УДК 553.98.041(470.46) DOI 10.47148/0016-7894-2024-2-29-40

Нижнепермские подсолевые отложения Астраханского свода: перспективное направление поисков нефти в Юго-Западном Прикаспии

© 2024 г. | О.И. Меркулов[1], В.П. Стенин[2], С.Ю. Малявин[3], В.Б. Щеглов[1], С.В. Сизинцев[1]

[1]АО «Нижне-Волжский научно-исследовательский институт геологии и геофизики» (АО «НВНИИГГ»), Саратов, Россия; MerkulovOI@rusgeology.ru, ScheglovVB@rusgeology.ru, SizintsevSV@rusgeology.ru;

[2]Росатом АО «ТВЭЛ» «РусВэллГруп», Москва, Россия; VPStenin@rosatom.ru;

[3]ООО «АстраН», Астрахань, Россия; s.malyavin@ws-capital.com

Поступила 12.12.2023 г.
Доработана 20.12.2023 г. Принята к печати 11.01.2024 г.

Ключевые слова: ***Прикаспийская впадина; Астраханский свод; нижнепермские отложения; нефтегазоносность; ресурсы углеводородов; направления геолого-разведочных работ; субгранулярный коллектор; сланцевый газ; сланцевая нефть.***

Аннотация: В процессе бурения разведочных и эксплуатационных скважин на Астраханском газоконденсатном месторождении были получены промышленные притоки и проявления углеводородов внижнепермских отложениях. В этой части разреза Астраханского свода по литологическому составу и особенностям нефтегазонакопления четко обособляются две толщи: нижняя — ассельско-сакмаро-артинская и верхняя — филипповская. Первая сложена кремнисто-глинисто-карбонатными отложениями и может рассматриваться как источник сланцевого газа и сланцевой нефти. Филипповская часть представлена карбонатной толщей со сложным характером распространения коллекторских свойств. Ресурсный углеводородный потенциал этих отложений на изучаемой территории оценивается в 413,4 млн т усл. топлива, из них нефти 350,3 млн т, свободного газа 55,8 млрд м^3. В связи с развитием в нижнепермском интервале разреза активной и высокообогащенной органическим веществом нефтегазоматеринской толщи ключевым аспектом при проведении поисково-оценочных работ будет прогноз развития и распространения коллекторов. Структурный фактор при планировании поисковых работ не будет иметь решающего значения.

Для цитирования: Меркулов О.И., Стенин В.П., Малявин С.Ю., Щеглов В.Б., Сизинцев С.В. Нижнепермские подсолевые отложения Астраханского свода: перспективное направление поисков нефти в юго-западном Прикаспии // Геология нефти и газа. – 2024. – № 2. – С. 29–40. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-2-29-40.

Lower Permian subsalt deposits of the Astrakhan arch: promising focus area for oil and gas exploration in south-west of Caspian region

© 2024 | O.I. Merkulov[1], V.P. Stenin[2], S.Yu. Malyavin[3], V.B. Shcheglov[1], S.V. Sizintsev[1]

[1]NVNIIGG, Saratov, Russia; MerkulovOI@rusgeology.ru, ScheglovVB@rusgeology.ru, SizintsevSV@rusgeology.ru;

[2]Tvel Rosatom, RusWellGroup, Moscow, Russia; VPStenin@rosatom.ru;

[3]AstraN, Astrakhan, Russia; s.malyavin@ws-capital.com

Received 12.12.2023
Revised 20.12.2023 Accepted for publication 11.01.2024

Key words: ***Caspian Depression; Astrakhan Arch; Lower Permian deposits; oil; gas; petroleum potential; hydrocarbon resources; focus areas of geological exploration; subgranular reservoir; shale gas; shale oil.***

Abstract: For several decades, field of work related to prospecting for oil, oil and gas, and oil and gas condensate accumulations in the Lower Permian subsalt series of the Astrakhan Arch has remained omitted. Drilling exploration and production wells at the Astrakhan gas condensate field resulted in obtaining hydrocarbon commercial inflows and shows in the lower Perm subsalt interval. According to lithological composition and features of oil and gas accumulation in the Lower Permian subsalt interval, two sequences are clearly distinguished, namely: Lower Asselian–Sakmarian-Artinskian and Upper Filippovsky. First of them is represented by siliceous-argillaceous-carbonate deposits, and can be considered as a source of shale gas and shale oil. The Filippovsky part is represented by carbonate formation with complicated distribution of reservoir properties. Hydrocarbon resource potential of these deposits in the study area is estimated at 413.4 MMTOE including 350.3 MM tons of oil and 55.8 BCM of free gas. Because of the occurrence of active and highly organic-reach oil and gas source series in the Lower Permian interval, prediction of reservoir development and distribution will be a key aspect of prospecting and appraisal works. Structural factor will not be decisive in planning exploration and prospecting activities.

For citation: Merkulov O.I., Stenin V.P., Malyavin S.Yu., Shcheglov V.B., Sizintsev S.V. Lower Permian subsalt deposits of the Astrakhan arch: promising focus area for oil and gas exploration in south-west of Caspian region. *Geologiya nefti i gaza.* 2024;(2):29–40. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-2-29-40. In Russ.

Введение

С момента открытия Астраханского месторождения для подавляющего большинства скважин, пробуренных на территории одноименного свода, целевым назначением было изучение отложений башкирского яруса и освоение залежей газоконденсата в этих отложениях (рис. 1). Гигантские запасы залежей УВ башкирского яруса Астраханского свода обладают важным недостатком — высоким содержанием агрессивных компонентов (сероводорода и углекислого газа). При существующей промысловой и перерабатывающей инфраструктуре региона это вносит ограничения на объем добываемой продукции. В связи с этим различные исследователи обосновывают альтернативные направления работ, например поиск нефтяных скоплений в девон-башкирском интервале разреза, поиск метанового газа в отложениях терригенного девона и др.

Многие годы дискутируется проблема выявления крупных нефтяных скоплений в башкирских и более древних отложениях Астраханского свода. Согласно воззрениям одной группы исследователей, такой вариант возможен [1–3]. В качестве подтверждающих фактов приводятся результаты опробования скв. Володарская-2 (приток нефти из фаменских отложений), а также аналоги из различных зарубежных нефтегазоносных бассейнов (Мексиканского залива, Аргентины, Ирана и др.), где притоки нефти получены с глубин до 8000–10 000 м. Кроме того, в башкирских отложениях Астраханского свода числится нефтяная залежь месторождения Великое.

Оппоненты, напротив, считают, что башкирские и более древние отложения Астраханского свода не могут содержать крупные по запасам нефтяные скопления УВ [4–6]. По результатам детального исследования пластовых флюидов из скважин Астраханского свода, а также по материалам бассейнового моделирования 2D и 3D в башкирском резервуаре прогнозируются газовые и газоконденсатные скопления. Нефть если и есть, то не в гигантских количествах. Эти скопления могут быть приурочены к наиболее гипсометрически приподнятой части свода, а по свойствам прогнозируются как конденсатоподобные. По мере погружения башкирских отложений по периферии свода и при переходе к более древним отложениям ожидаются исключительно газовые и газоконденсатные скопления. При этом конденсатный фактор должен закономерно уменьшаться по мере увеличения глубины залегания отложений.

На фоне этих дискуссий на протяжении нескольких десятков лет уделяется мало внимания направлению работ, связанным с поиском нефтяных, нефтегазовых и нефтегазоконденсатных залежей в нижнепермских подсолевых отложениях Астраханского свода [7]. В процессе бурения разведочных и эксплуатационных скважин на Астраханском месторождении были получены промышленные притоки и проявления УВ в нижнепермском подсолевом интервале разреза (таблица). Отмечена нефтенасыщенность керна и шлама из глинисто-кремнисто-карбонатных и битуминозных отложений ассельско-артинского возраста и сульфатно-карбонатных отложений филипповского возраста. Детальный анализ геолого-геофизических материалов по этому интервалу разреза свидетельствует о существовании нефтеперспективной территории в юго-западной части Прикаспийской нефтегазоносной провинции.

Строение нижнепермской подсолевой толщи

В нижнепермской подсолевой части разреза Астраханского свода по литологическому составу и особенностям нефтегазонакопления четко обособляются две толщи: нижняя — ассельско-сакмарo-артинская и верхняя — филипповская (рис. 2).

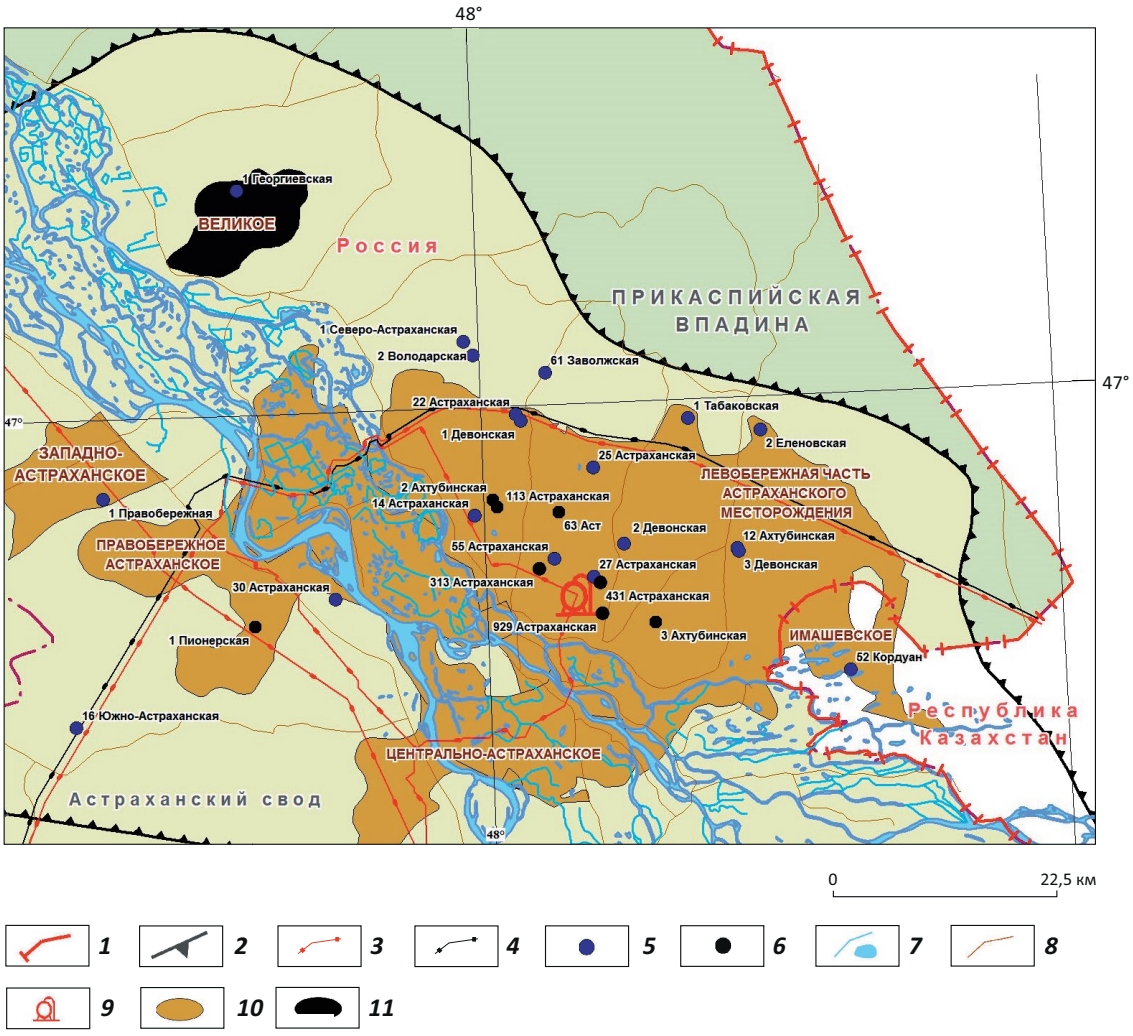
Мощность ассельско-артинских отложений в центральной части Астраханского свода изменяется в пределах 50–170 м, возрастая в южном и юго-западном направлениях до 263 м (скв. Южно-Астраханская-14) и сокращаясь до 36–17 м на его северном склоне.

Нижнепермские отложения имеют сложный литологический состав, характеризующийся неравномерным переслаиванием семи основных литологических типов пород и их подтипов, представленных карбонатными, глинисто-карбонатными, глинистыми и кремнистыми породами, а также породами сложного битуминозно-кремнисто-глинисто-карбонатного состава с различным соотношением перечисленных компонентов. Особенностью состава рассматриваемых отложений является постоянное присутствие в разрезах скважин на различных уровнях маломощных прослоев вулканогенно-осадочных пород — туфоаргиллитов, туфоалевролитов и туфопесчаников.

Комплекс первичных признаков изученных литотипов позволяет сделать вывод о формировании пород ассельско-артинского возраста в обстановках, отвечающих условиям относительно глубоководного шельфа, в спокойной гидродинамической обстановке, в условиях аноксичного заражения придонных вод. Примесь вулканомиктового материала и наличие прослоев туффитов являются следствием периодического пульсационного привноса в бассейн пеплового материала, связанного с раннепермской эпохой вулканизма, наиболее отчетливо проявившейся за пределами территории исследования в юго-восточных районах Прикаспийской впадины [8].

На основе анализа вариаций состава, особенностей внутреннего строения и изменения толщин нижнепермских отложений в пределах Астраханского свода выделено четыре типа разрезов: южно-астраханский (тип I), долгожданный (тип II), астраханско-кордуанский (типы III, III а), харабалинско-табаковский (тип IV) (рис. 3). Несмотря на общее сходство состава и строения вскрытых разре-

Рис. 1. Обзорная карта
Fig. 1. Location map



Границы (***1***, ***2***): ***1*** — государственная, ***2*** — крупных тектонических элементов; ***3*** — газопровод; ***4*** — нефтепровод; **скважины** (***5***, ***6***): ***5*** — пробуренные, ***6*** — с притоками УВ из нижнепермских отложений; ***7*** — гидросеть; ***8*** — дороги; ***9*** — газоперерабатывающие заводы; **месторождения** (***10***, ***11***): ***10*** — газоконденсатные, ***11*** — нефтяные

Borders (***1***, ***2***): ***1*** — state, ***2*** — large tectonic elements; ***3*** — gas main; ***4*** — oil pipeline; **wells** (***5***, ***6***): ***5*** — drilled, ***6*** — with HC inflows from Lower Permian intervals; ***7*** — hydrographic network; ***8*** — roads; ***9*** — gas processing plants; **fields** (***10***, ***11***): ***10*** — gas condensate, ***11*** — oil

зов, они различаются между собой по мощности как отдельных слагающих их пачек, так и общей толщине нижнепермских отложений.

Разрезы южно-астраханского типа развиты в юго-западной части свода. Их отличительной особенностью является увеличенная мощность нижнепермских отложений (до 263 м, скв. Южно-Астраханская-14) в основном за счет увеличения числа и мощности терригенных пластов (предположительно песчаного, алевролитопесчаного, глинистого состава) в верхних частях разреза.

Долгожданный тип разреза распространен на большей, левобережной, части свода. При сходстве строения нижней половины развитых здесь нижнепермских разрезов с разрезами типа I отмечается резкое сокращение в верхней части терригенных прослоев. Последние сложены преимущественно глинистыми породами. Одновременно отмечается увеличение доли карбонатных прослоев глубоководного генезиса. Наблюдаемая картина изменения состава и строения нижнепермских разрезов в пределах рассматриваемой зоны является следствием резкого сокращения объемов поступления в глубоководную часть бассейна терригенного материала в связи с удаленностью от источников сноса. С этим связано и наблюдаемое в пределах изучаемой зоны закономерное сокращение, общей мощности нижнепермских отложений в северном и северо-западном направлениях — от 191 м в скв. Южно-Астраханская-16 до 97–93 м в скважинах Астраханская-27 и Георгиевская-1.

Таблица. Результаты опробований, испытаний и исследований скважин, вскрывших нижнепермские подсолевые отложения Астраханского свода (по материалам АСТРАХАНЬНИПИГАЗ, 1991)

Table. Results of sampling, testing, and logging of wells that encountered Lower Permian subsalt deposits in the Astrakhan Arch (according to ASTRAHAN'NIPIGAZ, 1991)

Пласт	Номер скважины	Площадь	Интервал опробования, м глубина, м абс. отметка, м	Способ вскрытия пласта	Диаметр штуцера, мм	Дебит		
						нефти, $м^3$/сут	воды, $м^3$/сут	газа тыс. $м^3$
$R_1 + R_2$	431	Астраханская	3750–3800 –3760...–3810	ПКС-105	8	80	—	30
R_1	113		3804–3824	В процессе бурения	Фонтан	100	—	200
R_2	313		3865–3877 –3875,9...–3887,9 3892–3894 –3902,9...–3904,9	ПКС-105 Открытый ствол	8	600	—	—
$R_1 + R_2$	929		3720–3761 –3729,1...–3770,1	ЗПКС-105	—	246	—	25
R_2	63		3692,5–3772	ИП Поларис	—	—	—	6,1
R_1	2	Ахтубинская	3901–3921 –3914,9...–3934,9	Открытый забой	—	—	—	Незначительное содержание при промывке
R_2	3		3883–3888 –3896,9...–3901,9	ПКО-89	6	—	—	—
—	1		3804–3852	Открытый забой	—	0,6 $м^3$/сут жидкости	—	—
		Пионерская	3846–3936	ИП	—	—	—	—

Развитие разрезов астраханско-кордуанского типа (типы III, III а) охватывает районы восточной и центральной, наиболее приподнятых, частей Астраханского свода. Отличия данных разрезов заключаются в сокращении мощности и нечеткой выраженности двух нижних пачек, увеличении мощности третьей пачки (гамма-активный репер Р1), увеличении в составе пятой пачки доли карбонатных пород, повышенной гамма-активности пород, слагающих шестую пачку (гамма-активный репер Р2), очевидно, за счет увеличения в их составе глинистой и битуминозной составляющих, уменьшении мощности седьмой пачки. Практически полное отсутствие в составе данных разрезов терригенных обломочных пород, представленных исключительно редкими маломощными прослойками туфоалевролитов и туфопесчаников (скважины Кордуан-52, Астраханская-25, Астраханская-30), указывает на удаленность центральной части Астраханского свода от основных источников сноса.

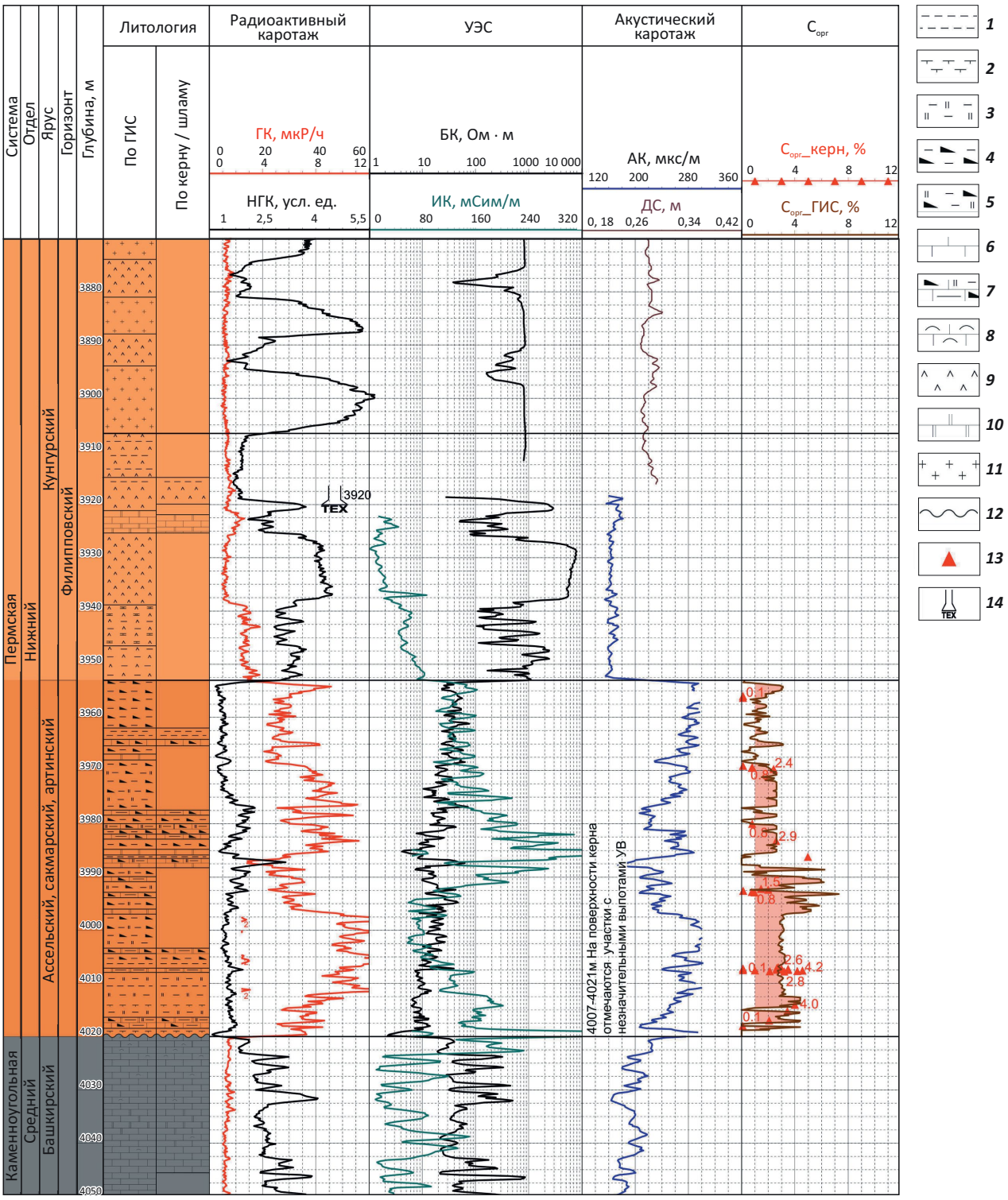
Харабалинско-табаковский тип разреза характерен для верхней части наиболее крутого северного склона свода (Харабалинская, Заволжская площади), а также приуроченных к нему участков морфологически выраженных органогенных построек каменноугольного возраста (районы Еленовской, Табаковской площадей). Разрезы нижней перми в пределах данной зоны по строению существенно отличаются от описанных выше резким сокращением общей мощности отложений (до 36–17 м).

Филипповский этап осадконакопления в пределах свода отвечал началу активного засолонения морского бассейна, существовавшего в пределах Прикаспийской впадины и ее внешнего обрамления, что нашло отражение в развитии преимущественно карбонатно-сульфатного и сульфатного типов осадков (рис. 4).

В центральной части Астраханского свода разрезы горизонта представлены в основном ангидритами с тонкими прослойками карбонатного материала. Характерной особенностью данного типа разреза является присутствие среди ангидритов реперных пластов R-1 и R-2, сложенных доломитизированными известняками темно-серой окраски, тонкокристаллической структуры, тонкослоистых за счет включений тонких пропластков глинисто-битуминозного материала (см. рис. 2). Мощность нижнего карбонатного пласта (R-1) изменяется в пределах 15–20 м, верхнего — 5–9 м. Мощность данного типа разреза в целом характеризуется относительно небольшими колебаниями значений (в пределах 40–50 м).

В поле распространения данного типа разреза в ряде скважин (Северо-Астраханская-1, Володар-

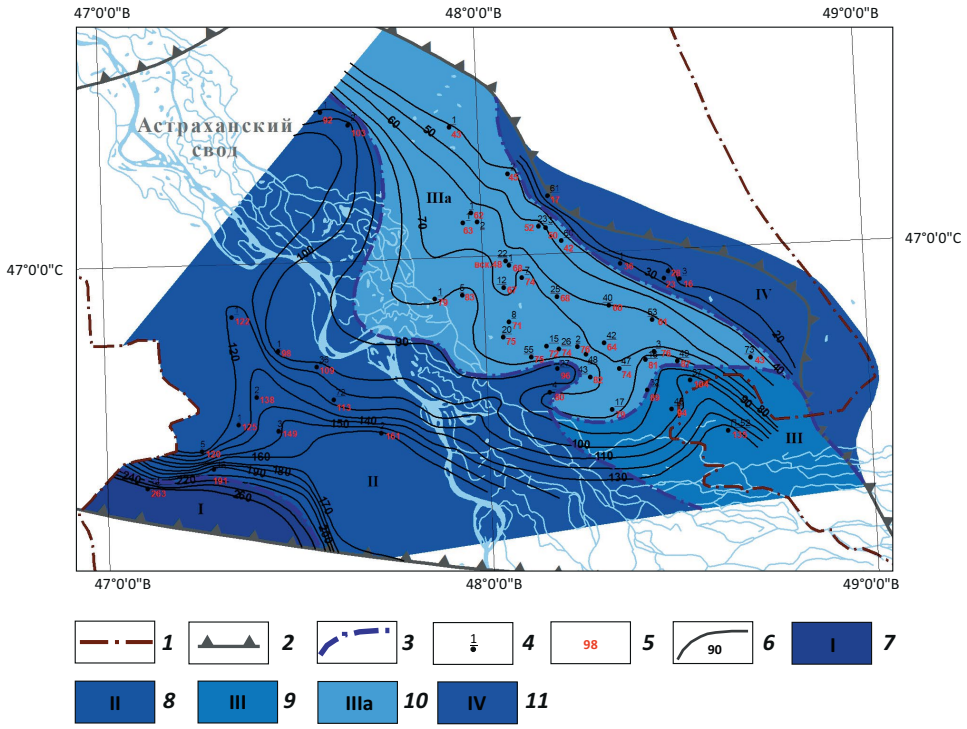
Рис. 2. Геолого-геофизическая характеристика нижнепермских отложений по скв. Астраханская-25
Fig. 2. Geological and geophysical characteristics Lower Permian deposits in Astrakhanskaya-25 well



1 — глина, аргиллит; ***2*** — глина известковистая; **породы** (***3–5***): ***3*** — кремнисто-глинистая, ***4*** — битуминозно-глинистая, ***5*** — битуминозно-глинисто-кремнистая; **известняки** (***6–8***): ***6*** — чистый, ***7*** — битуминозный, кремнисто-глинисто-карбонатный, ***8*** — органогенный; ***9*** — ангидрит; ***10*** — доломиты; ***11*** — соль; ***12*** — перерыв в осадконакоплении; ***13*** — результаты аналитических исследований; ***14*** — башмак технической колонны

1 — clay, claystone; ***2*** — calcareous loam; **rocks** (***3–5***): ***3*** — siliceous-argillaceous, ***4*** — bituminous-argillaceous, ***5*** — bituminous-argillaceous-siliceous; **limestone** (***6–8***): ***6*** — pure, ***7*** — bituminous, siliceous-argillaceous-carbonate, ***8*** — organic; ***9*** — anhydrite; ***10*** — dolomite; ***11*** — salt; ***12*** — nonsequence; ***13*** — results of analytical studies; ***14*** — shoe of technical string

Рис. 3. Литолого-фациальная карта ассельско-артинского этапа осадконакопления
Fig. 3. Lithofacies map of Asselian–Artinskian phase of sedimentation



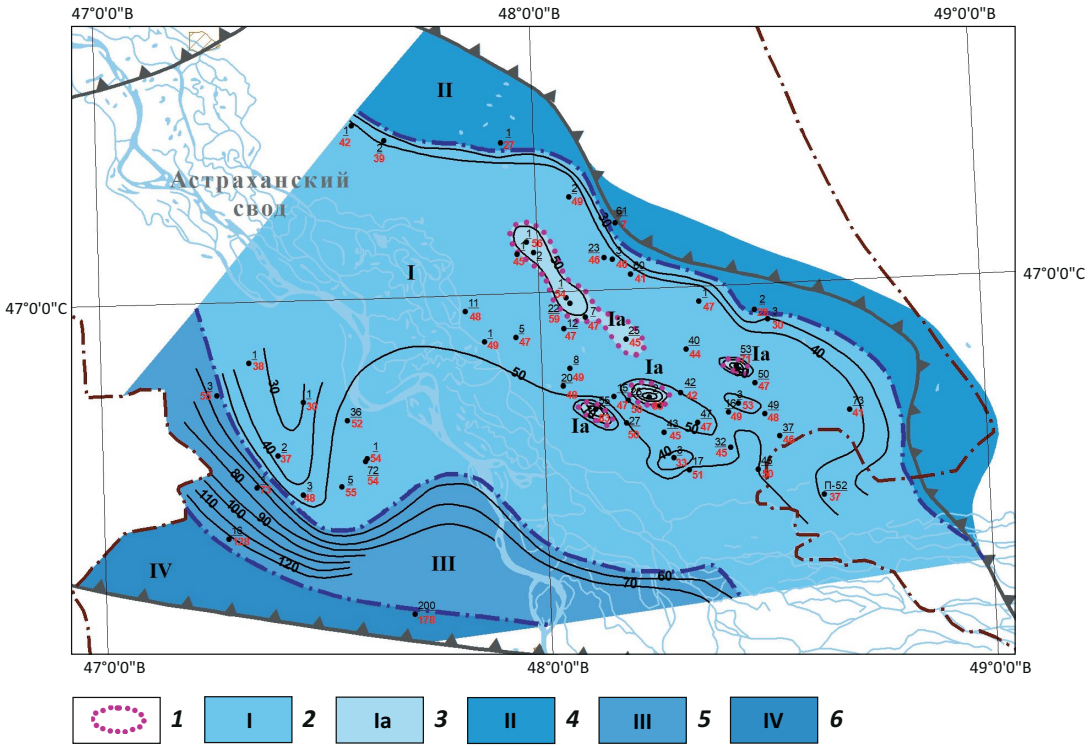
Границы (***1–3***): ***1*** — административные, ***2*** — Астраханского свода, ***3*** — литолого-фациальных зон; ***4*** — скважина и ее номер, ***5*** — мощность отложений, м; ***6*** — изопахиты, м; **типы разрезов и их литолого-фациальная характеристика** (***7–11***): ***7*** — южно-астраханский — дальняя часть склона Астраханского свода (гемипелагические осадки в пределах погруженной карбонатной платформы — битуминозные тонкослоистые аргиллиты, кремнистые, кремнисто-глинистые, глинисто-карбонатные, кремнисто-глинистые породы с возрастанием в верхней части разреза доли прослоев терригенного состава), ***8*** — долгожданный — верхняя часть склона Астраханского свода (глубоководные осадки в пределах погруженной карбонатной платформы — битуминозные тонкослоистые аргиллиты, кремнистые, кремнисто-глинистые, глинисто-карбонатные, кремнисто-глинистые породы с преобладанием глинистых и глинисто-кремнистых разновидностей, с редкими прослоями вулканокластических пород), ***9*** — кордуанский — восточная погруженная часть Астраханского свода (глубоководные осадки, по составу аналогичные II типу, но с преобладанием глинистых, кремнисто-глинистых и глинисто-карбонатных разностей, с прослоями туфогенных пород), ***10*** — астраханский — центральная часть Астраханского свода (глубоководные осадки в пределах приподнятой части погруженной карбонатной платформы — по составу аналогичные III типу, но с общим уменьшением толщины одновозрастных пачек), ***11*** — еленовский — северо-восточная часть резкого погружения склона Астраханского свода (глубоководные осадки в пределах верхней части склона глубокопогруженной карбонатной платформы — частое переслаивание битуминозных глинисто-кремнистых, кремнисто-карбонатных, кремнисто-глинисто-карбонатных пород).

Остальные усл. обозначения см. на рис. 2

Boundaries (***1–3***): ***1*** — administrative, ***2*** — Astrakhan Arch, ***3*** — lithofacies zones; ***4*** — well and its number, ***5*** — deposit thickness, m; ***6*** — isopach, m; **section types and their lithofacies characteristics** (***7–11***): ***7*** — South Astrakhansky — distant part of the Astrakhan Arch slope (hemipelagic sediments within the submerged carbonate platform — bituminous thin-bedded claystone, siliceous, siliceous-argillaceous, argillaceous-carbonate, siliceous-argillaceous with increase of terrigenous member proportion in the upper part of the section), ***8*** — Dolgozhdanny — upper part of the Astrakhan Arch slope (deepwater sediments within the submerged carbonate platform — thin-bedded bituminous claystone, siliceous, siliceous-argillaceous, argillaceous-carbonate, siliceous-argillaceous rocks with predominance of argillaceous and argillaceous-siliceous varieties, with rare interlayers of volcaniclastic rocks), ***9*** — Korduansky — eastern submerged part of the Astrakhan Arch (deepwater sediments with composition similar to Type II, although with predominance of argillaceous, siliceous-argillaceous and argillaceous-carbonate varieties, with tuffaceous interlayers), ***10*** — Astrakhansky — central part of the Astrakhan Arch (deepwater sediments within the upstanding part of the submerged carbonate platform — composition is similar to Type III, although with general thinning of time-equivalent members), ***11*** — Elenovsky — north-eastern part of drastic submergence of the Astrakhan Arch slope (deepwater sediments within the upper part of the slope of deeply submerged carbonate platform slope — thin alternation of bituminous argillaceous-siliceous, siliceous-carbonate, and siliceous-argillaceous-carbonate rocks).

For other Legend items see Fig. 2

Рис. 4. Литолого-фациальная карта филипповского этапа осадконакопления
Fig. 4. Lithofacies map of Filippovsky phase of sedimentation



1 — зоны повышенной сульфатности разреза; ***2*** — сульфатно-карбонатный тип разреза центральной части Астраханского свода; ***3*** — карбонатно-сульфатный подтип разреза; ***4*** — преимущественно сульфатный тип разреза северного склона Астраханского свода; ***5*** — терригенно-карбонатно-сульфатный тип разреза южной части Астраханского свода; ***6*** — карбонатно-сульфатно-терригенный тип разреза северного склона Каракульско-Смушковской зоны дислокаций.
Остальные усл. обозначения см. на рис. 3

1 — zones of higher sulphate content in the section; ***2*** — sulphate-carbonate type of the section in the central part of the Astrakhan Arch; ***3*** — carbonate-sulphate subtype of the section; ***4*** — maybe sulphate type of the section in the northern slope of the Astrakhan Arch; ***5*** — terrigenous-carbonate-sulphate type of the section in the southern part of the Astrakhan Arch; ***6*** — carbonate-sulphate-terrigenous type of the section in the northern slope of Karakulsky-Smushkovsky zone of dislocations.
For other Legend items see Fig. 3

ская-2, Астраханские-22, 25, 55, Девонская-2, Ахтубинская-12) отмечается увеличенная мощность сульфатов в кровле горизонта, выше репера R-2.

Характерной особенностью преимущественно сульфатного типа разреза северного склона свода является резко сокращенная общая мощность филипповских отложений — от 28 м (скв. Еленовская-2) до 7 м (скв. Заволжская-61). В основном разрез сложен сульфатными породами. Реперные пласты карбонатного состава R-1 и R-2 здесь либо отсутствуют, либо их мощность составляет не более 2–3 м. Сокращенная мощность накопившихся отложений в этой зоне объясняется весьма неустойчивыми условиями осадконакопления в пределах палеосклона.

Перспективы нефтегазоносности

На основе анализа результатов геолого-геофизических исследований в нижнепермском подсолевом разрезе Астраханского свода можно наметить два потенциальных направления геолого-разведочных работ. Первое связано с доманикоидной кремнисто-глинисто-карбонатной ассельско-артинской пачкой, второе — с реперными пластами сульфатно-доломитовых пород филипповского горизонта.

В таблице приведена схема УВ-проявлений из нижнепермских подсолевых отложений Астраханского свода. Наиболее интенсивные нефтегазопроявления были получены при опробовании филипповских отложений в эксплуатационных скважинах левобережной части Астраханского свода. В скважинах 431, 313 и 929 опробованы в колонне реперные пласты R_1 и R_2 (см. таблицу). Притоки нефти при этом составляли от 80 м^3/сут на 8-мм штуцере в интервале 3750–3800 скв. 431 до 246 м^3/сут в интервале 3720-3761 скв. 929. Дебиты газа достигали 30 тыс. м^3/сут (скв. 431).

Согласно результатам 2D-бассейнового моделирования, в среднекаменноугольно-нижнепермской подсолевой части разреза Астраханского свода в послекунгурское время, вероятно, сформировались две изолированных УВ-системы. К первой относятся отложения от среднего (верхнего) девона до

среднего карбона. Она включает в себя очаги генерации в девонских отложениях Астраханского свода и девон-каменноугольные отложения, окружающие свод прогибов, преимущественно транзитную зону в верхнедевонских и нижнекаменноугольных отложениях, а также гигантскую зону аккумуляции газа и газоконденсата в среднекаменноугольных отложениях. Формирование девон-среднекаменноугольной генерационно-аккумуляционной системы в пределах Астраханского свода и его периферии подробно изложено в работе [9].

На рис. 5 в качестве примера приведен компонентный состав флюидов в башкирских отложениях (по одной ячейке расчетной сети) в наиболее гипсометрически приподнятой части Астраханского свода. Исходя из представленных данных, можно сделать вывод, что в составе компонентов резко доминируют газообразные компоненты (93 %). При этом 30,2 % приходится на агрессивные компоненты (сероводород и углекислый газ).

Вторая из изолированных УВ-систем объединяет очаг генерации и зоны аккумуляции преимущественно жидких УВ в нижнепермской подсолевой части разреза. Дифференциация этих зон обусловлена наличием флюидоупора высокого качества в ассельско-артинской части разреза. Перетокам из отложений среднего карбона в более молодые подсолевые отложения в пределах Астраханского свода препятствовал флюидодинамический барьер в подошве нижнепермской толщи. Наличие этого барьера в настоящее время не означает отсутствия вероятности вертикальных перетоков УВ в прошлом. Такие перетоки могли иметь эпизодический характер в мезозой-кайнозойское время.

Нижнепермская генерационно-аккумуляционная система, вероятно, начала функционировать в мезозойское время. На рубеже триаса и юры здесь прогнозируются начало генерации УВ и формирование первых нефтяных скоплений. В наиболее гипсометрически приподнятой части свода и под соляными куполами на его склонах генерация нефти продолжалась и в кайнозое. В настоящее время в подсолевых нижнепермских отложениях района работ прогнозируются преимущественно нефтяные залежи. На рис. 6 приведен состав одного из прогнозируемых скоплений в нижнепермских отложениях левобережной части Астраханского свода.

Иная ситуация прогнозируется по периферии исследуемой территории. Под действием более жестких термических условий в конце мезозоя и кайнозое здесь могли генерировать газообразные УВ, что, вероятно, обусловило формирование газовых и газоконденсатных скоплений.

Выполненный анализ геолого-геофизических и геохимических данных позволил провести интервальную оценку ресурсного УВ-потенциала нижнепермских отложений Астраханского свода. При этом отдельно были оценены ресурсы УВ в доманикоидах ассельско-артинского интервала разреза и в одновозрастных субгранулярных коллекторах, а также ресурсный потенциал УВ в сульфатно-карбонатных реперных пластах филипповского горизонта. Согласно выполненной оценке, ресурсный потенциал нижнепермских подсолевых отложений Астраханского свода составил 413,4 млн т усл. топлива извлекаемых, из них нефти 350,3 млн т, свободного газа 55,8 млрд м^3. Ресурсный потенциал ассельско-артинских отложений оценен исключительно по нефти, филипповских — по нефти и газу. Результаты подсчета ресурсов по нижнепермской подсолевой части разреза Астраханского свода приведены на рис. 7.

Ключевые направления геолого-разведочных работ

В связи с высокой степенью флюидодинамической замкнутости нижнепермская генерационно-аккумуляционная система может служить типичным примером автоклавной системы [10]. Вероятнее всего, в этом интервале разреза Астраханского свода и по его периферии на протяжении нескольких геологических периодов развивалась квазиизолированная флюидодинамическая система. Очаги генерации и аккумуляции УВ здесь практически совпадают в пространстве. Латеральная и вертикальная миграция были существенно ограничены в связи со сложным распределением фильтрационно-емкостных свойств, обусловленным как литологическим составом, так и вторичными процессами преобразования нижнепермских подсолевых пород. Это безусловно оказало влияние на перспективы нефтегазоносности нижнепермского подсолевого интервала разреза. Формирование УВ-скоплений здесь обусловлено наличием коллектора и гидродинамической ловушки.

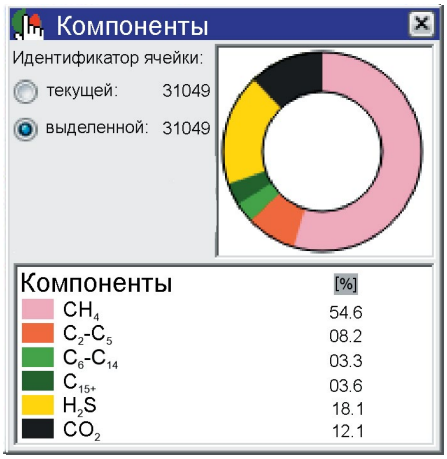
Как отмечалось, распределение коллекторских свойств в ассельско-артинской и филипповской толщах носит спорадический характер. Как правило, зоны с повышенными фильтрационно-емкостными свойствами прогнозируются на участках развития малоамплитудных разрывных нарушений, на склонах локальных поднятий, а также в зонах повышенной кавернозности карбонатных пород, что подтверждается результатами бурения и опробования нижнепермских подсолевых отложений в скважинах Астраханского свода (см. рис. 1). Таким образом, в нижнепермских подсолевых отложениях района работ прогнозируется серия различных по запасам и фазовому составу скоплений УВ. Размеры и состав скоплений будут определяться локальными неоднородностями фильтрационно-емкостных свойств пород, а также термобарическим режимом недр. Повышение напряженности термического поля в силу достаточно высокой катагенетической зрелости нижнепермских пород может привести к увеличению доли газообразных УВ в локальных скоплениях. В таких условиях возрастает влияние мозаичного поля температур нижнепермских отложений на фазовый состав скоплений (рис. 8).

Рис. 5. Пример компонентного состава пластовой смеси в отложениях башкирского яруса в пределах Астраханского свода. Бассейновое моделирование 2D

Fig. 5. An example of compositional breakdown of strata mixture in Bashkirian deposits within the Astrakhan Arch. 2D basin modelling

Рис. 6. Пример компонентного состава пластовой смеси в нижнепермских отложениях в пределах Астраханского свода. Бассейновое моделирование 2D.

Fig. 6. Example of breakdown of strata mixture in Lower Permian deposits within the Astrakhan Arch. 2D basin modelling.



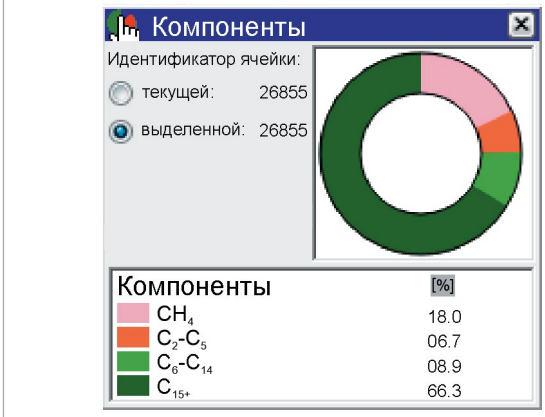
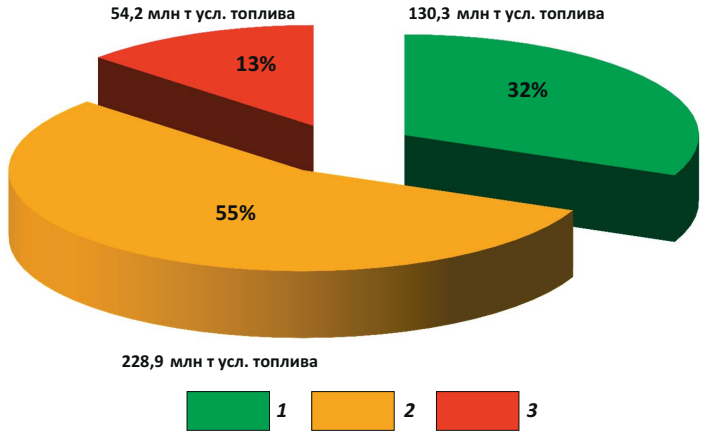


Рис. 7. Результаты оценки ресурсного потенциала нижнепермских подсолевых отложений Астраханского свода

Fig. 7. Results of resource potential assessment for Lower Permian subsalt deposits of the Astrakhan Arch



1 — филипповские отложения; ***2*** — доманикоиды ассельско-артинского возраста; ***3*** — субгранулярный коллектор ассельско-артинского возраста

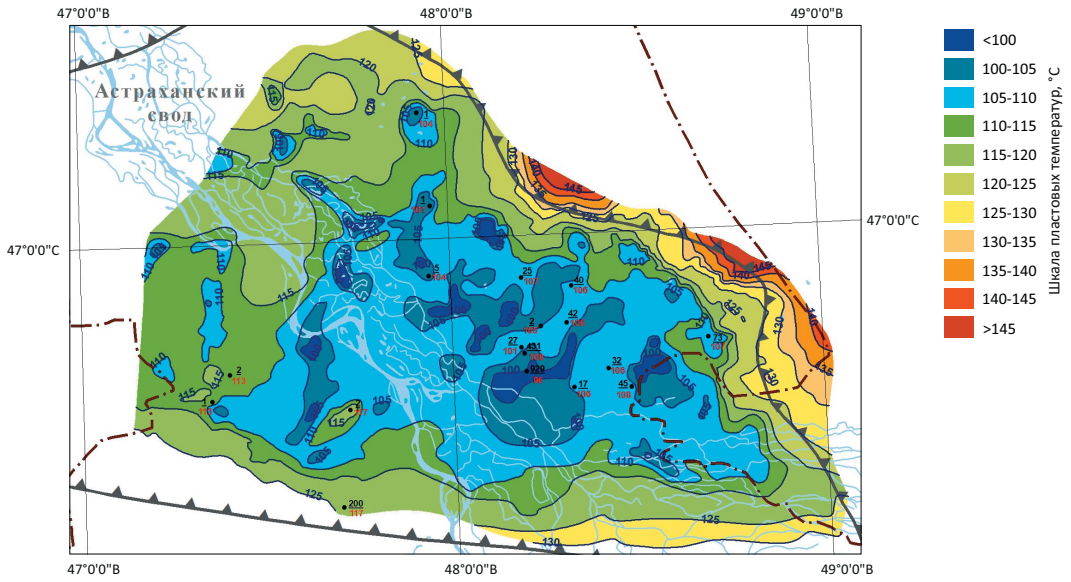
1 — Filippovsky deposits; *2* — Asselian–Artinskian domanikoids; *3* — Asselian–Artinskian subgranular reservoir

Таким образом, можно обосновать два направления поисково-оценочных работ на нижнепермские подсолевые отложения Астраханского свода.

1. Кремнисто-глинисто-карбонатные отложения ассельско-артинского возраста как источники сланцевого газа и сланцевой нефти. Эти породы повсеместно распространены на территории Астраханского свода. Наиболее перспективны на проведение поисково-оценочных работ участки развития субгранулярных коллекторов в центральной и северной частях свода. В южном направлении ассельско-артинский интервал разреза существенно глинизирован и его перспективы нефтегазоносности уменьшаются.

2. Ассельско-артинские и филипповские отложения центральной и северной частей свода на участках развития повышенных фильтрационно-емкостных свойств. Как правило, такие участки приурочены к зонам повышенной трещиноватости, обусловленной структурной неоднородностью как нижнепермской подсолевой толщи, так и подстилающих ее отложений. Сюда можно отнести малоамплитудные разрывные нарушения, локальные поднятия, флексурные осложнения северной части свода.

Рис. 8. Карта пластовых температур в кровле ассельско-артинских отложений
Fig. 8. Formation temperature map for the Asselian–Artinskian Top



1 — изотермы, град.; ***2*** — скважины (числитель — номер, знаменатель — температура). Остальные усл. обозначения см. на рис. 3

1 — isotherm, degrees; ***2*** — wells (number, temperature). For other Legend items see Fig. 3

Выводы

1. Нижнепермские отложения являются высокоперспективным объектом для поиска нефтяных залежей в переделах Астраханского свода, что подтверждается промышленными притоками в нескольких скважинах. Ресурсный УВ-потенциал этих отложений на изучаемой территории оценивается в 413,4 млн т усл. топлива извлекаемых, из них нефти 350,3 млн т, свободного газа 55,8 млрд м^3.

2. Ассельско-артинские отложения представляют собой доманикоидную кремнисто-глинисто-карбонатную толщу, высокообогащенную ОВ и жидкими УВ. По результатам геолого-разведочных работ здесь могут быть оконтурены площади, в том числе перспективные на поиски сланцевой нефти. Однако не исключено развитие традиционных коллекторов с низкими фильтрационно-емкостными свойствами. Филипповские отложения развиты на площади Астраханского свода в двух доломитовых пластах — потенциальных резервуарах УВ. Нижнепермские отложения в целом обладают неоднородным распределением коллекторских толщ по площади и разрезу.

3. В связи с развитием в нижнепермском интервале разреза активной и высокообогащенной ОВ нефтегазоматеринской толщи ключевым этапом при проведении поисково-оценочных работ будет прогноз развития и распространения коллекторов. Структурный фактор при планировании поисковых работ не будет иметь решающего значения.

Литература

1. *Астраханский* карбонатный массив: строение и нефтегазоносность / Под ред. Ю.А. Воложа, В.С. Парасыны. – М. : Научный мир, 2008. – 221 с.

2. *Волож Ю.А., Гогоненков Г.Н., Делия С.В., Корчагин О.А., Комаров А.Ю., Рыбальченко В.В., Сибилев М.А., Стенин В.П., Пыхалов В.В., Титаренко И.А., Токман А.К.* Углеводородный потенциал глубоких горизонтов Астраханской зоны нефтегазонакопления: проблемы и решения // Геотектоника. – 2019. – Т. 53. – № 3. – С. 3–23. DOI: 10.1134/S0016852119030087.

3. *Соловьев Б.А., Кондратьев А.Н., Левшунова С.П.* Состояние и перспективы развития нефтегазопоисковых работ в зоне сочленения Прикаспийской впадины и кряжа Карпинского // Геология нефти и газа. – 2010. – № 4. – С. 31–38.

4. *Бочкарев А.В., Бочкарев В.А.* Катагенез и прогноз нефтегазоносности недр. – М. : Изд-во ВНИИОЭНГ, 2006. – 321 с.

5. *Бочкарев А.В., Делия С.В., Карпов П.А., Самойленко Г.Н., Степанов А.Н.* Опыт предлицензионной оценки перспектив нефтегазоносности // Геология нефти и газа. – 2001. – № 2. – С. 7–12.

6. *Постнова Е.В., Орешкин И.В., Писаренко Ю.А., Сизинцева Л.И.* О состоянии ресурсной базы нефти и газа Прикаспийской мегавпадины // Недра Поволжья и Прикаспия. – 2001. – Вып. 27. – С. 7–12.

7. *Меркулов О.И., Титаренко И.А., Сизинцев С.В*. Направления развития минерально-сырьевой базы углеводородов юго-западной части Прикаспийской нефтегазоносной провинции // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2022. – № 3–4. – С. 15–22.

8. *Соловьева Б.А., Юрель Г.Н., Павлинова Н.В*. Роль вулканических процессов в формировании подсолевого комплекса на юго-востоке Прикаспийской впадины // Известия вузов. Сер. Геология и разведка. – 1991. – № 1. – С. 16–23.

9. *Постнова Е.В., Орешкин И.В., Меркулов О.И., Гонтарев В.В., Потапов М.А*. Перспективы нефтегазоносности Среднего Каспия по результатам бассейнового моделирования // Настоящее и будущее сырьевой базы морской нефтегазовой промышленности России : тезисы докладов международной научно-практической конф-ии (Санкт-Петербург, 16–19 марта 2004 г.). – СПб, 2004. – С. 65–67.

10. *Волож Ю.А., Абукова Л.А, Рыбальченко В.В., Меркулов О.И*. Формирование месторождений нефти и газа в глубокопогруженных углеводородных системах: на пути к универсальной поисковой концепции // Геотектоника. – 2022. – № 5. – С. 27–49. DOI: 10.31857/S0016853X22050095.

References

1. *Astrakhan* carbonate massif: structure and its oil and gas perspectives. In: Yu.A. Volozh, V.S. Parasyna, eds. Moscow: Nauchnyi Mir; 2008. 221 p. In Russ.

2. *Volozh Yu.A., Gogonenkov G.N., Deliya S.V., Korchagin O.A., Komarov A.Yu., Rybal'chenko V.V., Sibilev M.A., Stenin V.P., Pykhalov V.V., Titarenko I.A., Tokman A.K.* Hydrocarbon potential of deeply buried reservoirs in the astrakhan oil and gas accumulation zone: problems and solutions. *Geotectonics.* 2019;53(3):299–318. DOI: 10.1134/S0016852119030087. In Russ.

3. *Solov'ev B.A., Kondrat'ev A.N., Levshunova S.P*. State and prospects of oil and gas exploration activity in the joint zone of Pre-caspian depression and Karpinsky ridge. *Geologiya nefti i gaza*. 2010;(4):31–38. In Russ.

4. *Bochkarev A.V., Bochkarev V.A.* Katagenez i prognoz neftegazonosnosti nedr [Catagenesis and prediction of oil and gas occurrence in subsurface]. Moscow: VNIIOENG; 2006. 321 p. In Russ.

5. *Bochkarev A.V., Deliya S.V., Karpov P.A., Samoilenko G.N., Stepanov A.N*. Opyt predlitsenzionnoi otsenki perspektiv neftegazonosnosti [Experience in pre-licensing assessment of oil and gas prospects]. *Geologiya nefti i gaza*. 2001;(2):7–12. In Russ.

6. *Postnova E.V., Oreshkin I.V., Pisarenko Yu.A., Sizintseva L.I*. O sostoyanii resursnoi bazy nefti i gaza Prikaspiiskoi megavpadiny [On the state of the oil and gas resource base of the Pre-Caspian megadepression]. *Nedra Povolzh'ya i Prikaspiya*. 2001;(27):7–12. In Russ.

7. *Merkulov O.I., Titarenko I.A., Sizintsev S.V*. Lines of development of the hydrocarbon mineral resource base in the south-western part of the Caspian petroleum province. *Mineral'nye resursy Rossii. Ekonomika i upravlenie*. 2022;(3–4):15–22. In Russ.

8. *Solov'eva B.A., Yurel' G.N., Pavlinova N.V*. Rol' vulkanicheskikh protsessov v formirovanii podsolevogo kompleksa na yugo-vostoke Prikaspiiskoi vpadiny [The role of volcanic processes in the formation of the subsalt complex in the southeast of the Caspian depression]. *Izvestiya vuzov. Ser. Geologiya i razvedka*. 1991;(1):16–23. In Russ.

9. *Postnova E.V., Oreshkin I.V., Merkulov O.I., Gontarev V.V., Potapov M.A*. Perspektivy neftegazonosnosti Srednego Kaspiya po rezul'tatam basseinovogo modelirovaniya [Prospects for oil and gas content of the Middle Caspian based on the results of basin modeling]. In: Nastoyashchee i budushchee syr'evoi bazy morskoi neftegazovoi promyshlennosti Rossii : tezisy dokladov mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konf-ii (Sankt-Peterburg, 16–19 march 2004). St. Petersburg; 2004. pp. 65–67. In Russ.

10. *Volozh Yu.A., Abukova L.A, Rybal'chenko V.V., Merkulov O.I*. Formation of Oil and Gas Fields in Deep Hydrocarbon Systems: Outline of a Universal Search Concept. *Geotektonics*. 2022;56(5):27–49. DOI: 10.1134/S0016852122050090. In Russ.

Информация об авторах

Меркулов Олег Игоревич

Кандидат геолого-минералогических наук,

управляющий директор

АО «Нижне-Волжский научно-исследовательский институт геологии и геофизики»

410012 Саратов, ул. Московская, д. 70

e-mail: MerkulovOI@rusgeology.ru

ORCID ID: 0009-0008-6613-2352

Стенин Владимир Петрович

Кандидат технических наук,

советник генерального директора

Росатом АО «ТВЭЛ» «РусВэллГруп»,

115409 Москва, Каширское ш., д. 49

e-mail: VPStenin@rosatom.ru

ORCID ID: 0009-0002-1138-4751

Information about authors

Oleg I. Merkulov

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,

Managing director

NVNIIGG,

70, ul. Moskovskaya, Saratov, 410012, Russia

e-mail: MerkulovOI@rusgeology.ru

ORCID ID: 0009-0008-6613-2352

Vladimir P. Stenin

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,

Advisor to Director General

Tvel Rosatom, RusWellGroup

49, sh. Kashirskoye, Moscow, Russia

e-mail: VPStenin@rosatom.ru

ORCID ID: 0009-0002-1138-4751

Малявин Сергей Юрьевич
Генеральный директор
ООО «АстраН»,
414000 Астрахань, ул. Тургенева, д. 7/9
e-mail: s.malyavin@ws-capital.com
ORCID ID: 0009-0009-6133-0146

Щеглов Валерий Борисович
Кандидат геолого-минералогических наук,
начальник отдела
АО «Нижне-Волжский научно-исследовательский институт геологии и геофизики»,
410012 Саратов, ул. Московская, д. 70
e-mail: ScheglovVB@rusgeology.ru
ORCID ID: 0009-0003-1394-1336

Сизинцев Сергей Владимирович
Начальник департамента
АО «Нижне-Волжский научно-исследовательский институт геологии и геофизики»,
410012 Саратов, ул. Московская, д. 70
e-mail: SizintsevSV@rusgeology.ru
ORCID ID: 0009-0006-2799-5759

Sergei Y. Malyavin
Director General
AstraN,
7, ul. Turgeneva, Astrakhan, Russia
e-mail: s.malyavin@ws-capital.com
ORCID ID: 0009-0009-6133-0146

Valerii B. Shcheglov
Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Head of Sector
NVNIIGG,
70, ul. Moskovskaya, Saratov, 410012, Russia
e-mail: ScheglovVB@rusgeology.ru
ORCID ID: 0009-0003-1394-1336

Sergei V. Sizintsev
Head of Department
NVNIIGG,
70, ul. Moskovskaya, Saratov, 410012, Russia
e-mail: SizintsevSV@rusgeology.ru
ORCID ID: 0009-0006-2799-5759