

УДК 552.5

DOI 10.31087/0016-7894-2022-5-57-65

Коллекторские свойства и обстановки накопления нижневендских песчаников на юго-западном склоне Непского свода (Восточная Сибирь)

© 2022 г. | М.Д. Балагуров^{1,2}¹МГУ имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия; maxim_balagurov@mail.ru;²ООО «Арктический научный центр», Москва, Россия

Поступила 20.06.2022 г.

Доработана 28.07.2022 г.

Принята к печати 18.08.2022 г.

Ключевые слова: *нижненепская подсвита; терригенные отложения; песчаник; коллектор; засоление; пористость; компьютерная томография; акустический импеданс; палеогеографическая реконструкция.*

Аннотация: На площади исследования, расположенной на юго-западном склоне Непского свода, проведены геолого-разведочные работы, выполнена сейсмическая съемка МОГТ-3D и пробурены поисково-разведочные скважины с полным отбором керна из интервалов вендских терригенных пород. Эти породы регионально-нефтегазоносны и являются объектом исследований в представленной статье. В скважинах выполнен расширенный комплекс ГИС, по керну скважин проведены лабораторные исследования, по результатам которых выявлено циклическое строение нижненепских осадочных отложений, выделены и охарактеризованы циклопачки, проведена межскважинная корреляция с описанием интервалов развития эвапоритовых и карбонатных минеральных ассоциаций пород. В центральном секторе площади исследования в разрезах скважин встречены среднезернистые мезомиктовые песчаники со схожими структурно-текстурными характеристиками и высоким содержанием минералов — преимущественно ангидрита, доломита, в меньшей степени галита и кальцита. В скважине западного сектора площади характер разреза пород существенно отличается. Вскрыты разномасштабные полевошпатово-кварцевые граувакковые песчаники, засоленные галитом по всему разрезу исследуемого интервала. Полученные данные позволяют судить о различных обстановках ранневендского осадконакопления, а также о разной степени преобразованности пород вторичными процессами, в частности засолением и карбонатизацией. Приведены результаты петрофизических исследований. Измеренные значения коллекторских свойств образцов позволили охарактеризовать выделенные толщи с циклопачками, а петрофизическое моделирование, выполненное по результатам съемки компьютерной томографии, определило характер заполнения эвапоритовыми и карбонатными минералами пустотного пространства пород. Наиболее высокопористые и проницаемые породы, полевошпатово-кварцевые граувакковые мелководные и прибрежно-морские песчаники хорошей сортировки и окатанности зафиксированы в прикровельной части средней толщи подсвиты. Низкими значениями фильтрационно-емкостных свойств обладают мелкозернистые аркозовые песчаники приливных обстановок седиментации в прикровельной части разреза нижненепской подсвиты. В случае выдержанности в толщинах последних, эти породы могут быть идентифицированы в разрезах скважин по ГИС и на площади исследования по сейсмическим данным МОГТ-3D.

Для цитирования: Балагуров М.Д. Коллекторские свойства и обстановки накопления нижневендских песчаников на юго-западном склоне Непского свода (Восточная Сибирь) // Геология нефти и газа. – 2022. – № 6. – С. 57–65. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-6-57-65.

Благодарности: Исследования выполнялись в лабораториях кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова. Автор выражает огромную признательность за поддержку и помощь в работе дружному коллективу геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова, в частности Е.Е. Карнюшиной, А.В. Ступаковой, Г.А. Калмыкову, Д.В. Коросту, К.А. Хренову, В.Л. Косорукову, Н.И. Коробовой, Д.Р. Гафуровой, С.В. Фролову.

Lower Vendian sandstones on the southwestern slope of Nepsky Arch (Eastern Siberia): reservoir properties and depositional settings

© 2022 | M.D. Balagurov^{1,2}¹Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia; maxim_balagurov@mail.ru;²Arctic Research Center, Moscow, Russia

Received 20.06.2022

Revised 28.07.2022

Accepted for publication 18.08.2022

Key words: *Lower Nepa subformation; terrigenous deposits; sandstone; reservoir; salinization; porosity; computed tomography; Acoustic Impedance; paleogeographic reconstruction.*

Abstract: 3D seismic survey and drilling exploration wells with full core sampling from the intervals of the vendian terrigenous deposits were a part of geological exploration on the southwestern slope of the Nepa arch. These rocks are regionally oil and gas bearing and are the subject object of the research in this work. An advanced well log suite was obtained in the wells, and laboratory studies were carried out on core. According to the results of laboratory studies, the cyclic structure of the Lower Nepa sedimentary deposits was revealed. Cycle members were identified and characterized. Interwell correla-

tion was carried out with a description of the intervals of evaporite and carbonate mineral associations. In the well sections in the central sector of the area, fine- and medium-grained mesomictic sandstones of the subformation were found with similar structural and textural characteristics and a high mineral content: anhydrite, dolomite, halite, and calcite. Section of the Well 3 on the west of area differs significantly. The borehole encountered inequigranular feldspar-quartz greywacke sandstones, predominantly saline with halite throughout the studied interval. The data obtained allowed judging different environments of the early Vendian sedimentation, as well as different degree of rock transformation by secondary processes: salinization and carbonatization. This article presents the results of petrophysical studies. The measured reservoir properties of Lower Nepa samples made it possible to characterize the previously identified strata with cycle members. Petrophysical modelling performed using the results of a computed tomography survey determined the nature of rock void space filling with evaporite and carbonate minerals. The most porous and permeable rocks are feldspar-quartz greywacke shallow-water and coastal-marine sandstones with good sorting and roundness. These rocks were identified in the near-top part of the middle sequence. Fine-grained arkosic sandstones of tidal sedimentation settings in the near-top part of the subformation have low reservoir quality similar to saline and carbonatized fine-medium-grained mesomictic sandstones of lagoon zones. In the case of thicknesses persistence of the latter, it is possible to identify them in well sections using logging data and over the area using 3D seismic data.

*For citation: Balagurov M.D. Lower Vendian sandstones on the south-western slope of Nepsky Arch (Eastern Siberia): reservoir properties and depositional settings. *Geologiya nefi i gaza*. 2022;(6):57–65. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-6-57-65. In Russ.*

Acknowledgments: The studies were carried out in the laboratories of the Department of Geology and Geochemistry of Combustible Fossils, Faculty of Geology, Lomonosov Moscow State University. The author extends his appreciation for the support and assistance in the work to the friendly team of the Faculty of Geology, Lomonosov Moscow State University, and in particular to E.E. Karnyushina, A.V. Stupakova, G.A. Kalmykov, D.V. Korost, K.A. Khrenov, V.L. Kosorukov, N.I. Korobova, D.R. Gafurova, and S.V. Frolov.

Введение

Геолого-разведочные работы, выполняемые на территории Восточной Сибири, являются одним из важнейших направлений развития и наращивания ресурсной базы России. Строительство нефтепровода Восточная Сибирь – Тихий океан активизировало деятельность нефтяных компаний на участках Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции. Лицензии были приобретены такими крупными нефтяными компаниями, как «Роснефть», «Газпромнефть» и «Сургутнефтегаз». Лицензирование проведено не только на участки крупных и достаточно хорошо разбуренных месторождений, но и на площади, продуктивность которых или не установлена, или подтверждена небольшим числом скважин. Поисквые участки имеют огромную площадь (в несколько тысяч квадратных километров) и крайне низкую степень изученности — редкая сеть сейсмических профилей 2D и отсутствие скважин. Для перехода от поисковой стадии к добыче УВ необходимо проведение геолого-разведочных работ, благодаря которым возможна оптимизация процесса бурения за счет минимизации числа скважин. Эффективность бурения является ключевой целью нефтяных компаний [1].

Объектом исследований являются регионально-нефтегазоносные породы нижненепской подсвиты непской свиты, представленные керном скважин поисково-разведочного бурения на площади исследования, располагающейся на юго-западном склоне Непского свода Непско-Ботуобинской антеклизы Восточной Сибири. Залежи нефти и газа в исследуемом нефтегазоносном комплексе характеризуются сложным строением и имеют ряд особенностей: во-первых, границы залежей не контролируются структурным фактором в полном объеме, а во-вторых, сложный литологический состав пород и их высокая преобразованность вторичными процессами повышают степень неопределенности при построении достоверной геологической модели.

Геологическое строение и нефтегазоносность непских осадочных отложений описывались в трудах многих исследователей Восточной Сибири, ранее об этом упоминалось в [2]. Из последних работ авторов, посвященных в том числе процессу засоления непских песчаников, хотелось бы выделить работы А.С. Анциферова [3], Г.Г. Шемина [4] и В.С. Воробьева [1, 5].

Детальное изучение литологического состава, характеристика седиментологических особенностей и коллекторских свойств нижненепских пород выполнены с помощью имеющихся на сегодняшний день современных технологий для прогноза зон развития пород-коллекторов с лучшими фильтрационно-емкостными свойствами.

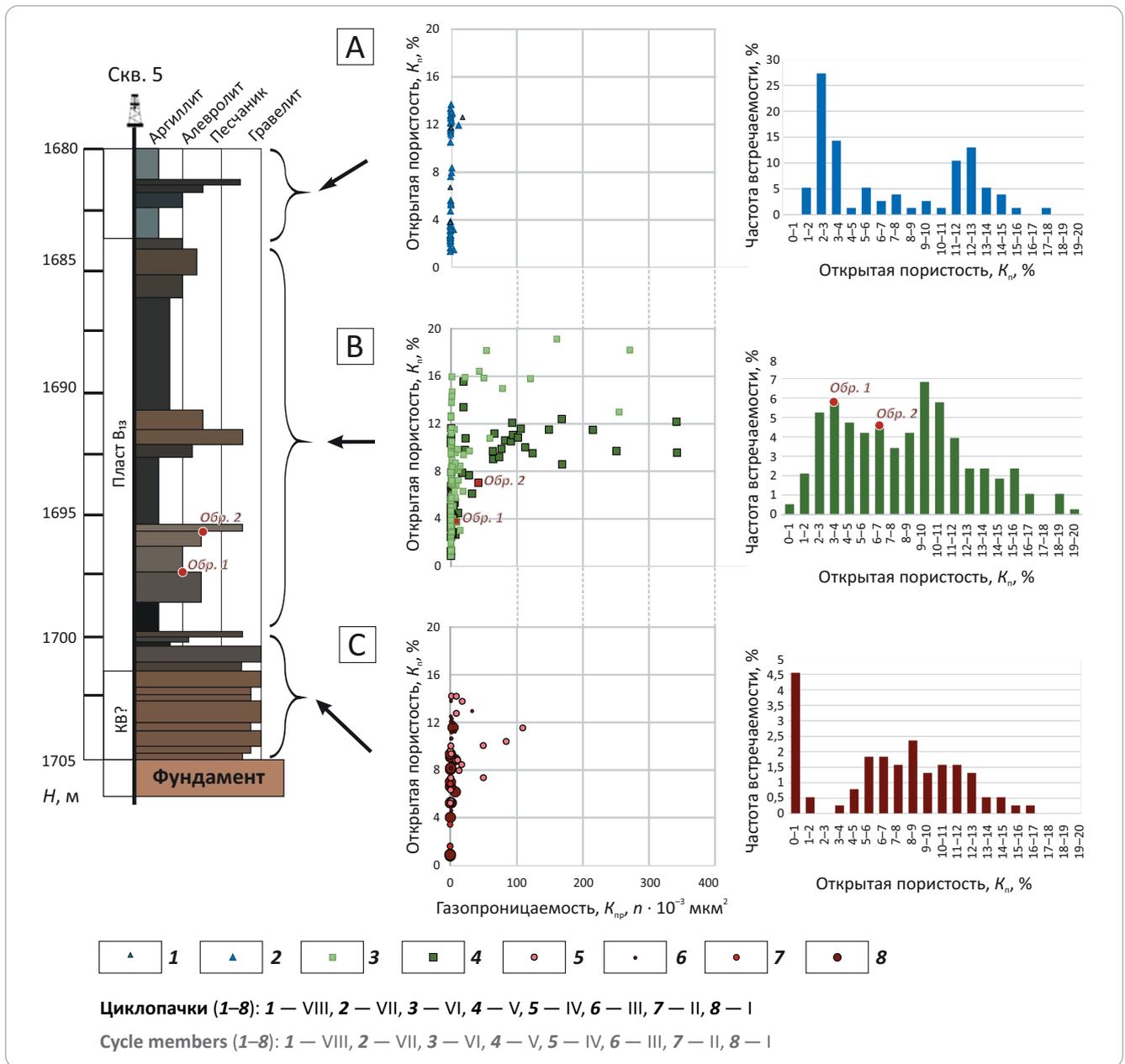
Входные данные и методы исследований

Выполнен комплекс лабораторных исследований, позволяющий описывать литологический состав и коллекторские свойства нижненепских пород с различным уровнем детальности. Литологические исследования включают: описание керна и шлифов; гранулометрический, минеральный и химический анализы состава пород; изучение структуры пустотного пространства пород методами оптической электронной микроскопии. Основными петрофизическими исследованиями являются измерение пористости и проницаемости образцов пород, в частности до и после экстракции галита и их съемка методом компьютерной томографии. Помимо результатов проведенных лабораторных исследований керна, в статье использованы материалы интерпретации данных ГИС и высокочастотной сейсморазведки МОГТ-3D.

Петрофизические исследования керна

Измеренные значения пористости и проницаемости нижненепских пород изменяются в широком диапазоне — открытая пористость образцов варьирует от 0,5 до 19 % (в среднем 9 %), значения газо-

Рис. 1. Открытая пористость и газопроницаемость нижненепских пород в пределах выделенных циклопачек верхней (А), средней (В) и базальной (С) толщ
Fig. 1. Open porosity and gas permeability of Lower Nepa rocks within the identified cycle members in the upper (A), middle (B), and basal (C) sequences



проницаемости пород составляют от 0 до 0,4 мкм² (в среднем 0,05 мкм²).

Результаты анализа значений пористости и проницаемости отдельно по выделенным циклопачкам и толщам свидетельствуют о лучших коллекторских свойствах пород циклопачек V–VI средней толщи, также высокие значения встречаются в гравелитах циклопачек II и IV базальных толщ (в разрезах скважин 1 и 3). Породы верхней толщи, несмотря на относительно пористую структуру, слабопроницаемы (рис. 1).

Наблюдается три группы образцов.

1. Первая группа образцов с наиболее высокими значениями пористости и проницаемости

(см. рис. 1 В) — это крупно- и среднезернистые мезомиктовые хорошо отсортированные песчаники циклопачек V и VI средней толщи. Содержание цемента в песчаных разностях не превышает 10%. Цемент глинистый, карбонатный, реже ангидритовый или галитовый. Тип цемента — поровый. Открытая пористость, измеренная в лабораторных условиях, варьирует от 1 до 19% (среднее значение — 8,5%). Распределение данного параметра имеет бимодальный характер, выделяется два кластера. К первому кластеру относятся значения пористости образцов, в составе которых фиксируются значительные концентрации карбонатных и эвапоритовых минералов (по данным рентгенофазового анализа от 10 до 30%) с открытой пористостью от 0 до 8%. Ко второ-

му кластеру относятся значения пористости образцов песчаников с меньшим содержанием карбонатных и эвапоритовых минералов (до 10 %) — от 8 до 20 %. Газопроницаемость варьирует от 0 до 1 мкм². Образцы с лучшими коллекторскими свойствами встречены в скважинах 4 и 5. В скв. 3 трещиноватые породы заполнены галитом. Коллекторы в основном порового и трещинно-кавернозного типов.

2. Вторая группа образцов (см. рис. 1 А) — это средне-крупнозернистые, гравелитистые грауваксовые песчаники циклопачек II и IV базальной толщи с ангидрит-карбонатным поровым цементом, с различным содержанием глинистого материала. Это плохо сортированные обломочные породы, зерна кварца в которых удлиненные, изометричные, полуугловатые и полуокатанные. Открытая пористость варьирует от 0,5 до 16,5 % (среднее значение — 8 %, отклонения от среднего значения существенные). Газопроницаемость варьирует от 0 до 0,5 мкм². Образцы с лучшими коллекторскими свойствами встречены в скважинах 1, 4, 5. Коллекторы в основном порового и трещинно-порового типов.

3. Третья группа образцов (см. рис. 1 С) — это средне-мелкозернистые аркозовые песчаники циклопачек VII и VIII верхней толщи с карбонатно-глинистым поровым цементом. Песчаники хорошо сортированы, зерна кварца изометричные, с тонкими прерывистыми регенерационными каемками. Открытая пористость варьирует от 1,5 до 17 % (среднее значение — 7 %). Распределение данного параметра имеет бимодальный характер, это связано с размерностью зерен песчаников в составе двух циклопачек. Первый кластер (пористостью от 1 до 7 %) представлен образцами со значениями пористости образцов мелкозернистых песчаников, второй кластер (пористость от 7 до 18 %) — преимущественно среднезернистых. Газопроницаемость варьирует от 0 до 0,05 мкм². Образцы с лучшими коллекторскими свойствами встречены в скв. 4. Коллекторы в основном порового типа.

Коллекторские свойства нижненепских пород дифференцированы как в разрезах скважин, так и латерально. В пределах одной циклопачки породы могут значительно отличаться от скважины к скважине, что связывается с различными обстановками накопления вендских пород и воздействием вторичных процессов преобразования пород. Образцы пористых и проницаемых пород встречены во всех частях исследуемого интервала, однако наиболее выдержаны значения преимущественно в среднезернистых песчаниках циклопачек V–VI.

Таким образом, в современном разрезе пласта песчаники с лучшими коллекторскими свойствами преимущественно сконцентрированы в песчаных пропластках и линзах средней толщи нижненепской подсвиты (см. рис. 1 В), над прослоями сильнозасолоненных отложений.

В качестве потенциальных коллекторов могут рассматриваться высокопористые трещиноватые

базальные гравелиты и песчаники, которые локально фиксируются в керне. Они составляют относительно маломощные, невыдержанные по свойствам слои и линзы.

Результаты компьютерной томографии

Для изучения внутреннего строения засоленных образцов (коллекция содержит 35 образцов циклопачек III–VII скважин 1, 3–6) диаметром 30 и 10 мм применялся микротомограф Skyscan 1172.

В качестве основных породообразующих компонентов песчаников выступают зерна кварца, полевых шпатов и обломки пород (рис. 2, 3). Эти составляющие хорошо распознаются и различаются между собой на томографических срезах. Среди них зерна кварца обладают наименьшими абсорбционными характеристиками, в то время как зерна полевых шпатов характеризуются слегка повышенной рентгеновской абсорбцией.

Абсорбционные характеристики обломков пород зависят от их состава. Наиболее высокими абсорбционными характеристиками обладают тяжелые минералы, такие как циркон, апатит, пирит. Благодаря высокому уровню рентгеновского поглощения карбонатный цемент идентифицируется на снимках на фоне обломочного каркаса песчаников и алевролитов. Однако отличить кальцит от доломита затруднительно, поэтому анализ данных томографической съемки образцов проводился совместно с результатами литологических исследований (см. рис. 2).

В образцах коллекции во всех выделенных циклопачках разреза отмечены признаки преобразования вторичными процессами, одним из которых является коррозия зерен кварца. На рентгеноплотностных срезах корродированные зерна на границе с карбонатным цементом имеют неровные края (см. рис. 3). Также отмечается и обратный процесс — регенерация кварца. Часто данный процесс выделяется по косвенным признакам. В процессе регенерации водорастворенный кремнезем достраивает зерно кварца, придавая ему тем самым кристаллографически правильные очертания.

Следы вторичных преобразований часто наблюдаются в зернах полевых шпатов. Одним из таких процессов является разрушение зерен полевых шпатов за счет выщелачивания. Данный процесс находит свое отражение сначала в образовании «разрыхленных» зон в зерне, а затем и просто формируются внутри разрушенных зерен полевых шпатов увеличивают объем пустотного пространства песчаников.

Детальная томографическая съемка образцов позволила построить 3D-модели распределения их минеральных компонент и пустотного пространства (рис. 4), которые дают представление о размещении пор и связующих каналов, трещин. Полученные численные значения позволяют провести

Рис. 2. Сопоставление фотографий ядра, образцов-цилиндров и шлифов с результатами съемки компьютерной томографии (с элементами интерпретации)
Fig. 2. Comparison of core images, cylinder-shaped samples, and thin sections with the results of computed tomography imaging (with the elements of interpretation)

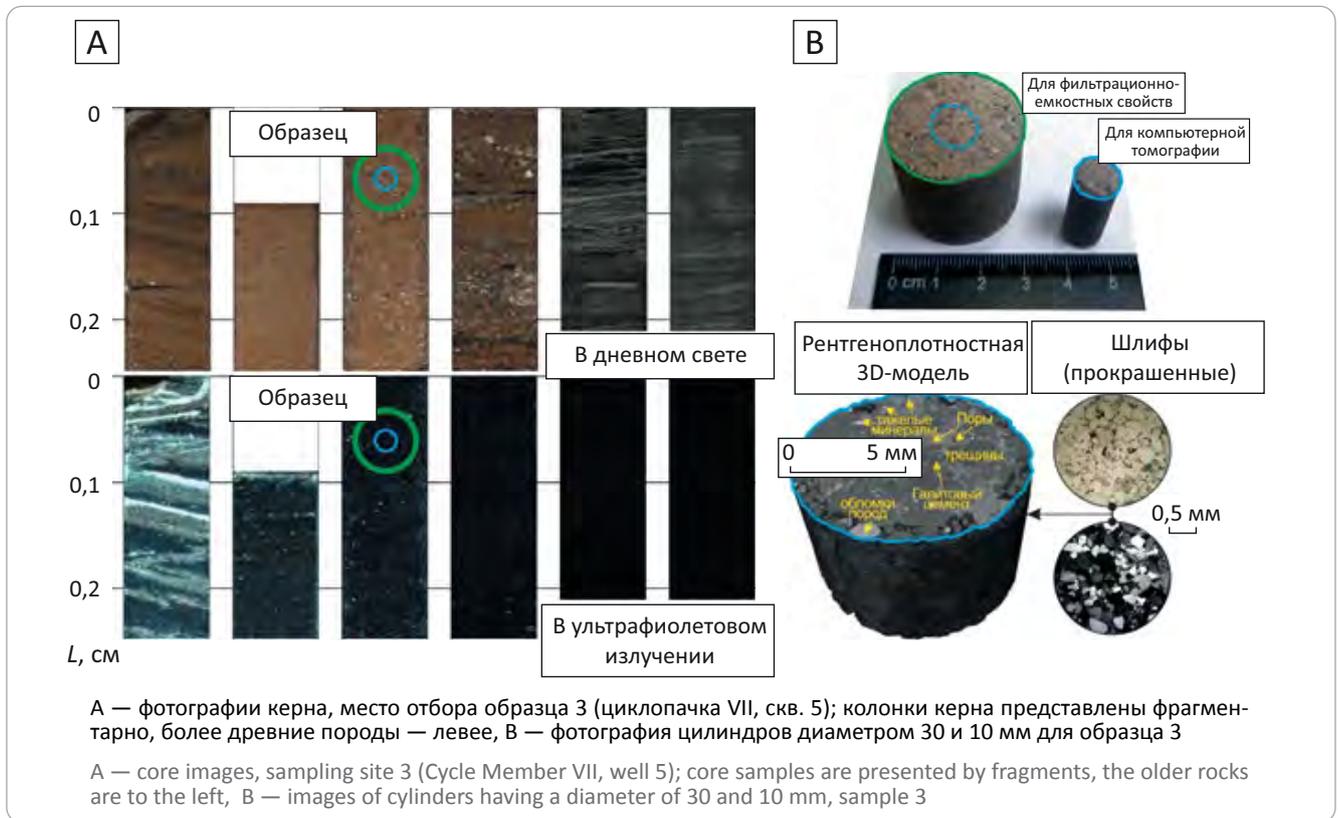
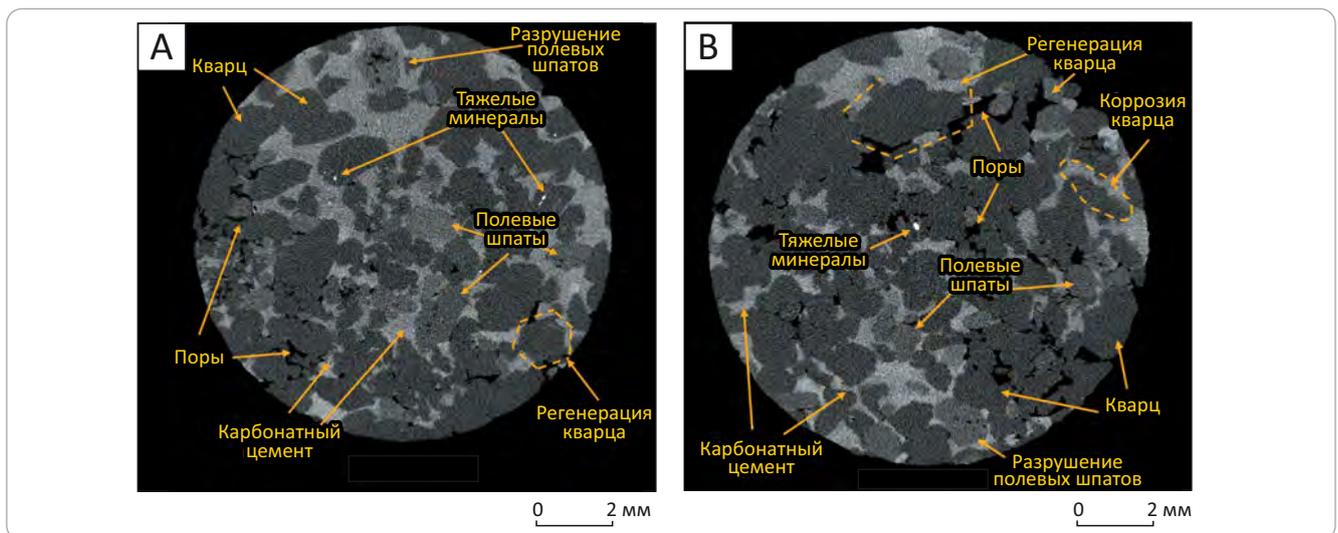


Рис. 3. Рентгеноплотностные срезы 1 (А) и 2 (В) образца 2 (циклопачка V, скв. 5) диаметром 10 мм с результатами интерпретации¹
Fig. 3. X-ray density slices 1 (A) and 2 (B) of sample No. 2 (Cycle Member V, well 5) D 10 mm, with the results of interpretation¹



статистический анализ пор, построить распределение пор по размеру, а также изучить морфологию порового пространства.

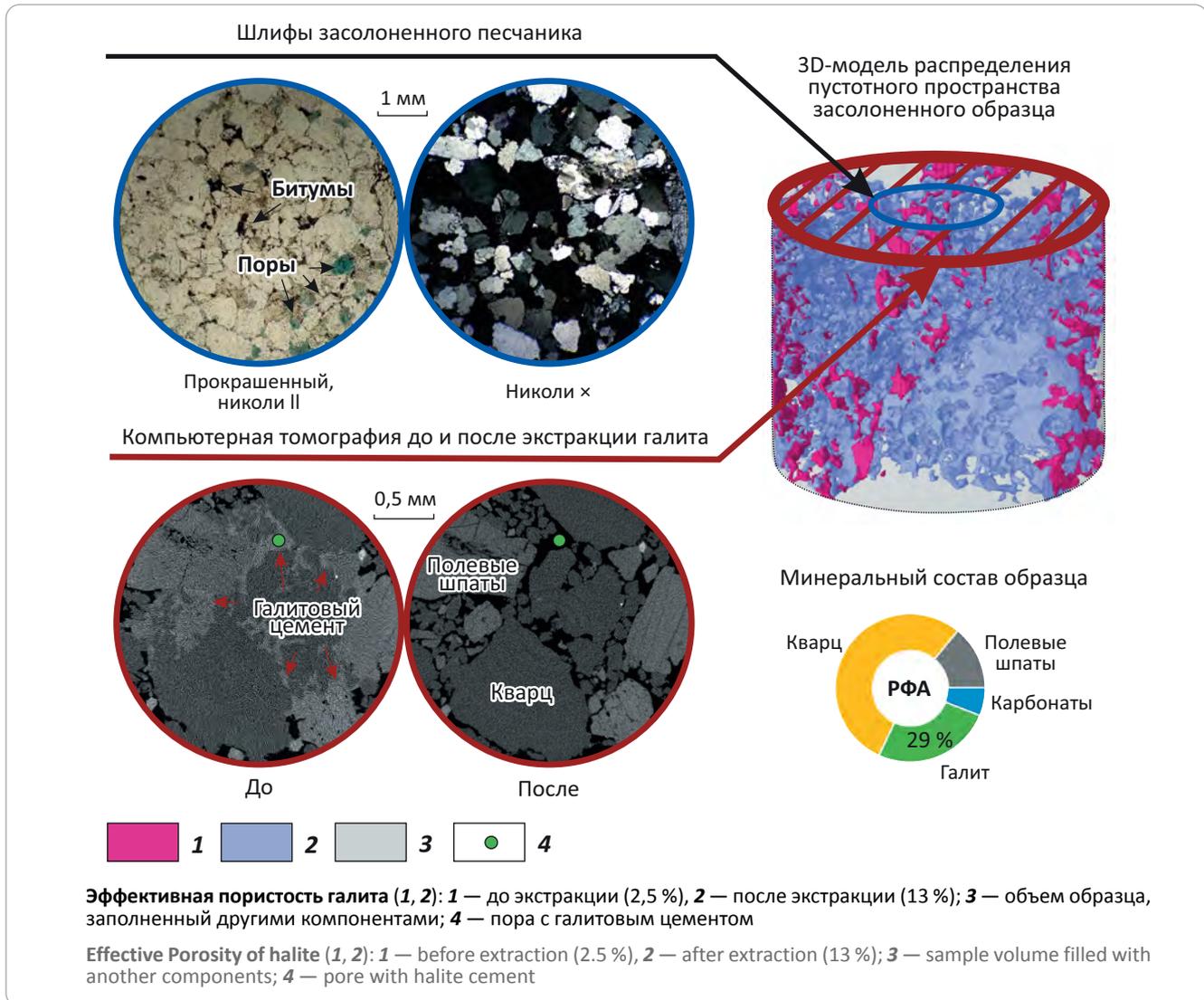
¹Воробьев Р.В. Особенности формирования пустотного пространства песчаников непского горизонта Непского свода Непско-Ботубинской антеклизы Восточной Сибири : выпускная квалификационная работа (дис. магистра геологии). – М. : МГУ имени М.В. Ломоносова, 2019. – 83 с.

Определение полевых шпатов в песчаниках с галитовым цементом сопряжено с рядом трудностей. Галит и полевые шпаты, в силу своего минерального состава и плотности, имеют близкие свойства рентгеновской абсорбции. Поэтому на рентгеноплотностных срезах они имеют одинаковый светло-серый цвет. При визуальном анализе



Рис. 4. Сопоставление фотографий шлифов и томографических срезов образца (циклопачка V, скв. 14) с 3D-моделью, рассчитанной по данным томографической съемки

Fig. 4. Comparison of thin section images and tomographic slices of a sample (Cycle Member V, well 14) with 3D model calculated using tomography data



полевые шпаты диагностируются по характерной морфологии зерен, имеют ровные резкие границы и соизмеримы с другими обломочными компонентами породы. Галит, выступая в роли цемента, заполняет интерстиции между зернами и представлен в виде пятен различных форм с неровными извилистыми краями.

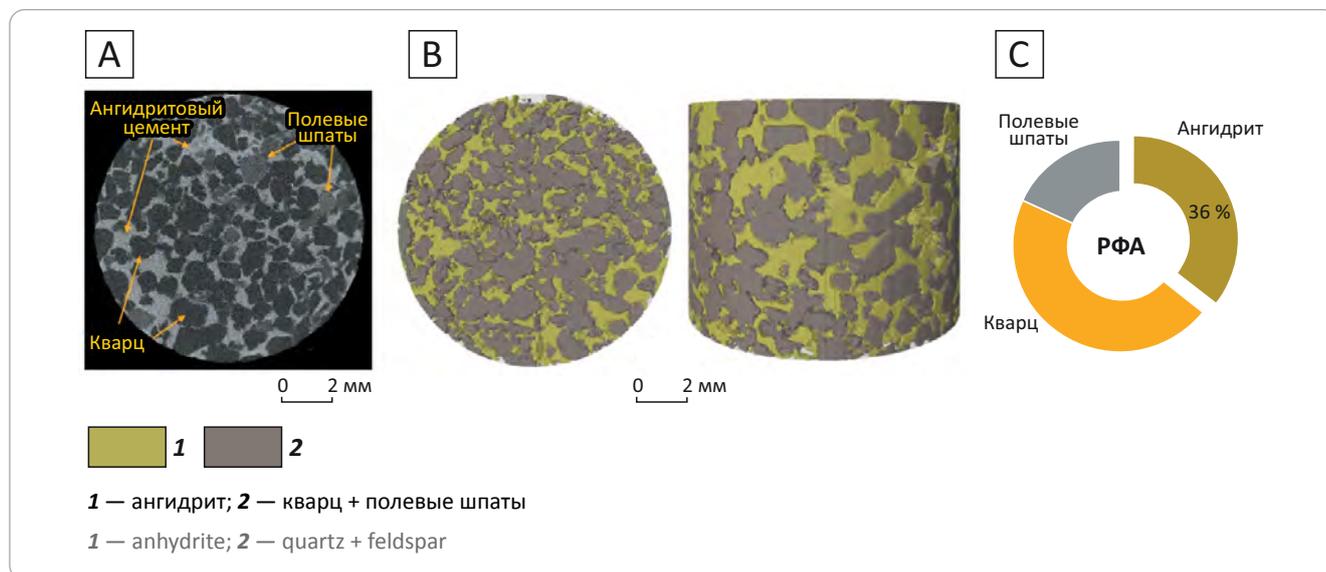
В силу сложности определения галитового цемента на срезах, было решено проводить томографическую съемку сильнозасоленных образцов до и после экстракции галита методом водной вытяжки. Несмотря на слабый уровень развития негалитового (карбонатного и глинистого) цемента в песчаниках, нарушений целостности образца при растворении галита не произошло и повторные съемки компьютерной томографии проводились в идентичных условиях. На рис. 4 представлена 3D-модель пустотного пространства образца 2 (циклопачка V, скв. 5). При равном соотношении компонентов в составе модели — кварца, полевых

шпатов, карбонатов, аутигенных и аксессуарных минералов, объем освободившихся от галита пор увеличился более чем в 5 раз, с 2,5 до 13 %, что свидетельствует о том, что до засоления эти породы обладали отличными коллекторскими свойствами.

Ангидрит и доломит, в сравнении с галитом и каркасными зернами в составе песчаников и алевролитов, обладают повышенными абсорбционными свойствами, что дает возможность однозначно идентифицировать их в образцах преимущественно циклопачки V. На рис. 5 представлено распределение ангидритового цемента в объеме образца песчаника циклопачки V скв. 5. Ангидрит почти полностью заполняет межзерновые поры, лишь часть пустотного пространства залечена другим (глинистым) цементом. Согласно расчетам, выполненным по методике компьютерной томографии, содержание ангидрита в исследованном образце песчаника составляет более 30 %.

Рис. 5. Рентгеноплотностной срез (А), срез 3D-модели образца 1 (циклопачка V, скв. 5) диаметром 10 мм с результатами интерпретации¹ (В) и минеральный состав образца (С)

Fig. 5. X-ray density slice (A), 3D model slice, sample No. 1 (Cycle Member V, well 5) D 10 mm, with the results of interpretation¹ (B) and mineral composition of the sample (C)



Если отложения в верхней части разреза представлены трансгрессивными сильноглинизированными мелкозернистыми песчаниками и алевролитами, то в основании пласта залегают, по всей видимости, породы с лучшими коллекторскими свойствами, высокопористые и проницаемые, местами заглинизированные, которые в дальнейшем были обширно засолены и преобразованы. На это указывают результаты компьютерной томографии и измерения фильтрационно-емкостных свойств образцов до и после экстракции легкорастворимого галита. Проницаемость образцов после экстракции превышает 1 мкм^2 .

Таким образом, в современном разрезе под свиты песчаники с лучшими коллекторскими свойствами встречаются преимущественно в песчаных трещиноватых и кавернозных породах пропластков и линз циклопачки V–VI средней толщи над прослоями сильнозасоленных отложений. Потенциальными коллекторами также могут считаться высокопористые трещиноватые базальные гравелиты и песчаники, которые локально наблюдаются в керне, но они составляют маломощные, невыдержанные по свойствам линзы, залегающие совместно с толщами аргиллитов, алевролитов и сильнозасоленными породами.

Палеогеографические реконструкции с учетом полученных результатов

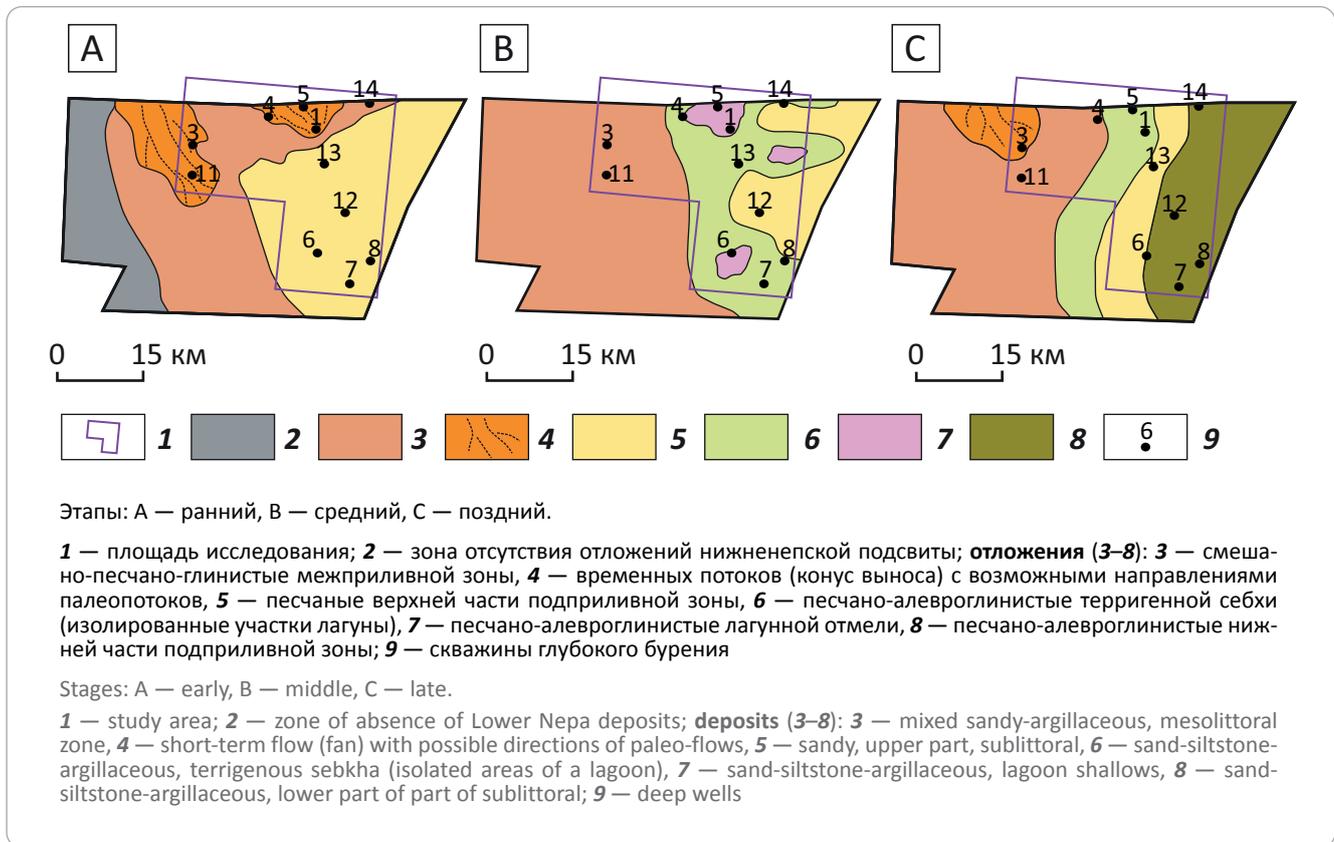
Благодаря скважинам, пробуренным с непрерывным отбором керна нижненепских пород, появился обширный фактический материал, который лег в основу воссоздания условий нижненепского осадконакопления. Для прослеживания латеральной изменчивости фациальных рядов были привлечены результаты макроописания керна 12 скважин, расположенных на площади исследования. Допол-

нительно по данным ГИС (гамма-каротаж) были выделены типовые каротажные кривые, опираясь на которые предполагался генезис отложений в скважинах с отсутствием или неполным описанием каменного материала [6]. При создании седиментационной модели учитывались ранее созданные модели формирования одновозрастных терригенных пластов для соседних месторождений.

В процессе петрофизического моделирования при расчетах кубов акустической инверсии выяснилось, что глинизация и засоление по-разному влияют на упругие свойства пород. При возрастании роли глинистого цемента в коллекторе наблюдается увеличение отношения скорости продольных волн к поперечным (V_p/V_s), снижение скорости продольных волн (V_p) и акустического импеданса ($V_p \cdot \rho$). Засоление приводит к сокращению отношения V_p/V_s и увеличению скорости продольных волн и акустического импеданса [7]. Деление пород разного литологического состава в полях упругих свойств ($V_p/V_s - V_p \cdot \rho$, $V_s \cdot \rho - V_p \cdot \rho$) позволяет локализовать зоны потенциально более и менее засоленных отложений с использованием синхронной инверсии сейсмических данных. По результатам динамической интерпретации данных МОГТ-3D закартированы зоны развития лагунных фаций в межскважинном пространстве. Предполагается появление небольших (изометричных, размером 1–2 км) солеродных лагун в эпоху кратковременной морской трансгрессии в вендское время, которые заполняли локальные структурные депрессии. С учетом полученных результатов, в интервале средней толщи под свиты можно предположить несколько таких зон изолированных лагун, сформировавшихся в районе скважин 1, 4–6. Также по аналогии с выделенными зонами скважин, которые характеризуются аномально высокими значениями акустического импеданса,



Рис. 6. Схемы распределения обстановок осадконакопления нижненепских отложений на площади исследования [6]
Fig. 6. Schemes of Lower Nepa depositional setting position in the study area [6]



можно предположить еще одну область развития древних эвапоритов — на 10 км восточнее скв. 13.

На рис. 6 представлены схемы распределения обстановок осадконакопления для нижненепских отложений, сформированные проектной группой исследователей ООО «Газпромнефть НТЦ» [6] и скорректированные с учетом текущих результатов исследований.

Выводы

На образцах разнозернистого песчаника и алевролита выполнены измерения пористости и проницаемости. Общая пористость этих пород варьирует от 0,5 до 19 % со средним значением 9 %, отклонения от среднего значения существенные.

В приподошвенных базальных гравелитах и крупнозернистых песчаниках встречены как максимальные значения — 19 %, так и минимальные, с пористостью 1 %, в сильнозаглинизированных образцах. В образцах средней толщи подсвиты, относительно однородных засоленных породах, общая пористость варьирует в интервале значений от 1 до 19 %. В линзах сильноангидритизированных и доломитизированных отложений в нижней части толщи зафиксирована преимущественно низкая пористость, до 5 %. Однако есть образцы плотных пород, где трещины не залечены и образуют разветвленную систему. В образцах верхней толщи, представленных преимущественно мелкозернистыми

относительно слабозасоленными песчаниками, общая пористость изменяется от 1,5 до 17 %. Прикровельные мелкозернистые песчаники и алевролиты обладают преимущественно низкой проницаемостью и пористостью (от 1 до 6 %).

Проницаемость пород сильно изменчива и по разрезу скважины, и по латерали. В имеющейся коллекции образцов она изменяется в пределах 0–1 мкм². Наиболее проницаемые нижненепские породы представлены средне- и мелкозернистыми песчаниками средней толщи циклопачек V–VI (газопроницаемость 0,05–0,4 мкм²).

Верхняя часть разреза нижненепской подсвиты сложена преимущественно заглинизированными песчаниками и алевролитами. Результаты анализа томографической съемки образцов и замеров их фильтрационно-емкостных свойств до и после экстракции легкорастворимого галита указывают на то, что в нижней части подсвиты залегают, по всей видимости, высокопористые и проницаемые породы, засоленные галитом в дальнейшем. При равном соотношении компонентов модели (кварца, полевого шпата, карбонатов, аутигенных и акцессорных минералов) объем освобожденных от галита пор увеличился более чем в 5 раз — с 2,5 до 13 %. Причем их расчетная связанность в модели позволяет утверждать о потенциально высокой проницаемости. Таким образом, до момента засоления эти породы являлись отличным коллектором.

В современном разрезе пласта песчаники с лучшими коллекторскими свойствами преимущественно встречаются в песчаных пропластках и линзах средней части пласта над прослоями сильнозасолоненных отложений. В качестве потенциальных коллекторов могут рассматриваться высокопористые трещиноватые базальные гравелиты и песчаники, которые локально наблюдаются в керне, но они составляют маломощные, невыдержанные по свойствам слои и линзы, залегающие совместно

с толщами аргиллитов, алевролитов и сильнозасолоненными породами.

Результаты проведенных исследований позволяют уточнить представление о геологическом строении и обстановках осадконакопления нижненепских толщ и предположить наличие локальных солеродных лагун, заполнивших локальные структурные депрессии на площади исследования в вендское время.

Литература

1. Воробьев В.С., Чеканов И.В., Клиновья Я.С. Модель распространения терригенных коллекторов и засоленных песчано-гравелистых отложений в пределах месторождений центральной части Непского свода // Геология нефти и газа. – 2017. – № 3. – С. 47–60.
2. Балагуров М.Д. Литологический состав и обстановки накопления нижневендских отложений на юго-западном склоне Непского свода (Восточная Сибирь) // Геология нефти и газа. – 2022. – № 5. – С. 51–61. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-5-51-61.
3. Анциферов А.С. Метаморфизм рассолов и засоление коллекторов нефти и газа в Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции // Геология и геофизика. – 2003. – № 6. – С. 499–510.
4. Шемин Г.Г. Геология и перспективы нефтегазоносности венда и нижнего кембрия центральных районов Сибирской платформы (Непско-Ботубинская, Байкитская антеклизы и Катангская седловина). – Новосибирск : СО РАН, 2007. – 467 с.
5. Воробьев В.С., Клиновья Я.С. Причины засоления терригенных пород в пределах Верхнечонского месторождения (Восточная Сибирь) // Газовая промышленность. – 2017. – № 4. – С. 36–43.
6. Туровская Е.М. Комплексный подход к созданию адаптированной седиментационной модели продуктивных терригенных пластов северо-западной части Непского свода // ГеоБайкал-2014 : сб. тезисов конф. (Иркутск, 18–22 августа 2014 г.). – 2014.
7. Балагуров М.Д. Характеристика зон засоления коллекторов терригенных отложений Непского свода Восточной Сибири // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 2. – С. 18–21. DOI: 10.24887/0028-2448-2020-2-18-21.

References

1. Vorobyev V.S., Chekanov I.V., Klinovaya Ya.S. The distribution model of terrigenous reservoirs and saline sand-gravelite deposits within the fields of the central part of the Nepal arch. *Geologiya nefi i i gaza*. 2017;(3):47–60. In Russ.
2. Balagurov M.D. Lower Vendian deposits in south-western slope of Nepsky Arch (Eastern Siberia): lithology and depositional settings. *Geologiya nefi i gaza*. 2022;(5):51–61. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-5-51-61. In Russ.
3. Antsiferov A.S. Metamorfizm rassolov i zasolonenie kollektorov nefi i gaza v Leno-Tunguskoj neftegazonosnoj provintsii [Brine metamorphism and oil and gas reservoir salinization in Lena-Tungusky Petroleum Province]. *Russian Geology and Geophysics*. 2003;(6):473–483. In Russ.
4. Shemin G.G. Geologiya i perspektivy neftegazonosnosti venda i nizhnego kembriya tsentral'nykh raionov Sibirskoi platformy (Nepsko-Botuobinskaya, Baikitskaya anteklizy i Katangskaya sedlovina) [Geology and petroleum potential of Vendian and Lower Cambrian of the central Siberian Platform regions (Nepsky-Botuobinsky, Baikitsky antecises, and Katangsky saddle)]. Novosibirsk: SO RAN; 2007. 467 p. In Russ.
5. Vorobyev V.S., Klinovaya Ya.S. Causes of salinization of terrigenous rock within the verkhnechonskoe field (Eastern Siberia). *Gazovaya promyshlennost*. 2017;(4):36–43. In Russ.
6. Turovskaya E.M. Kompleksnyi podkhod k sozdaniyu adaptirovannoi sedimentatsionnoi modeli produktivnykh terrigennykh plastov severo-zapadnoi chasti Nepskogo svoda [Terrigenous reservoir beds in north-western part of Nepa Arch: integrated approach to creation of history-matched sedimentation model]. In: *GeObaikal-2014 : sb-k tezisov konf.* (Irkutsk, 18–22 august 2014). – 2014.
7. Balagurov M.D. Salting zones of Low Vendian terrigenous reservoirs rocks in the south-west of the Nepa arch in Eastern Siberia. *Neftyanoe khozyaistvo*. 2020;(2):18–21. DOI: 10.24887/0028-2448-2020-2-18-21. In Russ.

Информация об авторе

Балагуров Максим Дмитриевич
МГУ имени М.В. Ломоносова,
119991 Москва, Ленинские горы, д. 1
e-mail: maxim_balagurov@mail.ru
ORCID ID: 0000-0002-3640-2293

Information about author

Maxim D. Balagurov
Lomonosov Moscow State University,
1, Leninskiye gory, Moscow, 119991, Russia
e-mail: maxim_balagurov@mail.ru
ORCID ID: 0000-0002-3640-2293