

DOI 10.24412/1728-7634\_2023-1-81-92

УДК 551.24+553.1 (574.12)

**ВТОРИЧНЫЕ РЕЗЕРВУАРЫ УГЛЕВОДОРОДОВ В ТРИАСОВОЙ  
ВУЛКАНОГЕННО-КАРБОНАТНОЙ ФОРМАЦИИ, СВЯЗАННЫЕ  
С СКЛАДЧАТО-НАДВИГОВЫМИ ДИСЛОКАЦИЯМИ  
ЮЖНО-МАНГЫШЛАКСКОГО ПРОГИБА**

© Попков Василий Иванович, Попков Иван Васильевич  
ФГБОУ ВО «Кубанский государственный университет»,  
г. Краснодар, Российская Федерация

**Аннотация.** На примере хорошо изученных месторождений Южно-Мангышлакского прогиба рассмотрено строение резервуаров нефти и газа в низкопроницаемом триасовом разрезе, приуроченных к фронтальным частям складчато-надвиговых дислокаций. Для решения поставленной задачи был произведен комплексный анализ имеющейся к настоящему времени геолого-геофизической информации по строению триасовых отложений Жетыбай-Узеньской ступени. Детально исследованы особенности строения отдельных месторождений нефти и газа. Для изучения емкостно-фильтрационных свойств пород проанализированы данные петрофизики, каротажные диаграммы. Привлечены данные химических анализов макро- и микрокомпонентного состава пластовых флюидов, испытаний поисково-разведочных скважин. Изучение строения резервуаров углеводородов и гидрогеологических особенностей триасового разреза 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 обусловленных 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.

**Ключевые слова:** складчатые дислокации, надвиговые дислокации, триас, гидрогеологические аномалии, коллекторские свойства, нефтегазоносность.

**SECONDARY HYDROCARBON RESERVOIRS IN THE TRIASSIC  
VOLCANOGENIC-CARBONATE FORMATION ASSOCIATED WITH  
WITH FOLDED-THRUST DISLOCATIONS SOUTH MANGYSHLAK  
TROUGH**

© Popkov Vasily Ivanovich, Popkov Ivan Vasilievich  
FGBOU VO "Kuban State University", Krasnodar, Russian Federation

**Summary.** The structure of oil and gas reservoirs in the low-permeability Triassic section confined to the frontal parts of fold-thrust dislocations is considered on the example of the well-studied fields of the South Mangyshlak trough. To solve this problem, a comprehensive analysis of the currently available geological and geophysical information on the structure of the Triassic deposits of the Zhetybai-Uzen stage was carried out. To study the capacitive-filtration properties of rocks, petrophysics data and well logs were analyzed. The data of chemical analyzes of the macro- and microcomponent composition of reservoir fluids, tests of exploration wells are involved. The study of the structure of hydrocarbon reservoirs and the hydrogeological features of the Triassic section showed that, in contrast to the overlying 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 reservoir properties. The water saturation of the rock matrix, the focal nature of the development of secondary reservoirs against the background of the extremely low permeability of the surrounding strata make it impossible for the development of elision flows. This causes the lower level to be highly sensitive to various compression processes, including those caused by the intrusion of deep high-energy fluid flows. Fluid injection is accompanied by deconsolidation of low-permeability strata, the formation of additional fractures, and 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.

**Key words:** folded dislocations, thrust dislocations, Triassic, hydrogeological anomalies, reservoir properties, oil and gas potential.

**Введение.** Предыдущими исследованиями установлена важная роль тангенциального сжатия в процессах генерации нефти и газа [1 – 3]. Обосновано также, что зоны развития складчато-надвиговых дислокаций обладают весомым аккумуляционным потенциалом, обусловленным широким развитием и повышенной плотностью в их пределах разнообразных ловушек углеводородов и, прежде всего высокоамплитудных локальных поднятий [4 – 6]. При развитии в разрезе поровых коллекторов в ловушках накапливаются крупные скопления нефти и газа, а методические подходы к их опоскованию достаточно разработаны. Сложнее обстоят дела, если в разрезе преобладают низкопроницаемые толщи пород. В этой ситуации формируются резервуары очень сложной морфологии [7]. Условия их образования и особенности строения изучены недостаточно, что затрудняет не только ведение поисково-разведочных работ, но и планирование разработки открытых залежей нефти и газа.

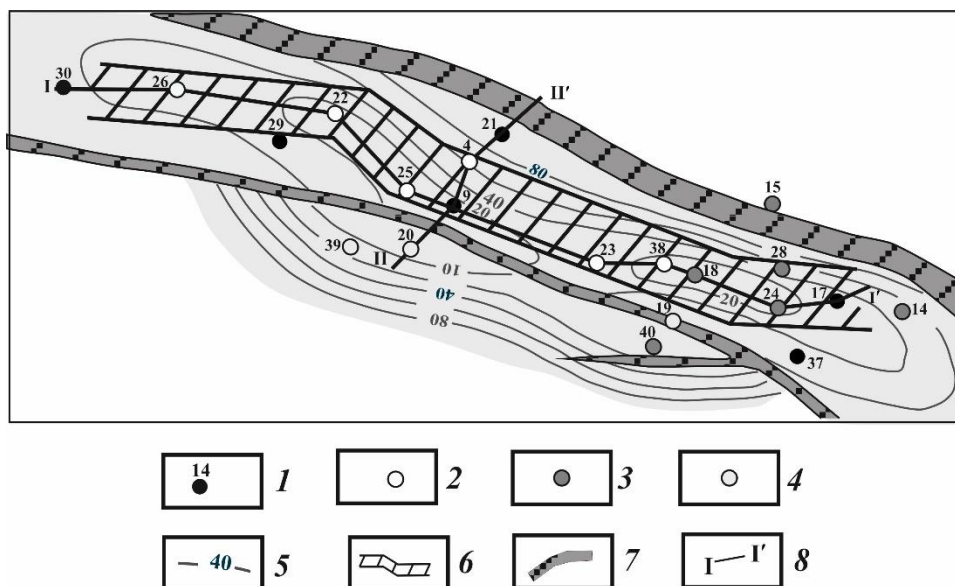
Данную проблему предлагается рассмотреть на примере хорошо изученных месторождений, приуроченных к вулканогенно-карбонатной формации триаса Южного Мангышлака. С этой целью были детально исследованы особенности строения отдельных месторождений нефти и газа. Для изучения емкостно-фильтрационных свойств пород проанализированы данные петрофизики, каротажные диаграммы. Привлечены данные химических анализов макро- и микрокомпонентного состава пластовых флюидов, испытаний поисково-

разведочных скважин. Строение содержащих скопления нефти и газа складчато-надвиговых дислокаций рассмотрено нами в отдельной статье, размещенной в данном выпуске журнала.

**Результаты исследований.** Триасовые отложения погружены на глубины 4 и более километров, в ряде случаев подверглись существенным деформациям, стресс-метаморфизму и уплотнению [8]. В такой обстановке в результате прогрессирующих катагенетических преобразований осадочные породы в значительной степени утратили первичные пористость и проницаемость, а локализация скоплений углеводородов контролируется участками развития вторичных коллекторов [9 – 13]. В пределах северного борта Южно-Мангышлакского прогиба в триасовых отложениях выявлен ряд мелких и средних по величине запасов нефтяных, нефтегазовых и газоконденсатных месторождений, связанных с складчато-надвиговыми дислокациями. Наиболее крупными из них являются Южный Жетыбай, Тасбулат, Западный Тасбулат, Каменистое и др., находящиеся в настоящее время в разработке. Строение нефтегазоносных структур может быть проиллюстрирована на примере детально изученных месторождений Южный Жетыбай и Тасбулат.

**Нефтегазовое месторождение Южный Жетыбай.** Южно-Жетыбайская принадвиговая антиклиналь по кровле среднего триаса имеет размер 11,5х2,1 км. Осложнена она двумя локальными поднятиями: собственно Южно-Жетыбайское (Каржауское) и к востоку от него – Нормаульское. На южном крыле структуры фиксируется крупный надвиг, амплитуда которого достигает 500 м. Промышленная нефтегазоносность установлена в юрских (13 залежей, связанных с горизонтами Ю-II – V и Ю-IX – XIII) и триасовых (залежи А, Б, В и Г) отложениях.

Проведенные исследования свидетельствуют о приуроченности триасовых залежей углеводородов месторождения к линейной зоне разуплотнения пород субширотного простирания, совпадающей с присводовой частью антиклинали [13, 14]. Прямым подтверждением этому является расположение 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 (рис. 1). Кроме того, практически во всех продуктивных скважинах помимо притоков углеводородов были получены притоки маломинерализованных вод, причем довольно внушительные. В частности, при опробовании скважины №26 дебит воды на штуцере 7 мм составил 77,8 м<sup>3</sup>/сут., а на 17 мм – 355 м<sup>3</sup>/сут. Дебит газа при этом увеличился с 95 до 216 тыс. м<sup>3</sup>/сут., а конденсата – с 4,8 до 12,8 м<sup>3</sup>/сут. Скважина долгое время находилась в эксплуатации, однако заметного роста обводненности продукции не произошло. Аналогичные результаты получены в скважинах №№ 25, 38, 22.



*Рис. 1. Схема гидрохимической зональности триасового комплекса месторождения Южный Жетыбай [14, изменено],*

где: 1 – 4 скважины. Вверху – номер скважины, слева – минерализация, г/л; справа – Кнг. Тип воды: 1 – ГКН, 2 – ХК, 3 – ХМ, 5 – изомеры, г/л; 6 – зона разуплотнения, 7 – разломы по данным сейсморазведки, 8 – линии гидрогеологических разрезов, рис. 2.

Выделенная зона разуплотнения сопровождается четко выраженными гидрохимической и гидродинамической аномалиями в триасовом разрезе. Так, для вод триасового комплекса установлено закономерное возрастание их минерализации по направлению от свода антиклинали к крыльям, а также к периклиналям, где минерализация вод увеличивается до 25,0–48,5 г/л. На северном крыле минерализация достигает 157,0–159,0 г/л (скв. №№ 31, 15, 14). Ростом минерализации сопровождается изменением типа вод. Так, на южном опущенном принадвиговом блоке вскрываются воды хлормагниевого состава, на периклиналях и крыльях – хлоркальциевые воды, которые замещающиеся в центральной части структуры (скв. №№ 4, 26, 22, 25, 23, 38) водами гидрокарбонатно-натриевого типа [14].

Помимо хлормагневых вод в ряде других площадей отмечены воды сульфатно-натриевого типа. 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.

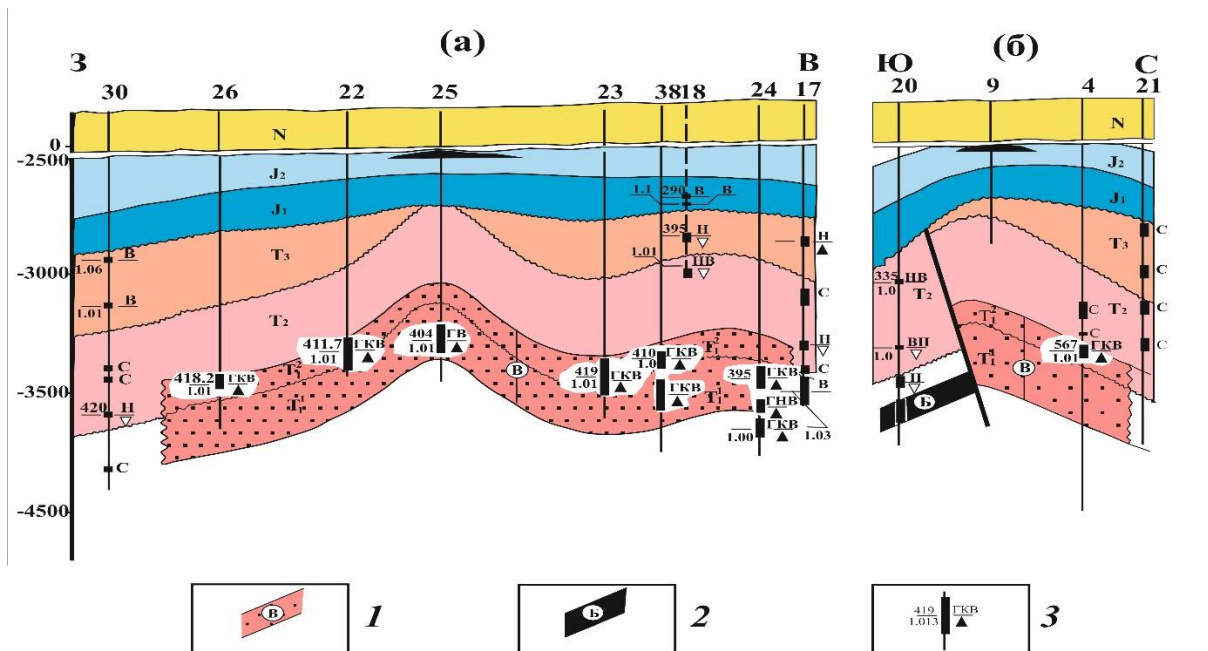


Рис. 2. Месторождение Южный Жетыбай. Схематические геолого-гидрогеологические профили по линиям I-I и II-II [13, изменено], где: 1 – газоконденсатная залежь; 2 – нефтяная залежь; 3 – интервалы опробования. Цифры: слева – в числителе пластовое давление, атм; справа в числителе – тип флюида, Г – газ, К – конденсат, В – вода, Н – нефть, С – интервал «сухой», в знаменателе – притоки промышленный (закрашен), непромышленный (не закрашен).

Кроме плановой гидрохимической зональности присутствует вертикальная зональность (рис 2), выраженная менее контрастно и охарактеризованная ограниченным объемом информации. 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).

Помимо гидрохимической на месторождении четко проявляется и плановая гидродинамическая зональность (рис. 3). Заключающаяся она в снижении величины коэффициента негидростатичности  $K_{нг}$  от 1,1–1,14 в присводовых участках складки, до 1,0 и ниже на крыльях и периклиналях [14]. Превышение пластового давления над гидростатическим в зоне разуплотнения достигает 7,4 Мпа. Гидродинамическая аномалия со значениями  $K_{нг} > 1$  совпадает в плане с гидрохимической и полностью находится в пределах зоны разуплотнения.

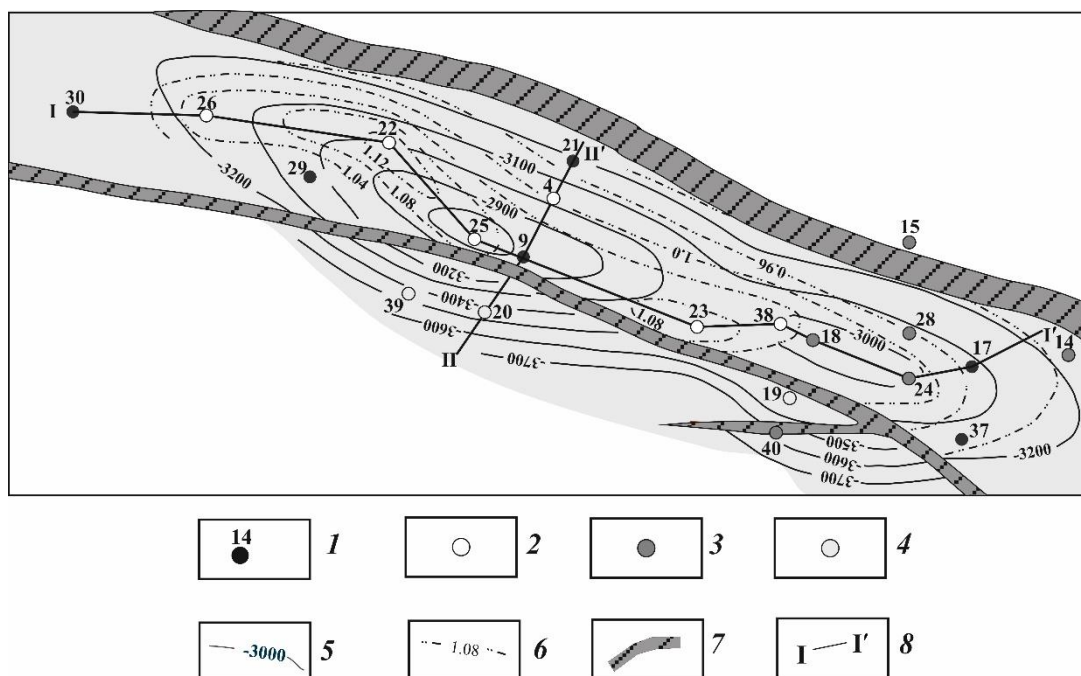


Рис. 3. Схема гидродинамической зональности триасового комплекса месторождения Южный Жетыбай [14, изменено].

где: 1 – скважины: вверху – номер скважины, слева – минерализация, г/л; справа – К<sub>нг</sub>, внизу – абсолютная отметка кровли карбонатного пласта. Типы вод: 2 – ГКН, 3 – ХК, 4 – ХМ. 5 – изогипсы карбонатного пласта среднего триаса; 6 – изолинии К<sub>нг</sub>; 7 – разломы по данным сейсморазведки; 8 – линии гидрогеологических разрезов, рис. 2.

**Нефтегазовое месторождение Тасбулат.** Месторождение Тасбулат располагается к востоку от Южно-Жетыбайского и находится с ним в сходных структурных условиях. Скопления углеводородов установлены в юрской продуктивной толще и отложениях триаса. Субширотная принадвиговая антиклиналь имеет размеры 10,0x2,5 км. Триасовые отложения интенсивно дислоцированы.

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.

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) [14].

Для подземных вод триасового комплекса в пределах месторождения установлена плановая гидрогеологическая зональность, проявляющаяся в постепенном уменьшении минерализации вод от крыльев и периклиналей к своду структуры к (рисунок 4).

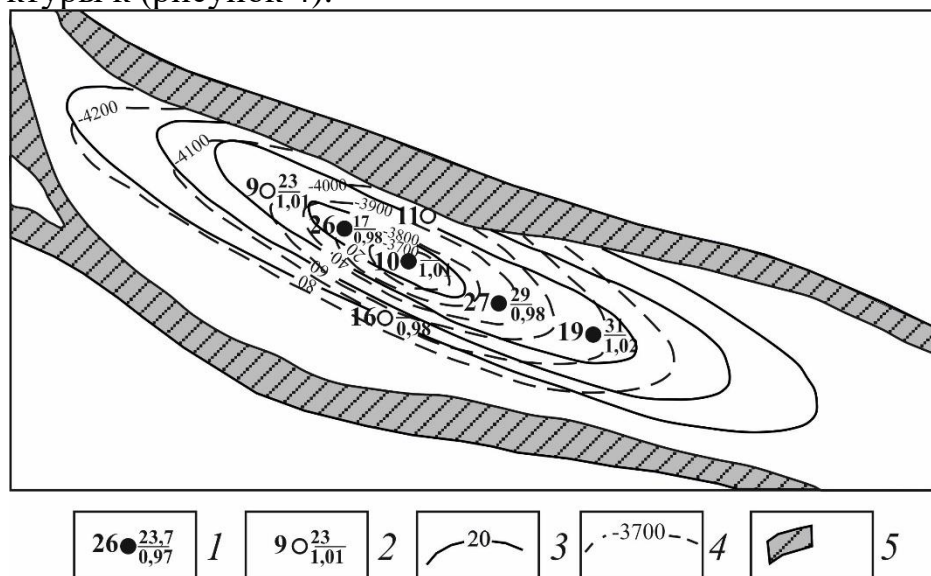


Рис. 4. Схема гидрохимической зональности месторождения Тасбулат [14, изменено],

где: скважины: 1 – продуктивные, 2 – с непромышленным притоком. Слева – номер скважины, справа в числителе – минерализация, г/л, внизу –  $K_{нт}$ ; 3 – изомеры, г/л; 4 – изогипсы по кровле продуктивного пласта; 5 – разломы по данным сейсморазведки.

На месторождении наблюдается и вертикальная гидрохимическая зональность, заключающаяся в возрастании минерализации вод снизу вверх [14]. 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.

**О механизме формирования резервуаров углеводородов в триасовых отложениях.** Приведенные выше сведения по Южно-Жетыбайскому и Тасбулатскому месторождениям свидетельствуют о приуроченности участков с благоприятными коллекторскими свойствами к присводовым частям принадвиговых антиклиналей, т.е к местам максимального изгиба слоев, где образуются зоны растяжения и повышенной тектонической трещиноватости пород. Имеют они линейный характер, совпадая с простиранием складок. За пределами зон разуплотнения притоков нефти и газа не получено вследствие крайне низких емкостно-фильтрационных свойств смежных блоков вулканогенно-карбонатного комплекса.

С зонами деформационного разуплотнения в плане совпадают гидрохимические и гидродинамические аномалии подземных вод. Их образование связано с внедрением в вулканогенно-карбонатный комплекс агрессивных глубинных высокоэнергетичных флюидных потоков, использующих зоны повышенной трещиноватости в качестве каналов миграции [13, 15]. Инъекция флюидов в низкопроницаемые толщи приводит к образованию очагов опресненных вод различного гидрохимического типа – от гидрокарбонатно-натриевых до хлоркальциевых, а также к формированию гидродинамических аномалий [16, 17]. При удалении от каналов внедрения происходит постепенное выравнивание гидродинамических и гидрохимических параметров с приближением их к фоновым значениям. Одновременно с этим исчезают и коллекторы. Внедрение агрессивных флюидов сопровождается дополнительным разуплотняющим эффектом за счет процессов гидроразрыва пластов и метасоматоза [7, 13, 15, 18]. В результате формируется сложно построенный резервуар, заполняемый нефтью и газом.

Эти заключения находятся в соответствии с известными данными о строении триасовых резервуаров и залежей Южного Мангышлака. Лабораторные исследования кернового материала показали [9 – 12], что в продуктивной вулканогенно-карбонатной толще триаса присутствуют трещинные, порово-трещинные и каверново-поровые типы коллекторов. Матрицей трещинных коллекторов являются участки породы, лишенные трещин. Проницаемость водонасыщенной матрицы имеет крайне низкие значения, не превышающие  $0,01 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Емкостью порово-трещинных коллекторов служат первичные и вторичные пустоты. Вторичные коллекторы приурочены к участкам наложенной доломитизации, т.е. имеют метасоматическую природу. Аналогичное происхождение имеют и каверново-поровые коллекторы, связанные с кавернозными доломитами.

Характерно, что в прослоях кристаллических и пелитоморфных известняков присутствуют реликты раковин микроорганизмов, оолитов, карбонатных обломков. Реликты первичной органогенной, оолитовой или обломочной структур сохранились и в доломитах, карбонатно-кремнистых породах. Карбонатно-кремнистые породы являются продуктом интенсивного окремнения известняков и доломитов. Определенная часть объема вторичных пустот (тупиковые части трещин, трещины с раскрытостью менее 2 мкм<sup>2</sup>) занята остаточной водой. Коллекторы трещинного типа присутствуют во всех типах пород [9 – 12].

Установлено, что горизонты вторичных коллекторов, развитых в различных литологических разностях пород, образуют в триасовом разрезе месторождений единый резервуар сложной морфологии [7, 9, 13]. Средние значения трещинной пористости при этом сохраняются независимо от исходного состава пород. Изменение мощности каверновых коллекторов происходит за



счет замещения, а не выклинивания кавернозных пород, о чем свидетельствует постоянство мощности продуктивных пачек. Положение водонефтяных и газоводяных контактов достоверно не обосновано ни по одной залежи как методами промысловой геофизики, не позволяющими оценить характер насыщения коллекторов, так и результатами опробования ввиду отсутствия объектов, из которых получены притоки пластовой воды ниже границы залежей [7, 9, 13].

**Выводы.** Выявленные особенности строения резервуаров нефти и газа в пределах складчато-надвиговых дислокаций представляют не только научный, но и практический интерес. 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, что может рассматриваться в качестве поискового критерия. Установленная закономерность размещения зон разуплотнения в их пределах позволяет более целенаправленно вести поисково-разведочное бурение, а после открытия скоплений углеводородов – определить оптимальное местоположение эксплуатационных скважин.

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

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Казанцева Т.Т. Образование углеводородов в геодинамическом аспекте // Геология. Известия Отделения наук о Земле и природных ресурсов Академия наук Республики Башкортостан. 2012. № 18. С. 15–26.
2. Казанцева Т.Т., Камалетдинов М.А., Казанцев Ю.В., Зуфарова Н.А. Происхождение нефти. Уфа: БФАН СССР, 1982. 30 с.
3. Попков В.И. Тангенциальная тектоника и нефтегазоносность Арало-Каспийского региона. // Доклады. АН СССР. 1990. Т.313. № 2. С. 420–423.
4. Казанцева Т.Т., Казанцев Ю.В. Структурный фактор в теоретической геологии. Уфа: Гилем, 2010. 325 с.
5. Попков В.И., Попков И.В. Ловушки углеводородов в триасовых отложениях Скифско-Туранской платформы в районах развития складчато-надвиговых дислокаций // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2023. Т.18. №3. [http://www.ngtp.ru/rub/2023/25\\_2023.html](http://www.ngtp.ru/rub/2023/25_2023.html) DOI: 10.17353/2070-5379/25\_2023.
6. Попков В.И., Попков И.В. Складчато-надвиговые дислокации в триасовых отложениях Скифско-Туранской платформы // Геология и геофизика Юга России. 2023. Т. 13. № 1. С. 34–46. DOI: 10.46698/VNC.2023.42.57.003.
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., Попков И.В. Литологическое расчленение и корреляция нефтегазоносных комплексов триаса Южного Мангышлака // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2023. Т. 18. № 2. [http://www.ngtp.ru/rub/2023/16\\_2023.html](http://www.ngtp.ru/rub/2023/16_2023.html). DOI: 10.17353/2070-5379/16\_2023.
9. Коростышевский М.Н., Кузнецов В.В. Строение продуктивной толщи в триасовых отложениях на Южном Мангышлаке // Разведка нефтяных месторождений Мангышлака. Грозный: СевКавНИПИнефть, 1979. С. 9–14.
10. Кузнецов В.В., Проняков В.А., Инюткина А.В., Вандюк В.П., Котов В.П. Нефтегазовые коллекторы продуктивных триасовых отложений Южного Мангышлака // Оценка параметров карбонатных коллекторов и геометризация залежей нефти в различных геотектонических условиях на территории СССР. Пермь, 1978. С. 36–37.
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. Чербянова Л.Ф., Попков В.И., Проняков В.А. Литологические особенности и коллекторские свойства триасового вулканогенно-карбонатного комплекса Южного Мангышлака // Геология нефти и газа. 1984. № 11. С. 55–59.
13. 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.
14. Ларичев В.В., Попков В.И. Гидрогеология доюрских отложений Южного Мангышлака. Ставрополь: СевКавГТУ, 2003. 144 с.
15. Попков В.И., Попков И.В. Вторжение глубинных высокоэнергетичных флюидов в нижние горизонты осадочных бассейнов как фактор, определяющий их нефтегазоносность // Материалы научно-практической конференции “Гейдар Алиев и нефтяная стратегия Азербайджана: достижения нефтегазовой геологии и геотехнологий”, посвященной 100-летию юбилею общенационального лидера азербайджанского народа Гейдара Алиева. 23 - 26 мая 2023г. Баку. Баку, 2023. С. 393–397.
16. Медведев С.А., Попков В.И. Генезис вод глубоких горизонтов нефтегазоносных бассейнов молодой платформы юга СССР // Сов. геология. 1986. № 6. С. 118–125.
17. Рабинович А.А., Попков В.И., Паламарь В.П., Михайленко Н.И. Гидрогеологические особенности доюрского разреза Южного Мангышлака // Сов. геология. 1985. № 11. С. 122–127.

18. Лукин А.Е. Гипогенно-аллогенетическое разуплотнение – ведущий фактор формирования вторичных коллекторов нефти и газа // Геол. журн. 2002. № 4. С. 15–32.

## REFERENCES

1. Kazantseva T.T. Formation of hydrocarbons in the geodynamic aspect // Geology. Proceedings of the Department of Earth Sciences and Natural Resources Academy of Sciences of the Republic of Bashkortostan. 2012. No. 18. P. 15–26.
2. Kazantseva T.T., Kamaletdinov M.A., Kazantsev Yu.V., Zufarova N.A. Origin of oil. Ufa: BFAN USSR, 1982. 30 p.
3. Popkov V.I. Tangential tectonics and oil and gas potential of the Aral-Caspian region. // Reports. Academy of Sciences of the USSR. 1990. T.313. No. 2, pp. 420–423.
4. Kazantseva T.T., Kazantsev Yu.V. Structural factor in theoretical geology. Ufa: Guilem, 2010. 325 p.
5. Popkov V.I., Popkov I.V. Traps of hydrocarbons in the Triassic deposits of the Scythian-Turan platform in the areas of development of fold-thrust dislocations // Neftegazovaya geologiya. Theory and practice. 2023. V.18. No. 3. [http://www.ngtp.ru/rub/2023/25\\_2023.html](http://www.ngtp.ru/rub/2023/25_2023.html) DOI: 10.17353/2070-5379/25\_2023.
6. Popkov V.I., Popkov I.V. Fold-thrust dislocations in the Triassic deposits of the Scythian-Turan platform // Geology and Geophysics of the South of Russia. 2023. V. 13. No. 1. pp. 34–46. DOI: 10.46698/VNC.2023.42.57.003.
7. Palamar V.P., Popkov V.I., Rabinovich A.A. On the possibility of opening zones of oil and gas accumulation of vein type // Doklady AN SSSR. 1981. V. 257. No. 4. pp. 968–970.
8. Popkov V.I., Popkov I.V. Lithological division and correlation of oil and gas bearing complexes of the Triassic of the Southern Mangyshlak // Neftegazovaya geologiya. Theory and practice. 2023. Vol. 18. No. 2. [http://www.ngtp.ru/rub/2023/16\\_2023.html](http://www.ngtp.ru/rub/2023/16_2023.html). DOI: 10.17353/2070-5379/16\_2023.
9. Korostyshevsky M.N., Kuznetsov V.V. The structure of the productive stratum in the Triassic deposits in the South Mangyshlak // Exploration of oil fields of Mangyshlak. Grozny: SevKavNIPIneft, 1979, pp. 9–14.
10. V. V. Kuznetsov, V. A. Pronyakov, A. V. Inyutkina, V. P. Vandyuk, and V. P. Kotov, Russ. Oil and gas reservoirs of productive Triassic deposits of the Southern Mangyshlak // Estimation of parameters of carbonate reservoirs and geometrization of oil deposits in various geotectonic conditions on the territory of the USSR. Perm, 1978, pp. 36–37.
11. Pronyakov V.A. Capacitive-filtration properties of reservoirs of pre-Jurassic formations in South Mangyshlak // Problems of search and development of oil fields in South Mangyshlak. Grozny: SevKavNIPIneft, 1983, pp. 11–13.

12. Cherbyanova L.F., Popkov V.I., Pronyakov V.A. Lithological features and reservoir properties of the Triassic volcanogenic-carbonate complex of the South Mangyshlak // *Geology of Oil and Gas*. 1984. No. 11. pp. 55–59.
13. Popkov V.I., Larichev V.V., Popkov I.V. The structure of deep-immersed complexes of sedimentary basins: hydrogeological anomalies and oil and gas potential as a consequence of the intrusion of deep fluids (on the example of the South Mangyshlak fields) // *Geotectonics*. 2023. No. 3. pp. 41–66. DOI: 10.31857/S0016853X23030050.
14. Larichev V.V., Popkov V.I. Hydrogeology of the pre-Jurassic deposits of the South Mangyshlak. Stavropol: SevKavGTU, 2003. 144 p.
15. Popkov V.I., Popkov I.V. Intrusion of deep high-energy fluids into the lower horizons of sedimentary basins as a factor determining their oil and gas content // Proceedings of the scientific-practical conference “Heydar Aliyev and the oil strategy of Azerbaijan: achievements in oil and gas geology and geotechnologies”, dedicated to the 100th anniversary of the national leader of the Azerbaijani people Heydar Aliyev. May 23 - 26, 2023 Baku. Baku, 2023, pp. 393–397.
16. Medvedev S.A., Popkov V.I. Genesis of waters of deep horizons of oil and gas bearing basins of a young platform in the south of the USSR // *Sov. geology*. 1986. No. 6. pp. 118-125.
17. Rabinovich A.A., Popkov V.I., Palamar V.P., Mikhailenko N.I. Hydrogeological features of the pre-Jurassic section of the Southern Mangyshlak // *Sov. geology*. 1985. No. 11. S. 122–127.
18. Lukin A.E. Hypogenic-allogenic deconsolidation is the leading factor in the formation of secondary oil and gas reservoirs // *Geol. magazine* 2002. No. 4. pp. 15–32.

***Сведения об авторах:***

***Попков Василий Иванович***, доктор геолого-минералогических наук, профессор, академик РАН, профессор кафедры нефтяной геологии, гидрогеологии и геотехники, Заслуженный деятель науки Кубани, ФГБОУ ВО «Кубанский государственный университет». Email: [geoskubsu@mail.ru](mailto:geoskubsu@mail.ru). ORCID: 0000-0002-2959-4901.

***Попков Иван Васильевич***, кандидат геолого-минералогических наук, доцент, доцент кафедры нефтяной геологии, гидрогеологии и геотехники, ФГБОУ ВО «Кубанский государственный университет». Email: [iv-popkov@mail.ru](mailto:iv-popkov@mail.ru). ORCID: 0000-0002-2386-6611

© Попков В.И., Попков И.В.