

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2023.2.47-66>

EDN FVLRR1

УДК 556.3:553.98

Строение и условия формирования резервуаров нефти и газа в триасовых отложениях Южного Мангышлака

Попков В.И., Ларичев В.В., Попков И.В.

Кубанский государственный университет (КубГУ), Краснодар, Россия

Structure and conditions of formation of oil and gas reservoirs in the Triassic deposits of Southern Mangyshlak

V.I. Popkov, V.V. Larichev, I.V. Popkov

Kuban State University (KubGU), Krasnodar, Russia

E-mail: geoskubsu@mail.ru

Аннотация. Изучение строения резервуаров углеводородов и гидрогеологических особенностей триасового разреза Южно-Мангышлакской нефтегазоносной области показало, что в отличие от перекрывающих отложений платформенного чехла они обладают рядом характерных черт, позволяющих говорить об особых гидрогеохимических и гидродинамических условиях этих комплексов, определяемых, прежде всего, вторичным характером их фильтрационно-емкостных свойств. Водонасыщенность матрицы пород, очаговый характер развития вторичных коллекторов на фоне крайне низкой проницаемости окружающих толщ делают невозможным развитие элизионных потоков. Это обуславливает высокую чувствительность нижнего этажа к различным компрессионным процессам, в том числе обусловленным вторжением глубинных высокоэнергетичных флюидных потоков. Инъекция флюидов сопровождается разуплотнением низкопроницаемых толщ, образованием дополнительных трещин, формированием вторичных пустот метасоматического происхождения. В результате образуются вторичные резервуары сложной морфологии, заполняемые углеводородами. Совпадение в плане гидрогеохимических и гидродинамических аномалий, участков вторичных коллекторов с отчетливыми следами метасоматоза и связанными с ними скоплениями нефти и газа свидетельствуют об их генетической взаимосвязи.

Строение резервуаров нефти и газа, а также сопутствующих им гидрогеологических аномалий рассмотрено на примере хорошо изученных триасовых месторождений углеводородов Южного Мангышлака.

Ключевые слова: *триас, литология, гидрохимические и гидродинамические аномалии, глубинные флюиды, резервуары*

Для цитирования: Попков В.И., Ларичев В.В., Попков И.В. Строение и условия формирования резервуаров нефти и газа в триасовых отложениях Южного Мангышлака // Нефтяная провинция.-2023.-№2(34).-С.47-66. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.2.47-66>. - EDN FVLRRI

Abstract. The study structures of hydrocarbon reservoirs and of the hydrogeological features of the Triassic section of the Yuzhno-Mangyshlak oil and gas bearing region showed that, unlike the overlapping deposits of the platform cover, they have a number of characteristic features that allow us to speak about the special hydrogeochemical and hydrodynamic conditions of these complexes, determined primarily by the secondary nature of their filtration-capacitance properties. The water saturation of the rock matrix, the focal nature of the development of secondary reservoirs against the background of extremely low permeability of the surrounding strata make it impossible to develop elysium flows. This causes the high sensitivity of the lower floor to various compression processes, including those caused by the intrusion of deep high-energy fluid flows. Fluid injection is accompanied by decompression of low-permeable strata, the formation of additional cracks, the formation of secondary voids of metasomatic origin. As a result, secondary reservoirs of complex morphology are formed, filled with hydrocarbons. The coincidence in terms of hydrogeochemical and hydrodynamic anomalies, areas of secondary reservoirs with distinct traces of metasomatism and associated accumulations of oil and gas indicate their genetic relationship.

The structure of oil and gas reservoirs, as well as accompanying hydrogeological anomalies, is considered on the example of well-studied Triassic hydrocarbon deposits of Southern Mangyshlak.

Keywords: *triassic, lithology, hydrochemical and hydrodynamic anomalies, deep fluids, reservoirs*

For citation: Popkov V.I., Larichev V.V., Popkov I.V. Stroenie i usloviya formirovaniya rezervuarov nefti i gaza v triasovyh otlozheniyah Yuzhnogo Mangyshlaka [Structure and conditions of formation of oil and gas reservoirs in the Triassic deposits of Southern Mangyshlak] Neftyanaya Provintsiya, No. 2(34), 2023. pp. 47-66. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.2.47-66>. EDN FVLRRI (in Russian)

По мере погружения в зоны все более высоких давлений и температур в результате прогрессирующих катагенетических преобразований осадочные породы в значительной степени утрачивают первичные пористость

и проницаемость. При достижении глубин 4,0–5,0 км и более их коллекторские свойства в значительной мере носят вторичный характер [1, 2, 3, 4 и др.]. В условиях низкопроницаемого разреза в площадном распространении участков с повышенными емкостными свойствами четко проявляется локализованный, «островной» характер. При этом встречаются отдельные экстремально высокие значения, известные как «коллекторы в зонах разуплотнения» [1, 5, 6], резко превышающие средние значения параметров сопредельных участков.

Наиболее хорошо изучено деформационное разуплотнение горных пород, связанное с разрывами и складчатыми дислокациями. Зоны разломов, помимо того, что они сопровождаются формированием зон повышенной тектонической трещиноватости, служат каналами миграции глубинных флюидов. Агрессивные флюиды способствуют растворению и выносу минерального вещества из контактирующих с ними пород, формированию вторичных пустот, что приводит к созданию линейных приразломных зон с повышенными коллекторскими свойствами. При затруднении дальнейшего продвижения вверх флюидов, находящихся под высоким давлением, происходит гидравлический удар, в результате чего происходит раскрытие трещин противостоящих пластов. Этот процесс сопровождается разуплотнением низкопроницаемых толщ, образованием дополнительных трещин, формированием вторичных пустот метасоматического происхождения [6, 7].

Такие зоны разуплотнения пород, залегающие среди более плотных и менее трещиноватых разностей, образуют пространственно замкнутые резервуары сложной морфологии, заполняемые УВ [7, 8]. Соответственно, в условиях (квази)закрытой гидродинамической системы при локализации скоплений нефти и газа структурный фактор (наличие антиклинали) не является определяющим.

Повышенная трещиноватость горных пород отмечается и в присво-

довых участках антиклинальных складок – местах максимального изгиба слоев. К примеру, в Карпатской нефтегазоносной провинции из таких участков на Бориславской складке были получены притоки нефти дебитом до 3000 т/сут [1]. Оказалось, что эти зоны связаны не с литолого-фациальной изменчивостью коллекторов и их мощностью, а с трещиноватостью пород и появлением участков разрыхления, вызванных тектоническими напряжениями.

Зоны повышенной тектонической трещиноватости имеют линейный характер, их простирание совпадает с простиранием осей складок. За их пределами породы утрачивают коллекторский потенциал, а с ним и продуктивность: в скважинах получены притоки воды с изменением их химического состава или же отмечено полное отсутствие притоков флюидов [9, 10]. Такой характер площадного распространения коллекторов, не выходящих за пределы антиклинальных структур, отражает, по нашему мнению, масштабы латеральной составляющей локализованных инъекций агрессивных флюидов в отложения.

Эти заключения находятся в соответствии с известными данными о строении глубокопогруженных триасовых резервуаров и залежей углеводородов Скифско-Туранской платформы. Данная проблема может быть рассмотрена на примере наиболее изученных месторождений – Южный Жетыбай, Гасбулат (южная часть Жетыбай-Узеньской тектонической ступени), Северо-Ракушечное (Песчаномысско-Ракушечная зона сводовых поднятий) и Северное Карагие (Карагиинская седловина), входящих в состав Южно-Мангышлакского нефтегазоносного осадочного бассейна.

Газоконденсатное месторождение Северо-Ракушечное

Газоконденсатные залежи месторождения приурочены к вулканогенно-карбонатной толще среднего триаса. Зона разуплотнения проходит через свод поднятия. К ней приурочены наиболее опресненные воды сульфатно-натриевого типа с минерализацией 15,7–20,1 г/л (рис. 1). Здесь же

фиксируются высокие значения коэффициента негидростатичности ($K_{нг}$), достигающие 1,1–1,4 (Рис. 2).

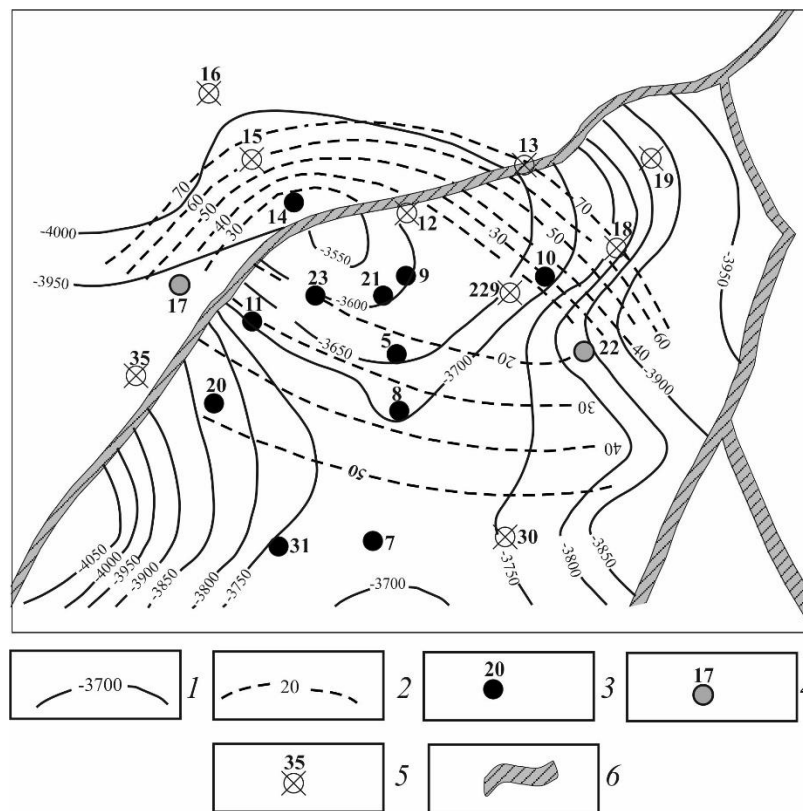


Рис. 1. Схема гидрохимической зональности месторождения Северо-Ракушечное

1 – изогипсы по кровле пласта “А”; 2 – изоминеры, г/л; 3–5 – скважины:
3 – продуктивные, 4 – с непромышленным притоком, 5 – ликвидированные;
6 – разломы по данным сейсморазведки

По мере удаления к крыльям поднятия возрастает минерализация вод до 62–73 г/л, тип их переходит в хлоркальциевый, отношение rNa/rCl снижается до 0,53–0,73 (скв. №№ 13, 15, 18), коэффициент $K_{нг}$ уменьшается до 0,94–0,97 (скв. №№ 18, 30). При росте минерализации пластовых вод от свода структуры к крыльям на фоне снижения коэффициента $K_{нг}$ проявляется строгая взаимосвязь между минерализацией и $K_{нг}$.

Гидрохимическая, гидродинамическая аномалии и их площадная зональность, величина коэффициента $K_{нг}$ тесно связаны со структурным планом месторождения. При удалении от свода к крыльям поднятия с увели-

чением глубины кровли коллектора происходит уменьшение величины $K_{нт}$ как в пределах основной залежи, так и в опущенном северо-западном блоке, причем градиент для залежи остается единым.

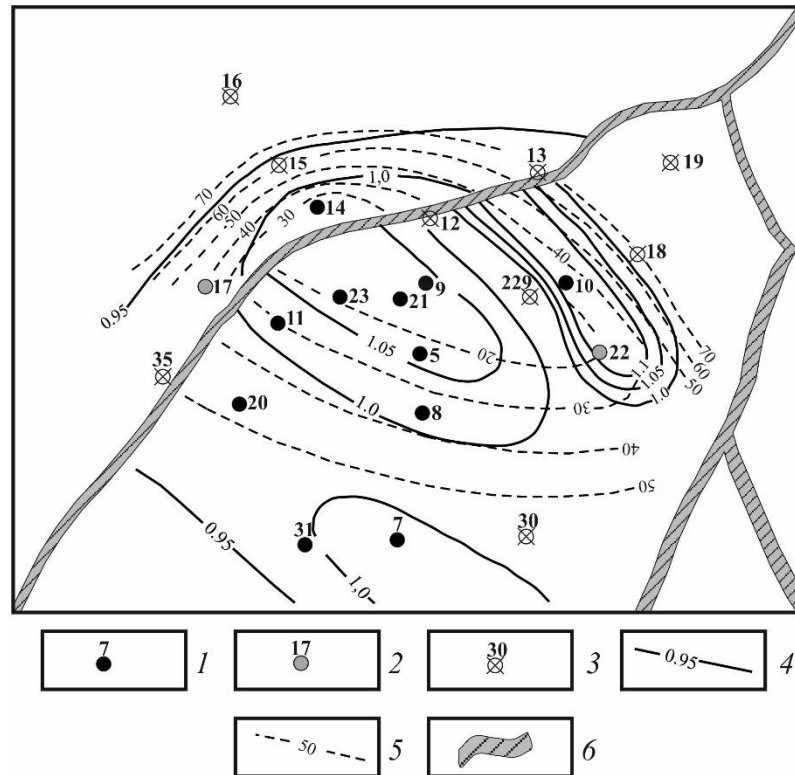


Рис. 2. Схема гидродинамической зональности месторождения Северо-Ракушечное

1–3 – скважины: 1 – продуктивные, 2 – с непромышленным притоком, 3 – ликвидированные; 4 – изолинии $K_{нт}$; 5 – изоминеры, г/л;
6 – разломы по данным сейсморазведки

Для месторождений Песчаномыско-Ракушечной зоны сводовых поднятий отмечена общая особенность – в контуре нефтегазоносности установлен вторичный тип карбонатного коллектора представленный, в основном, доломитами и доломитизированными известняками, а за его пределами – известняками, незатронутыми процессами вторичных преобразований, пористость которых <3%.

Очевидно, что основные каналы внедрения агрессивных (углекислых) флюидов тяготели к своду структуры, наиболее подверженному деформациям растяжения, приводящим к образованию участков повышенной

трещиноватости низкопроницаемых пород. Процессы выщелачивания образуют емкость резервуара, заполняемого мигрирующими флюидами, обладающими высоким газосодержанием. Это сопровождается формированием контрастных гидродинамических аномалий, пространственно совпадающих с зонами максимальных значений эффективных газонасыщенных мощностей каверновых коллекторов.

С удалением от каналов внедрения флюидалной системы и ареала их внутрипластовой разгрузки происходит не только выравнивание пластовых давлений и гидрохимического фона, но и исчезновение эффективной емкости на фоне перехода доломитов и доломитизированных известняков, контролирующих залежь, в практически лишенную проницаемости матрицу, представленную известняками [11]. Незатронутые процессами выщелачиванием известняки вне контура нефтегазоносности (матрица), характеризуются значением удельного веса $\sim 2,68 \text{ г/см}^3$, в то время как внутри контура среднее значение плотности доломитизированных разностей коллектора составляет $2,78 \text{ г/см}^3$. Таким образом, процесс доломитизации сопровождается повышением плотности вступивших в реакцию известняков, в результате чего формируется дополнительная емкость.

Нефтегазовое месторождение Южный Жетыбай

Южно-Жетыбайская антиклиналь по кровле среднего триаса имеет размер $11,5 \times 2,1$ км, осложненную двумя локальными поднятиями: Южно-Жетыбайское (Каржауское) и к востоку от него – Нормаульское. Промышленная нефтегазоносность установлена в юрских и триасовых отложениях. В юрской продуктивной толще в водоносных горизонтах получили развитие хлоркальциевые высокоминерализованные рассолы с минерализацией от 120–140 до 180–190 г/л и уникально однородным составом, регионально выдержанным не только в пределах рассматриваемой структуры, но и всего бассейна [9, 12]. Характерной особенностью вод юрской продуктивной толщи является отсутствие площадной гидрохимической и гидродинами-

ческой зональности.

Первой скважиной, вскрывшей залежи углеводородов в триасовом разрезе, была скважина № 4, при испытании которой из интервала глубин 3560–3607 м был получен приток газоконденсата и воды. Выполненный химический анализ показал, что пластовая вода имеет гидрокарбонатно-натриевый тип ($r_{Na}/r_{Cl} = 1,4$) и характеризуется повышенными концентрациями гидрокарбонатов (976 мг/л) и сульфатов (1330,8 мг/л), при низких значениях содержания кальция и магния (70 и 6.0 мг/л соответственно). Это был первый объект в доюрском комплексе, давший приток маломинерализованных (9,3 г/л) вод и установивший существование в разрезе Южного Мангышлака инверсионной гидрохимической зональности [9, 10]. Минерализация пластовых вод триасового комплекса оказалась в 20 (!) раз ниже, чем в залегающей выше юрской продуктивной толще.

Помимо вод гидрокарбонатно-натриевого типа в шести скважинах встречены воды хлоркальциевого типа с минерализацией от 10,4 до 157,0 г/л (скв. 24, 15), а в скважинах №№ 19, 20 и 39, пробуренных к югу от разлома, осложняющего южное крыло антиклинали, тип вод оказался хлормagneвий при минерализации вод 1,7–27,7 г/л.

Для вод триасового комплекса установлена достаточно четкая плановая зональность, проявляющаяся в возрастании их минерализации от свода структуры к крыльям. Здесь фиксируются два купола минимальных значений минерализации: Каржауский и Нормаульский (Рис. 3). По направлению к периклиналям складки минерализация вод возрастает до 25,0–48,5 г/л, а на северном крыле – до 157,0–159,0 г/л (скв. №№ 31, 15, 14). Параллельно с ростом минерализации изменяется и тип вод. Если на юге месторождения, за надвигом, получили развитие воды хлормagneвиевого состава, то на периклиналях и крыльях вскрываются хлоркальциевые воды, замещающиеся в центральной части месторождения (скв. №№ 4, 26, 22, 25, 23, 38) водами гидрокарбонатно-натриевого типа.

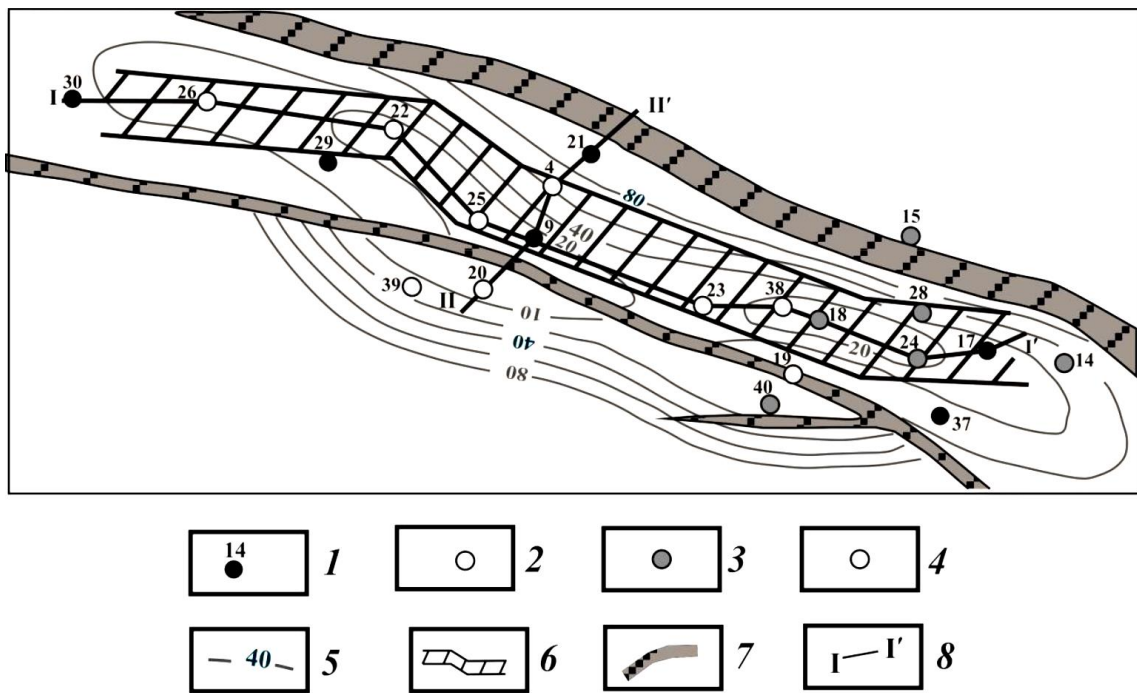


Рис.3. Схема гидрохимической зональности триасового комплекса месторождения Южный Жетыбай

Тип вод в скважинах: 1 – данные отсутствуют; 2 – гидрокарбонатно-натриевые; 3 – хлоркальциевые; 4 – хлормагниевого типа; 5 – изоминеры, г/л; 6 – зона разуплотнения; 7 – разломы по данным сейсморазведки; 8 – линии разрезов, приведенных на рис. 4

Помимо хлормагниевого типа вод в ряде других площадей отмечены воды сульфатно-натриевого типа. Повышение содержания в водах гидрокарбонат-иона сопровождается уменьшением в них иона кальция. Наглядно эта связь прослеживается от периферии структуры к своду. В скважинах № 15 и № 14, расположенных на северном крыле и восточной периклинали, содержание гидрокарбонат-иона составляет 1,5–7,3 мг-экв/л, а кальция – 142,9–775,8 мг-экв/л. В сводовых скважинах содержание гидрокарбонатов возрастает до 25,4–28,0 мг-экв/л, а концентрация кальция снижается до 0,4–8,5 мг-экв/л (скв. 25 и 26). Тип вод при этом сменился с хлоркальциевого на гидрокарбонатно-натриевый, а минерализация вод уменьшилась с 48,5–157,0 до 1,1–23,7 г/л.

Кроме плановой гидрохимической зональности присутствует вертикальная зональность (Рис. 4). В скважине № 19 минерализация пластовых

вод с глубиной уменьшилась с 20,2 г/л (инт. 3455–3496 м) до 14,6 г/л (инт. 3620–3258 м); в скважине № 26 – с 40,0 до 19,7 г/л (инт. 3290–3330 м и 3360–3380 м соответственно).

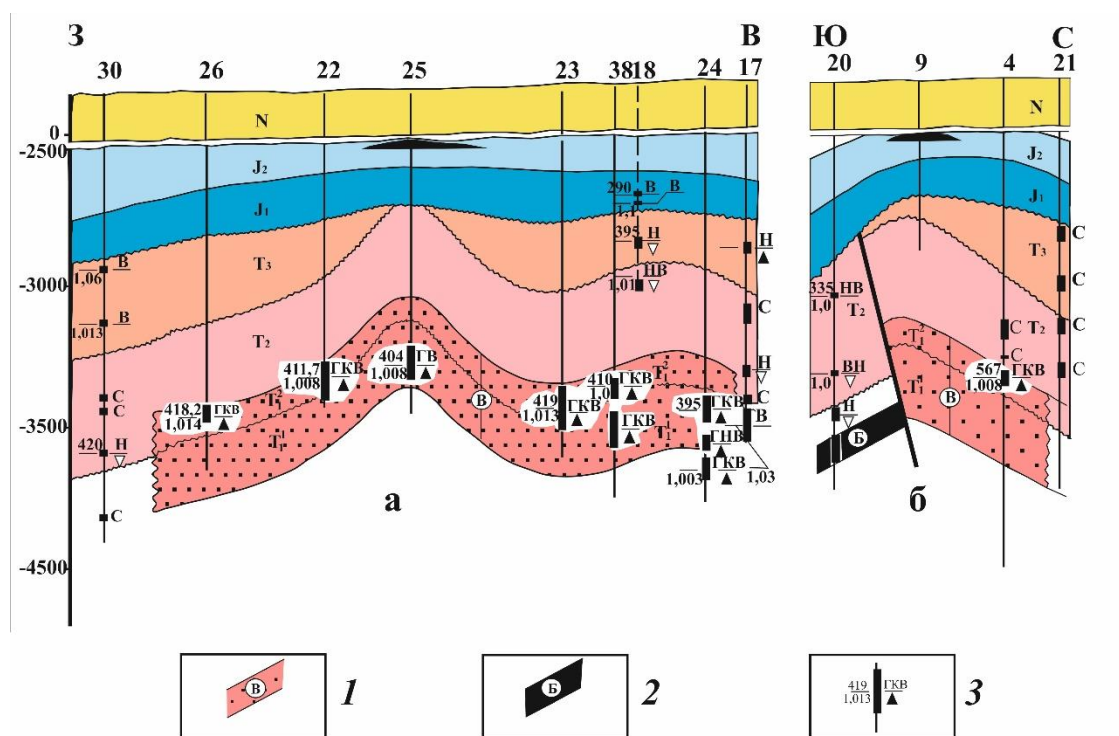


Рис. 4. Месторождение Южный Жетыбай. Схематические геолого-гидрогеологические профили по линиям I-I и II-II

1 – газоконденсатная залежь; 2 – нефтяная залежь; 3 – интервалы опробования.

Цифры: слева – в числителе пластовое давление, атм; справа в числителе – тип флюида, Г – газ, К – конденсат, В – вода,

Н – нефть, С – интервал «сухой», в знаменателе – притоки промышленный (закрашен), непромышленный (не закрашен)

На месторождении отчетливо проявляется также плановая гидродинамическая зональность, заключающаяся в снижении величины $K_{нт}$ от 1,1–1,14 в присводовых участках складки, до 1,0 и ниже на крыльях и периклиналях.

Приведенные данные свидетельствуют о приуроченности триасовых залежей углеводородов месторождения Южный Жетыбай к линейной зоне разуплотнения пород субширотного простирания, совпадающей с присвовой частью антиклинали. Прямым подтверждением этому является рас-

положение всех продуктивных скважин №№ 26, 22, 25, 4, 23, 38, 24, 28, 17 в зоне разуплотнения, а непродуктивных скважин №№ 37, 36, 20, 30, 31, 21, 15, 29 – вне зоны разуплотнения (см. рис. 3). Кроме того, практически во всех продуктивных скважинах помимо притоков углеводородов были получены притоки маломинерализованных вод. В частности, при опробовании скважины № 26 дебит воды на штуцере 7 мм составил 77,8 м³/сут., а на 17 мм – 355,0 м³/сут. Дебит газа при этом увеличился с 95 до 216 тыс. м³/сут., а конденсата – с 4,8 до 12,8 м³/сут. Аналогичные результаты получены в скважинах №№ 25, 38, 22.

Выделенная зона разуплотнения является здесь единственной проницаемой зоной, обеспечивающей миграцию флюидов, в том числе – углеводородов, – в блоках плотных непроницаемых пород, а вместе с тем контролирует реакционные объемы эпигенетического порообразования и морфологию вторично-наложенных резервуаров нефти и газа. Обеспечивая вертикальную миграцию флюидов, эта зона четко выражена гидрохимически и гидродинамически на площади месторождения. Превышение пластового давления над гидростатическим в зоне разуплотнения достигает 7,4 Мпа. Гидродинамическая аномалия со значениями $K_{гг} > 1$ совпадает в плане с гидрохимической и полностью находится в пределах зоны разуплотнения.

Нефтегазовое месторождение Тасбулат

Располагающееся к востоку от Южно-Жетыбайского месторождение Тасбулат находится с ним в сходных структурных условиях. Скопления углеводородов установлены в юрской продуктивной толще и отложениях триаса. Антиклиналь (10,0x2,5 км) приурочена к фронтальной части субширотного надвига. Триасовые отложения претерпели интенсивные деформации, в результате чего на пересекающих складку сейсмических разрезах регулярные отражения не фиксируются. В скв. № 10, принимающей-ся во многих построениях в качестве сводовой, из триасовой части разреза

поднят керн с вертикальным залеганием слоев, насыщенных фауной пелеципод. В других скважинах в кернах отмечены углы падения слоев, достигающие десятков градусов.

Как и на Южном Жетыбае, в юрских пластах-коллекторах получили развитие хлоркальциевые рассолы с минерализацией 150–170 г/л, а по отдельным пробам – до 192,6 г/л. Солевой состав представлен, в основном, хлоридами щелочей и щелочноземельных металлов при постоянном микрокомпонентном составе (мг/л): – литий (10,0–12,5); – рубидий (4,0–5,5); – цезий (не более 0,03); – стронций (362–550); – бром (207–452); – йод (10–12); – бор (13–16); – калий (950–1875).

Ниже зоны распространения юрских хлоркальциевых рассолов в отложениях триаса вскрыты воды с минерализацией 17–31 г/л. В этих водах отмечены невысокие концентрации кальция, магния, йода, брома и повышенные содержания гидрокарбонатов (1407 мг/л), сульфатов (1524 мг/л), на фоне которых зафиксирована контрастная гидрогеохимическая аномалия по йоду (скв. №№ 16, 19).

Для подземных вод триасового комплекса в пределах месторождения установлена плановая гидрогеологическая зональность, проявляющаяся в постепенном росте минерализации вод от свода структуры к крыльям и периклиналям (Рис. 5).

Кроме плановой на месторождении установлена и вертикальная гидрохимическая зональность, проявляющаяся в возрастании минерализации вод снизу вверх. Наиболее контрастно эта тенденция отмечена в скважинах № 19 и № 26. В скв. № 9 минерализация вод по шестисотметровому разрезу изменяется незначительно – 25,4–27,5 г/л. Гидродинамическая зональность на месторождении выражена менее отчетливо, поскольку значения коэффициента $K_{нт}$ изменяются в очень узких пределах – 0,98–1,02.

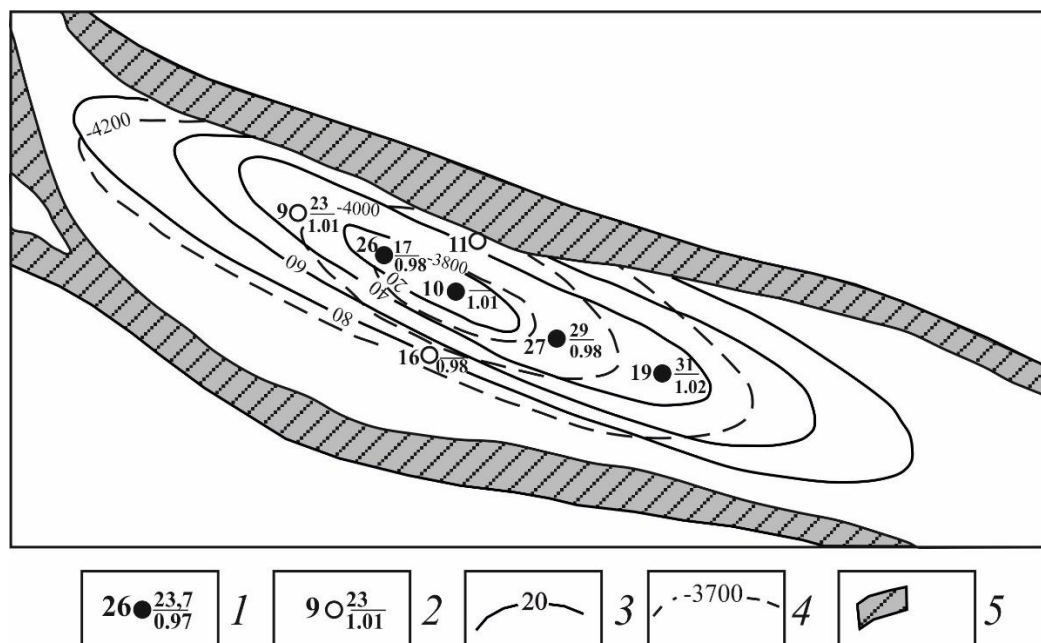


Рис. 5. Схема гидрохимической зональности месторождения Тасбулат

1–2 – скважины (цифры: слева – номер скважины; справа в числителе – минерализация, г/л; внизу – $K_{не}$): 1 – продуктивные, 2 – с непромышленным притоком; 3 – изоминеры, г/л; 4 – изогипсы по кровле продуктивного пласта; 5 – разломы по данным сейсморазведки

Продуктивные скважины №№ 9, 10, 19, 27 и 26 расположены в зоне повышенной дислоцированности триаса, приуроченной к фронту надвига. Ее ширина составляет немногим более 1 км. С этой зоной связаны основные объемы эпигенетического порообразования, за пределами которой (скв. №№ 11, 16) проницаемые интервалы методами промысловой геофизики не выделяются. Эта зона четко выражена гидрохимически и гидродинамически.

Нефтяное месторождение Северное Карагие

В отличие от рассмотренных выше месторождений скопление нефти на Северном Карагие приурочено к верхнему триасу. Однако интенсивные нефтегазопроявления были отмечены и в отложениях вулканогенно-карбонатного комплекса среднетриасовых отложений, промышленные притоки из которого получены также на соседних площадях (Кариман, Долинное). Месторождение Северное Карагие расположено в северной части

Карагинской седловины. Размеры структуры составляют 6,0x5,5 км, амплитуда равна 70 м.

Пласты-коллекторы верхнего триаса представлены песчаными пачками мощностью от 4 до 8 м с открытой пористостью 11–12 %. При их опробовании в скважине Северное Карагие-1 получен приток нефти с газом с дебитами, соответственно, 52 м³/сут. и 10,5 тыс. м³/сут. на 8 мм штуцере при забойном давлении 280 атм. и депрессии 194,8 атм. Максимальный дебит нефти 108,0 м³/сут. на 9 мм штуцере получен в скв. № 5, минимальный (до 0,8 м³/сут.) – в скв. № 16.

В вулканогенно-карбонатной толще среднего триаса развиты коллекторы преимущественно каверново-порового и трещинного типов. Каверново-поровые коллекторы обладают высокими емкостными свойствами: открытая пористость достигает 25,5 %, а проницаемость – 343×10^{-3} мкм². Трещинный тип коллектора в объеме емкостных характеристик составляет 0,1–1,0 %, и определяет, в основном, фильтрационную характеристику продуктивной толщи среднего триаса.

Водоносные горизонты юрской продуктивной толщи в пределах месторождения остались не изученными, однако, можно предположить, что гидрохимический облик их не будет отличаться от хлоркальциевых рассолов месторождений Северо-Западный Жетыбай, Южное Карагие, Тарлы и других близ расположенных структур [3]. Как правило, это типичные хлоркальциевые рассолы с минерализацией от 120–140 до 160–180 г/л.

Инверсионные воды вскрыты на глубинах 3400–4000 м во всех отделах триаса, при этом практически из всех интервалов получены переливающие притоки, т.к. альтитуды скважин расположены на отметках минус 60 – минус 89 м. В связи с этим гидрохимический материал по месторождению имеет высокую степень достоверности (Рис. 6).

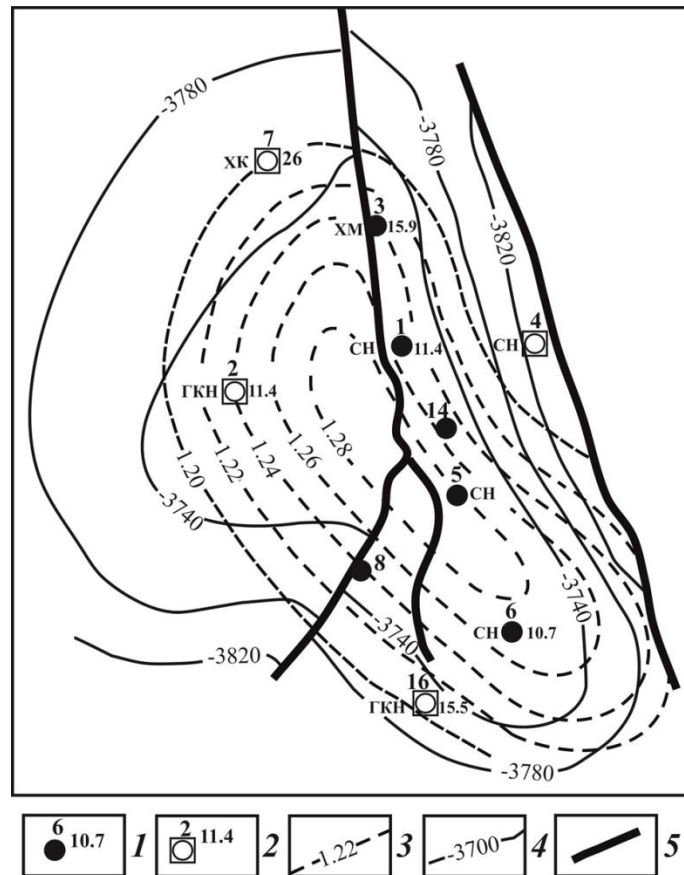


Рис. 6. Схема гидродинамической зональности месторождения Северное Карагие 1–2 – скважины: 1 – с промышленными притоками, 2 – ликвидированные (справа – минерализация, г/л, слева: тип вод: ГКН – гидрокарбонатно-натриевые, СКН – сульфатно-натриевые, ХМ – хломagneйевые; ХК – хлоркальциевые); 3 – изолинии $K_{не}$; 4 – кровля коллектора (верхний триас); 5 – разломы

Гидрохимические закономерности месторождения Северное Карагие как в плане, так и в разрезе, весьма сходны с рассмотренными выше. В присводовых скважинах получены притоки маломинерализованных вод гидрокарбонатно-натриевого и сульфатно-натриевого типов с минерализацией 11,4–17,1 г/л. К северу наряду с ростом минерализации до 26 г/л тип вод сменяется на хлоркальциевый (скв. № 7). Вертикальная гидрохимическая зональность доюрского комплекса на месторождении носит инверсионный характер, подтверждением чему служат результаты опробования скв. № 2. Из среднетриасовых отложений в интервале 3863–3880 м получен переливающий приток нефти и воды дебитом 2,4 м³/сут. Минерализация воды составила 11,4 г/л, а коэффициент r_{Na}/r_{Cl} – 1,16 (гидрокарбонат-

но-натриевый тип). В водах отмечены высокие концентрации гидрокарбонатов (1621 мг/л), величины pH (7,4) и очень низкие содержания кальция (23 мг/л) и магния (8 мг/л).

Вверх по разрезу наряду с ростом минерализации до 40,5 г/л происходит резкое увеличение концентрациями кальция – до 6120 мг/л и магния – до 396 мг/л. Кроме того, в верхнетриасовых пробах увеличивается доля сульфатов. Гидродинамическая зональность триасового комплекса месторождения Северное Карагие проявляется отчетливо. Максимальные значения коэффициента $K_{\text{нг}}$ приурочены к присводовой части структуры и заметно уменьшаются к северу и востоку (скв. №№ 4, 7). В отличие от Южно-Жетыбайского, Тасбулатского и Северо-Ракушечного месторождений здесь зафиксированы более высокие значения коэффициента $K_{\text{нг}}$ (1,24–1,27), превышение пластовых давлений над условным гидростатическим давлением достигает 12,4 МПа.

Заключение

В отложениях триаса присутствуют опресненные воды от гидрокарбонатно-натриевого до хлоркальциевого состава, образующие на региональном фоне высокоминерализованных подземных рассолов инверсионную гидрохимическую зональность. Установлено, что к сводам структур приурочены наименее минерализованные воды гидрокарбонатно-натриевого или сульфатно-натриевого типов. К крыльям и периклиналям происходит возрастание минерализации вод, а их состав сначала становится хлормагниевым, а затем – хлоркальциевым. Следовательно, вблизи каналов внедрения глубинных флюидов рассоление вод будет достигать максимума, а при удалении от них течение процесса замедляется, в результате чего обратная метаморфизация завершается на сульфатно-натриевом или хлормагниевого типах вод [9]. Вне зон влияния глубинных флюидов тип вод остается хлоркальциевым, не отличаясь от типичных хлоркальциевых рассолов глубоких горизонтов нефтегазоносных бассейнов.

Восходящая миграция глубинных газонасыщенных флюидов в верхние стратиграфические горизонты приводит также к росту давлений в пласте относительно окружающего фона [13]. При удалении от каналов внедрения происходит постепенное выравнивание гидродинамических характеристик, а пластовое давление приближается к гидродинамическому фону с параллельным исчезновением емкости выщелачивания в горных породах.

Коллекторские свойства пород в условиях низкопроницаемого разреза являются вторичными и имеют деформационно-метасоматическую природу. Площадь участков их развития в рассмотренных примерах соответствуют размерам антиклинальных структур, что отражает масштабы латеральной составляющей локализованных инъекций агрессивных флюидов в триасовые отложения. Повышенная энергетика глубинных инверсионных вод предопределяет формирование гидродинамических аномалий, обладающих активными деформирующими способностями.

При внедрении в низкопроницаемую систему глубокопогруженных триасовых комплексов высокотемпературных низкоминерализованных агрессивных вод происходит растворение карбонатных, силикатных и кремнеземных минеральных фаз. В данном случае деформационное разуплотнение пород сочетается с активным разуплотняющим эффектом их метасоматических преобразований [5, 6, 14]. Такие породы, залегающие среди более плотных и менее трещиноватых разностей, получившие название улучшенных коллекторов, или коллекторов в зонах разуплотнения, образуют пространственно замкнутые резервуары сложной морфологии, заполняемые при благоприятных условиях углеводородами.

Локальный характер аномалий указывает на молодой возраст вызвавшего их процесса, который либо закончился совсем недавно, либо еще продолжается.

Благодарности: исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 23-27-00037.

Список литературы

1. Копыстьянский Р.С. Влияние геологических факторов на неоднородность пород-коллекторов на больших глубинах // Коллекторские свойства пород на больших глубинах. М.: Наука, 1985. С. 53–59.
2. Дюнин В.И., Корзун А.В. Гидрогеодинамика нефтегазоносных бассейнов. М.: Научный мир, 2005. 254 с.
3. Попков В.И., Попков И.В. Литогенез, коллекторские свойства и флюидодинамика доплитных комплексов Скифско-Туранской плиты // Экзолит – 2022. Литология осадочных комплексов фанерозоя и докембрия. Годичное собрание (научные чтения). М.: 2022. С. 107–109.
4. Тимурзиев А.И. Строение коллекторов и залежей УВ в низкопроницаемых комплексах и пути совершенствования методики их прогнозирования // Геология нефти и газа. 1984. № 11. С. 49–54.
5. Попков В.И., Ларичев В.В., Попков И.В. Структура глубокопогруженных комплексов осадочных бассейнов: гидрогеологические аномалии и нефтегазоносность как следствие внедрения глубинных флюидов (на примере месторождений Южного Мангышлака) // Геотектоника. 2023. № 3 С. 41–66. DOI: 10.31857/S0016853X23030050
6. Лукин А. Е. Гипогенно-аллогенетическое разуплотнение – ведущий фактор формирования вторичных коллекторов нефти и газа // Геол. журн. 2002. № 4. С. 15–32.
7. Паламарь В.П., Попков В.И., Рабинович А.А. О возможности открытия зон нефтегазонакопления жильного типа // Доклады АН СССР. 1981. Т. 257. № 4. С. 968–970.
8. Попков В.И. Разломы земной коры не только каналы миграции, но и зоны аккумуляции нефти и газа // Геология, география и глобальная энергия. 2012. № 3. С. 136–141.
9. Ларичев В.В., Попков В.И., Попков И.В. Гидрохимические условия глубокопогруженных нефтегазоносных комплексов // Геология, география и глобальная энергия. 2013. № 4 (51). С. 101–112.
10. Ларичев В.В., Попков В.И., Попков И.В. Гидрохимический облик пластовых вод месторождения Оймаша // Геология, география и глобальная энергия. 2020. № 2 (77). С. 51–59.
11. Проняков В.А. Емкостно-фильтрационные свойства коллекторов доюрских образований Южного Мангышлака // Проблемы поиска и разработки нефтяных месторождений Южного Мангышлака. Грозный: СевКавНИПИнефть, 1983. С. 11–13.
12. Медведев С.А., Попков В.И. Генезис вод глубоких горизонтов нефтегазоносных бассейнов молодой платформы юга СССР // Советская геология. 1986. № 6. С. 118–125.
13. Попков В.И., Ларичев В.В. Флюидодинамические особенности глубокопогруженных нефтегазоносных комплексов // Геология, география и глобальная энергия. 2016. №4. С. 88–92.
14. Попков В.И. Дефлюидизация недр и нефтегазоносность глубокопогруженных толщ // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Нефтегазоносные бассейны как саморазвивающиеся нелинейные системы. Москва: МГУ, 1999. С. 202–203.

References

1. Kopystyansky R.S. Vliyanie geologicheskikh faktorov na neodnorodnost' porod-kollektorov na bol'shih glubinah [The influence of geological factors on the heterogeneity of reservoir rocks at great depths]. Reservoir properties of rocks at great depths. Moscow: Nauka, 1985. pp. 53-59. (in Russian)

2. Dunin V.I., Korzun A.V. *Gidrogeodinamika neftegazonosnyh bassejnov* [Hydrogeodynamics of oil and gas basins]. Moscow: Scientific world, 2005. 254 p. (in Russian)
3. Popkov V.I., Popkov I.V. *Litogenez, kollektorskie svojstva i flyuidodinamika doplitnyh kompleksov Skifsko-Turanskoj plity* [Lithogenesis, reservoir properties and fluid dynamics of additional complexes of the Scythian-Turanian plate]. *Exolite – 2022. Lithology of Phanerozoic and Precambrian sedimentary complexes. Annual meeting (scientific readings)*. Moscow: 2022. pp. 107-109. (in Russian)
4. Timurziev A.I. *Stroenie kollektorov i zalezhej UV v nizkopronicaemyh kompleksah i puti sovershenstvovaniya metodiki ih prognozirovaniya* [The structure of reservoirs and hydrocarbon deposits in low-permeable complexes and ways to improve their forecasting methods]. *Geology of oil and gas*. 1984. No. 11. pp. 49-54. (in Russian)
5. Popkov V.I., Larichev V.V., Popkov I.V. *Struktura glubokopogruzhenykh kompleksov osadochnykh bassejnov: gidrogeologicheskie anomalii i neftegazonosnost' kak sledstvie vnedreniya glubinykh flyuidov (na primere mestorozhdenij YUzhnogo Mangyshlaka)* [Structure of deep-submerged complexes of sedimentary basins: hydrogeological anomalies and oil and gas potential as a consequence of the introduction of deep fluids (on the example of the deposits of Southern Mangyshlak)]. *Geotectonics*. 2023. No. 3. pp. 41-66. DOI: 10.31857/S0016853X23030050 (in Russian)
6. Lukin A. E. *Gipogenno-allogeneticheskoe razuplotnenie – vedushchij faktor formirovaniya vtorichnykh kollektorov nefti i gaza* [Hypogenic-allogenic decompression – the leading factor in the formation of secondary reservoirs of oil and gas]. *Geol. journal*. 2002. No. 4. pp. 15-32. (in Russian)
7. Palamar V.P., Popkov V.I., Rabinovich A.A. *O vozmozhnosti otkrytiya zon neftegazonakopleniya zhil'nogo tipa* [On the possibility of opening zones of oil and gas accumulation of vein type]. *Reports of the USSR Academy of Sciences*. 1981. Vol. 257. No. 4. pp. 968-970. (in Russian)
8. Popkov V.I. *Razlomy zemnoj kory ne tol'ko kanaly migracii, no i zony akkumulyacii nefti i gaza* [Faults of the Earth's crust are not only migration channels, but also oil and gas accumulation zones]. *Geology, geography and global energy*. 2012. No. 3. pp. 136-141. (in Russian)
9. Larichev V.V., Popkov V.I., Popkov I.V. *Gidrohimicheskie usloviya glubokopogruzhenykh neftegazonosnykh kompleksov* [Hydrochemical conditions of deep-submerged oil and gas complexes]. *Geology, geography and global energy*. 2013. No. 4 (51). pp. 101-112. (in Russian)
10. Larichev V.V., Popkov V.I., Popkov I.V. *Gidrohimicheskij oblik plastovykh vod mestorozhdeniya Ojmasha* [Hydrochemical appearance of reservoir waters of the Oymasha deposit]. *Geology, geography and global energy*. 2020. No. 2 (77). pp. 51-59. (in Russian)
11. Pronyakov V.A. *Emkostno-fil'tracionnye svojstva kollektorov dojurskih obrazovanij YUzhnogo Mangyshlaka* [Reservoir filtration properties of reservoirs of pre-Jurassic formations of Southern Mangyshlak]. *Problems of search and development of oil fields of Southern Mangyshlak*. Grozny: Sevknipineft, 1983. pp. 11-13. (in Russian)
12. Medvedev S.A., Popkov V.I. *Genezis vod glubokih gorizontov neftegazonosnykh bassejnov molodoj platformy yuga SSSR* [Genesis of waters of deep horizons of oil and gas basins of the young platform of the south of the USSR]. *Sovetskaya geologiya*. 1986. No. 6. pp. 118-125. (in Russian)
13. Popkov V.I., Larichev V.V. *Flyuidodinamicheskie osobennosti glubokopogruzhenykh neftegazonosnykh kompleksov* [Fluid dynamic features of deep-submerged oil and gas complexes]. *Geology, geography and global energy*. 2016. No. 4. pp. 88-92. (in Russian)
14. Popkov V.I. *Deflyuidizaciya nedr i neftegazonosnost' glubokopogruzhenykh tolshch* [Defluidization of subsurface and oil and gas potential of deep-submerged strata]. *New*

ideas in geology and geochemistry of oil and gas. Oil and gas basins as self-developing nonlinear systems. Moscow: MSU, 1999. pp. 202-203. (in Russian)

Сведения об авторах

Попков Василий Иванович, доктор геолого-минералогических наук, профессор, академик РАЕН, профессор кафедры нефтяной геологии, гидрогеологии и геотехники, ФГБОУ ВО «Кубанский государственный университет»
Россия, г. Краснодар, ул. Ставропольская, 149
E-mail: geoskubsu@mail.ru

Ларичев Виталий Владимирович, кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры нефтяной геологии, гидрогеологии и геотехники, ФГБОУ ВО «Кубанский государственный университет»
Россия, 350000, г. Краснодар, ул. Ставропольская, 149
E-mail: geoskubsu@mail.ru

Попков Иван Васильевич, кандидат геолого-минералогических наук, доцент, доцент кафедры нефтяной геологии, гидрогеологии и геотехники, ФГБОУ ВО «Кубанский государственный университет»
Россия, 350000, г. Краснодар, ул. Ставропольская, 149
E-mail: iv-popkov@mail.ru

Authors

V.I. Popkov, Dr.Sc., Professor, Member of Russian Academy of Natural Sciences, Professor of the Chair of Petroleum Geology, Hydrogeology and Geotechnical Engineering, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education Kuban State University
149, Stavropolskaya st., Krasnodar, 350000, Russian Federation
E-mail: geoskubsu@mail.ru

V.V. Larichev, PhD, Dr.Sc. Candidate, Chair of Petroleum Geology, Hydrogeology and Geotechnical Engineering, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education Kuban State University
149, Stavropolskaya st., Krasnodar, 350000, Russian Federation
E-mail: geoskubsu@mail.ru

I.V. Popkov, PhD, Associate Professor, Chair of Petroleum Geology, Hydrogeology and Geotechnical Engineering, Kuban State University
149, Stavropolskaya st., Krasnodar, 350000, Russian Federation
E-mail: iv-popkov@mail.ru

Статья поступила в редакцию 22.05.2023

Принята к публикации 15.06.2023

Опубликована 30.06.2023