатов выполненных исследований ядра, а также комплексирование геолого-геофизических данных позволили охарактеризовать механизм и этапность процессов засоления пород-коллекторов, суть которых, по мнению авторов статьи, сводится к следующему:

1. Засоление – вторичный процесс, связанный преимущественно с привнесением извне высокоминерализованных рассолов. Пласты В₁₀ и В₁₃ в центральной части Непского свода накапливались в прибрежно-континентальных условиях. Захоронение осадков осуществлялось в условиях, близких к нейтральным – от слабокислых до слабощелочных, минерализация вод достигала 3 г/л [3], что предопределяло отсутствие в них значительных концентраций диагенетических солей.

2. Последующее развитие эвапоритового бассейна, сопровождавшееся накоплением осадков себхового типа (перекрывающие терригенный комплекс сульфатно-карбонатные отложения) и просачиванием рапы в нижележащие проницаемые горизонты, привело к их незначительному засолению. Отличить данные соли в песчаниках и гравелитах от более поздних очень сложно, так как катагенетические процессы привели к их перекристаллизации и замещению.

3. Источником основной массы привнесенных в нижнюю часть разреза солей (наложенный эпигенез) являются отложения вышележающей (700–1000 м над терригенными отложениями венда) карбонатно-галогенной формации кембрийского возраста.

4. В пермотриасе произошла тектоническая активизация региона. Сибирский суперплюм сформировал восходящие потоки магмы, которые, внедряясь (дайки) по разуплотненным зонам, рассекали терригенные и карбонатные отложения (вплоть до надсолевой части разреза), формируя силл (рис. 7).

5. Силл при внедрении создавал высокие давления, способствовал активизации части разломов и прогревал как горные породы, так и насыщающие их пластовые флюиды вблизи зон внедрения магмы. Горячие воды за счет растворения солей увеличивали свою плотность и под действием гравитации, а также значительных градиентов давлений (давление в области горячих рассолов у силла значительно выше) мигрировали, в том числе и в нижние интервалы разреза. Основными проводниками рассолов в терригенный комплекс послужили дизъюнктивные нарушения северо-западного простирания, которые в тот момент времени были активны (раскрыты) [4, 6].

6. Попавшие в терригенные пласты рассолы распространялись по разрезу от разломов, оттесняя уже находящиеся здесь флюиды. Активнее всего вытеснение шло по коллекторам с высокими фильтрационно-емкостными свойствами, а также по водонасыщенным интервалам. В чисто нефтяных зонах проникновение рапы вдоль разломов осуществлялось в пределах не более 300–500 м.

7. При последующем региональном снижении давления и температуры в юрско-меловое время произошло осаждение солей [7].

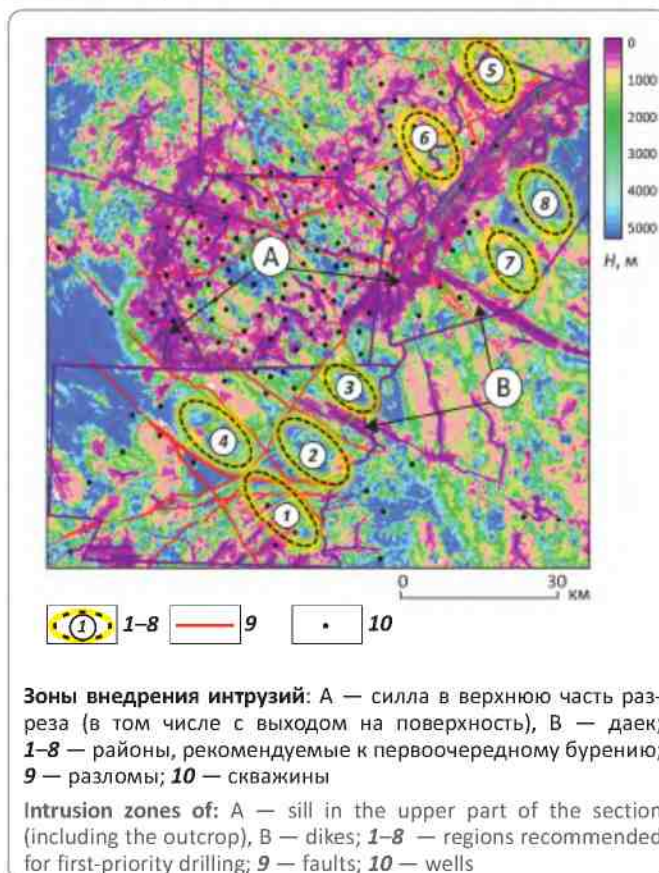
Исходя из перечисленного, можно сделать вывод о том, что ключевыми задачами прогноза распространения зон засоления и районов слабозасоленных коллекторов являются определение характера первичного их распространения, картирование зон развития силлов и даек, трассирование разрывных нарушений, секущих терригенные отложения непской свиты и подтрапповые соляные формации.

Накопление терригенных отложений непской свиты обусловлено сносом осадочного материала с северо-запада территории и формированием песчано-гравийных отложений (пласт B_{13}) на гранито-гнейсовом фундаменте с увеличением глинистости в кровле, вызванной трансгрессией моря. Пласт B_{10} связан с накоплением обломочного материала в приливно-отливной части мелководно-морского бассейна. Базовой особенностью строения терригенного венда является то, что нет скважин, в которых коллекторы отсутствовали бы исключительно по причине глинизации. Именно засоление, контролируемое проявлениями постседиментационных факторов, определяет продуктивность скважин, а для картирования зон с исходно лучшими и худшими фильтрационно-емкостными свойствами требуется детальная седиментационная модель, построенная по плотной сети скважин разведочного бурения.

Развитие трапповых тел закартировано авторами статьи на основе комплексирования данных бурения скважин, а также результатов магнитных и сейсмических исследований. Выделенные пластовые тела и зоны вертикального подъема магмы подтвер-

Рис. 7. Потенциально перспективные зоны под бурение поисково-разведочных скважин в пластах B_{10} и B_{13} на схеме зон внедрения трапповых тел по данным магниторазведки

Fig. 7. Potentially prospective zones in Layers B_{10} and B_{13} for drilling exploratory – assessment wells on the schematic map of intrusion zones of trap bodies derived from magnetic survey data



ждаются материалами геологической съемки (полевые исследования обнажений), а также данными электро- и сейсморазведки 3D (в зонах, где силл залегает глубже по разрезу) и бурения.

Основные тектонические нарушения, выделенные по сейсмическим данным, приведены на рис. 7. Нарушения северо-западного простирания, предположительно являющиеся наиболее древними, неоднократно активизировались в ходе многомиллионной истории геологического развития региона [5]. Известно, что, помимо прогревающей особенности траппов, они обладают и другой ключевой чертой — способностью к образованию новых и активизации старых дизъюнктивов, связанных с внедрением магмы под давлением в ближайшей к дайкам и силлам части разреза [1]. Таким образом, активизация древних разломов формировала основные направления нисходящей миграции рассолов.

Максимальная степень засоления коллекторов фиксируется именно вблизи тектонических наруше-

METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

ний северо-западного простирания и закономерно уменьшается по мере удаления от них. Для минимизации рисков бурения рекомендуется размещать поисково-разведочные скважины на некотором удалении от соединяющихся с подтрапповыми зонами разломов с дальнейшим движением в зону, затронутую тектонической активностью.

Использование выявленных тенденций позволяет еще до проведения динамической интерпретации сейсмических данных 3D сформулировать концепцию опосредованного и доразведки терригенных отложений Верхнечонской группы месторождений. Тем не менее необходимо учитывать и геологические неопределенности, связанные с разрешающей способностью сейсмических и магнитных методов исследований. Для апробации сформулированных гипотез необходимо дополнительно пробурить две-три скважины в пределах прогнозируемых зон с высоким и средним уровнями засоления пород-коллекторов.

Выводы

Характер распределения галита в цементе терригенных отложений венда зависит от структурных параметров породы — наиболее крупнозернистые и отсортированные песчаники, изначально обладав-

шие наибольшей удельной емкостью коллекторов, максимально подвержены вторичной цементации. Галит цементировал оставшееся после кристаллизации доломита и ангидрита пустотное пространство и являлся наиболее поздним вторичным минералом.

Для отложений непской свиты Игнялинского, Вакунайского и Тымпучиканского лицензионных участков разработана и проведена специальная программа исследования засоленного керн. Результаты лабораторных работ позволили создать петрофизическую модель, которая дает возможность определять фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов, степень их засоления и глинистость, а также выделять проницаемые (на основе зависимости $K_{np} = 5 - 1,76 \cdot \ln(K_n)$) интервалы разреза.

Наиболее сильное засоление связано с подтрапповыми зонами, нарушенными разломами преимущественно северо-западного простирания, активными на момент внедрения силлов. На основе комплексирования результатов бурения, а также материалов магнитных и сейсмических исследований, авторами статьи были выделены участки прогнозируемого засоления пород продуктивных пластов B_{10} и B_{13} , а также зоны с потенциально более высокими коллекторскими свойствами.

Литература / References

1. Анциферов А.С. Метаморфизм рассолов и засоление коллекторов нефти и газа Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции // Геология и геофизика. – 2003. – № 6. – С. 499–510.
Antsiferov A.S. Metamorphism of brines and salinization of oil and gas reservoirs in the Leno-Tunguskaya oil and gas province. Geologiya i geofizika. 2003;(6):499–510.
2. Беляков Е.О., Мухидинов Ш.В. Использование обобщенных зависимостей для построения петрофизических моделей фильтрационно-емкостных свойств с оценкой граничных параметров выделения коллекторов и определения их характера насыщенности // Петрофизика сложных коллекторов: проблемы и перспективы : сб. статей. — М. : ООО «EAGE Геомодель», 2015. — 383 с.
Belyakov E.O., Mukhidinov Sh.V. Use of generalized dependencies in preparation of petrophysical models of porosity & permeability properties with evaluation of cut-off values of the parameters for identification of reservoirs and determination of their saturation character. Petrofizika slozhnykh kollektorov: problemy i perspektivy: sbornik statey. Moscow: ООО «EAGE Geomodel»; 2015. 383 p.
3. Вожов В.И., Чернова Л.С. Вторичное минералообразование в венд-нижнекембрийских отложениях Непско-Ботубинской антиклизы // Геология нефти и газа. – 1999. – № 11–12. – С. 41–48.
Vozhov V.I., Chernova L.S. Secondary mineral formation in the Vendian – Lower Cambrian deposits of the Nepsko-Botuobinskaya anticline. Geologiya nefi i gaza. 1999;(11–12):41–48.
4. Воробьев В.С., Истомина Я.С. Основные причины засоления пород терригенного комплекса на Верхнечонском месторождении // Геобайкал–2014: тезисы конференции. – 2014.
Vorobyev V.S., Istomina Ya.S. The main factors causing rock salinization in the terrigenous sequence of the Verkhnechonskoe field. Geobaykal–2014: tezisy konferentsii. 2014.
5. Воробьев В.С., Клинов Я.С. Причины засоления терригенных пород в пределах Верхнечонского месторождения (Восточная Сибирь) // Газовая промышленность. – 2017. – № 1. – С. 36–43.
Vorobyev V.S., Klinovaya Ya.S. Factors causing salinization of terrigenous rocks in the Verkhnechonskoe field (East Siberia). Gazovaya promyshlennost. 2017;(1):36–43.
6. Воробьев В.С., Чеканов И.В., Клинов Я.С. Модель распространения терригенных коллекторов и засоленных песчано-гравелитистых отложений в пределах месторождений центральной части Непского свода // Геология нефти и газа. – 2017. – № 3. – С. 47–60.
Vorobyev V.S., Chekanov I.V., Klinovaya Ya.S. The model of distribution of terrigenous reservoirs and salinized sand-gravelite deposits in the fields of the central part of the Nepskiy arch. Geologiya nefi i gaza. 2017;(3):47–60.

7. Кальвин И.А., Моисеев В.А., Буторов В.В. Условия кристаллизации соли в поровом пространстве коллекторов Непского свода // Геология нефти и газа. – 1990. – № 6. – С. 23–25.

Kalvin I.A., Moiseev V.A., Butorov V.V. Conditions for crystallization of salt in the porous space of the reservoirs of the Nepskiy Arch. Geologiya nefi i gaza. 1990;(6):23–25.

8. Мухидинов Ш.В., Воробьев В.С. Методические особенности петрофизического изучения засоленных терригенных пород нефтегазовых месторождений Чонской группы // ПРОнефть. – 2017. – № 1. – С. 32–37.

Mukhidinov Sh.V., Vorobyev V.S. Methodological aspects of petrophysical study of salinized terrigenous rocks in oil-gas fields of the Chonsk group. PRONEft. 2017;(1):32–37.

НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

16–18 апреля 2018

Москва, ЦВК «Экспоцентр»

www.oilandgasforum.ru

18-я международная выставка
НЕФТЕГАЗ-2018



16–19 апреля 2018

Москва, ЦВК «Экспоцентр»

www.neftegaz-expo.ru



НА ПРАВАХ
РЕКЛАМЫ