

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОЭКОЛОГИЯ

GEOLOGY AND GEOECOLOGY

Научная статья

УДК 55(1/9)

<https://doi.org/10.24143/1812-9498-2024-2-7-13>

EDN GHLAOZ

Литологические особенности коллекторов в пределах Южно-Астраханской зоны поднятий¹

Мария Евгеньевна Дуванова¹✉, Надежда Николаевна Гольчикова²

¹ООО «Каспийская нефтяная компания»,
Астрахань, Россия, Marya.duvanova@yandex.ru✉

^{1, 2}Астраханский государственный технический университет,
Астрахань, Россия

Аннотация. В пределах юго-западной бортовой зоны Прикаспийской впадины и ее сочленения с кряжем Карпинского к настоящему времени проведен широкий комплекс геолого-геофизических и буровых работ. Промышленных скоплений нефти и газа в подсолевых палеозойских отложениях к настоящему времени не обнаружено, поэтому для рассматриваемой территории остается весьма актуальной проблема оценки перспектив нефтегазоносности подсолевых глубокопогруженных отложений девона и карбонат. Взгляды на перспективы нефтегазоносности, строение терригенного и карбонатного комплексов, зоны развития в них коллекторов и условия формирования залежей нефти и газа остаются весьма противоречивыми. Сравнительная характеристика карбонатных массивов с обширными зонами развития терригенных и терригенно-карбонатных толщ складывается явно в пользу карбонатных разностей, свойства которых более благоприятны как по количественным параметрам, так и по степени выдержанности их по площади. Занимая значительно меньшую часть площади Прикаспийской впадины, карбонатные палеозойские комплексы сконцентрировали в себе доказанные запасы нефти, газа и конденсата, гораздо превышающие выявленные запасы в терригенном докунгурском палеозое. Месторождения, приуроченные к терригенным комплексам докунгурского палеозоя, характеризуются резкой изменчивостью коллекторских свойств по площади, а также и их общими невысокими значениями.

Ключевые слова: рифогенные постройки, коллектор, насыщение, карбонатные массивы, структура, зоны, поднятия, бурение, скважина, отложения, толща

Для цитирования: Дуванова М. Е., Гольчикова Н. Н. Литологические особенности коллекторов в пределах Южно-Астраханской зоны поднятий // Нефтегазовые технологии и экологическая безопасность. 2024. № 2. С. 7–13. <https://doi.org/10.24143/1812-9498-2024-2-7-13>. EDN GHLAOZ.

Original article

Lithological features of reservoirs within the South Astrakhan uplift zone

Maria E. Duvanova¹✉, Nadezhda N. Golchikova²

¹Caspian Oil Company, LLC,
Astrakhan, Russia, Marya.duvanova@yandex.ru✉

^{1, 2}Astrakhan State Technical University,
Astrakhan, Russia

Abstract. A wide range of geological, geophysical and drilling operations has been carried out within the southwestern side zone of the Caspian Basin and its junction with the Karpinsky ridge. To date, no industrial accumulations of oil and gas have been found in the subsalt Paleozoic sediments, therefore, the problem of assessing the prospects for oil and gas potential of subsalt deep-submerged deposits of Devonian and carboniferous remains very relevant for the territory under consideration. Views on the prospects of oil and gas potential, the structure of terrigenous and carbonate complexes, the zones of reservoir development in them and the conditions for the formation of oil and gas deposits remain very contradictory. The comparative characteristics of carbonate massifs with extensive zones of development of terrigenous and terrigenous-carbonate strata are clearly in favor of carbonate differences, the properties of which are more favorable, both in quantitative parameters and in their degree of consistency in area. Occupying a much smaller part of the area of the Caspian Basin, carbonate Paleozoic complexes have concentrated proven reserves of oil, gas and condensate, significantly exceeding the identified reserves in the Terrigenous pre-Tungurian Paleozoic. Deposits confined to the pre-Tungurian Paleozoic terrigenous complexes are characterized by a sharp variability in reservoir properties over an area, as well as their overall low values.

Keywords: reef structures, reservoir, saturation, carbonate massifs, structure, zones, uplifts, drilling, borehole, sediments, thickness

For citation: Duvanova M. E., Golchikova N. N. Lithological features of reservoirs within the South Astrakhan uplift zone. *Oil and gas technologies and environmental safety*. 2024;2:7-13. (In Russ.). <https://doi.org/10.24143/1812-9498-2024-2-7-13>. EDN GH LAOZ.

Введение

За последние десятилетия в результате геолого-разведочных работ в зоне Южно-Астраханских и Каракульско-Смушковских поднятий пробурено более 30 скважин на каменноугольные и девонские отложения. Последние из них были вскрыты в единичных скважинах в Каракульско-Смушковской зоне поднятий [1]. Ни в одной из скважин Южно-Астраханской зоны поднятий не вскрыты, на полную мощность, отложения нижнекаменноугольного возраста, где были обнаружены перспективные рифогенные объекты (скв. 1 200-Николаевские).

Особенностями территории являются глубокое (более 4 000–6 000 м) залегание предполагаемых нефтегазоносных объектов палеозоя и, соответственно, высокая стоимость их подготовки, поисков и разведки. В создавшемся положении – при низкой (нулевой) эффективности геолого-разведочных работ – большое значение приобретает научно обоснованный выбор первоочередных районов и наиболее перспективных объектов для поисков новых углеводородных скоплений в каменноугольных и девонских отложениях на юго-западном склоне Астраханского свода [2].

Цель работы – разработать технологию прогноза нефтегазоносности палеозойских отложений юго-западной бортовой зоны Прикаспийской впадины, обосновать системный подход к построению

модели природного резервуара, учитывая различные источники заполнения нефтью и газом, рассмотреть полную систему природного резервуара: коллектор – пластовая вода, нефть, газ – остаточное органическое вещество.

Карбонатные отложения в пределах Южно-Астраханской зоны поднятий

Для карбонатных отложений подсолевого палеозоя в пределах Южно-Астраханской зоны поднятий характерным является неравномерная, часто значительная вторичная преобразованность пород [3, 4]. Это проявляется в заполнении первичных пор и пор выщелачивания вторичными минералами, в основном кальцитом, местами кремнистыми образованиями, а также твердыми битумами. Все это приводит к значительной или практически полной потере первичных фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород. Некоторое улучшение коллекторских свойств в карбонатных отложениях в отдельных частях разреза (верхневизейский ярус нижнего карбона в скв. 200-Николаевская) обусловлено катагенетической доломитизацией, в других – связано с развитием трещиноватости в зонах активных дислокаций [3, 5].

Таким образом, в карбонатных разрезах Южно-Астраханской зоны поднятий наряду с коллекторами порового и каверново-порового типов встре-

чены коллекторы трещинно-каверново-порового типа. По имеющимся данным, в разрезе палеозоя пробуренных скважин были установлены коллекторы от верхнего девона до ранней перми [6].

Девонские отложения. Верхнедевонский резервуар

Верхнедевонские карбонатные отложения вскрыты на Ашунской и Краснохудукской площадях (Каракульско-Смушковская зона дислокаций) [6]. Они представлены органогенными и органогенно-обломочными карбонатными породами фаменского яруса (скв. 1, 2-Ашунские) и терригенно-карбонатными породами франского яруса (скв. 4-Ашунская) с низкими коллекторскими свойствами, что подтверждается исследованиями на керне.

Согласно результатам исследований керна, отложения франского яруса, вскрытые в скв. 4-Ашунская с глубины 5 008 м и до забоя 5 500 м, в нижней части (интервалы отбора керна: 5 092–5 140, 5 155–5 160, 5 232–5 236 м) представлены известняками органогенными, глинисто-битуминозными, пиритизированными, трещинными с прослоями аргиллита глинистого, карбонатного. Пористость пород очень низкая – от 0,1 до 0,8 %, проницаемость – менее $0,01 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, объемная плотность – $2,63\text{--}2,67 \text{ г/см}^3$, минералогическая плотность – $2,65\text{--}2,67 \text{ г/см}^3$. На каротаже интервал от 5 072 м и до забоя скважины отличается повышенными показаниями гамма-каротажа (ГК) (10–26 мкр/ч), что может быть обусловлено как глинизацией пород, так и присутствием в них урансодержащих минералов.

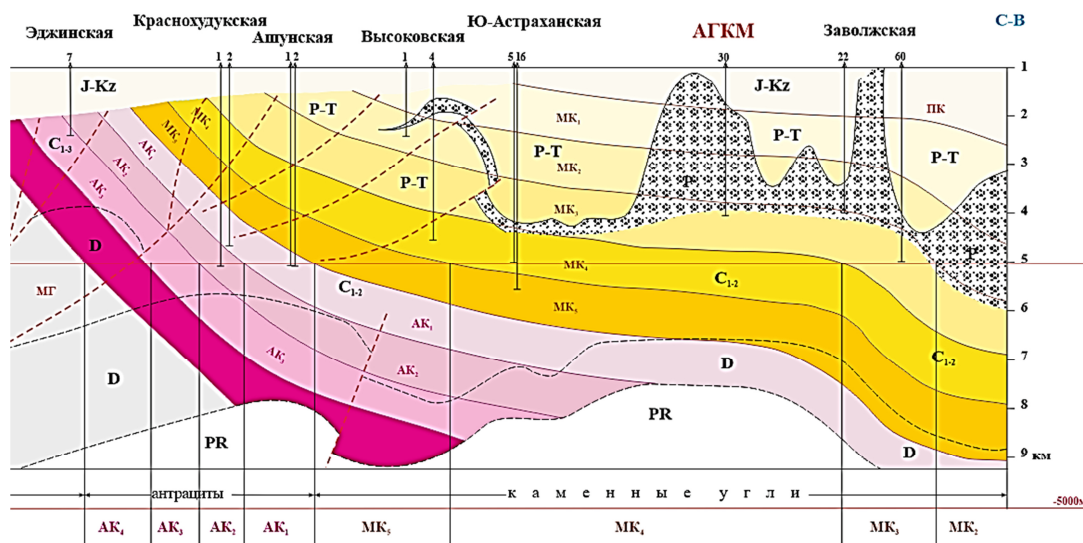
Верхняя часть франского яруса (интервал отбора керна 5 041–5 055 м) это алевро-пелиты темно-серые трещинные, слюдястые с горизонтальной слоистостью, интенсивно пиритизированные с вклю-

чением ангидрита и углисто-глинистого материала. Вертикальные трещины заполнены кальцитом и черным битумом. Пористость – от 0,1 до 1,1 %, проницаемость – от 0,01 до $0,08 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, объемная плотность – $2,66\text{--}2,75 \text{ г/см}^3$, минералогическая плотность – $2,66\text{--}2,77 \text{ г/см}^3$. По данным геофизическим исследованиям скважин (ГИС), эта терригенная толща выделяется в границах 5 022–5 072 м, имеет пониженные показания ГК – 2–6 мкр/ч, ρ_k по боковому каротажу (БК) – от 10 до 4 000 Омм и пористость по нейтронному гамма-каротажу (НГК) – 2–3 %. Судя по характеру кривых, в толще присутствуют глинистые прослои. Пластов-коллекторов в этой толще не выявлено.

Отложения фаменского яруса вскрыты в скв. 1-Ашунская с глубины 4 695 м и до забоя 5 017 м, а в скв. 2-Ашунская с глубины 4 693 м и до забоя 5 010 м, представлены пачкой аргиллитов с отдельными пропластками плотного известняка. По ГИС характеризуются увеличением показаний ГК до 12–14 мкр/ч, в отдельных пластах достигая 22–24 мкр/ч, снижением показаний по кривой НГК и незначительной ее дифференциацией, а также резкими изменениями диаметра скважины по сравнению с вышележащими карбонатными отложениями турнейского яруса.

Изученность территории Южно-Астраханской зоны поднятий по девонским отложениям весьма низка, поэтому более достоверно определить литологические особенности пород и емкости свойства коллекторов не представляется возможным.

По данным сейсморазведки установлено, что девонские отложения погружаются в восточном направлении в отличие от падения слоев каменноугольного возраста с северо-запада на юго-восток (рис.).



Геолого-литогенетический профиль

Geological and lithogenetic profile

Каменноугольные отложения. Турнейско-ниже-небашкирский резервуар

Данный комплекс объединяет в себе горизонты турнейского, визейского, серпуховского ярусов и нижебашкирского подъяруса.

Турнейские отложения, вскрытые в скв. 1-Ашунская (4 566–4 695 м) и 2-Ашунская (4 617–4 693 м), представляют собой плотные, местами глинистые известняки органогенной и органогенно-обломочной структуры с прослоями слюдястых аргиллитов. По данным ГИС, породы обладают низкой пористостью, достигающей величины 4–6 % лишь в интервалах 4 587–4 593, 4 602–4 640 и 4 660–4 690 м (скв. 1-Ашунская). Информации о наличии керна из этих отложений не имеется.

Нижевизейские отложения (малиновский горизонт) отмечены в разрезе скв. 1-Ашунская (4 109–4 566 м) и 1-Краснохудукская (4 985–5 014 м, забой). Керном также не охарактеризованы. Согласно данным ГИС, это плотные глинистые и битуминозные карбонатные породы с многочисленными пропластками аргиллитов. Увеличение пористости до 3–5 % отмечается в интервалах разреза скв. 1-Ашунская: 4 112–4 137, 4 152–4 158, 4 192–4 200, 4 217–4 228, 4 248–4 267, 4 348–4 420 м, однако по результатам испытаний в открытом стволе эти интервалы практически непроницаемы.

Средневизейский ярус – тульско-бобриковский горизонт служит крышкой для нижележащих отложений.

Верхневизейские отложения, представленные алексинским и михайловско-веневающим горизонтами, характеризуются развитием наиболее проницаемых карбонатных пластов-коллекторов порово-кавернового типа. В процессе вскрытия этих пород были зафиксированы высокие скорости бурения, повышенные газопоказания. В ряде скважин получены притоки газа и значительные притоки воды до 200 м³/сут и более, свидетельствующие о хороших коллекторских свойствах (скв. 1, 2-Ашунские, 1, 200-Николаевские, 1-Краснохудукская, 2-Долгожданная и др.). Вместе с тем в ряде скважин (1-Безымянная, 2-Смушкова) притоков не получено, а другие (7, 10-Ю. Астраханские, 4-Ашунская) ликвидированы без опробования по результатам отрицательных заключений ГИС [7].

Алексинские отложения, обладающие наилучшими ФЕС среди верхневизейских пород, согласно литологическим исследованиям керна из скв. 200-Николаевская, 1-Безымянная и 1-Западно-Стрелецкая, представляют собой чередование различных карбонатных пород. Это известняки органогенные, органогенно-обломочные и органогенно-детритовые, перекристаллизованные, плотные, крепкие; доломиты известковистые микрозернистые, с крупными обломками органики, каверново-поровые и известняки доломитистые органогенные, пере-

кристаллизованные, массивные, плотные, крепкие, кальцитизированные. Многочисленные поры, каверны, трещины и микростилолиты неравномерно заполнены черным битумом и кальцитом. Михайловско-веневающие отложения представлены известняками органогенными и органогенно-обломочными, перекристаллизованными, плотными, крепкими, имеющими разнонаправленные трещины, стилолиты и крупные каверны, также заполненные кальцитом и битумом.

По результатам лабораторных исследований керна из верхневизейских карбонатных пород видно, что пористость их изменяется в широких пределах – от 0,13 до 13,8 % (в среднем составляя 0,5–4,0 %), проницаемость – от 0,001 до $228 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ (в основном $0,02\text{--}1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$), объемная плотность – 2,41–2,75 г/см³, минералогическая плотность – 2,68–2,84 г/см³, водонасыщенность – от 1,8 до 96,3 % (в основном 10–40 %).

Проследить развитие алексинских отложений по площади проблематично в связи с отсутствием точных стратиграфических разбивок и недостатком промыслово-геофизических и керновых данных в исследуемых интервалах разреза.

В целом, по данным ГИС, алексинские отложения характеризуются переслаиванием плотных и проницаемых пропластков. В последних, по данным НГК, пористость в среднем достигает 2–6 %, доходя до 10–12 % в скв. 200-Николаевская на глубине 4 628–4 635, 4 642–4 653 и 4 665–4 670 м. Эти интервалы соответствуют водонасыщенным проницаемым каверново-поровым известковистым доломитам и трещинно-каверново-поровым доломитистым известнякам. В кровле этой толщи (4 622–4 625 м) вскрыт газонасыщенный пласт плотного слабопористого и битуминизированного доломита. При опробовании в эксплуатационной колонне получен приток газовой смеси $Q_{\text{в}} = 250 \text{ м}^3/\text{сут}$, $Q_{\text{г}} = 25 000 \text{ м}^3/\text{сут}$. В разрезах, расположенных западнее скв. 1-Ивановская (4 818–4 858 м) и 14-Ю. Астраханская (4 852–4 902 м), выделяются интервалы с улучшенными коллекторскими свойствами, по конфигурации каротажных кривых и мощности (~ 42–48 м) напоминающие описанный в скв. 200-Николаевская. Пористость, определенная по НГК и акустическому каротажу (АК), колеблется от 2,5–3,5 до 7–9 %. Коэффициент нефтегазонасыщенности, определенный в самой западной из скважин 14-Ю. Астраханской, $K_{\text{нг}} = 0$, подтверждает водонасыщенность рассматриваемой толщи.

В северо-западном направлении обрамления Астраханского свода (от скв. 200-Николаевская до скв. 5-Ю. Астраханская) дифференциация разреза усиливается. Начинают преобладать пласты плотных битуминозных известняков, аргиллитов и глин, отмечаемые повышенными показаниями ГК, со-

кращается количество пластов-коллекторов, перспективных на нефть и газ.

В направлении к юго-западу (Ашунской и Краснохударской площадям) увеличивается мощность алексинских отложений (согласно имеющимся стратиграфическим разбивкам) до 178 м и выше. В разрезах скв. 1 и 2-Ашунские и 1-Краснохударская, по данным каротажа, встречены некоррелируемые между собой отдельные пласты и толщи пород с увеличенной пористостью (K_p – от 4,7–6,5 до 10–12 %). Согласно результатам испытаний, они либо непроницаемы, либо содержат газ непромышленного значения.

Михайловско-веневские отложения имеют сходные с алексинскими закономерностями развития по площади. В северо-западном направлении (от скв. 200-Николаевская до скв. 5-Ю. Астраханская) прослеживаются несколько пластов с улучшенными емкостными свойствами. В скв. 200-Николаевская в кровле михайловско-веневского горизонта (4 438–4 443 м) вскрыт водонасыщенный пласт плотного трещиноватого известняка с пористостью по НГК 6 %. По результатам испытаний в эксплуатационной колонне, из него получена газоводяная смесь $Q_v = 346 \text{ м}^3/\text{сут}$, $Q_g = 25 \text{ 000 м}^3/\text{сут}$. Западнее водонасыщенный известняк встречен в скв. 1-Ивановская (4 688–4 693 м) и 14-Ю. Астраханская (4 764–4 772 м). В них емкостные характеристики пласта снижаются до 2 %, и далее пласт выклинивается. В интервале 4 455–4 505 м разреза скв. 200-Николаевской также можно предположить наличие коллектора с чуть ухудшенными, чем у вышеописанного, свойствами ($K_p = 2,4\text{--}3,6 \%$) и, судя по увеличению показаний БК, другой насыщенности. Далее по площади пласт претерпевает те же изменения, что и описанные выше. В том же северо-западном направлении, согласно показаний ГК, количество глинистых и битуминозных пластов в разрезе увеличивается. Также как и для алексинских, мощность михайловско-веневских отложений в направлении к площади Краснохударской увеличивается.

Серпуховские отложения в литологическом отношении мало отличаются по своим свойствам от известняков михайловско-веневского возраста. Они характеризуются развитием пород-коллекторов порово-трещинного типа, приуроченных к маломощным пластам органогенно-обломочных и трещиноватых известняков [6].

По результатам исследования достаточно представительного керна из серпуховских отложений, пористость известняков изменяется от 0,5 до 7,2 % (в среднем составляя 2,2–3,5 %), проницаемость – от 0,001 до $1,6 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ (в основном от 0,01 до $1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$), объемная плотность – 2,47–2,72 г/см³, минералогическая плотность – 2,68–2,71 г/см³.

По комплексу геофизических исследований нель-

зя однозначно охарактеризовать серпуховские отложения. Так, если в западной части изучаемого района (скв. 1-Западно-Стрелецкая, 200-Николаевская, 1-Ивановская) они представлены толщей известняков, в которой чередуются плотные ($K_p = 1\text{--}2 \%$) и пористые разности (K_p – от 4,5–6,5 и до 12 %), то в северо-западном направлении, начиная со скв. 1-Безымянная, в разрезе появляются пропластки аргиллитов, а далее (скв. 14, 16, 5, 6-Ю. Астраханские) они представляют собой толщу переслаивания плотных известняков и аргиллитов, выделяемых по характерным показателям ГК. Изменяется и характер насыщенности пород. Так, в скв. 200-Николаевская в подошве серпуховского яруса (4 427–4 436 м) по уменьшению ρ_k на БК до 40–80 Ом, снижению показаний на кривой НГК при низких значениях гамма-активности и уменьшению $d_{скв}$ выделяется пласт, из которого при испытании в эксплуатационной колонне получен приток газа $Q_g = 15 \text{ 000 м}^3/\text{сут}$. Восточнее, в скв. 1-Западно-Стрелецкая, при опробовании серпуховских отложений, проведенных в открытом стволе (4 333–4 410 м), притока не получено. Такая же картина наблюдается и в северо-западном направлении: пласты с несколько увеличенными емкостными свойствами (K_p – до 6,5 %), выделяемые по комплексу ГИС в скв. 200-Николаевская (4 350–4 357, 4 358–4 360, 4 364–4 366, 4 385–4 393 и 4 400–4 405 м) еще прослеживаются в скв. 1-Ивановская (4 608–4 612, 4 616–4 619, 4 633–4 638, 4 657–4 659, 4 673–4 675 м) и 1-Безымянная (4 605–4 628 м). Однако, по данным испытаний, в скв. 1-Безымянная и 5-Ю. Астраханская они бесприточны.

В направлении к Ашунской и Краснохударской площадям наблюдается уменьшение мощности серпуховских отложений с 403 м (скв. 4-Ашунская – 2 913–3 316 м) до 95 м (скв. 1-Краснохударская – 3 368–3 463 м). В карбонатной толще появляется все больше пластов аргиллитов. Присутствуют отдельные пласты с пористостью по НГК до 6 % (3 080–3 120 м в скв. 4-Ашунская, 3 134–3 137 в скв. 1-Ашунская), но по результатам испытаний в открытом стволе они практически непроницаемы. В скв. 1-Ашунская из пласта (3 273–3 278 м) с K_p (НГК) = 5,5 %, $K_{во} = 40 \%$, $K_{нг} = 60 \%$ получен приток пластовой воды $Q_v = 11 \text{ м}^3/\text{сут}$.

С нижнебашкирскими карбонатными отложениями связаны наибольшие перспективы нефтегазодности. В разрезе скв. 200-Николаевская, 1-Безымянная, 1-Ивановская, 1-Западно-Стрелецкая отложения нижнебашкирского возраста (объединяющие краснополянский, северокельтменский и прикамский подъярусы) представлены темно-серыми органогенными и органогенно-обломочными известняками, очень плотными и крепкими, слабоперекристаллизованными и кальцитизированными, нес-

лоистыми. Развита многочисленная трещины и стилолиты, часто заполненные черным битумом или белым кальцитом. В свежем сколе чувствуется запах углеводорода. Результаты изучения шлифов из скв. 1-Безымянная показали отсутствие в породах открытой пористости. По данным химанализа, эти породы неглинистые, доломитизация отсутствует. Глинистость увеличивается в направлении к Ашунской и Краснохудукской площадям, где в составе отложений этого возраста появляются также пласты и пачки аргиллитов.

Пористость нижнебашкирских известняков по керну преимущественно изменяется в пределах 0,5–4,2 %, в отдельных случаях может достигать 7–8 %, проницаемость колеблется от 0,001 до $1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, объемная плотность – 2,50–2,68 г/см³, минералогическая плотность – 2,68–2,71 г/см³.

По комплексу промыслово-геофизических исследований, в нижнебашкирских отложениях, также как и в серпуховских, наблюдается неоднородность по площади. В восточной части, в разрезе скв. 1-Западно-Стрелецкая (4 125–4 350 м), 200-Николаевская (4 176–4 352 м), 1-Ивановская (4 437–4 605 м), 10-Ю. Астраханская (4 347–4 566 м) они представляют собой толщу плотных карбонатных пород, незначительно отличающихся по литологическому составу, но имеющих различные ФЕС. Вскрытые скв. 200-Николаевская в интервале 4 186–4 248 м пласты органогенного трещиноватого неравномерно битуминизированного известняка с пористостью по НК от 1,0 до 4,5 % можно назвать коллекторами, что подтверждается результатами испытаний в эксплуатационной колонне, где из них получен пульсирующий приток газа $Q_g = 15\ 000\text{--}16\ 000 \text{ м}^3/\text{сут}$ и воды $Q_v = 15 \text{ м}^3/\text{сут}$. Однако испытания, проведенные в открытом стволе в скв. 1-Западно-Стрелецкая (4 125–4 262 м) и 10-Ю. Астраханская (4 348–4 396 м) в аналогичных, судя по геофизической характеристике, отложениях, показали их бесперспективность в отношении проницаемости – притока получено не было. В северо-западном направлении, начиная с разреза скв. 1-Безымянная, по данным ГК, наблюдается повышение гамма-активности. Это обусловлено появлением в разрезе маломощных пропластков аргиллитов, а также глинистых или сильно битуминизированных карбонатов.

Сравнительный анализ данных ГИС по этим и ранее испытанным скважинам позволяет выявить

крайне низкие фильтрационные характеристики нижнебашкирских карбонатных отложений.

В западном направлении, к Ашунской и Краснохудукской площадям, они выклиниваются. Ухудшение ФЕС в нижнебашкирских коллекторах происходит в основном за счет битуминизации и кальцитизации пустотного пространства. По результатам описания шлифов из разреза скв. 1-Безымянная, вторичным кальцитом запечатаны оставшиеся после битуминизации центральные участки пор. Установленное в разрезе этой скважины широкое развитие битумов в верхней части нижнебашкирской карбонатной толщи, заполняющих почти все поровое пространство, свидетельствует о возможном расформировании залежи нефти с одновременным выпадением кальцита в пустотном пространстве коллекторов [7]. Причины возможного расформирования залежей практически не изучены.

Заключение

Особое внимание было уделено изучению характера насыщения коллекторов верхнего палеозоя и анализу условий формирования УВ-скоплений, что связано с проблемой оценки их устойчивости и в особенности в жидкой фазе в условиях сверхглубоких горизонтов, изучению вторичных преобразований пород-коллекторов и покрышек, степени герметизации последних.

В скв. 1 и 200-Николаевские, где из визейских отложений (нижнекаменноугольные отложения) получены притоки пластовых вод 200–440 м³/с, которые свидетельствуют о наличии хороших коллекторов.

Особенностью карбонатных отложений каменноугольного возраста в пределах Южно-Астраханской зоны поднятий является неравномерная, часто значительная эпигенетическая преобразованность коллекторов. Последнее выражается в заполнении первичных пор и пор выщелачивания вторичными минералами, в основном кальцитом, реже кремнистыми образованиями и твердыми битумами. Все это привело к заметному ухудшению первичных ФЕС пород.

К настоящему времени девонские отложения не вскрыты в зоне Южно-Астраханских поднятий, остаются также слабоизученными нижнекаменноугольные отложения, где прогнозируется наличие рифогенных построек.

Список источников

1. Карпов П. А., Бражников О. Г., Бабич Д. А. Особенности строения и перспективы нефтегазоносности осадочного комплекса Кряжа Карпинского (на землях Миннефтепрома) // Отчет по теме 13/86; ВолгоградНИПИнефть. Волгоград, 1987. 236 с.
2. Коротков Б. С., Хвилевский М. О., Четкин С. И. и др. Проект бурения глубоких скважин на девонские отложения Астраханского ГКМ (Геологическая часть). М.: ВНИИГАЗ, 1995. 155 с.
3. Шилин А. В., Карпов П. А., Смирнов А. В. Строение, условия формирования и особенности распространения карбонатных коллекторов в подсолевых отложениях юго-восточной и западной частей Прикаспийской впадины (на землях Миннефтепрома) // Отчет по договору 2/88 15-15/991; ВолгоградНИПИнефть. Волгоград, 1990. 172 с.
4. Ефанов К. Н., Федотов И. Б. Проект разведки подсолевых отложений Наримановского района Астрахан-

ской области (Южно-Астраханский и Бешкульский участки) // Договор № 75/96; ВолгоградНИПИнефть. Волгоград, 1997. 155 с.

5. Карпов П. А., Климашин В. П., Шалимов Б. П. Перспективы нефтегазоносности зоны сочленения вала Карпинского и Прикаспийской впадины // Нефтегазоносность Прикаспийской впадины и сопредельных районов. М.: Наука, 1987. С. 125–133.

6. Карпов П. А., Соловьева Н. В., Степанова А. Ф. и др. Стадиальное изменение коллекторов мезозоя

и палеозоя в зоне сочленения докембрийской и эпигерцинской платформ, Воронежского свода и Прикаспийской впадины // Отчет по теме 13/72 ВолгоградНИПИнефть. Волгоград, 1974. 221 с.

7. Кривонос В. Н., Кобелянова Л. А., Левченко В. С. и др. Комплексный анализ керна и пластовых флюидов из скважин № 1 Безымянной и № 25 Промысловской // Отчет по договору 53/98; ВолгоградНИПИнефть. Волгоград, 2000. 235 с.

References

1. Karpov P. A., Brazhnikov O. G., Babich D. A. Osobennosti stroenija i perspektivy neftegazonosnosti osadochnogo kompleksa Krjazha Karpinskogo (na zemljah Minnefteproma) [Features of the structure and prospects of oil and gas potential of the sedimentary complex of the Karpinsky Ridge (on the lands of the Ministry of Oil Industry)]. *Otchet po teme 13/86; VolgogradNIPIneft'*. Volgograd, 1987. 236 p.

2. Korotkov B. S., Hvilleckij M. O., Chechetkin S. I. i dr. *Proekt burenija glubokih skvazhin na devonskie otlozhenija Astrahanskogo GKM (Geologicheskaja chast')* [Deep well drilling project for the Devonian deposits of the Astrakhan GKM (Geological part)]. Moscow, VNIIGAZ Publ., 1995. 155 p.

3. Shilin A. V., Karpov P. A., Smirnov A. V. Stroenie, uslovia formirovanija i osobennosti rasprostranjenija karbonatnyh kollektorov v podsolevyh otlozhenijah jugovostochnoj i zapadnoj chastej Prikaspijskoj vpadiny (na zemljah Minnefteproma) [Structure, conditions of formation and features of the distribution of carbonate reservoirs in the subsalt deposits of the southeastern and western parts of the Caspian Basin (on the lands of the Ministry of Oil Industry)]. *Otchet po dogovoru 2/88 15-15/991; VolgogradNIPIneft'*. Volgograd, 1990. 172 p.

4. Efanov K. N., Fedotov I. B. *Proekt razvedki podsolevyh otlozhenij Narimanovskogo rajona Astrahanskij*

oblasti (Juzhno-Astrahanskij i Beshkul'skij uchastki) [Exploration project of subsalt deposits of the Narimanovsky district of the Astrakhan region (Yuzhno-Astrakhan and Bishkul sites)]. *Dogovor № 75/96; VolgogradNIPIneft'*. Volgograd, 1997. 155 p.

5. Karpov P. A., Klimashin V. P., Shalimov B. P. Perspektivy neftegazonosnosti zony sochlenenija vala Karpinskogo i Prikaspijskoj vpadiny [Prospects of oil and gas potential of the joint zone of the Karpinsky shaft and the Caspian depression]. *Neftegazonosnost' Prikaspijskoj vpadiny i sopredel'nyh rajonov*. Moscow, Nauka Publ., 1987. Pp. 125-133.

6. Karpov P. A., Solov'eva N. V., Stepanova A. F. i dr. *Stadial'noe izmenenie kollektorov mezozoja i paleozoja v zone sochlenenija dokembrijskoj i jepigercinskoj platform, Voronezhskogo svoda i Prikaspijskoj vpadiny* [Stadial change of Mesozoic and Paleozoic reservoirs in the zone of junction of the Precambrian and Epigercine platforms, the Voronezh Arch and the Caspian Basin]. *Otchet po teme 13/72 VolgogradNIPIneft'*. Volgograd, 1974. 221 p.

7. Krivonos V. N., Kobeljanova L. A., Levchenko V. S. i dr. *Kompleksnyj analiz kerna i plastovyh fljuidov iz skvazhin № 1 Bezymjannoj i № 25 Promyslovskoj* [Comprehensive analysis of core and reservoir fluids from wells No. 1 of Bezymyannaya and No. 25 of Promyslovskaya]. *Otchet po dogovoru 53/98; VolgogradNIPIneft'*. Volgograd, 2000. 235 p.

Статья поступила в редакцию 15.04.2024; одобрена после рецензирования 26.04.2024; принята к публикации 16.05.2024
The article was submitted 15.04.2024; approved after reviewing 26.04.2024; accepted for publication 16.05.2024

Информация об авторах / Information about the authors

Мария Евгеньевна Дуванова – начальник отдела геологии; ООО «Каспийская нефтяная компания»; аспирант кафедры геологии нефти и газа; Астраханский государственный технический университет; Marya.duvanova@yandex.ru

Maria E. Duvanova – Head of the Department of Geology; Caspian Oil Company, LLC; Postgraduate Student of the Department of Geology of Oil and Gas; Astrakhan State Technical University; Marya.duvanova@yandex.ru

Надежда Николаевна Гольчикова – доктор геолого-минералогических наук, доцент; профессор кафедры геологии нефти и газа; Астраханский государственный технический университет; golchikova-nn@mail.ru

Nadezhda N. Golchikova – Doctor of Geology-Mineralogical Sciences, Assistant Professor; Professor of the Department of Geology of Oil and Gas; Astrakhan State Technical University; golchikova-nn@mail.ru

