

УДК 553.94

DOI 10.31087/0016-7894-2021-5-93-106

Детализация геологического строения и анализ новых данных в интервале отложений доманикового типа в пределах южного борта Муханово-Ероховского прогиба

© 2021 г. | Д.Ю. Крипакова¹, В.А. Ткачев¹, К.К. Измайлов¹, Н.Н. Чикина², Е.В. Астафьев¹, Н.П. Девятка¹, А.П. Лопатин³

¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия; dykripakova@tnnc.rosneft.ru; vatkachev@tnnc.rosneft.ru; kkizmailov@tnnc.rosneft.ru; evastafyev@tnnc.rosneft.ru; npdevyatka@tnnc.rosneft.ru;

²ООО «РН-Ближневосточная компания», Москва, Россия; n.chikina@rnbvk.ru;

³АО «Оренбургнефть», Бузулук, Россия; aplopatin@rosneft.ru

Поступила 21.09.2020 г.

Доработана 04.12.2020 г.

Принята к печати 22.01.2021 г.

Ключевые слова: *доманиковые отложения; генерационный потенциал; нефтематеринские породы; органическое вещество; литотипизация.*

Аннотация: Отложения доманикового типа широко развиты на территории европейской части России. История их изучения в качестве нефтематеринских пород насчитывает многие десятилетия, но только в последние годы эти отложения стали рассматривать в качестве важного дополнительного источника ресурсов углеводородов в старых нефтегазоносных районах. Карбонатный, карбонатно-кремнистый и глинисто-карбонатный, с большим содержанием органического вещества, состав отложений обусловлен их накоплением в депрессионных зонах бассейнов карбонатной седиментации. Нефтенасыщенность таких пород не связана со структурными или структурно-литологическими ловушками, такие резервуары имеют широкое латеральное распространение. На территории Оренбургской области отложения доманикового типа мало изучены, поэтому необходимо увеличивать объем исследований, применять самые современные технологии для получения промышленных притоков углеводородов и планомерного вовлечения отложений в разработку. На основе литолого-минералогических и геохимических исследований авторами статьи были изучены строение и состав нефтематеринских пород в пределах Муханово-Ероховского прогиба Оренбургской области, проведена литотипизация на основе изучения ядра и данных геоинформационной системы, оценен генерационный потенциал каждого литотипа и даны рекомендации по комплексу геоинформационной системы и выявлению наиболее перспективных зон для проведения геолого-разведочных работ.

Для цитирования: Крипакова Д.Ю., Ткачев В.А., Измайлов К.К., Чикина Н.Н., Астафьев Е.В., Девятка Н.П., Лопатин А.П. Детализация геологического строения и анализ новых данных в интервале отложений доманикового типа в пределах южного борта Муханово-Ероховского прогиба // Геология нефти и газа. – 2021. – № 5. – С. 93–106. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-5-93-106.

Detailed studies of geological structure and new data analysis: Domanik-type series within southern shoulder of Mukhanovo-Erokhovsky Trough

© 2021 | D.Yu. Kripakova¹, V.A. Tkachev¹, K.K. Izmailov¹, N.N. Chikina², E.V. Astaf'ev¹, N.P. Devyatka¹, A.P. Lopatin²

¹Tyumen Petroleum Research Center LLC Tyumen, Russia; dykripakova@tnnc.rosneft.ru; vatkachev@tnnc.rosneft.ru; kkizmailov@tnnc.rosneft.ru; evastafyev@tnnc.rosneft.ru; npdevyatka@tnnc.rosneft.ru;

²RN-Middle East company LLC, Moscow, Russia; n.chikina@rnbvk.ru;

³Orenburgoil JSC, Buzuluk, Russia; aplopatin@rosneft.ru

Received 21.09.2020

Revised 04.12.2020

Accepted for publication 22.01.2021

Key words: *Domanik series; generation potential; oil and gas source rocks; Organic Matter; lithological typification.*

Abstract: The Domanik-type deposits are widespread in the European part of Russia. Studies of their source rock properties dates back many decades, but only in recent years these deposits started to be considered as an important additional source of hydrocarbon resources in "brown" regions. Carbonate, carbonate-siliceous, and argillaceous-carbonate composition of the deposits with high content of Organic Matter is caused by their accumulation in depression zones of carbonate sedimentary basins. Oil saturation of these rocks is not associated with structural or lithologically screened traps; these reservoirs have a wide areal extension. The Domanik-type deposits in the Orenburg Oblast have not been studied much, so it is necessary to increase the scope of research and apply state-of-the-art technologies with the purpose to obtain commercial inflows of hydrocarbons and systematically involve the deposits into development. Based on lithological and mineralogical, and geochemical studies, the authors carried out the following: analysis of structure and composition of oil and gas source rocks within the Mukhanovo-

HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

Erokhovsky Trough in the Orenburg Oblast'; lithological typification on the basis of core studies and geological information system data; assessment of generation potential of each lithotype; recommendations for geoinformation system complex and identification of the most promising zones for further exploration activities.

For citation: Kripakova D.Yu., Tkachev V.A., Izmailov K.K., Chikina N.N., Astaf'ev E.V., Devyatka N.P., Lopatin A.P. Detailed studies of geological structure and new data analysis: Domanik-type series within southern shoulder of Mukhanovo-Erokhovsky Trough. *Geologiya nefi i gaza*. 2021;(5):93–106. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-5-93-106. In Russ.

Введение

В статье рассмотрена детализация геологического строения доманиковых отложений для определения наиболее перспективных зон при проведении геолого-разведочных работ в пределах южного борта Муханово-Ероховского прогиба.

Положительные примеры освоения доманиковых отложений в последнее время известны в Самарской области, где промышленные притоки нефти были получены совместным предприятием «Доманик-Ойл», АО «Самаранефтегаз» и норвежской компании «Эквино». Кроме того, в Оренбургской области на Государственный баланс было поставлено Троицкое месторождение нефти, приуроченное к осевой части Муханово-Ероховского прогиба. К сожалению, информация о деятельности этих компаний конфиденциальна и нет достоверных данных как об объемах получаемых дебитов, так и применяемых технологиях освоения. Интерес нефтегазовых компаний к доманиковым отложениям возрастает с каждым годом, свидетельством тому является Савицкий лицензионный участок, приобретенный компанией «Газпромнефть» в начале 2020 г.

Исходя из существующей на сегодняшний день модели строения Муханово-Ероховского прогиба, максимальные значения толщин перспективных карбонатно-кремнистых и глинисто-кремнисто-карбонатных отложений доманикового типа с большим содержанием ОВ приурочены к его центральной, осевой части. Но практически все участки АО «Оренбургнефть» приурочены к бортовым частям прогиба, в которых ранее отложения доманикового типа считались малоперспективными для проведения геолого-разведочных работ.

В результате поисково-разведочного бурения на отложения терригенного девона в пределах Бузулукского лицензионного участка в разрезе скважин были установлены перспективные пачки доманиковых отложений мощностью от 40 до 130 м. Результаты бурения легли в основу анализа потенциала доманиковой толщи на уже приобретенных лицензионных участках АО «Оренбургнефть» с развитой инфраструктурой.

Условия формирования и геологическое строение Муханово-Ероховского прогиба

На основании схемы корреляции скважин по линии А–Б, характеризующей строение бортовых и осевой частей Муханово-Ероховского прогиба, в разрезе было выделено до семи пачек доманиковых от-

ложений от доманикового горизонта до турнейского яруса (рис. 1). Последние три скважины, показанные на схеме, вскрывшие доманиковый и речицкий горизонты, приурочены к Бобровско-Покровскому валу и расположены в пределах Бузулукского лицензионного участка [1]. Как уже отмечалось, в настоящее время общепринятой является точка зрения, что наибольшие перспективы нефтеносности доманиковых отложений связаны с осевой частью Муханово-Ероховского прогиба.

На рассматриваемой территории вплоть до позднефаменского времени преобладал глубоководный бассейн, что является одним из основных условий для формирования доманиковых отложений.

Данные бурения и сейсморазведки в Оренбургской области свидетельствуют о том, что Муханово-Ероховский прогиб (южная ветвь Камско-Кинельской системы) в позднефранское время отсутствовал [2]. Открытие на Волостновской площади большой группы мендымско-воронежских одиночных бассейновых рифов, в 180–200 км от Муханово-Ероховского прогиба, свидетельствует, что в позднефранское время глубоководный доманиковый бассейн простирался далеко к югу, за пределы современного Муханово-Ероховского прогиба. В этом же районе, на Алисовско-Кичкаской площади (также вдали от Муханово-Ероховского прогиба), по данным 3D-сейсморазведки и бурения обнаружены клиноформы окраин мендымского, воронежского и евлановско-ливенского глубоководных палеобассейнов. Прямым доказательством того, что в позднефранское время глубоководный бассейн распространялся далеко за пределы Муханово-Ероховского прогиба, является типично доманиковый облик керна, поднятого из фаунистически обоснованных мендымских и воронежских горизонтов в разрезах скважин Байтуганские-4, 24, расположенных далеко к северу от прогиба на Южно-Татарском своде [2].

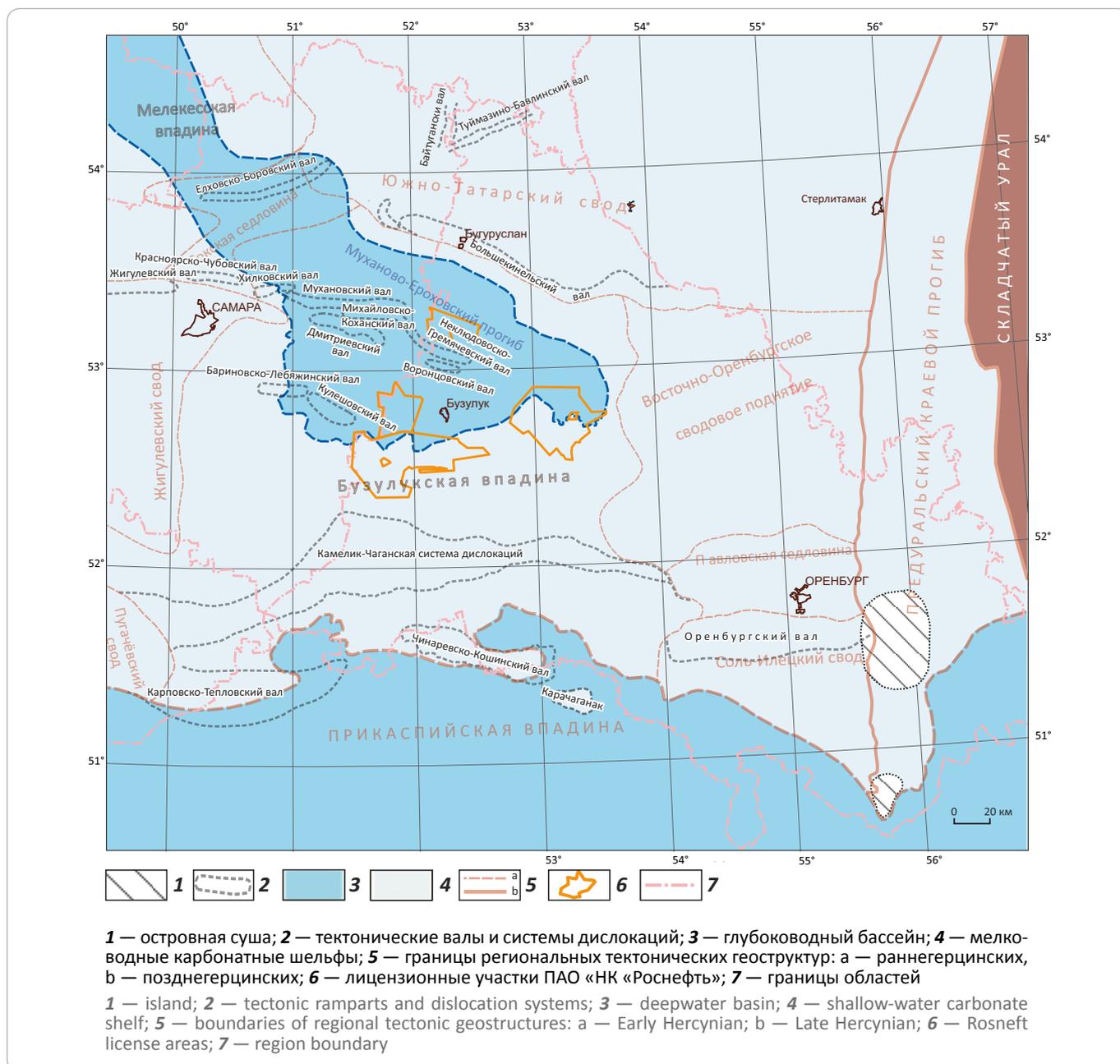
В раннефаменское время подъем относительного уровня моря замедлился и на склонах раннегерцинских сводовых поднятий получили развитие глинисто-карбонатные и карбонатные платформы, проградационно заполнившие бассейн [2]. В средне-позднефаменское время островные суши постепенно исчезли за исключением отдельных небольших площадей. На фоне небольшой скорости подъема относительного уровня моря фаменские карбонатные палеошельфы регрессивно заполнили средне-позднефранскую аккумуляционно-топографическую палеовпадину. К заволжскому времени в



HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

Рис. 2. Палеогеографическая карта заволжского времени D_3fm_3 Муханово-Ероховского прогиба и сопредельных территорий (Ю.И. Никитин)

Fig. 2. Paleogeographic map of the Zavolzhsy time D_3fm_3 , Mukhanovo-Erokhovsky Trough and neighbouring areas (Yu.I. Nikitin)



пределах Волго-Уральской нефтегазоносной платформы в виде реликта бывшего обширного глубоководного бассейна остались лишь прогибы Камско-Кинельской системы, включая Муханово-Ероховский прогиб. В течение всего этого времени в центральной части Муханово-Ероховского прогиба формировались пачки доманикитов, представляющие собой терминальные части клиноформ (рис. 2, см. рис. 1) [2].

Литологическая характеристика

Особенность условий образования высокоуглеродистых формаций на территории Волго-Уральской

провинции заключается в повышенном содержании карбонатного материала и свободного кремнезема, источником которого могли служить гидротермы или вулканогенные продукты [3].

Для детального изучения нефтематеринских пород в ЦИК ООО «ТНЦ» были проведены исследования по девяти скважинам, расположенным в пределах Муханово-Ероховского прогиба Оренбургской области. Общий метраж изучаемого ядра составил 118,2 м. Комплекс лабораторных исследований включал: литологическое описание ядра, рентгенофлуоресцентный и рентгеноструктурный анализы,

определение общей карбонатности и фильтрационно-емкостных свойств, петрографическое описание шлифов, РЭМ, геохимические исследования. Изучение керн проводилось на 136 образцах.

По результатам лабораторных данных было выделено шесть литотипов пород доманиковых отложений с учетом содержания кремниевой, карбонатной, глинистой составляющей и ОВ.

Литотип 1 представлен кремнистыми породами, обогащенными ОВ, характеризуется большим содержанием кремниевой составляющей — более 90 %, высоким содержанием ОВ (среднее содержание $C_{орг} \approx 5,02\%$) и низкой карбонатностью — менее 10 %.

В **литотипе 2** выделяются карбонатно-кремнистые породы, обогащенные ОВ, в которых карбонатная составляющая увеличивается до 10–50 %, содержание SiO_2 изменяется в пределах 50–90 %, среднее содержание ОВ составляет 5 %.

Литотип 3 представлен кремнисто-карбонатными породами, обогащенными ОВ, среднее значение которого составляет 3,95 %, содержание карбонатных минералов варьирует от 50 до 90 %, количество кремниевой составляющей (SiO_2) изменяется в пределах 10–50 %.

Литотипы 4 и 5 — кремнисто-карбонатные породы, слабообогатенные ОВ (среднее содержание $C_{орг} \approx 0,8\%$), при этом в породах литотипа 4 доминирует микритовая составляющая, а в породах литотипа 5 увеличивается содержание биокластиков и отмечается влияние процессов перекристаллизации. Общая карбонатность данных литотипов в среднем составляет 74–79 %.

Литотип 6 представлен карбонатными породами с незначительной примесью кремнивого материала ($SiO_2 < 10\%$) и низким содержанием ОВ — менее 0,49 %. Содержание глинистого материала в среднем изменяется от 2,2 до 3,6 % (табл. 1).

Отложения доманикового типа не являются традиционным коллектором. Породы вторично преобразованы и имеют сложное пустотное пространство. При исследовании кернового материала на макроуровне выявлены трещинная составляющая и редкие мелкие каверны (вдоль трещин), а при изучении петрографических шлифов наблюдаются поры и трещины. Емкость кремнистых доманиковых пород как вместилища нефти весьма высокая, в отношении пористости как матрицы, так и ОВ. По данным петрофизических исследований построена зависимость между коэффициентами пористости (K_p) и проницаемости ($K_{пр}$) (рис. 3), которая показала, что в породах литотипов 1–3 преобладает каверново-трещинно-поровый тип пустотного пространства, $K_p = 0,09–9,35\%$, $K_{пр} = (0,003–28,65) \cdot 10^{-3}$ мкм². Породы литотипов 4–6 преимущественно трещинного типа с $K_p = 0,001–4,15\%$, $K_{пр} = (0,001–11) \cdot 10^{-3}$ мкм². По данным специалистов МГУ, поверхностная плотность

трещин изменяется от 0,8 до 2,2 см/см³ при средних значениях 1–1,5 см/см³. Раскрытие трещин составляет 7–100 мкм.

Для отложений доманикового типа характерно образование трещин с последующим аутигенным минералообразованием. В результате этого процесса образуются оксиды железа и пирита. На рассматриваемые отложения воздействовали и метасоматические процессы, продуктом которых является доломитизация пород и развитие пирита по биокластам. Также отмечаются процессы перекристаллизации и растворения [3].

Процессы растворения благоприятно повлияли на улучшение фильтрационно-емкостных свойств. В карбонатно-кремнистых и кремнисто-карбонатных породах произошло частичное растворение биокластов (радиолярии, тентакулиты), образование микростилолитов, пустот выщелачивания и трещин. А процессы перекристаллизации способствовали отжиманию и распределению флюида.

Геохимические исследования

Главной характеристикой нефтематеринских пород является генерационный потенциал, т. е. то количество УВ, которое может генерировать относящаяся к нефтематеринским породам в бассейне. Одним из факторов реализации генерационного потенциала является уровень катагенетической преобразованности. Известно, что в протокатагенезе образуются в основном газообразные УВ, на этапе среднего катагенеза — преимущественно жидкие УВ (нефть), в позднем катагенезе — газообразные УВ. Чем выше содержание в породе сапропелевого/гумусового ОВ, тем выше его потенциал на жидкие/газообразные УВ [4].

Для установления генерационного потенциала ОВ доманиковых отложений, а также степени его реализованности применялся метод Rock-Eval, суть которого заключается в программируемом нагреве, а также пиролитическом и окислительном разложении проб породы с последующим выявлением продуктов разложения. Нефтематеринские доманиковые отложения были охарактеризованы по данным пиролитических исследований.

По выделенным литотипам была построена зависимость генерационного потенциала ($S_1 + S_2$) и содержания ОВ ($C_{орг}$), на которую нанесены граничные значения согласно классификации Б. Тиссо – Д. Вельте (1981) и К. Петерса (1986) (рис. 4). Первые три литотипа характеризуются значением генерационного потенциала более 2 мг УВ/г породы и содержанием ОВ больше 1,5 %. Эти породы обладают очень богатым, богатым и средним генерационным потенциалом. Породы литотипов 4–6 имеют бедный и средний генерационный потенциал.

Для определения типов керогена применялась модифицированная диаграмма Ван Кревелена в ко-



HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

Табл. 1. Литотипизация пород доломитовых отложений по данным керна
 Tab. 1. Lithology typification of the Domanik rocks using core data

Номер	Литотип	Фото керна	Фото шлифа	Минеральный состав (PСА _{общ}) и C _{орг} , %	SiO ₂ (РФА), %	C _{орг} , % мин. – макс. сред.	Общая карбонатность, % от – до сред.	Сумма глин, %	K _{гп} , % мин. – макс. сред.	K _{гп} , л · 10 ⁻³ мкм ² мин. – макс. сред.
2	Карбонатно-кремнистая порода, обогащенная ОВ				50–90	1,66–8,45 5	10–50 32	≈ 3,6	0,5–7,2 2,6	0,01–7,42 0,88
3	Кремнисто-карбонатная порода, обогащенная ОВ				10–50	1,68–7,98 3,95	50–90 68	≈ 3,1	0,09–9,3 2,09	0,001–8,12 0,44
4	Кремнисто-карбонатная порода (преимущественно микрит), слабообогащенная ОВ				10–50	0,16–1,57 0,85	50–90 74	≈ 2,8	0,001–4,1 0,9	0,001–11 0,5
5	Кремнисто-карбонатная порода (преимущественно зерна), слабообогащенная ОВ				10–50	0,13–1,44 0,82	50–90 79	≈ 3,3	0,3–4,1 1,4	0,001–9,2 0,4
6	Карбонатная порода				< 10	0,07–1,11 0,49	> 90 94	≈ 2,2	0,02–3,6 1,02	0,001–0,64 0,1



1 — карбонатность; 2 — кварц; 3 — сумма глин; 4 — C_{орг}
 1 — carbonate content; 2 — quartz; 3 — total clays; 4 — C_{org}

Рис. 3. Петрофизическая зависимость $K_n - K_{np}$ (по лабораторным данным керна)

Fig. 3. Petrophysical relationships $K_n - K_{np}$ (according to core laboratory data)

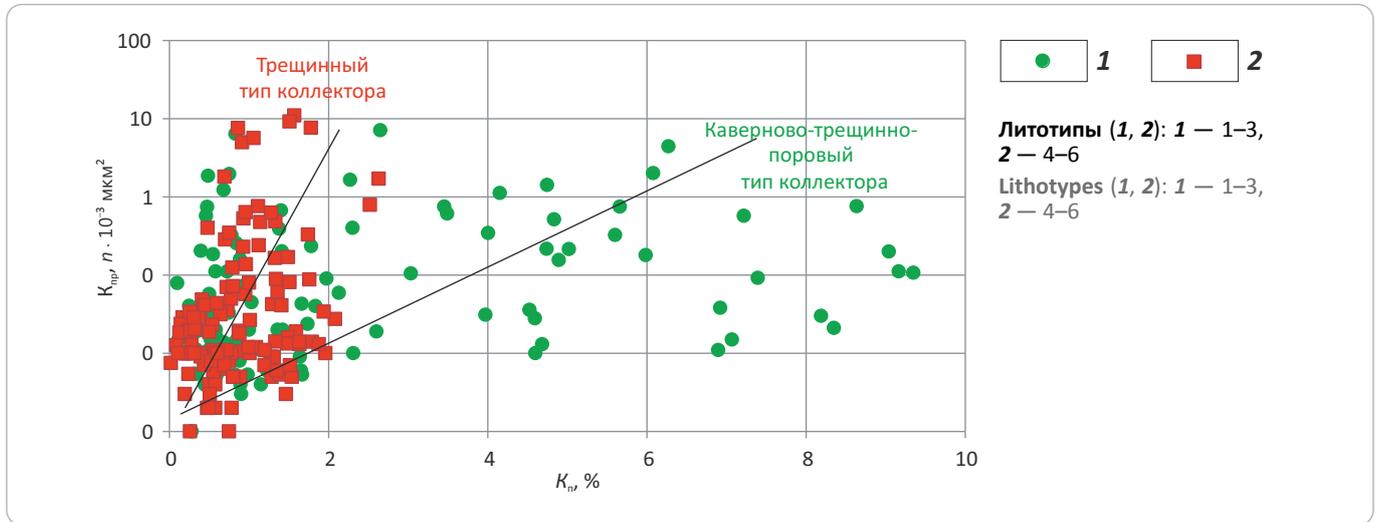
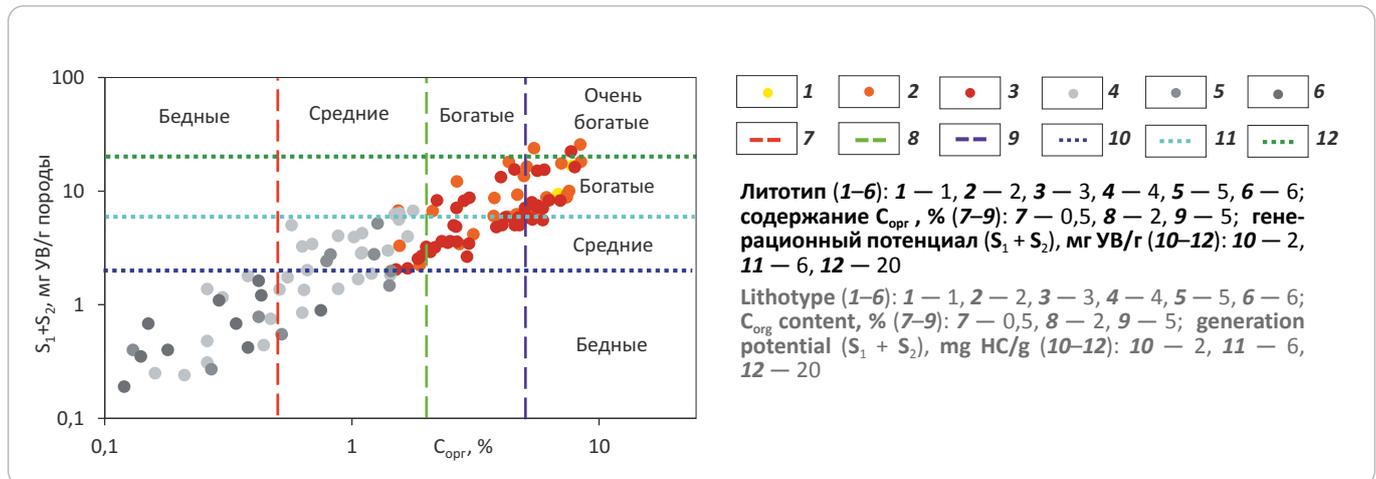


Рис. 4. График зависимости S_1+S_2 от $C_{орг}$ для доманиковых отложений Муханово-Ероховского прогиба (литотипы 1-6 по данным керна)

Fig. 4. Graph of S_1+S_2 as a function of $C_{орг}$ for the Domanik series of the Mukhanovo-Erokhovsky Trough (1 to 6 lithotypes according to core data)



ординатах T_{max} — III (рис. 5 А). На диаграмме видно, что образцы из скважин Ананьевского, Покровско-Сорочинского, Бузулукского участков бортовой зоны Муханово-Ероховского прогиба находятся в области II типа керогена при $T_{max} = 425-446$ °С, сформированного вследствие отложения и накопления морских организмов (фито- и зоопланктонов, бактерий). Кероген II типа способен генерировать нефть.

На границе II и II-III (смешанного) типов керогена в окне $T_{max} = 439-443$ °С расположены образцы из скважины Южно-Михайловского участка бортовой зоны Муханово-Ероховского прогиба. Такие породы также могут генерировать нефть.

Образцы Пешковского участка в основном относятся к II-III (смешанному) и III типам керогена с высокими значениями T_{max} — от 445 до 476 °С. Породы

в этой скважине могут генерировать в основном газообразные УВ [4] и в меньшей степени — жидкие УВ.

Образцы из скважин Малогазвицкого участка осевой зоны Муханово-Ероховского прогиба имеют большой разброс значений: точки расположены преимущественно в области II и II-III типов керогена, с меньшими показателями T_{max} — от 416 до 444 °С. Это может свидетельствовать о более низком качестве «смешанного» керогена и о значительной степени его выработанности. Низкие значения T_{max} характерны как для пород с малым количеством ОБ, так и для пород, содержащих миграционные битумоиды и УВ.

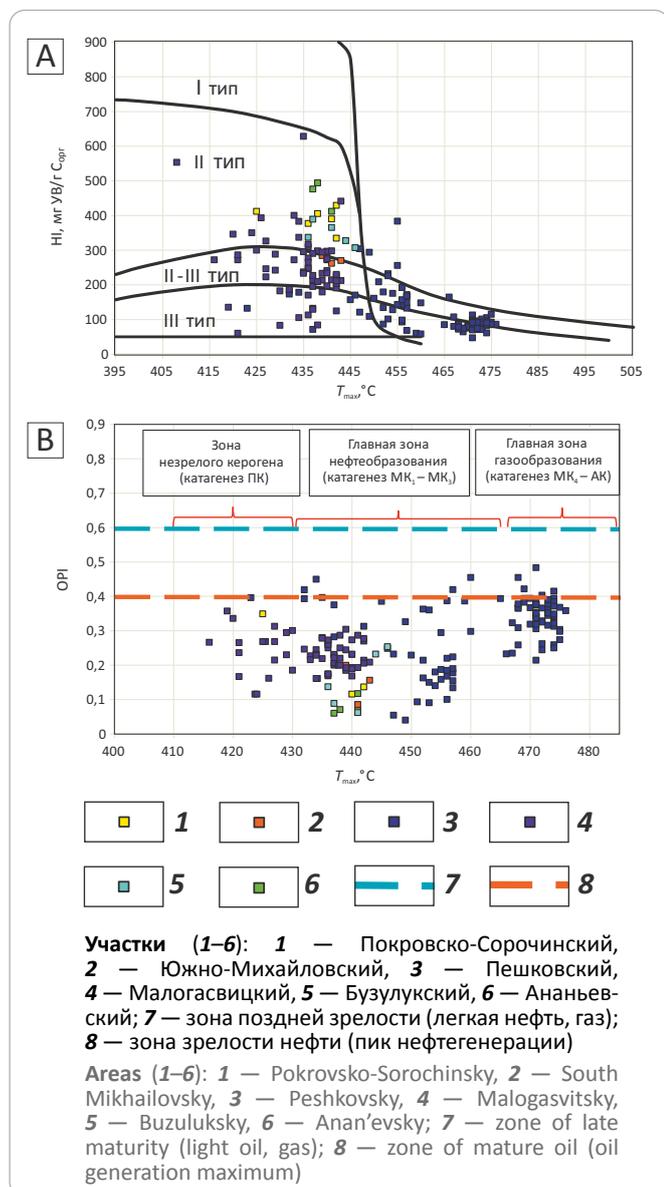
Все эти участки находятся в различных частях Муханово-Ероховского прогиба. Пешковский, Бузулукский, Южно-Михайловский, Ананьевский и Покровско-Сорочинский участки расположены в пределах



HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

Рис. 5. Характеристика типов (диаграмма Ван Кревелена) (А) и зрелости керогена (В) доманиковых отложений в пределах Муханово-Ероховского прогиба

Fig. 5. Characterisation of types (Van Krevelen diagram) (A) and kerogen maturity (B) of the Domanik series within the Mukhanovo-Erokhovskiy Trough



южной границы бортовой зоны Муханово-Ероховского прогиба, из которых первые три — в западной части Бобровско-Покровского вала, а последние два — на юго-востоке. Малогасвицкий участок находится в осевой зоне Муханово-Ероховского прогиба.

В целом можно считать, что распространение типов керогена на территории Муханово-Ероховского прогиба обусловлено сменой фациальной обстановки и неодинаковой степенью катагенетической преобразованности. Характер распределения катагенетической зональности и палеотемператур бассейна зависит от ряда факторов: общего геотектонического развития региона, строения разреза, характера

геотермического и флюидодинамического режимов бассейна, а также генетического типа ОБ.

На рис. 5 В представлено сопоставление температуры максимального выхода УВ при пиролизе керогена (T_{max}) и индекса продуктивности OPI, равного $S_1/(S_1+S_2)$ и показывающего степень выработанности керогена. Основная часть исследуемых образцов находится в интервале главной зоны нефтеобразования и катагенетической зрелости $МК_1$ – $МК_3$, поэтому их можно рассматривать в качестве перспективных толщ при добыче УВ. Органическое вещество в породах Пешковского участка имеет высокую степень преобразованности. Это подтверждается высокими значениями индекса продуктивности (OPI = 0,2–0,5), свойственными концу главной зоны нефтеобразования – началу главной зоны газообразования, и низкими значениями водородного индекса ($HI = 76$ – 150 мг УВ/г $C_{орг}$). Такой кероген, очевидно, уже не может образовывать жидкие УВ, но способен к генерации в основном газообразных УВ. На остальных участках индекс продуктивности характеризуется более низкими значениями (OPI = 0,1–0,3), происходит активная нефтегенерация, протекающая в условиях главной зоны нефтеобразования при катагенезе $МК_1$ – $МК_2$.

Для битумоидов доманиковой формации доманикового горизонта характерно высокое содержание асфальтенов, преобладание спиртобензолных смол над бензолными и невысокое содержание масел. В осевой зоне Муханово-Ероховского прогиба, по средним данным, в отложениях воронежско-евлановской толщи содержание хлороформенного битумоида (ХБА) составляет 0,31 %, $C_{орг} = 3,57$ %, коэффициент битуминизации $\beta = 9,8$, в фаменском ярусе — ХБА = 0,09 %, $C_{орг} = 0,67$ %, $\beta = 13$. Компонентный состав битумоидов имеет большое сходство как по составу, так и по выходу масляной фракции (36,2–37,5 %). По всему разрезу в осевых и бортовых участках прогиба отмечается широкое развитие аллохтонных битумоидов с аномально высокими значениями β , что свидетельствует о перемещении наиболее подвижных компонентов из осевой зоны Муханово-Ероховского прогиба к его бортам [5].

В связи с неравномерным распределением ОБ, ХБА и различной степенью катагенеза в пределах некомпенсированной впадины доманикового горизонта отмечается зональность в генерации УВ с высоким генерационным потенциалом и широким развитием процессов эмиграции и миграции битумоидов [5].

Установлено, что наиболее благоприятными условиями преобразования ОБ в УВ обладает Муханово-Ероховский прогиб. В результате анализа результатов проведенных исследований выявлен генерационный потенциал на жидкие и газообразные УВ в доманиковых отложениях как в осевой, так и бортовых зонах Муханово-Ероховского прогиба. Наиболее интенсивная генерация нефтяных

УВ рассеянным ОВ пород установлена по образцам из скважин, пробуренных в осевой части Муханово-Ероховского прогиба.

Типизация пород по данным ГИС

В пределах Муханово-Ероховского прогиба коллекторские свойства отложений доманикового типа изучены весьма слабо, в основном по данным ГИС. В скважинах старого фонда исследования проводились ограниченным комплексом методов (стандартный каротаж, гамма-каротаж (ГК), нейтронный гамма-каротаж (НГК)), не позволяющим с уверенностью выявить интервалы, содержащие подвижные УВ.

Крайне низкие коллекторские свойства пород доманиковой толщи связаны с процессами битуминизации, глинизации, окремнения и др. и характеризуются значительной изменчивостью фильтрационно-емкостных свойств как по разрезу, так и по площади.

Выделенные ранее по керну девяти скважин литологические типы пород послужили основой для типизации отложений по данным ГИС. После детальной увязки данных керна и ГИС строились серии гистограмм изменения значений кривых ΔG_K , ΔH_{GK} , ΔT , плотностного гамма-гамма-каротажа (ГГКп), удельного электрического сопротивления (УЭС), после чего найдены пределы изменения параметров ГИС для всех литотипов (табл. 2).

Изучение характеристик физических свойств литотипов показало, что такие параметры, как интервальное время, плотность, УЭС, в незначительной степени изменяются от литотипа к литотипу, однако радиоактивный каротаж оказался более чувствителен к изменению литологического состава и позволил выявить определенные закономерности [6].

Установленная взаимосвязь между керном и ГИС дала возможность выделить литологические типы в скважинах, не охарактеризованных керном, с помощью специального модуля Irsom ПО Techlog. В основе модуля лежит кластеризация с использованием нейронных сетей со слоем Коханена. Аппроксимация многомерных данных позволила определить литотипы пород по данным ГИС, которые в последующем в автоматическом режиме при хорошей нормировке исходных данных можно распространить на скважины, не содержащие керновых данных (см. табл. 2).

Сопоставление содержания общего ОВ ($C_{орг}$) и объема свободных УВ (S_1) с двойным разностным параметром гамма-каротажа ($\Delta J_{ГК}$) позволило выделить наиболее перспективные литотипы, содержащие наибольший объем свободных УВ, оценить УВ-потенциал и уточнить граничные значения параметров $C_{орг}$, S_1 и $\Delta J_{ГК}$ (рис. 6).

Установлено, что наиболее перспективными для выявления УВ являются литотипы 1–3, в которых $ТОС > 1,5 \%$; $S_1 > 0,75$ мг УВ/г породы (см. рис. 6),

$S_1 + S_2 > 2$ мг УВ/г породы (см. рис. 4). Потенциальными коллекторами в доманиковых отложениях будут являться прослои пород с повышенным уровнем ГК без прямых признаков коллектора при $\Delta J_{ГК} > 0,3-0,4$. Эта отсечка проводится на диаграммах ГК-С или ГК (в зависимости от наличия комплекса ГИС). В 1-й доманиковой пачке количество первых трех литотипов преобладает и составляет 32 %, во 2-й и 3-й пачке — 30 и 19 % соответственно. Вверх по разрезу, как и при удалении от осевой части Муханово-Ероховского прогиба, четко фиксируется повышение карбонатности и глинистости, а также снижение содержания ОВ. В результате проведенной типизации по данным ГИС появилась возможность выделить эффективные мощности в доманиковых пачках, а также ранжировать их по перспективности.

Результаты освоения скважин

В 2019–2020 гг. ООО «Оренбургнефть» на территории Бузулукского лицензионного участка в бортовой части Муханово-Ероховского прогиба были пробурены поисково-разведочные скважины Бузулукские-2, 3, в которых специальным объектом изучения были нетрадиционные резервуары доманиковой толщи.

По данным описания керна из скв. Бузулукская-3 породы представлены кремниевыми-карбонатными отложениями, в различной степени обогащенными ОВ, неравномерно перекристаллизованными, трещиноватыми, крепкими. Породы изученных интервалов имеют общую пористость до 22 % (среднее 7,3–10,8 %) и эффективную пористость до 10 % (среднее 6–8,4 %).

В результате перфорации в скв. Бузулукская-2 получена пленка нефти и пластовая вода, а в скв. Бузулукская-3 — пластовая вода дебитом 31 м³/сут. По результатам промыслово-геофизических исследований в обеих скважинах отмечались заколонные перетоки снизу или сверху интервала перфорации из-за низкого качества цементации. Для понимания эффективности проведенного гидроразрыва пласта в скважинах был проведен широкополосный акустический каротаж в открытом стволе и в колонне после гидроразрыва пласта. При анализе показаний акустического широкополосного каротажа отчетливо видно расхождение интервальных времен продольных и поперечных волн ΔT_p и ΔT_s в интервалах распространения трещин (рис. 7). Отсутствие притока пластового флюида в этих скважинах связано с техническими и технологическими проблемами при освоении. Необходимо также отметить, что испытания проводились в вертикальных скважинах, а, исходя из анализа мирового опыта, положительный эффект дает применение гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах, имеющих наибольшую зону контакта с продуктивной породой. Нужен новый опыт освоения подобных объектов уже на поисковой стадии с применением современных методов интенсификации



HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

Табл. 2. Типизация пород доманиковых отложений по ГИС на основе данных керна

Tab. 2. Typification of the Domanik rocks based on core data using well logging data

Номер	Литотип	ΔJ_{GR} , усл. ед.	ΔJ_{NGM} , усл. ед.	ΔT , мкс/м	ГГК-п, г/см ³	УЭС, Ом · м	Тип пустотного пространства
		мин. – макс. сред.	мин. – макс. сред.	мин. – макс. сред.	мин. – макс. сред.	мин. – макс. сред.	
1	Кремнистая порода, обогащенная ОВ	0,39–0,92 0,66	0,33–0,43 0,38	154,2–257,2 194,3	2,571–2,7 2,61	119,2–20807,8 2074,96	Каверны, трещины, поры
2	Карбонатно-кремнистая порода, обогащенная ОВ	0,41–0,96 0,69	0,12–0,46 0,34	148,94–268,99 194,9	2,47–2,642 2,53	16,2–26032,3 1898,63	Каверны, трещины, поры
3	Кремнисто-карбонатная порода, обогащенная ОВ	0,31–0,84 0,58	0,13–0,7 0,32	159,72–247,4 206	2,46–2,65 2,5	10,26–50780,8 1648,3	Каверны, трещины, поры
4	Кремнисто-карбонатная порода (<i>преимущественно микрит</i>), слабообогатенная ОВ	0,17–0,67 0,42	0,09–0,72 0,34	148,9–259,6 194,6	2,47–2,71 2,53	54,9–44809,61 1759,4	Поры, трещины
5	Кремнисто-карбонатная порода (<i>преимущественно зерна</i>), слабообогатенная ОВ	0,37–0,51 0,44	0,27–0,76 0,35	159,45–211,23 190,2	2,5–2,72 2,599	211,841–103716 1546,6	Поры, трещины
6	Карбонатная порода	0,22–0,49 0,36	0,23–0,68 0,46	152,9–213,7 188,3	2,53–2,64 2,603	92,68–22797,3 1955,4	Поры, трещины

Рис. 6. Сопоставление содержания общего органического вещества (ТОС) и параметра S_1 от двойного разностного параметра гамма-каротажа (ΔJ_{GR})

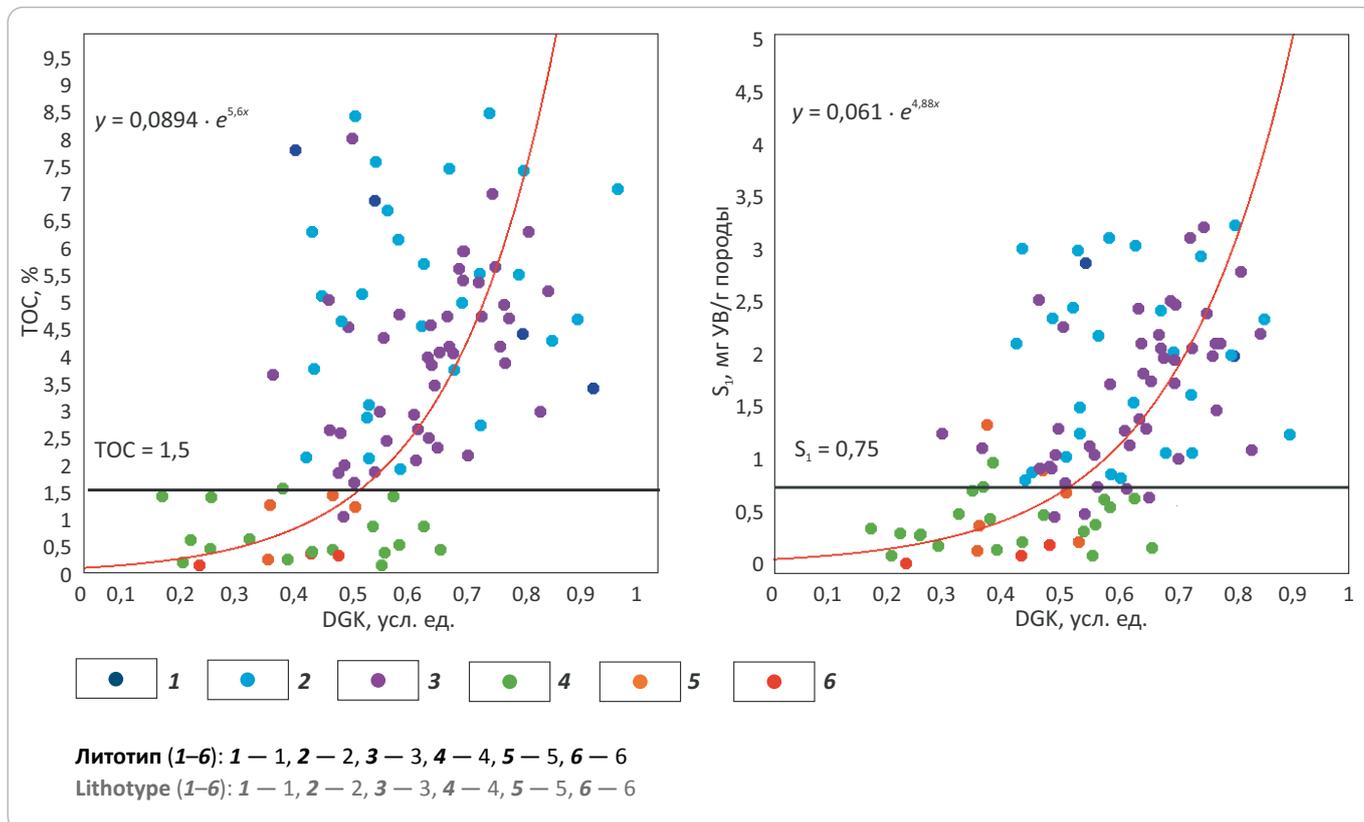
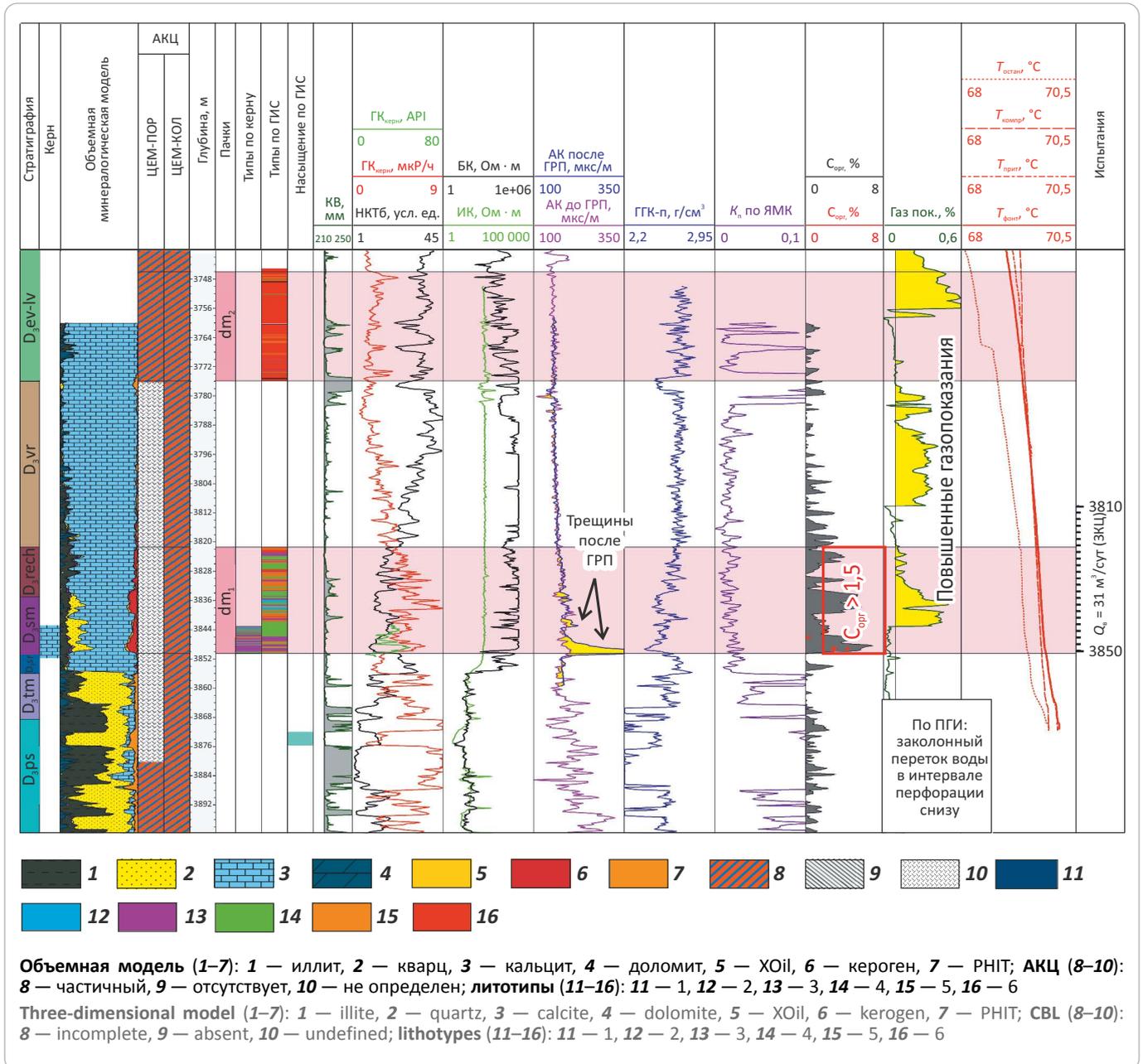
 Fig. 6. Comparison of Total Organic Content (TOC) and S_1 parameter from Gamma-Ray Index (ΔJ_{GR})


Рис. 7. Геолого-геофизический планшет по скв. Бузулукская-3, расположенной в бортовой части Муханово-Ероховского прогиба
Fig. 7. Geological and geophysical composite log for —Buzuluksky-3 well drilled in the flank of the Mukhanovo-Erokhovsky Trough



притока, бурением горизонтальных стволов вкрест основному тренду трещиноватости, и с проведением полномасштабного многостадийного гидроразрыва пласта.

В скважинах Бузулукского участка проведен расширенный комплекс ГИС, включающий такие методы, как акустический широкополосный каротаж, электрический микроимиджер, ядерный магнитный каротаж, импульсный нейтронный гамма-каротаж. Такой комплекс является наиболее достоверным источником информации в условиях отсутствия кернового материала. Результаты комплексной ин-

терпретации позволили определить содержание ОВ, проследить интервалы развития трещиноватости, оценить фильтрационно-емкостные свойства по данным ГИС. На рис. 7 приведен геолого-геофизический планшет с результатами литотипизации, интерпретации и испытаний по скв. Бузулукская-3.

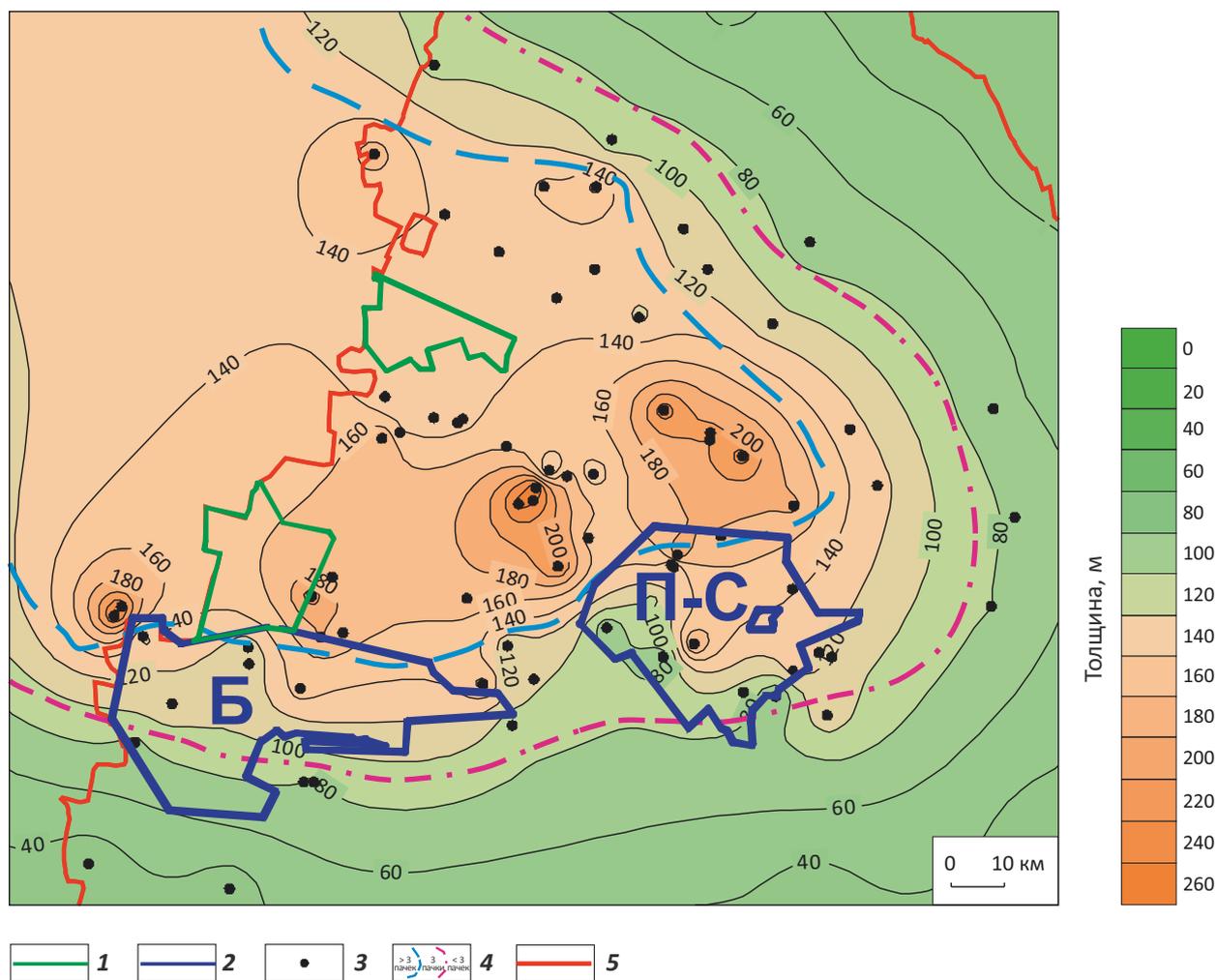
Из схемы типов разреза доманиковых отложений Муханово-Ероховского прогиба следует, что в бортовых зонах объекта перспективы нефтеносности связаны с нижними тремя пачками доманикитов dm_{1-3} (рис. 8, см. рис. 1), выделенными на Покровско-Сорочинском и Бузулукском лицензионных участках.



HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

Рис. 8. Карта общих толщин доманиковых отложений с учетом распространения пачек dm_1 – dm_7 ,

Fig. 8. Total thickness map of Domanik series taking into account occurrence of dm_1 – dm_7 members



Лицензионные участки (1, 2): 1 — приобретенные для изучения отложений доманика, 2 — перспективные (Б — Бузулукский, П-С — Покровско-Сорочинский); 3 — скважины; **границы (4, 5):** 4 — пачек доманиковых отложений и их число, 5 — областей

License areas (1, 2): 1 — purchased for the Domanik series studies, 2 — promising (Б — Buzuluksky, П-С — Pokrovsko-Sorochinsky); 3 — wells; **boundaries (4, 5):** 4 — Domanik series' members and their number, 5 — regions

Перспективы нефтеносности доманиковых отложений могут быть определены путем вероятностной оценки ресурсов. При расчетах рекомендуется использовать разные варианты суммарных эффективных толщин, основанные на результатах выполненной литотипизации пород (см. табл. 1, 2).

В минимальном варианте рекомендуется использовать суммарные толщины первых трех литотипов — кремнистых и карбонатно-кремнистых пород, обогащенных ОВ. В базовом варианте — добавить толщины четвертого и пятого литотипов кремнисто-карбонатных пород, слабообогатенных ОВ, в максимальном варианте — использовать суммарную мощность всех выделенных в пачках литотипов.

Заключение

На основании комплексного анализа геологического строения доманиковых отложений в пределах южного борта Муханово-Ероховского прогиба Оренбургской области авторами статьи проведена типизация пород по данным керна и ГИС, дан анализ изменения литотипов в зависимости от глубины залегания и удаленности от осевой части Муханово-Ероховского прогиба, представлена оценка генерационного потенциала. Все эти факторы выявили высокий УВ-потенциал лишнее лицензированных участков, расположенных в бортовых зонах Муханово-Ероховского прогиба, которые ранее считались бесперспективными (см. рис. 8).

Учитывая особенности строения доманиковой толщи, а также результаты освоения в уже пробуренных скважинах, оптимальным для опосредования доманиковых отложений является бурение горизонтальных скважин в интервале наиболее перспективной пачки, таким образом обеспечивается увеличение площади контакта ствола скважины с перспективной породой, а также минимизируется технологический фактор, что исключает влияние кровельных и подошвенных вод из традиционных коллекторов.

На текущем этапе необходимо предусматривать изучение доманиковых отложений в поисковых или эксплуатационных скважинах, планируемых к бурению на более глубокие интервалы в зоне Муханово-Ероховского прогиба. Необходимо проводить расширенный комплекс ГИС, позволяющий корректно построить объемно-компонентную модель, оценивать фильтрационно-емкостные

свойства сложнопостроенных пород и намечать наиболее интересные участки для освоения. Рекомендуется предусмотреть ориентированный отбор керна из интервала доманика для определения основного тренда ориентировки трещиноватости и выбора оптимального направления горизонтальных скважин. На основе имеющихся и вновь полученных керновых данных необходимо выполнить геомеханические и геохимические исследования для оптимального подбора параметров для многостадийного гидроразрыва пласта (состава жидкости, объема и размера пропанта и т. д.).

С учетом необратимого истощения ресурсного потенциала традиционных объектов, отложения доманикового типа в перспективе могут стать основным источником для поддержания как прироста запасов, так и уровня текущей добычи обществами группы ПАО «НК «Роснефть» в Волго-Уральском регионе.

Литература

1. Варламов А.И., Петерсилье В.И., Пороскун В.И. Временные методические рекомендации по подсчету запасов нефти в доманиковых продуктивных отложениях // Недропользование XXI век. – 2017. – № 4. – С. 102–115.
2. Никитин Ю.И. Палеогеография позднедевонского осадконакопления на юге Волго-Уральской провинции в связи с поисками рифовых месторождений нефти : сб. науч. тр. – Тюмень : АО «Тюменский дом печати», 2019. – Вып. 5. – С. 73–84.
3. Ступакова А.В., Калмыков Г.А., Коробова Н.И., Фадеева Н.П., Гатовский Ю.А., Сулова А.А., Сауткин Р.С., Пронина Н.В., Большакова М.А., Завьялова А.П., Чупахина В.В., Петракова Н.Н., Мифтахова А.А. Доманиковые отложения Волго-Уральского бассейна — типы разреза, условия формирования и перспективы нефтегазоносности // Георесурсы. – 2017. – Спецвыпуск, Ч. 1. – С. 112–124. DOI: 10.18599/grs.19.12.
4. Серебренникова О.В. Геохимические методы при поиске и разведке нефти и газа: учебное пособие. – Ханты-Мансийск : РИЦ ЮГУ, 2008. – 172 с.
5. Зайдельсон М.И., Вайнбаум С.Я., Копрова Н.А. и др. Формирование и нефтегазоносность доманикоидных формаций. – М. : Наука, 1990. – 79 с.
6. Итенберг С.С., Шнурман Г.А. Интерпретация результатов каротажа сложных коллекторов. – М. : Недра, 1984. – 256 с.

References

1. Varlamov A.I., Petersil'e V.I., Poroskun V.I. Vremennye metodicheskie rekomendatsii po podschetu zapasov nefiti v domanikovykh produktivnykh otlozheniyakh [Temporary recommended practices for oil reserves assessment in productive Domanik formations]. *Nedropol'zovanie XXI vek*. 2017;(4):102–115. In Russ.
2. Nikitin Yu.I. Paleogeografiya pozdnedevonskogo osadkonakopleniya na yuge Volgo-Ural'skoi provintsii v svyazi s poiskami rifovykh mestorozhdenii nefiti: sb. nauch. tr. [Paleogeography of Late Devonian sedimentation in the south of Volga-Urals Province in the context of reef oilfield prospecting: collection of scientific papers]. Tyumen' : AO Tyumenskii dom pechaty; 2019. Issue 5. pp.73–84. In Russ.
3. Stupakova A.V., Kalmykov G.A., Korobova N.I., Fadeeva N.P., Gatovskii Yu.A., Suslova A.A., Sautkin R.S., Pronina N.V., Bol'shakova M.A., Zav'yalova A.P., Chupakhina V.V., Petrakova N.N., Miftakhova A.A. Domanic deposits of the Volga-Ural basin — types of section, formation conditions and prospects of oil and gas potential. *Georesursy = Georesources*. 2017; Special Issue. Part 1:112–124. DOI: 10.18599/grs.19.12. In Russ.
4. Serebrennikova O.V. Geokhimicheskie metody pri poiske i razvedke nefiti i gaza: uchebnoe posobie [Geochemical methods in oil and gas exploration and prospecting: textbook]. Khanty-Mansiisk: RITS YUGU; 2008. 172 p. In Russ.
5. Zaidel'son M.I., Vainbaum S.Ya., Koprova N.A. et al. Formirovanie i neftegazonosnost' domanikoidnykh formatsii [Formation and oil and gas potential of Domanik-type series]. Moscow: Nauka; 1990. 79 p. In Russ.
6. Itenberg S.S., Shnurman G.A. Interpretatsiya rezul'tatov karotazha slozhnykh kollektorov [Complicated reservoirs: interpretation of well logging data]. Moscow: Nedra; 1984. 256 p. In Russ.

HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

Информация об авторах

Крипакова Дарья Юрьевна

Специалист,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
625000 Тюмень, ул. Максима Горького, д. 42
e-mail: dykripakova@tnnc.rosneft.ru
ORCID ID: 0000-0001-7664-9824

Ткачев Виктор Андреевич

Ведущий специалист
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
625000 Тюмень, ул. Максима Горького, д. 42
e-mail: vatkachev@tnnc.rosneft.ru

Измайлов Кирилл Константинович

Специалист
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
625000 Тюмень, ул. Максима Горького, д. 42
e-mail: kkizmailov@tnnc.rosneft.ru
ORCID ID: 0000-0003-1716-635X

Чикина Наталья Николаевна

Старший менеджер по петрофизике
ООО «РН-Ближневосточная компания»,
115054 Москва, Павелецкая пл., д. 2 стр. 2
e-mail: n.chikina@rnbvk.ru

Астафьев Евгений Владимирович

Заместитель начальника управления
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
625000 Тюмень, ул. Максима Горького, д. 42
e-mail: evastafyev@tnnc.rosneft.ru

Девятка Надежда Петровна

Начальник отдела
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
625000 Тюмень, ул. Максима Горького, д. 42
e-mail: npdevyatka@tnnc.rosneft.ru

Лопатин Александр Павлович

Начальник управления
АО «Оренбургнефть»,
461046 Бузулук, ул. Магистральная, д. 2
e-mail: aplopatin@rosneft.ru

Information about authors

Dar'ya Yu. Kripakova

Specialist
Tyumen Petroleum Research Center LLC,
42, ul. Maksima Gor'kogo, Tyumen, 625000, Russia
e-mail: dykripakova@tnnc.rosneft.ru
ORCID ID: 0000-0001-7664-9824

Viktor A. Tkachev

Lead Specialist
Tyumen Petroleum Research Center LLC,
42, ul. Maksima Gor'kogo, Tyumen, 625000, Russia
e-mail: vatkachev@tnnc.rosneft.ru

Kirill K. Izmailov

Specialist
Tyumen Petroleum Research Center LLC,
42, ul. Maksima Gor'kogo, Tyumen, 625000, Russia
e-mail: kkizmailov@tnnc.rosneft.ru
ORCID ID: 0000-0003-1716-635X

Natal'ya N. Chikina

Senior Petrophysics Manager
RN-Middle East company LLC,
2 str. 2, Paveletskaya pl., Moscow, 115054, Russia
e-mail: n.chikina@rnbvk.ru

Evgenii V. Astaf'ev

Deputy Head of Administration
Tyumen Petroleum Research Center LLC,
42, ul. Maksima Gor'kogo, Tyumen, 625000, Russia
e-mail: evastafyev@tnnc.rosneft.ru

Nadezhda P. Devyatka

Head of Department
Tyumen Petroleum Research Center LLC,
42, ul. Maksima Gor'kogo, Tyumen, 625000, Russia
e-mail: npdevyatka@tnnc.rosneft.ru

Aleksandr P. Lopatin

Head of Administration
Orenburgoil JSC,
2, ul. Magistral'naya, Buzuluk, 461046, Russia
e-mail: aplopatin@rosneft.ru