

## РОЛЬ ГЛУБИННЫХ ФЛЮИДОВ В ФОРМИРОВАНИИ РЕЗЕРВУАРОВ УГЛЕВОДОРОДОВ В ТРИАСОВЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ СКИФСКО- ТУРАНСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

© Попков Василий Иванович, © Попков Иван Васильевич,  
© Дементьева Ирина Евгеньевна

ФГБОУ ВО «Кубанский государственный университет»,  
г. Краснодар, Российская Федерация

**Аннотация.** По мере освоения верхних горизонтов осадочных бассейнов внимание геологоразведочных организаций все больше привлекают отложения, залегающие на больших глубинах. Несмотря на то, что во многих нефтегазоносных регионах мира уже открыты скопления углеводородов в глубоководных комплексах, остается много не решенных вопросов, касающихся условий формирования в них залежей нефти и газа. В условиях значительных глубин, в результате воздействия высоких давлений и температур, породы утратили свои первичные емкостно-фильтрационные свойства. Развитые здесь резервуары носят в большинстве случаев вторичный характер. По поводу их генезиса остается много вопросов. Изучение гидрогеологических особенностей нижних структурных этажей нефтегазоносных осадочных бассейнов Скифско-Туранской платформы показало, что в отличие от перекрывающих отложений 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 высокоэнергетических 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:** глубокозалегающие комплексы, глубинные флюиды, нефтегазоносность.

---

Для цитирования: *Попков В.И., Попков И.В., Дементьева И.Е.* Роль глубинных флюидов в формировании резервуаров углеводородов в триасовых отложениях Скифско-Туранской платформы // Геология. Известия Отделения наук о Земле и природных ресурсов. 2023. №4. С. 99-112. DOI 10.24412/2949-4052-2023-4-99-112.

# THE ROLE OF DEEP FLUIDS IN THE FORMATION OF HYDROCARBON RESERVOIRS IN THE TRIASSIC SEDIMENTS OF THE SCYTHIAN-TURANIAN PLATFORM

© Popkov Vasily Ivanovich, © Popkov Ivan Vasilyevich,

© Dementieva Irina Evgenievna

Federal State Budget Educational Institution of Higher Education

«Kuban State University", Krasnodar, Russian Federation

**Summary.** With the development of the upper horizons of sedimentary basins, the attention of geological exploration organizations is increasingly attracted by deposits lying at great depths. Despite the fact that accumulations of hydrocarbons in deep-submerged complexes have already been discovered in many oil and gas-bearing regions of the world, there are many unresolved issues concerning the conditions for the formation of oil and gas deposits in them. In conditions of considerable depths, as a result of exposure to high pressures and temperatures, rocks have lost their primary reservoir-filtration properties. The reservoirs developed here are in most cases secondary in nature. There are many questions about their genesis. The study of the hydrogeological features of the lower structural floors of the oil and gas-bearing sedimentary basins of the Scythian-Turanian platform has shown that, unlike the overlapping deposits, 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.

**Key words:** deep-lying complexes, deep fluids, oil and gas potential.

**Введение.** Коллекторские свойства пород в условиях больших глубин в подавляющем большинстве случаев являются вторичными и имеют метасоматическую природу. Площадь участков их развития в рассмотренных ранее примерах строения конкретных месторождений УВ [1-5] укладывается в размеры антиклинальных структур, что отражает, по нашему мнению, масштабы латеральной составляющей воздействия агрессивных флюидов на триасовые отложения Скифско-Туранской платформы. Это влияние обусловлено [2, 4, 6, 7], во-первых, повышенной (для стратисферы) энергетикой глубинных инверсионных вод, а во-вторых, их активным и многогранным физико-химическим воздействием на породы. Первое является фактором формирования

гидродинамических аномалий с их активной деформирующей ролью. Второе – сочетанием аномально низкой вязкости газовой системы критического состояния, связанных постепенными переходами с перегретыми маломинерализованными водами, их повышенной агрессивностью по отношению к практически всем минеральным компонентам пород.

Литокатагенные подземные воды (рассолы хлоркальциевого типа) находятся в квазиравновесном состоянии с вмещающими породами. При вторжении в эту флюидопородную систему перегретых маломинерализованных вод с высоким щелочным резервом и с повышенными парциальными давлениями кислых газов происходит растворение карбонатных, силикатных и кремнеземных минеральных фаз. В данном случае деформационное разуплотнение пород сочетается с активным метасоматическим разуплотняющим эффектом [7-9], определяя формирование и морфологию резервуаров нефти и газа.

**Результаты исследований.** Сделанные выше заключения находятся в соответствии с известными данными о строении триасовых резервуаров и залежей углеводородов (УВ). Так, лабораторные исследования керна материала показали [10], что в продуктивной вулканогенно-карбонатной толще триаса Мангышлака присутствуют трещинные, порово-трещинные и каверново-поровый 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 органической, оолитовой или обломочной структур сохранились и в доломитах, карбонатно-кремнистых породах. Последние 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 [4, 10].

Установлено, что горизонты вторичных коллекторов, развитых в различных литологических разностях пород, образуют в триасовом разрезе месторождений единый резервуар сложной морфологии [10]. 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.

Изложенное выше может быть продемонстрировано на примере хорошо изученного Северо-Ракушечного газоконденсатного месторождения, располагающегося в пределах Песчаномыско-Ракушечной зоны сводовых поднятий Южно-Мангышлакского прогиба. Месторождение является типичным и наиболее наглядным примером вертикально-инъекционного внедрения глубинных агрессивных флюидов, сопровождающегося формированием гидрохимических и гидродинамических аномалий, а также сопутствующих им процессов эпигенетического порообразования в глубокопогруженных комплексах пород.

Месторождение Северо-Ракушечное прилегает с юго-востока к взбросо-сдвигу северо-восточного простирания. Газоконденсатные залежи приурочены к вулканогенно-карбонатной толще среднего триаса (залежи А и Б). Зона разуплотнения проходит через свод поднятия. К ней приурочены наиболее опресненные воды сульфат-натриевого типа с минерализацией 15,7–20,1 г/л (рисунок 1).

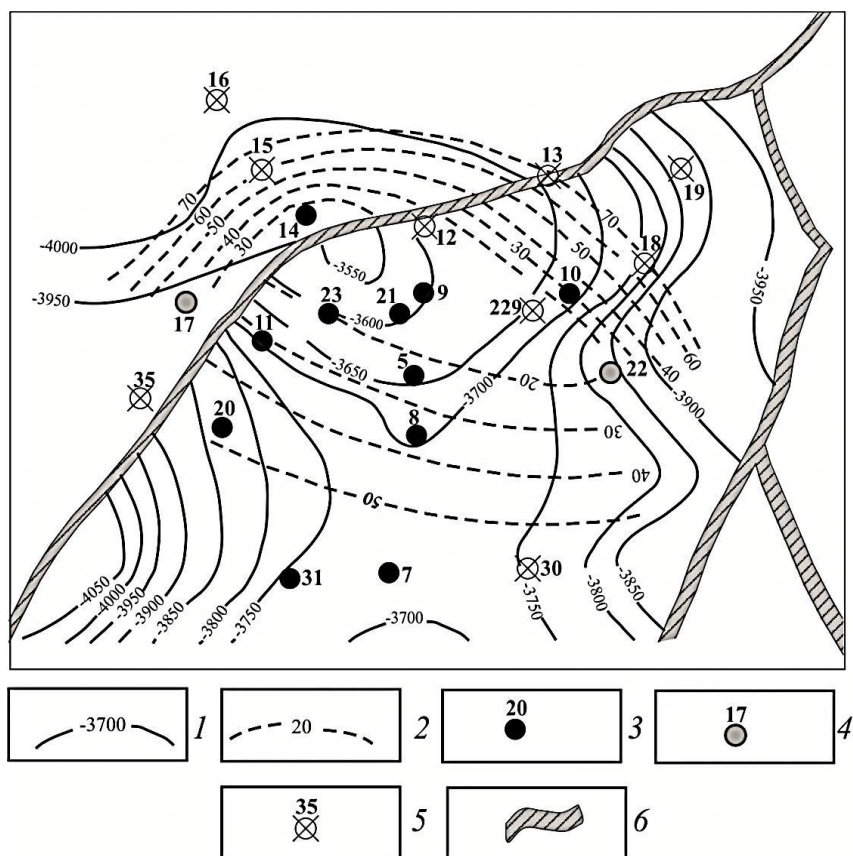


Рисунок 1 – Схема гидрохимической зональности месторождения Северо-Ракушечное [10], где: 1 – изогипсы по кровле пласта “А”; 2 – изоминеры, г/л; 3–5 – скважины:

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), достаточно быстро приближаясь к законтурным высокоминерализованным водам. То есть здесь мы имеем четко выраженную геохимическую аномалию.

Аналогичная ситуация наблюдается и с гидродинамическими параметрами. В присводовой части фиксируются и высокие значения коэффициента негидростатичности ( $K_{нг}$ ), достигающие 1,1–1,4 (рисунок 2) при уменьшении к крыльям до 0,94–0,97 (скв. 18, 30), приближаясь к фоновым значениям. При росте минерализации пластовых вод от свода структуры к крыльям на фоне снижения  $K_{нг}$  проявляется строгая взаимосвязь между минерализацией и  $K_{нг}$  (рисунок 3), что свидетельствует об их генетической взаимосвязи.

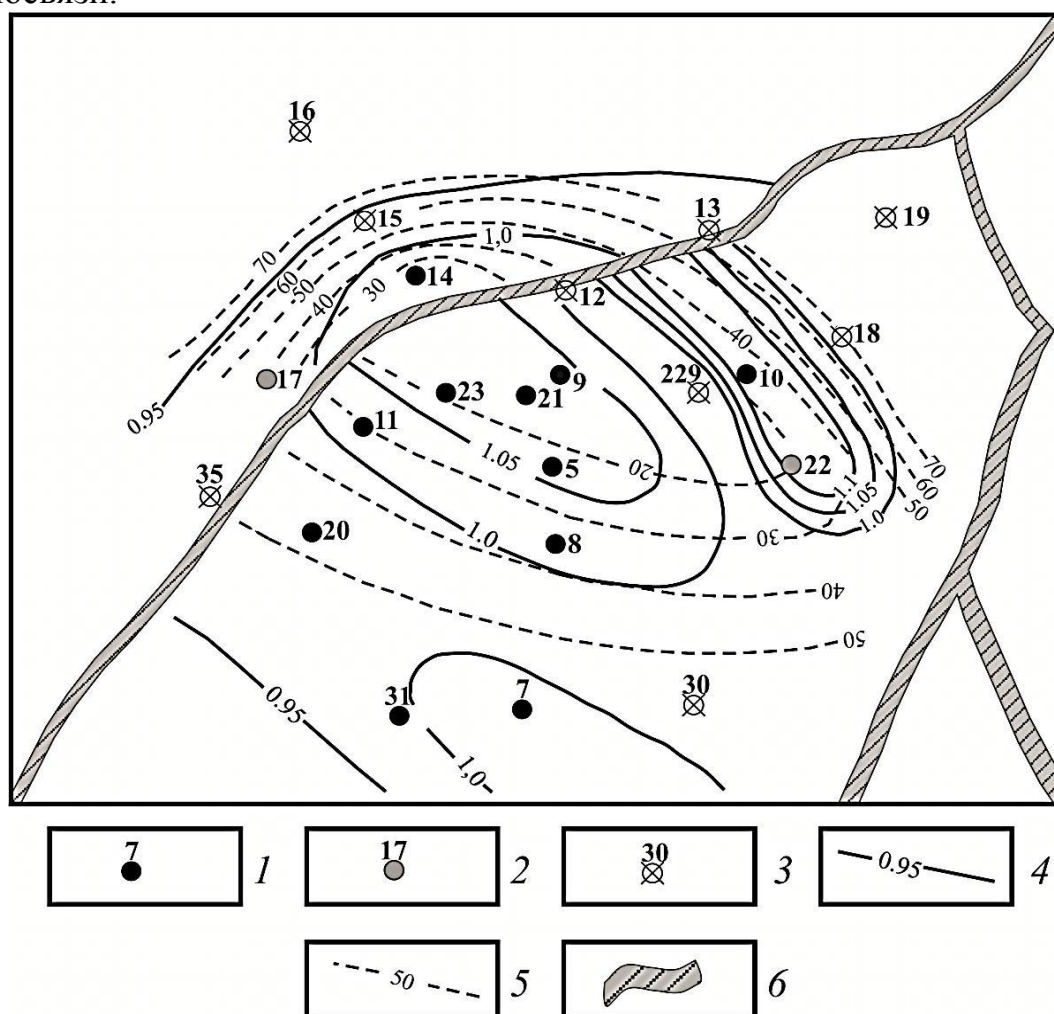


Рисунок 2 – Схема гидродинамической зональности месторождения Северо-Ракушечное [10],



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

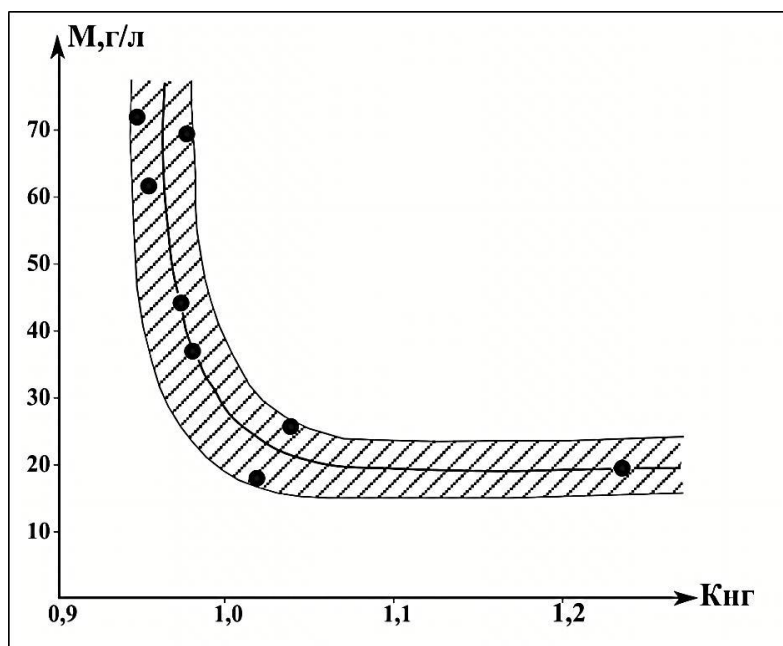


Рисунок 3 – Связь минерализации пластовых вод карбонатного пласта “А” и коэффициента негидростатичности  $K_{нг}$  – месторождение Северо-Ракушечное [8].

Таким образом, приведенные выше материалы свидетельствуют о том, что гидрохимическая, гидродинамическая аномалии и их площадная зональность, величина  $K_{нг}$  тесно связаны со структурным планом месторождения. При удалении от свода к крыльям с увеличением глубины кровли коллектора происходит уменьшение величины  $K_{нг}$  как в пределах основной залежи, так и в опущенном северо-западном блоке, причем, как можно видеть на рисунок 4, градиент в целом для залежи остается единым.

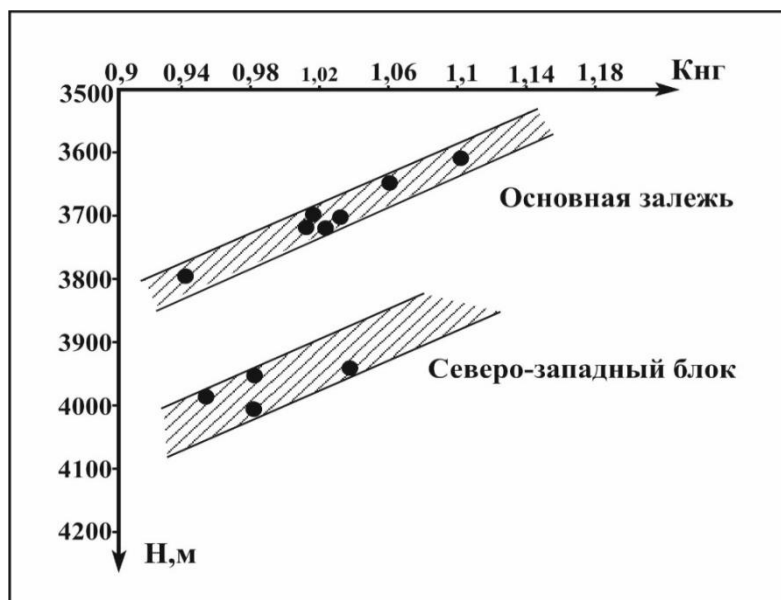


Рисунок 4 – Зависимость коэффициента негидростатичности  $K_{нг}$  от отметки кровли карбонатного пласта "А" – месторождение Северо-Ракушечное [4]

Составленные карта толщин карбонатного пласта  $T_2-A$  и карта эффективных и газонасыщенных толщин коллектора Северо-Ракушечного месторождения имеют высокий элемент подобия, что может свидетельствовать о связи процессов выщелачивания известняков, их доломитизации (гидрохимический эпигенез и метасоматоз) и насыщения сформировавшейся эффективной емкости УВ [10].

Приведенный выше материал указывает на то, что наибольшее воздействие агрессивных (углекислых) флюидов испытали породы в присводовой части структуры, подверженной деформациям растяжения, приводящим к образованию участков повышенной тектонической трещиноватости в низкопроницаемых отложениях. Процессы выщелачивания образуют емкость резервуара, заполняемого мигрирующими флюидами, обладающими высоким газосодержанием. Все это сопровождается формированием контрастных гидродинамических аномалий, пространственно совпадающих с зонами максимальных значений эффективных газонасыщенных мощностей каверновых коллекторов (рисунок 5).

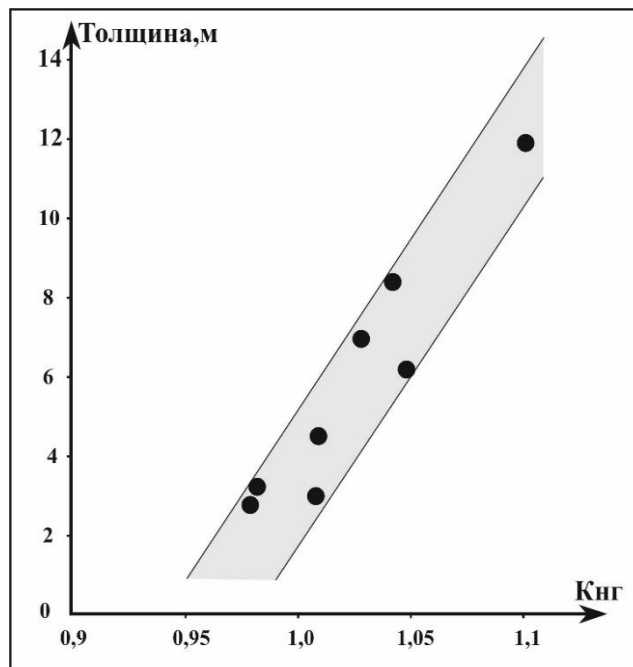


Рисунок 5 – Месторождение Северо-Ракушечное. Связь коэффициента негидростатичности и эффективных толщин карбонатного пласта “А” [4]

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

Совпадение в плане гидрогеохимических и гидродинамических аномалий, участков коллекторов с более высокими емкостными параметрами, их мозаичный, очаговый характер, отчетливые следы метасоматоза установлено и для других месторождений в триасовом разрезе молодой платформы [2, 4, 8-10], что свидетельствуют об их генетической взаимосвязи. На основании этого может быть сделан вывод, что формирование вторичных коллекторов, залежей УВ, гидрогеологических аномалий месторождений в низкопроницаемом триасовом разрезе является следствием проявления единого природного процесса, связанного с вторжением глубинных высокоэнергетичных агрессивных флюидов.



При затруднении дальнейшего продвижения вверх флюидов, находящихся под высоким давлением, происходит гидравлический удар, приводящий к раскрытию трещин в противостоящих пластах, в которые и поступает водно-нефтяная смесь. Этот процесс сопровождается разуплотнением низкопроницаемых толщ, образованием дополнительных трещин, формированием вторичных пустот метасоматического происхождения. Такие породы, залегающие среди более плотных и менее трещиноватых разностей, были названы улучшенными коллекторами, или коллекторами в зонах разуплотнения [3-5], образуют пространственно замкнутые резервуары сложной морфологии, заполняемые УВ. Соответственно, в условиях (квази)закрытой гидродинамической системы при локализации скоплений нефти и газа структурный фактор (наличие антиклинали) не является определяющим.

Каналы миграции глубинных флюидов четко фиксируются современными методами сейсморазведки [11, 12]. Трассерами восходящих потоков (супер)глубинных флюидов могут служить разнообразные по составу частицы самородных металлов, природных сплавов и интерметаллидов [13], обнаруженных в метасоматических коллекторах многих месторождений.

И еще одно наблюдение, указывающее на присутствие в доюрском разрезе глубинных вод. В пределах многих структур Восточно-Предкавказского и Южно-Мангышлакского нефтегазоносных бассейнов установлены контрастные гидрохимические аномалии, характеризующиеся резким (до двух порядков) возрастанием содержания рубидия, цезия, стронция, а в некоторых случаях и йода, независимо от изменения минерализации и микрокомпонентного состава пластовых вод [14]. Показано, что их образование тесно взаимосвязано с поступлением глубинных флюидов ювенильной или метаморфогенной природы. Увеличение концентраций цезия и рубидия на 1–2 порядка в триасовых и палеозойских водах по сравнению с пластовыми рассолами свидетельствует о нахождении источника этих металлов вне области формирования химического состава подземных вод, так как в противном случае должна наблюдаться связь между изменениями содержаний микрокомпонентов с минерализацией и макрокомпонентами этих вод. В зонах развития контрастных гидрохимических аномалий связи между этими величинами отсутствуют [14].

Контрастные гидрохимические аномалии характерны только для доюрской части разреза нефтегазоносных бассейнов, в то время как для вышележащих отложений платформенного чехла свойственна сравнительная однородность микро- и макрокомпонентного состава пластовых вод. Исключением является структура Стальская Восточно-Предкавказского нефтегазоносного бассейна, где осадочные отложения доюрского возраста отсутствуют в разрезе и на породах фундамента залегают платформенные образования.

При изучении характера изменения отношений микро- и

макрокомпонентов пластовых вод нефтегазоносного бассейна Скифско-Туранской платформы было установлено, что наиболее отчетливую тенденцию к накоплению с глубиной относительно всех исследуемых компонентов проявляют цезий и литий, при этом общий зональный ряд накопления элементов (снизу-вверх) следующий: Li–Cs–Sr–B–Ca–J–Br–Cl–Mg–HCO<sub>3</sub> [14]. Изменение парных отношений с глубиной чаще всего носит инверсионный характер. Например, в юрско–меловом разрезе отмечается монотонное увеличение с глубиной коэффициентов Rb/Li, Cs/Li при резком снижении этих отношений в отложениях доюрского комплекса пород.

Кроме того, для вод доюрского разреза парное отношение Li:Rb:Cs обычно составляет 100:6:7, что невозможно объяснить процессами седиментационного выщелачивания пород. Данное соотношение не коррелирует ни с минерализацией вод, ни с температурным режимом, а цезий и литий не контролируются равновесием системы вода–минерал. Более того, характер поведения редких щелочей в растворе, в частности, отношение Rb/Cs:K/Rb имеет близкие значения для хода развития пегматитового процесса [14].

Инверсионная зональность химического состава подземных вод Восточно-Предкавказского и Южно-Мангышлакского нефтегазоносного бассейна находит отражение в изотопном составе водорода. Если воды юрских горизонтов характеризуются значениями  $\delta D = -42-44$  ‰, то для вод доюрских отложений отмечено обеднение дейтерием:  $\delta D = -55-60$  ‰. Фигуративные точки изотопного состава пластовых вод юрских толщ попадают в область состава талассогенных вод. Наблюдаемый сдвиг изотопного состава вод нижней части разреза нефтегазоносного бассейна в сторону линии Крейга может быть связан с влиянием глубинных флюидов [14].

**Заключение.** Установление генетической взаимосвязи гидрогеологических аномалий и нефтегазоносности глубокопогруженных горизонтов нефтегазоносных бассейнов может рассматриваться в качестве поискового критерия. К примеру, на территории Южного Мангышлака, отличающейся очень высокой изученностью триасовых отложений, все известные месторождения УВ приурочены к структурам, где в разрезе присутствуют глубинные опресненные воды. И, наоборот, на площадях, выведенных из разведки с отрицательными результатами, гидрохимических аномалий нет [8]. В этих условиях большое значение приобретает картирование вертикальных каналов миграции глубинных флюидов и очагов разуплотнения (дилатансии) в глубоких горизонтах. Для этой цели могут быть использованы материалы сейсморазведки современных модификаций.

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

**Funding:** the study was supported by the Russian Science Foundation grant No.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Дюнин В.И., Корзун А.В. Гидрогеодинамика нефтегазоносных бассейнов. М.: Научный мир, 2005. 254 с.
2. Ларичев В.В., Попков В.И. Гидродинамические условия глубокопогруженных нефтегазоносных комплексов // Экологический вестник научных центров Черноморского экономического сотрудничества. 2013. Т. 10. № 4-1. С. 76-79.
3. Лукин А.Е. Углеводородный потенциал больших глубин и перспективы его освоения на Украине // Геофиз. журн. 2014. Т. 36. № 4. С. 3-23.
4. Popkov V.I., Larichev V.V., Popkov I.V. Geological Structure of Deep-Submerged Complexes of Sedimentary Basins: Hydrogeological Anomalies and Oil and Gas Potential as a Result of Implementation of Deep-Seated Fluids (on Example of the South Mangyshlak Fields) // Geotectonics. 2023. Vol. 57. № 3. Pp. 41-66. DOI: 10.1134/S0016852123030056.
5. Rachinsky M.Z., Kerimov V.Yu. Fluid dynamics of oil and gas reservoirs. USA: Scrivener Publishing Wiley. 2015. 599 p.
6. 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 2023, г. Баку. Баку, Элм: 2023. С. 393-397.
7. Лукин А.Е. Гипогенно-аллогенетическое разуплотнение – ведущий фактор формирования вторичных коллекторов нефти и газа. // Геол. журн. 2002. № 4. С. 15-32.
8. Ларичев В.В., Попков В.И. Гидрохимические условия глубокопогруженных нефтегазоносных комплексов // Геология, география и глобальная энергия. 2013. № 4 (51). С. 101-112.
9. 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.
10. 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: 10/25689/NP.2023.2.47-66.
11. Муслимов Р.Х., Трофимов В.А. Бурение специальных параметрических скважин на прогнозируемые нефтеподводящие каналы – оптимальный путь получения доказательств наличия современной подпитки нефтяных месторождений глубинными углеводородными флюидами // Георесурсы.

2012. № 5 (47). С. 41-44.
12. Трофимов В.А., Корчагин В.И. Нефтеподводящие каналы: пространственное положение, методы обнаружения и способы их активизации // Георесурсы. 2002. № 1 (9). С. 18-23.
13. Лукин А.Е. Самородно-металлические микро- и нановключения в формациях нефтегазоносных бассейнов – трассеры суперглубинных флюидов. // Геофиз. журн. 2009. Т. 31. № 2. С. 61-92.
14. Попков В.И., Ларичев В.В., Медведев С.А. Металлоносные рассолы и опресненные воды глубоких горизонтов нефтегазоносных бассейнов // Георесурсы. 2012. № 5 (47). С. 32-36.

## REFERENCES

1. Dunin V.I., Korzun A.V. Hydrogeodynamics of oil and gas basins. M.: Scientific world, 2005. 254 p.
2. Larichev V.V., Popkov V.I. Hydrodynamic conditions of deep-submerged oil and gas complexes // Ecological Bulletin of the scientific centers of the Black Sea Economic Cooperation. 2013. Vol. 10. No 4-1. Pp. 76-79.
3. Lukin A.E. Hydrocarbon potential of great depths and prospects for its development in Ukraine // Geofiz. journal. 2014. Vol. 36. No 4. Pp. 3-23.
4. Popkov V.I., Larichev V.V., Popkov I.V. Geological Structure of Deep-Submerged Complexes of Sedimentary Basins: Hydrogeological Anomalies and Oil and Gas Potential as a Result of Implementation of Deep-Seated Fluids (on Example of the South Mangyshlak Fields) // Geotectonics. 2023. Vol. 57. No 3. Pp. 41-66. DOI: 10.1134/S0016852123030056.
5. Rachinsky M.Z., Kerimov V.Yu. Fluid dynamics of oil and gas reservoirs. USA: Scrivener Publishing Wiley. 2015. 599 p.
6. 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 potential // Materials of the scientific and practical conference “Heydar Aliyev and the oil strategy of Azerbaijan: achievements of 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, Elm: 2023. Pp. 393-397.
7. Lukin A.E. Hypogenic-allogenic decompression is a leading factor in the formation of secondary oil and gas reservoirs. // Geol. journal. 2002. No 4. Pp. 15-32.
8. Larichev V.V., Popkov V.I. Hydrochemical conditions of deep-submerged oil and gas complexes // Geology, geography and global energy. 2013. No 4 (51). Pp. 101-112.
9. Popkov V.I., Popkov I.V. Hydrocarbon traps in Triassic deposits of the Scythian-Turanian platform in the areas of development of folded-thrust dislocations // Oil

- and gas geology. Theory and practice. 2023. Vol. 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
10. Popkov V.I., Larichev V.V., Popkov I.V. Structure and conditions of formation of oil and gas reservoirs in the Triassic deposits of Southern Mangyshlak // Oil province. 2023. No 2 (34). Pp. 47-66. DOI: 10/25689/NP.2023.2.47-66.
  11. Muslimov R.Kh., Trofimov V.A. Drilling of special parametric wells for the predicted oil supply channels is the optimal way to obtain evidence of the presence of modern recharge of oil fields with deep hydrocarbon fluids // Geo resources. 2012. No 5 (47). Pp. 41-44.
  12. Trofimov V.A., Korchagin V.I. Oil-carrying channels: spatial position, detection methods and ways of their activation // Geo resources. 2002. No 1 (9). Pp. 18-23.
  13. Lukin A.E. Native-metal micro- and nano-inclusions in formations of oil and gas basins - tracers of superglubine fluids. // Geophysis. Journal. 2009. Vol. 31. No 2. Pp. 61-92.
  14. Popkov V.I., Larichev V.V., Medvedev S.A. Metalliferous brines and desalinated waters of deep horizons of oil and gas basins // Georesources. 2012. No 5 (47). Pp. 32-36.

#### ***Сведения об авторах:***

***Попков Василий Иванович***, доктор геолого-минералогических наук, профессор, академик РАЕН, профессор кафедры нефтяной геологии, гидрогеологии и геотехники, Заслуженный деятель науки Кубани, ФГБОУ ВО «Кубанский государственный университет». E-mail: [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». E-mail: [ivporpov@mail.ru](mailto:ivporpov@mail.ru). ORCID: 0000-0002-2386-6611.

***Дементьева Ирина Евгеньевна***, старший преподаватель кафедры геофизических методов поиска и разведки, ФГБОУ ВО «Кубанский государственный университет». E-mail: [geoskubsu@mail.ru](mailto:geoskubsu@mail.ru). ORCID: 0000-0003-3526-2273.

#### ***Author's personal details:***

***Popkov Vasily Ivanovich***, Professor, Member of Russian Academy of Natural Sciences, Professor of the Chair of Petroleum Geology, Hydrogeology and Geotechnical, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education Kuban State University, 149, Stavropolskaya st., Krasnodar, 350040, Russian Federation E-mail: [geoskubsu@mail.ru](mailto:geoskubsu@mail.ru). ORCID: 0000-0002-2959-4901.



**Popkov Ivan Vasilievich**, PhD, Associate Professor Chair of Petroleum Geology, Hydrogeology and Geotechnical, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education Kuban State University, 149, Stavropolskaya st., Krasnodar, 350040, Russian Federation. E-mail: [iv-popkov@mail.ru](mailto:iv-popkov@mail.ru). ORCID: 0000-0002-2386-6611.

**Dementieva Irina Evgenievna**, Senior Lecturer of the Department of Geophysical Methods of Prospecting and Exploration, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education Kuban State University, 149, Stavropolskaya st., Krasnodar, 350040, Russian Federation E-mail: [geoskubsu@mail.ru](mailto:geoskubsu@mail.ru). ORCID: 0000-0003-3526-2273.

© Попков В.И., Попков И.В., Дементьева И.Е.