

УДК 556.314:553.98 (574.1)

DOI: 10.46698/VNC.2026.80.72.001

Оригинальная статья

Подземная гидросфера нефтегазоносных осадочных бассейнов

В.В. Ларичев[✉], В.И. Попков[✉], И.В. Попков[✉]

Кубанский государственный университет, Россия, 350049, г. Краснодар,
ул. Ставропольская, 149, e-mail: geoskubsu@mail.ru

Статья поступила: 16.03.2026, доработана: 20.05.2026, принята к публикации: 25.05.2026

Резюме: Актуальность работы. Большинство нефтегазоносных осадочных бассейнов в гидрогеологическом отношении представляют собой сложные природные водонапорные системы различных генетических типов. Наблюдаемая вертикальная зональность этих систем теснейшим образом связана с геологическим строением бассейнов и историей их развития. В представленной работе на примере Южно-Мангышлакского нефтегазоносного осадочного бассейна приведены сведения о вертикальной гидрогеологической зональности подземной гидросферы и ее взаимосвязях с процессами генерации, миграции и аккумуляции нефти и газа. **Целью исследований** является изучение гидрогеологической зональности осадочных бассейнов в связи с особенностями локализации скоплений углеводородов в их разрезе. **Методы исследования.** Основу работы составляет обширная база исходных данных, содержащая результаты опробования и химических анализов сотен гидрогеологических скважин; более 600 разведочных, поисковых и поисково-оценочных скважин на месторождениях и структурах Южного Мангышлака. Привлечены данные химических анализов макро- и микрокомпонентного состава пластовых флюидов, их изотопии, содержания в водах щелочных и щелочноземельных металлов. Учтены результаты геолого-гидродинамического моделирования месторождений углеводородов, материалы по подсчету запасов нефти и газа. Исследованы емкостно-фильтрационные свойства пород. Важную информацию о фильтрационных свойствах пород, их латеральной флюидопроводимости содержат результаты специальных гидродинамических и трассерных исследований, проведенных на месторождениях углеводородов. **Результаты работы.** В результате выполненного анализа в подземной гидросфере нефтегазоносных осадочных бассейнов выделены следующие гидрогеологические системы: 1) термогидратационная система перегретых вод, суб- и надкритических газовых смесей и флюидов; 2) гидрогеологическая система высоконапорных элизионных вод; 3) гидрогеологическая водонапорная система артезианских вод; 4) гидрогеологическая система грунтовых вод неоген-четвертичных отложений. Гидрогеологические условия различных систем определяются характером флюидопроводимости разреза при преобладающей роли вертикальной составляющей, связанной с вторжением в верхние горизонты земной коры высокоэнергетичных глубинных флюидов. Гидрогеологическая зональность недр осадочного бассейна находится в тесной взаимосвязи с зональностью процессов генерации, миграции и аккумуляции нефти и газа: термогидратационная система идентифицируется с зоной их вероятной генерации, элизионная – с зоной аккумуляции и консервации, а инфильтрационная – с аконсервационной зоной. Установленные закономерности могут быть перенесены и на другие нефтегазоносные осадочные бассейны, в частности, Восточного и Западного Предкавказья, где можно проследить аналогичные черты в строении подземной гидросферы с соответствующей корректировкой стратиграфической привязки гидрогеологических систем.

Ключевые слова: подземная гидросфера, осадочный бассейн, глубинные флюиды, гидрогеологические и нефтегазоносные системы.

Благодарности: Исследование выполнено при поддержке гранта Российского научного фонда № 23-27-00037.

Для цитирования: Ларичев В.В., Попков В.И., Попков И.В. Подземная гидросфера нефтегазоносных осадочных бассейнов. *Геология и геофизика Юга России*. 2026. 16(2): 145–159. DOI: 10.46698/VNC.2026.80.72.001

DOI: 10.46698/VNC.2026.80.72.001

Original paper

Underground hydrosphere of oil-and-gas-rich sedimentary basins

V.V. Larichev^{ORCID}, V.I. Popkov^{ORCID}, I.V. Popkov^{ORCID}

Kuban State University, 149 Stavropol Str., Krasnodar 350059,
Russian Federation, e-mail: geoskubsu@mail.ru

Received: 16.03.2026, revised: 20.05.2026, accepted: 25.05.2026

Abstract: Relevance. Most oil-and-gas-bearing sedimentary basins are complex natural water-pressure systems of various genetic types in terms of hydrogeology. The observed vertical zoning of these systems is closely related to the geological structure of the basins and their development history. This paper provides information about the vertical hydrogeological zoning of the underground hydrosphere and its relationship to the processes of oil and gas generation, migration, and accumulation, using the example of the South Mangyshlak oil-and-gas-bearing sedimentary basin. **Aim.** The study of the hydrogeological zoning of sedimentary basins is related to the localization of hydrocarbon accumulations in their sections. **Methods.** The work is based on an extensive database of initial data, which contains the results of testing and chemical analyses of hundreds of hydrogeological wells; more than 600 exploration, prospecting, and evaluation wells in the fields and structures of the Southern Mangyshlak. The data of chemical analyses of the macro- and micro-component composition of reservoir fluids, their isotopy, and the content of alkaline and alkaline-earth metals in the waters are also used. The results of geological and hydrodynamic modeling of hydrocarbon fields, as well as materials on the calculation of oil and gas reserves, have been taken into account. The reservoir properties of the rocks have been studied. The results of special hydrodynamic and tracer studies conducted at hydrocarbon fields provide important information about the reservoir properties of the rocks and their lateral fluid conductivity. **Results.** As a result of the analysis performed, the following hydrogeological systems were identified in the underground hydrosphere of oil-and-gas-bearing sedimentary basins: 1) the thermohydration system of superheated waters, sub- and supercritical gas mixtures, and fluids; 2) the hydrogeological system of high-pressure elision waters; 3) the hydrogeological water-pressure system of artesian waters; 4) the hydrogeological system of groundwater in Neogene-Quaternary deposits. The hydrogeological conditions of various systems are determined by the nature of the fluid conductivity of the section, with a predominant role of the vertical component associated with the intrusion of high-energy deep fluids into the upper layers of the earth's crust. The hydrogeological zoning of the subsurface of the sedimentary basin is closely related to the zoning of the processes of oil and gas generation, migration, and accumulation: the thermohydration system is identified with the zone of probable generation, the elision system with the zone of accumulation and conservation, and the infiltration system with the zone of non-preservation. The established patterns can be transferred to other oil-and-gas-bearing sedimentary basins, particularly those of the Eastern and Western Ciscaucasia, where similar features in the structure of the underground hydrosphere can be observed with appropriate adjustments to the stratigraphic correlation of hydrogeological systems.

Keywords: underground hydrosphere, sedimentary basin, deep fluids, hydrogeological and oil-and-gas systems.

Acknowledgments: The study was supported by a grant from the Russian Science Foundation, project No. 23-27-00037.

For citation: Larichev V.V., Popkov V.I., Popkov I.V. Underground hydrosphere of oil-and-gas-rich sedimentary basins. *Geologiya i Geofizika Yuga Rossii = Geology and Geophysics of Russian South*. (in Russ.). 2026. 16(2): 145–159. DOI: 10.46698/VNC.2026.80.72.001

Введение

Во всех известных моделях нефтегазообразования и нефтегазонакопления в земной коре важное значение отводится гидрогеологическому фактору [Вассоевич, 1976; Гуревич и др., 1972; Капченко, 1982; Колодий, 1982; Boullier, 1999; Garven, 1989; Zhao, Al-Aasm, 2012 и др.]. Гидрогеологические системы осадочных бассейнов эволюционируют на всем протяжении их истории геологического развития, в то время как нефтегазоносные включаются в этот процесс лишь с момента появления углеводородов (УВ) в бассейне. Окончательная стратификация водонапорных систем, наблюдаемая в настоящее время, формируется на последнем (новейшем) этапе тектогенеза. В результате вчерашние элизионные системы, вышедшие из-под уровня моря, подвергаются активной интервенции инфильтрационных вод. Этот процесс на современном этапе охватывает первые от поверхности водоносные горизонты и комплексы, а также прибортовые, наиболее приподнятые части нефтегазоносных осадочных бассейнов (НГБ). Следовательно, для одного и того же водоносного комплекса в пределах НГБ могут быть характерны черты как инфильтрационного (на участках раскрытого залегания водовмещающих пород), так и элизионного, в более погруженных зонах, режимов.

В то же время породы, залегающие на больших глубинах, в результате значительных катагенетических преобразований, практически утратили свои первоначальные емкостно-фильтрационные свойства, в результате чего для глубокопогруженных горизонтов осадочных бассейнов характерен стагнационный гидродинамический режим [Абукова, Волож, 2021; Дюнин, 2000; Капченко, 1982; Попков и др., 2023; Лукин, 2005; Lichtner, 1988; Jiang et al., 2011; Person et al., 2012; Toth, 2009]. Распространение участков развития вторичных коллекторов носит островной мозаичный характер [Дюнин, 2000; Попков и др., 2023; Cox, 1995; Lichtner et al., 1996; Nguyen et al., 1988; Nur, Walder, 1990; Pang et al., 2020], которые, по сути, контролируют также и масштабы латеральной миграции флюидов. Время формирования участков дилатансии горных пород приходится на заключительный этап тектонического развития региона.

Очевидно, что гидрогеологические особенности осадочных бассейнов находятся в тесной взаимосвязи с процессами онтогенеза УВ, определяя закономерности локализации их скоплений в разрезе. Данную проблему предлагается рассмотреть на примере хорошо изученного Южно-Мангышлакского артезианского бассейна, входящего в состав Предкавказско-Южномангышлакской нефтегазоносной провинции.

Материалы и методы исследований

В представленной статье синтезированы результаты многолетних исследований авторов по изучению подземной гидросферы НГБ Скифско-Туранской плиты, ее места в процессах формирования скоплений УВ в осадочном чехле и фундаменте молодой платформы. Основу работы составляет обширная база исходных данных, содержащая результаты опробования и химических анализов сотен гидрогеологических скважин; более 600 разведочных, поисковых и поисково-оценочных скважин на месторождениях и структурах Южного Мангышлака. Привлечены данные химических анализов макро- и микрокомпонентного состава пластовых флюидов, их изотопии, содержаний в водах щелочных и щелочноземельных металлов. Учтены результаты геолого-гидродинамического моделирования месторождений УВ, материалы по подсчету запасов нефти и газа. Исследованы емкостно-фильтрационные свойства пород. Важную информацию о фильтрационных свойствах пород, их латеральной флюидопроводимости, особенно доюрской части разреза (пермско-триасовый доплитный комплекс, палеозойский фундамент), содержат результаты специальных гидродинамических и трассерных исследований, проведенных на месторождениях УВ.

Краткие сведения о геологическом строении района исследований

В строении разреза земной коры Южно-Мангышлакского НГБ (рис. 1), располагающегося в западной части Туранской плиты, выделяется три структурно-вещественных комплекса: 1) палеозойский складчатый фундамент, 2) пермско-триасовый промежуточный комплекс и 3) юрско-неогеновый платформенный чехол.

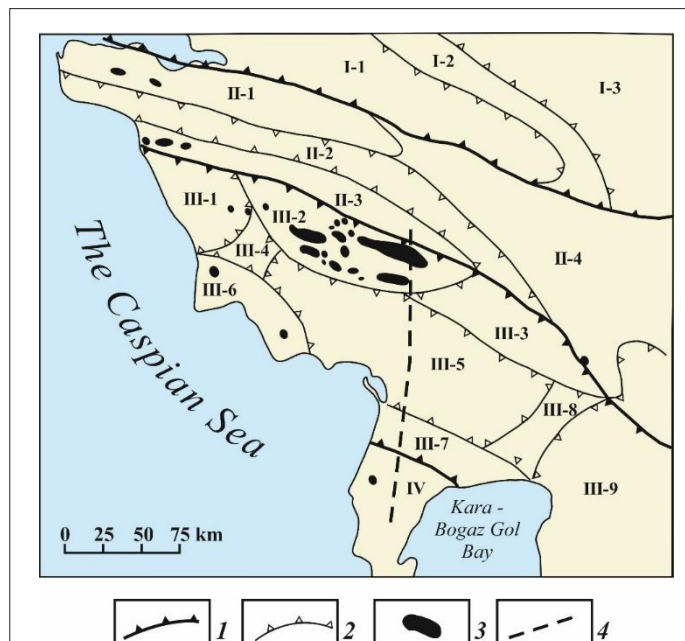


Рис. 1. Тектоническая схема платформенного чехла Южно-Мангышлакского НГБ. Границы тектонических элементов: 1 – первого порядка; 2 – второго порядка; 3 – основные месторождения нефти и газа; 4 – местоположение разреза, приведенного на рис. 2.

I – Северо-Устьюртская синеклиза: I₁ – Южно-Бузачинский прогиб, I₂ – Кырынско-Токубайский вал, I₃ – Арыстановская ступень; II – Мангышлакская система дислокаций: II₁ – Каратаусский вал, II₂ – Чакырганский прогиб, II₃ – Беке-Башкудукский вал, II₄ – Восточно-Мангышлакские дислокации; III – Южно-Мангышлакский прогиб: III₁ – Сегендыкская депрессия, III₂ – Жетыбай-Узенская ступень, III₃ – Кокумбайская моноκлиналь, III₄ – Карагиинская седловина, III₅ – Жазгурлинская депрессия, III₆ – Песчаномысско-Ракушечная зона поднятий, III₇ – Аксу-Кендырлинская ступень, III₈ – Карынжарыкская седловина, III₉ – Учкудукская депрессия; IV – Карабогазский свод /

Fig. 1. Tectonic scheme of the platform cover of the South Mangyshlak NGB. The boundaries of the tectonic elements are: 1 – of the first order; 2 – of the second order; 3 – the main place of birth of oil and gas, 4 – the location of the section shown in Fig. 2.

I – North Ustyurt syneclise: I₁ – Yuzhno-Buzachinsky trough, I₂ – Kyrynsko-Tokubaysky shaft, I₃ – Arystanskaya step; II – Mangyshlak dislocation system: II₁ – Karataussky shaft, II₂ – Chakyrkansky trough, II₃ – Beke-Bashkuduksky shaft, II₄ – East Mangyshlak dislocations; III – South Mangyshlak trough: III₁ – Segendyk depression, III₂ – Zhetybai-Uzen stage, III₃ – Kokumbai monocline, III₄ – Karagiinskaya saddle, III₅ – Zhaz-Gurlinskaya depression, III₆ – Peschanomyssko-Rakushechnaya uplift zone, III₇ – Aksu-Kendyrlynskaya step, III₈ – Karynzharlyk saddle, III₉ – Uchkuduk depression; IV – Karabogaz arch

В составе фундамента широко представлены преимущественно первично терригенные осадочные породы, преобразованные на стадии зеленосланцевого метаморфизма, прорванные позднепалеозойскими гранитоидами. Метаморфические породы полностью утратили свой изначальный коллекторский потенциал. В гранитоидах Песчаномысско-Ракушечной зоны поднятий на площади Оймаша открыто промышленное скопление нефти. Здесь же в некоторых скважинах были получены притоки нефти и из вторичных коллекторов метаморфических сланцев.

На большей части Южно-Мангышлакского НГБ разрез пермско-триасового комплекса начинается со слабо дислоцированных отложений триасового возраста, и лишь в Караауданской и Центрально-Мангышлакской раннекиммерийских складчатых зонах в низах осадочного разреза появляются верхнепермские красноцветные терригенные толщи (рис. 2). В основании триасового разреза залегают пестроцветные преимущественно континентальные отложения нижнего триаса.

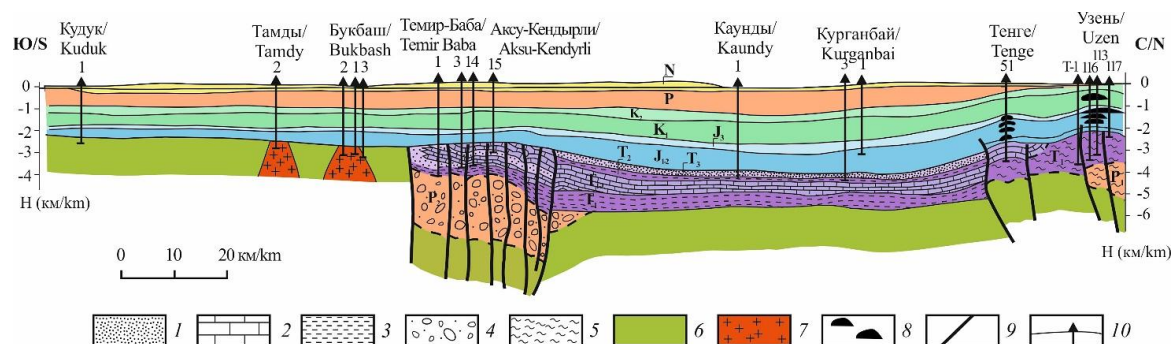


Рис. 2. Геологический разрез по линии Кудук – Каунды – Узень. Породы: 1 – вулканогенно-терригенные; 2 – терригенно-карбонатные; 3 – терригенные (алевритисто-аргиллитовые); 4 – конгломерато-песчаниковые; 5 – песчаниково-алевролитовые; 6 – метаморфические породы; 7 – граниты; 8 – залежи нефти и газа; 9 – разрывы; 10 – скважины /

Fig. 2. Geological section along the Kuduk-Kaundy-Uzen line. Rocks: 1 – volcanic-terrigenous; 2 – terrigenous-carbonate; 3 – terrigenous (silt-mud); 4 – conglomerate-sandstone; 5 – sandstone-siltstone; 6 – metamorphic rocks; 7 – granites; 8 – oil and gas deposits; 9 – fractures; 10 – wells

Продуктивная часть доюрского комплекса начинается с карбонатно-терригенной толщи позднеоленекского возраста [Попков, Попков, 2024]. Нефтегазоносность толщи доказана в пределах Южножетыбайско-Тенгинской антиклинальной зоны (месторождения Южный Жетыбай, Тасбулат и др.).

Вулканогенно-карбонатная нефтегазоносная формация среднего триаса залегает с разрывом на подстилающих отложениях. В ее составе выделяется три литологических толщи: вулканогенно-доломитовая, известняково-вулканогенная и вулканогенно-известняковая. Подавляющее большинство триасовых скоплений нефти и газа на Южном Мангышлаке связано именно с этой формацией. Сменяющая ее терригенная формация нижнего триаса сохранилась от предюрского размыва лишь в наиболее погруженных районах Южно-Мангышлакского прогиба. Основные скопления УВ приурочены к базальной песчано-гравелитовой пачке.

Юрско-неогеновый плитный комплекс развит в пределах НГБ повсеместно, достигая в депрессионных зонах мощности 4,0–4,5 км. Основные запасы УВ связаны с терригенной юрской продуктивной толщей. Кроме того, в меловых отложениях открыты залежи газа на месторождениях Узень (северный борт Южно-Мангышлакского прогиба) и Кансу (Восточно-Мангышлакские дислокации), а в пределах Беке-Башкудукского вала и Тюбкарагана известны крупные скопления битумов и высоковязкой нефти.

Результаты исследований и их обсуждение

В результате проведенных исследований в подземной гидросфере НГБ выделен вертикальный ряд гидрогеологических систем. При этом помимо литолого-стратиграфического принципа использовались и термобарические параметры подземной гидросферы, позволяющие определять границы систем с учетом условий существования залежей УВ и пластовых вод.

Гидрогеологическая система грунтовых вод неоген-четвертичных отложений зоны диагенеза. Отличительной особенностью подземных вод данной системы является их безнапорный характер и преимущественно инфильтрационный генезис. Гидродинамический режим её во многом определяется орографическими условиями бассейна, а также гипсометрическим положением подстилающих водоупорных отложений позднеолигоцен-раннемиоценового возраста. Воды холодные, с температурой не выше 16 °С, с минерализацией, как правило, от 1–5 г/л до 10–15 г/л. Водовмещающие породы представлены терригенными (четвертичные) и преимущественно карбонатными (неогеновые) разностями, низкая степень диагенетического преобразования которых, в сочетании с высокими градиентами уклона грунтового потока, способствует активному течению процессов выщелачивания, суффозии и формированию активной пористости с максимальными значениями до 48 %. На больших глубинах, более поздних стадиях диагенеза, в условиях окислительно-восстановительной обстановки происходит выпадение дополнительных порций осаждаемых минералов, способствующее снижению емкостно-фильтрационных свойств, что приводит к нарушению гидрогеологических характеристик водосодержащих толщ. Темп водообмена резко замедляется, и минерализация вод возрастает до 25–30 г/л, водообильность снижается до 0,01–0,03 л/с.

В отношении нефтегазоносности система бесперспективна, поскольку обладает высокой динамичностью и раскрытостью и может быть названа аконсервационной. Отмечаемые случаи наличия нефтяных примазок в низах торгонских отложений на Тюб-Карагане (структура Тюбеджик) связаны с их непосредственным залеганием на закированных битуминозных песках и песчаниках верхнего альба. Проникновение нефтяных УВ в торгонские образования определяется их непосредственной гидродинамической связью с подстилающими нефтенасыщенными породами.

Гидрогеологическая водонапорная система артезианских вод альб-нижнетуронских и неоком-аптских отложений зоны катагенеза. На всей площади НГБ от вышележающей системы она отделена мощной (до 1000 м) флюидоупорной толщей верхнетурон-нижнемиоценовых глинисто-карбонатных отложений, обусловившей напорный характер вод. Сложные геолого-структурные условия района, когда амплитуда подошвы системы по профилю Каунды – Узень (центральная часть Жазгурлигской депрессии – северный борт Южно-Мангышлакского прогиба, см. рис. 2) превышает 1600 м, при толщине не более 400 м, приводит к различного рода отклонениям в принятых грациях литогенетических делений. На большей части бассейна гидродинамические особенности системы определяются перепадом гидростатических давлений в направлении от областей питания (создания напора) к юго-западу, в сторону Каспийского моря, – предполагаемой некоторыми исследователями области разгрузки [Сыдыков и др., 1970]. На самом же деле, как показали исследования [Капченко, 1982], разгрузка глубокозалегающих подземных вод в Каспий не подтверждается ни балансовыми расчетами, ни гидрохимическими данными.

Пластовые давления системы, как правило, равны нормальному гидростатическому, либо несколько ниже, за исключением участков глубоких бессточных впадин дневной поверхности (Карагие, Узень, Асар и др.), то есть гидродинамическое равновесие системы можно записать в виде $R_{пл} \cong R_{нг} < R_{лит}$. Пластовые температуры системы составляют 35–45 °С, а на ряде площадей Песчаномысско-Ракушечной зоны достигают 55 °С и выше. В данной термобарической обстановке более активно протекают реакции взаимодействия твердой фазы отложений и пропитывающих их водных растворов.

Важнейшими литогенетическими процессами в разрезе меловых водосодержащих толщ являются гидратация минералов и формирование различных алюмосиликатов. Тип их в значительной мере определяется катионным обменом между рас-

творами и вмещающими породами. Кроме того, отметим активные процессы сульфидизации (главным образом пиритизации) за счет взаимодействия сероводорода растворов с гидроокислами железа. Широкое распространение пиритизированных конкреций в альб–нижнетуронских отложениях свидетельствует в пользу регионального течения описанных процессов.

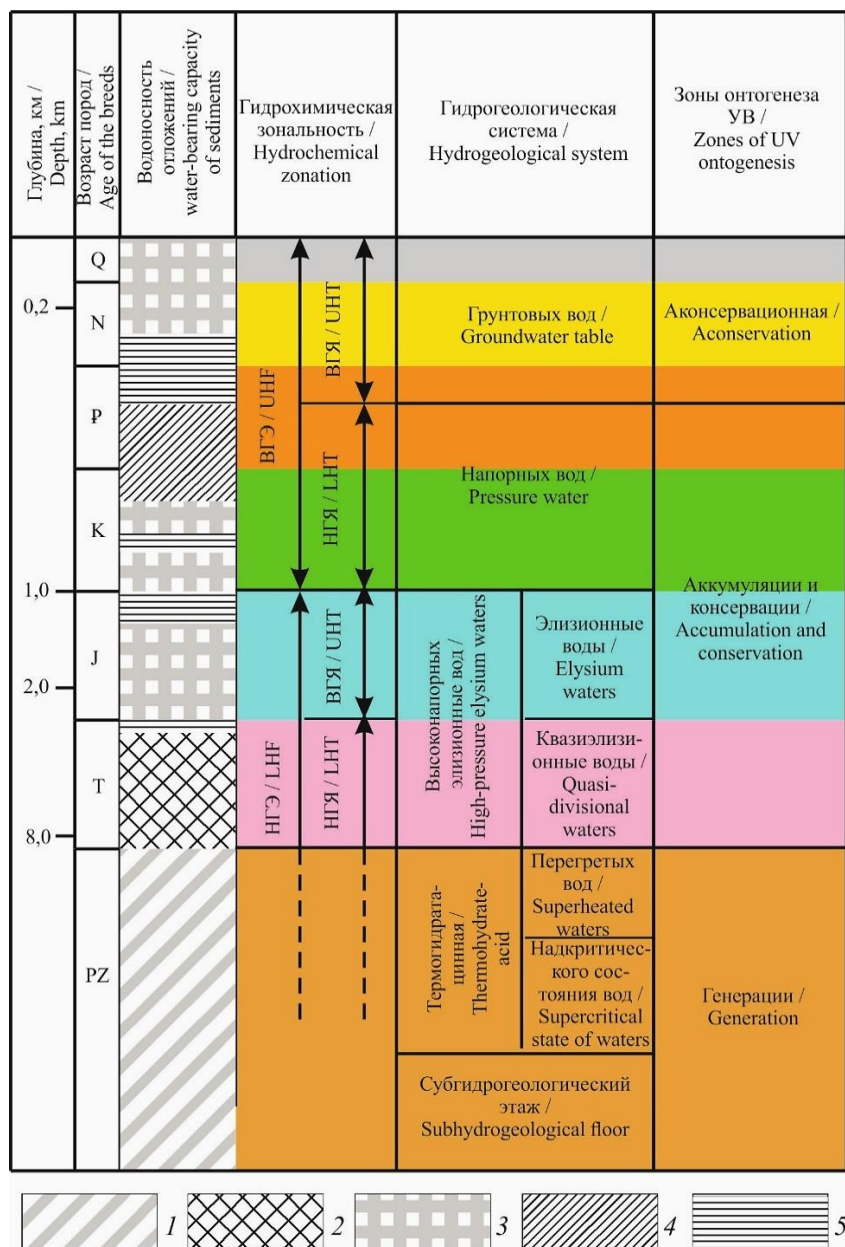


Рис. 3. Гидрологическая зональность Южно-Мангышлакского НГБ.

1 – зона распространения трещин автогидроразрыва; 2 – локально обводненные отложения зон распространения вторичных коллекторов; 3 – водоносные горизонты; 4 – локально обводненные отложения зон открытой трещиноватости; 5 – флюидоупоры. ВГЭ – верхний гидрогеологический этаж; НГЭ – нижний гидрогеологический этаж; ВГЯ – верхний гидрогеологический ярус; НГЯ – нижний гидрогеологический ярус /

Fig. 3. Hydrological zoning of the South Mangyshlak NGB. 1 – zone of autohydrofracturing cracks; 2 – locally water-saturated deposits of secondary reservoir zones; 3 – aquifers; 4 – locally water-saturated deposits of open-fracture zones; 5 – fluid barriers. VGE – upper hydrogeological floor; NGE – lower hydrogeological floor; VGY – upper hydro-geological tier; NGY – lower hydro-geological tier

Рассматриваемая система имеет ряд отличий от развитой выше системы грунтовых вод, в частности термобарические, литогидрохимические и другие; однако, несмотря на это, обе эти системы характеризуются некоторыми общими свойствами, а именно:

- латеральный характер движения подземных вод, во всяком случае, на большей части территории НГБ;
- инфильтрационный генезис пластовых вод (как правило, отношение $rNa/rCl > 1$).

Наиболее важные гидрогеологические параметры (гидрохимический и гидродинамический) как водонапорной системы артезианских вод альб-нижнетуронских и неоком-аптских отложений, так и системы грунтовых вод, довольно близкие. Это позволяет объединить их в единый верхний гидрогеологический этаж, а существующие различия рассматривать внутри гидрогеологических ярусов – верхнего, характеризующего систему грунтовых вод и нижнего, соответствующего системе артезианских вод (рис. 3).

Перспективы нефтегазоносности рассматриваемой системы артезианских вод оцениваются довольно скромно, но, главное, противоречиво, и причин здесь несколько. Во-первых, палео- и современные глубины залегания нижнетуронских и подстилающих образований свидетельствуют о том, что меловые отложения не проходили главную фазу [по Вассоевичу, 1976] нефтегазообразования. В связи с этим генерационные свойства отложений сводятся к нулю, что исключает сингенетичность залежей УВ в меловых образованиях (Узень, Тюбеджик, Дунга, Кансу, Тамды), формирование их за счет латеральной миграции и вынуждает искать источник нефти и газа в нижележащих отложениях. Во-вторых, гидрохимическая обстановка в недрах меловых комплексов (окислительная среда, маломинерализованные воды) является неблагоприятной для длительного сохранения и существования залежей УВ. В то же время, отложения характеризуются высокими коллекторскими (пористость 24–36 %) и относительно хорошими экранирующими свойствами пород, что и обеспечивает сохранность в них вторичных залежей нефти и газа. Причем эти залежи установлены в пределах неотектонически активных структур, что обеспечило транспортировку УВ на столь высокие стратиграфические уровни из нижележающих зон генерации.

В этой связи перспективы нефтегазоносности системы могут быть связаны главным образом с гидродинамически закрытыми структурами неотектонически мобильных зон (Центральный и Восточный Мангышлак). При этом гидродинамическая закрытость структур является необходимым условием сохранности залежей от механического разрушения, поскольку гидравлические градиенты системы довольно высокие. Таким образом, для рассматриваемой системы характерны лишь вторичные, как правило, газовые залежи, являющиеся результатом прорыва их из нижележащих отложений.

Расположенная ниже *гидрогеологическая система высоконапорных элизионных вод зоны глубокого катагенеза* идентифицируется с нижним гидрогеологическим этажом. Применительно к Южно-Мангышлакскому НГБ эта система соотносится с юрско-триасовым нефтегазоносным комплексом, верхней границей которого служит верхнеюрская флюидоупорная толща, равно как и границей между верхним и нижним гидрогеологическими этажами. При детальном рассмотрении данной системы вод можно обнаружить довольно резкие различия, характеризующие юрскую и триасовую толщи с точки зрения литофациальных, термобарических, гидрогеохимических и других условий, позволяющие выделить верхний и нижний гидрогеологические ярусы. В результате мы разделили данную систему на две подсистемы: собственно элизионных вод юрской продуктивной толщи (ЮПТ), с преимущественно вертикально-латеральными условиями флюидопроводимости, и квазиэлизионных вод триасовых (на некоторых площадях в ее состав вошли образования верхней пер-

ми) отложений, характеризующейся латерально-вертикальной проводимостью. Наиболее контрастны различия в гидрохимическом и гидродинамическом плане [Попков и др., 2023].

В разрезе ЮПТ получили развитие высокоминерализованные хлоркальциевые рассолы высокой степени метаморфизма, когда отношение rNa/rCl достигает 0,39, а минерализация изменяется от 140–160 г/л до 200 г/л. Воды обогащены йодом, бромом, стронцием, с очень низкими концентрациями сульфатов и гидрокарбонатов. На всей площади НГБ их состав уникально постоянен и нет четко выраженной взаимосвязи между минерализацией пластовых вод с одной стороны и глубиной залегания, нефтегазоносностью, площадью распространения (исключая области выхода отложений на дневную поверхность) с другой [Попков и др., 2023].

Гидродинамическое состояние подсистемы элизионных вод ЮПТ в первом приближении можно описать неравенством: $R_{пл} \cong R_{нг} \ll R_{лит}$ при незначительном превышении пластовых давлений над нормальным гидростатическим. Анализ распределения приведенных пластовых давлений по площади бассейна свидетельствует об их невысокой дифференциации, поскольку значения укладываются в рамки 26,4–28,4 МПа.

Гидрохимические и гидродинамические параметры квазиэлизионной подсистемы доюрских отложений (нижний гидрогеологический ярус) имеют свои особенности и в первую очередь – это устойчивая корреляционная связь минерализации вод и нефтегазоносности. На площадях и структурах с установленной нефтегазоносностью Жетыбай–Узеньской тектонической ступени, Песчаномысско–Ракушечной зоны сводовых поднятий, Карагинской седловины минерализация вод в 2–10 раз ниже, чем в ЮПТ и редко превышает 80 г/л. Наиболее часто встречаемая минерализация 15–30 г/л, но имеют место и более низкие значения 1,1–5,9 г/л (Южный Жетыбай, Сарсенбай, Пионерская). По химическому составу воды хлоридные натриевые, гидрокарбонатно-натриевого или хлоркальциевого типов. Для них характерны высокие концентрации гидрокарбонатов, повышенная сульфатность, а в составе водорастворенного газа – CO_2 . Содержание углекислого газа достигает 35–73 % (месторождения Бектурлы, Северо-Ракушечная, Южный Жетыбай). На структурах, где нефтегазоносность доюрских отложений не установлена (Восточно-Мангышлакские дислокации, Аксу-Кендырлинская ступень, Карабогазский свод), гидрохимический облик пластовых вод практически не отличается от вод ЮПТ (Попков и др., 2023).

Пластовые давления подсистемы, как правило, выше нормальных гидростатических ($R_{пл} > R_{нг}$), причем превышение достигает 10–17,1 МПа, при коэффициенте аномальности (K_a) 1,21–1,38 (Северо-Ракушечная, Северное Карагие, Пионерская), а градиент пластовых давлений приближается к литостатическому ($GR_{пл} \cong GR_{лит}$).

Рассматриваемая система характеризуется довольно широким диапазоном колебания пластовых температур от 60–70 °С (месторождения Узень, Бурмаша) до 200 °С и более (площади Каунды, Курганбай). С точки зрения стадий литогенетических преобразований степень катагенетической изменчивости отложений ЮПТ отвечает стадии протокатагенеза и, частично, мезокатагенеза для верхних горизонтов триаса. Степень углефикации РОВ свидетельствует о прохождении ими стадии МК₄.

Для ЮПТ это способствовало сохранению относительно высоких значений емкостно-фильтрационных параметров толщи (пористость до 24 %, проницаемость $350 \times 10^{-15} \text{ м}^2$), характерных для терригенных толщ с вертикально-латеральными условиями флюидопроводимости. Однако, масштабы латеральных перемещений флюидов следует оценивать очень осторожно, не предавая им определяющего значения в формировании залежей УВ. Во-первых, как показали исследования А.Е. Гуревича, даже без учета потерь на возможную вертикальную фильтрацию, скорость восходящего элизионного потока в песчаниках ЮПТ можно оценить не более чем в

0,4–0,036 см/год. Во-вторых, современная асимметрия бортов Южно-Мангышлакского прогиба, характеризующаяся значительным превышением северного борта над южным, сформировалась к среднему миоцену. Время формирования залежей УВ так же предсреднемиоценовое [Дмитриев и др., 1979] и при данных скоростях латеральной миграции перемещение УВ из зоны предполагаемой генерации в зоны аккумуляции составит за этот период не более 40 км, что не обеспечивает пространственную связь между ними.

Рассмотренная гидрогеологическая система высоконапорных элизионных вод зоны катагенеза отнесена к нефтегазоаккумулирующей (консервационной).

Термогидратационная система перегретых вод, суб- и надкритических газовых смесей и флюидов зоны метагенеза и регионального метаморфизма. В качестве нижней «стартовой» отметки была выбрана пластовая температура 700 °С, отвечающая кровле субгидрогеологического этажа. Данная температура является неким порогом существования структурированной воды, поскольку известно, что величина ионного произведения воды увеличивается с ростом температуры и давления, а структурированность воды, существующая в уменьшенной степени при критических температурах, исчезает, когда последняя приближается к 700 °С [Фокеев, 1972]. Величина структурированности воды зависит и определяется величиной давления. Если при атмосферном давлении и температуре 250–270 °С все молекулы переходят в мономерное состояние, то при большой плотности газовой фазы, когда давление достигает 200 кбар, существуют димеры воды [Файф и др., 1981]. В результате того, что резко сокращается возможность перемещения молекул в пространстве и их соударения становятся очень частыми, идет процесс их интенсивного распада на ионы. Отсутствие как таковой структурированной воды и её ассоциатов в этих условиях не позволяет выделить в этом интервале гидрогеологическую систему, поэтому этот температурный (и глубинный) интервал может быть отнесен к субгидрогеологическому этажу.

Однако практический интерес к данному этажу не должен ослабевать, как с точки зрения познания различных геохимических явлений (метаморфизм, магматическая и эпимагматическая геофазы пегматитового процесса), так и с точки зрения экспериментального моделирования. Именно в таких жестких условиях, в диапазоне температур от 700 до 1500 °С проведены опыты получения абиогенной нефти в Геофизической лаборатории Вашингтонского института Карнеги [Kolesnikov et al., 2009]. При температурах выше 800 °С и давлении несколько кбар отмечалась возможность получения гомогенной флюидалной массы в результате прямого синтеза H_2O и HCl , а также была обоснована возможность синтеза УВ нефтяного ряда [Чекалюк, 1971].

Учитывая, что взаимная растворимость жидкостей поддается расчетам на основе близости величины их диэлектрических постоянных, можно высказать предположение, что УВ с диэлектрической постоянной порядка 2–5 единиц будут хорошо растворяться в воде при температурах 500–600 °С и давлении более 500 кбар [Ферронский, Поляков, 1983], то есть параметрах, отвечающих расположенной выше термогидратационной системе перегретых вод, суб- и надкритических газовых смесей и флюидов зоны метагенеза и регионального метаморфизма.

Поскольку данная система в разрезах НГБ скважинами не вскрывается, границы её несколько условны, как собственно и характеристика, приводимая только по результатам экспериментальных данных и термодинамических расчетов и моделирования.

Состояние подземных флюидов термогидротационной системы практически исключает их латеральные перемещения, оставляя единственным возможным вертикальное направление миграции. Система характеризуется крайне высокой степенью изоляции глубинных зон, в которых основными факторами геофлюидодинамики яв-

ляются метагенные процессы, стимулирующие термодеструкцию горных пород и приводящие к формированию широкого спектра флюидов с последующей их эксфильтрацией и передачей пластовой энергии из нижней системы в верхнюю. Другими словами, обычным состоянием системы является наличие АВПД, значение которых периодически достигает литостатических с последующей релаксацией их автогидроразрывом и внедрением пересжатых флюидов в квазиэлизийную подсистему.

Отсутствие фактического материала по термогидротационной системе может быть компенсировано результатами экспериментальных исследований в области глубинных процессов в условиях высоких температур и давлений [Файф и др., 1981; Чекалюк, 1971], позволяющих ограничить нижний предел существования системы температурой 700 °С и, следовательно, глубинами около 25–40 км в зависимости от геолого-структурных особенностей НГБ. При этом сама система может иметь две подсистемы с температурами 200–450 °С (перегретые воды, суб- и надкритические водогазовые флюиды) и 450–700 °С (надкритическое состояние вод).

Гидродинамическое состояние подсистем можно записать неравенствами $R_{нг} << R_{пл} \rightarrow R_{лит}$ и $R_{пл} >> R_{лит}$ ($R_{пл}$ – пластовое, $R_{нг}$ – нормальное гидростатическое и $R_{лит}$ – литостатическое давления соответственно), характерными, как правило, для замкнутых систем. Это равновесие нарушается в периоды тектонической активизации, обеспечивающей в зонах максимальных деформаций проницаемость земной коры и проточность данных систем (по [Аникеев, 1964], – «упруго-пульсационный механизм» миграции флюидов).

Система скважинами не вскрыта. О возможных перспективах ее нефтегазоносности можно говорить, опираясь на данные экспериментального моделирования процессов глубинной генерации, миграции и консервации флюидов, в том числе и УВ. Известно, что после удаления физически связанной воды, происходит высвобождение гидроксильных вод, количество которых в полиминеральных глинах может достигать 31–72 г/кг, что в 1,7–5,5 раза превышает количество связанных вод [Магара, 1982]. Этот процесс начинается при температурах 360–420 °С и заканчивается при 580–620 °С, то есть охватывает практически целиком термогидротационную систему в выделенных нами границах. Согласно данным сверхглубокого бурения фильтрация и аккумуляция флюидов установлена на глубинах свыше 10 км, а экспериментальные данные допускают их существование на глубинах 20–25 км. В таких жестких термобарических условиях эти воды могут являться эффективным растворителем жидких и газообразных УВ. Их источником могут быть как мантийные эманации, так и сами породы, поскольку даже при температурах свыше 275 °С по данным [Магара, 1982] содержание высокомолекулярных битумоидов (C_{15} и выше) в пелитовых фракциях пород очень высокое и отношение C_{15} и выше/ $C_{орг.}$ достигает 160–280 мг/г.

Экспериментально установлено, что при температурах 200–300 °С растворимость нефти в воде может достигать 19000 см³/м³ [Файф и др., 1981]. Несложные расчеты показывают, что при температуре порядка 260 °С, давлении 102,2 МПа и средней растворимости нефти 500–1000 см³/м³ 1000-метровая глинистая толща при площади распространения 40х10³ км², выделяя 0,05 м³/т возрожденных вод, может иммобилизовать 5х10¹² м³ воды и вынести в коллекторы от 2,5 до 5х10⁹ м³ нефти, то есть от 0,6 до 1,2х10⁵ м³ с 1 км² [Колодий, 1982]. Эти экспериментальные данные позволяют отнести термогидротационную систему к потенциально нефтегазогенерирующей.

Выводы

В результате выполненных исследований разработана новая оригинальная модель гидрогеологической зональности Южно-Мангышлакского НГБ, включающая в себя ряд закономерно сменяющихся в разрезе гидрогеологических систем. Установлено,

что их гидрогеологические особенности во многом определяются характером вертикальной флюидопроводимости разреза, обеспечивающей масштабное вторжение в верхние горизонты земной коры высокоэнергетичных глубинных флюидов. Влияние последних на гидрохимический облик подземных вод возрастает с глубиной, достигая максимума в породах консолидированного основания (фундаменте) платформы, где превалирует вертикальная флюидопроводимость.

Гидрогеологическая зональность недр осадочного бассейна находится в тесной взаимосвязи с зональностью процессов генерации, миграции и аккумуляции нефти и газа: термогидратационная система идентифицируется с зоной их вероятной генерации, элизионная – с зоной аккумуляции и консервации, а инфильтрационная – с аконсервационной зоной. При этом продуктивность осадочного разреза находится в прямой зависимости от вертикальной флюидопроводимости разреза, определяющей стратиграфический диапазон нефтегазоносности. Отсюда следует, что геологоразведочные работы в первую очередь следует ориентировать на площади и участки новейшего флюидомассопереноса.

Выделенные в разрезе земной коры Южно-Мангышлакского прогиба гидрогеологические системы и их взаимосвязь с процессами онтогенеза УВ могут быть перенесены и на другие НГБ [Матусевич и др., 2001; Лукин, 2005; Pang et al., 2020] и, в частности, Восточного и Западного Предкавказья, где, как показано в работах [Даукаев и др., 2023; Даукаев, Абубакарова, 2024; Салтанова, 2025 и др.], можно проследить аналогичные закономерности в строении подземной гидросферы с соответствующей корректировкой их стратиграфической привязки.

Литература

1. Абукова Л.А., Волож Ю.А. Геофлюидодинамика глубокопогруженных зон нефтегазонакопления осадочных бассейнов // *Геология и геофизика*. – 2021. – № 8. – С. 1069–1080. DOI: 10.15372/GiG2021132.
2. Аникеев К.А. Аномально высокие пластовые давления в нефтяных и газовых месторождениях. М.: Недра, 1964. – 361 с.
3. Даукаев А.А., Абубакарова Э.А. Очаги генерации, нефтегазоподводящие каналы и скопления углеводородов – триединая флюидодинамическая система // *Нефтегазовое дело*. – 2024. – № 22. – С. 37–44. DOI: 10.17122/ngdelo-2024-6-37-44.
4. Даукаев А.А., Гайсумов М.Я., Бадаев С.В. Доюрское основание Терско-Каспийского прогиба в связи с проблемой глубинной нефти и формировании ее скоплений // *Геология и геофизика Юга России*. – 2023. – Т. 13. № 3. – С. 133–146. DOI: 10.46698/VNC.2023.19.53.010.
5. Вассоевич Н.Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти // *Известия Академии наук СССР. Серия геологическая*. – 1976. – № 11. – С. 135–156.
6. Гуревич А.Е., Капченко Л.Н., Кругликов Н.М. Теоретические основы нефтяной гидрогеологии. Л.: Недра, 1972. – 272 с.
7. Дмитриев Л.П., Паламарь В.П., Попков В.И., Рабинович А.А. История формирования структуры Южного Мангышлака // *Геология нефти и газа*. – 1979. – № 1. – С. 17–22.
8. Дюнин В.И. Гидрогеодинамика глубоких горизонтов нефтегазоносных бассейнов. М.: Научный мир, 2000. – 472 с.
9. Капченко Л.Н. Гидрогеологические особенности существования нефти и газа на больших глубинах. // *Закономерности размещения и критерии прогноза глубоких и сверхглубоких залежей нефти и газа*. – Труды ВНИГРИ, 1982. – С. 133–144.
10. Колодий В.В. Роль подземных вод в формировании залежей нефти // *Гидрогеология и нефтегазоносность*. Минск: Наука и техника, 1982. – С. 25–46.
11. Лукин А.Е. Глубинная гидрогеологическая инверсия как глобальное синергетическое явление: теоретические и прикладные аспекты. Ст. 3. Глубинная гидрогеологическая инверсия и нефтегазоносность // *Геологический журнал*. – 2005. – № 2. – С. 44–61.
12. Магара К. Уплотнение пород и миграция флюидов. Прикладная геология нефти. М.: Недра, 1982. – 296 с.

13. Матусевич В.М., Курчиков А.Р., Рыльков А.В. Геофлюидальные системы Западно-Сибирского мегабассейна как фактор массопереноса вещества и энергий в 4D пространстве // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2001. – № 2. – С. 4–13.
14. Попков В.И., Ларичев В.В., Попков И.В. Структура глубоководных 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.
15. Попков В.И., Попков И.В. Нефтегазоносные формационные комплексы триаса юго-запада Туранской плиты // Геология и геофизика Юга России. – 2024. – Т. 14. № 2. – С. 98–107. DOI: 10.46698/VNC.2024.17.41.013.
16. Салтанова А.Г. Развитие инверсионных зон гидрогеохимического разреза Восточного Предкавказья // Геология. Известия Отделения наук о Земле и природных ресурсов. – 2025. – № 4. – С. 27–46. DOI: 10.24412/1728-7634-2025-4-27-46.
17. Сыдыков Ж.С., Кукабаев К., Кутешев А.К. Подземные воды Мангышлак-Устюртской нефтегазоносной провинции. Алма-Ата: Наука, 1970. – 199 с.
18. Файф У., Прайф Н., Томпсон А. Флюиды в земной коре. М.: Мир, 1981. – 436 с.
19. Ферронский В.И., Поляков В.А. Изотопия гидросферы. М.: Наука, 1983. – 276 с.
20. Фокеев В.М. Изменение величины удельной электропроводности, константы ионного произведения воды и структурированности при абсолютной температуре кипения воды и водных растворов // Известия высших учебных заведений. Геологи и разведка. – 1972. – № 9. – С. 83–88.
21. Чекалюк Э.Б. Термодинамические основы теории минерального происхождения нефти. Киев: Наукова думка, 1971. – 256 с.
22. Boullier A.-M. Fluid inclusions: tectonic indicators // Journal of Structural Geology. – 1999. – No. 21. – pp. 1229–1235.
23. Cox S.F. Faulting processes at high fluid pressures: An example of fault-valve behavior from the Wattle Gully Fault, Victoria, Australia // Journal of Geophysical Research. – 1995. – No. 100. – pp. 12841–12859.
24. Garven G.A. Hydrogeologic model for the formation of the giant oil sands deposits of the Western Canada sedimentary basin // American Journal of Science. – 1989. – Vol. 289. No. 2. – pp. 105–166.
25. Kolesnikov A., Goncharov A., Kutcherov V. Methane-derived hydrocarbons produced under upper-mantle conditions // Nature Geoscience. – 2009 – No. 2. – pp. 566–570.
26. Lichtner P.C. The quasi-stationary state approximation to coupled mass transport and fluid-rock interaction in a porous media // Geochimica et Cosmochimica Acta. – 1988. – Vol. 52. No. 56. – pp. 143–165.
27. Lichtner P.C., Steefel C.I., Oelkers E.H. Reactive transport in porous media // Reviews in Mineralogy. – 1996. – No. 34. – pp. 105–115.
28. Nguyen P.T., Cox S.F., Harris L.B., Powell C.McA. Faultvalve behaviour in optimally oriented shear zones: an example at the Revenge gold mine, Kambalda, Western Australia // Journal Structural Geology. – 1998. – Vol. 20. No. 12. – pp. 1625–1640.
29. Nur A., Walder J. Time-dependent hydraulics of the Earth's crust. // The Role of Fluids in Crustal Processes, Studies in Geophysics. / Ed. C. Fairhurst. – Washington: National Academy Press, 1990. – pp. 113–127.
30. Jiang X.W., Wang X.S., Wan L., Ge S. An analytical study on stagnant points in nested flow systems in basins with depth-decaying hydraulic conductivity // Water Resources Research. – 2011. – Vol. 47. – pp. 45–56. DOI: 10.1029/2010WR009346.
31. Pang X., Jia C., Zhang K., Li M., Wang Y., Peng J., Li B., Chen, J. The dead line for oil and gas and implication for fossil resource prediction // Earth System Science Data. – 2020. – No. 12. – pp. 577–590. DOI: 10.5194/essd-12-577-2020.
32. Person M., Butler D., Gable C.W., Villamil T., Wavrek D., Schelling D. Hydrodynamic stagnation zones: A new play concept for the Llanos Basin, Colombia // AAPG Bulletin. – 2012. – Vol. 96. – No. 1. – pp. 23–41. DOI: 10.1306/08101111019.
33. Toth J. Gravitational systems of groundwater flow: theory, evaluation, utilization / Ed. S. Bachu. – Cambridge: Cambridge University Press, 2009. – 311 p.

34. Zhao J., Al-Aasm I. New insights into petroleum migration – accumulation dynamic systems and their division within petroleum systems // *Journal of Earth Science*. – 2012. – Vol. 23. No. 3. – pp. 744–756.

References

1. Abukova L.A., Volozh Yu.A. Geofluidynamics of deep-seated oil and gas accumulation zones in sedimentary basins. *Geology and Geophysics*. 2021. No. 8. pp. 1069–1080. DOI: 10.15372/GiG2021132. (In Russ.)
2. Anikeev K.A. Abnormally high reservoir pressures in oil and gas fields. Moscow. Nedra. 1964. 361 p. (In Russ.)
3. Daukaev A.A., Abubakarova E.A. Sources of generation, oil and gas conduits, and hydrocarbon accumulations: a triune fluidodynamic system. *Oil and Gas Business*. 2024. No. 22. pp. 37–44. DOI: 10.17122/ngdelo-2024-6-37-44. (In Russ.)
4. Daukaev A.A., Gaisumov M.Ya., Badaev S.V. Pre-Jurassic basement of the Terek-Caspian basin in connection with the problem of deep oil and the formation of its accumulations. *Geology and Geophysics of Russian South*. 2023. Vol. 13. No. 3. pp. 133–146. DOI: 10.46698/VNC.2023.19.53.010. (In Russ.)
5. Vassoevich N.B. The theory of sedimentary-migration origin of oil. *Izvestiya Akademii Nauk USSR. Seriya Geologicheskaya*. 1976. No. 11. pp. 135–156. (In Russ.)
6. Gurevich A.E., Kapchenko L.N., Kruglikov N.M. Theoretical foundations of oil hydrogeology. Leningrad. Nedra. 1972. 272 p. (In Russ.)
7. Dmitriev L.P., Palamar V.P., Popkov V.I., Rabinovich A.A. The history of the formation of the structure of the Southern Mangyshlak. *Russian Oil and Gas Geology*. 1979. No. 1. pp. 17–22. (In Russ.)
8. Dyunin V.I. Hydrogeodynamics of deep horizons in oil and gas basins. Moscow. Scientific World. 2000. 472 p. (In Russ.)
9. Kapchenko L.N. Hydrogeological features of the existence of oil and gas at great depths. Patterns of Distribution and Criteria for Forecasting Deep and Ultra-Deep Oil and Gas Deposits. *Proceedings of VNIGRI*. 1982. pp. 133–144. (In Russ.)
10. Kolodiy V.V. The role of groundwater in the formation of oil deposits. *Hydrogeology and Oil and Gas Potential*. Minsk. Nauka i Tekhnika. 1982. pp. 25–46. (In Russ.)
11. Lukin A.E. Deep hydrogeological inversion as a global synergetic phenomenon: theoretical and applied aspects. Article 3. Deep hydrogeological inversion and oil and gas potential. *Geological Journal*. 2005. No. 2. pp. 44–61. (In Russ.)
12. Magara K. Rock compaction and fluid migration. *Applied Petroleum Geology*. Moscow. Nedra. 1982. 296 p. (In Russ.)
13. Matusevich V.M., Kurchikov A.R., Rylkov A.V. Geofluidal systems of the West- Siberian mega-basin as a factor of mass transfer of matter and energies in 4D space. *Oil and Gas Studies*. 2001. No. 2. pp. 4–13. (In Russ.)
14. Popkov V.I., Larichev V.V., Popkov I.V. Structure of deep-seated sedimentary basin complexes: hydrogeological anomalies and oil and gas potential as a result of deep fluid intrusion (based on the Southern Mangyshlak fields). *Geotectonics*. 2023. No. 3. pp. 41–66. DOI: 10.31857/S0016853X23030050. (In Russ.)
15. Popkov V.I., Popkov I.V. Oil and gas bearing formation complexes of the Triassic of the South-West Turan plate. *Geology and Geophysics of Russian South*. 2024. Vol. 14. No. 2. pp. 98–107. DOI: 10.46698/VNC.2024.17.41.013. (In Russ.)
16. Saltanova A.G. Development of inversion zones of the hydrogeochemical section of the Eastern Ciscaucasia. *Geology. Proceedings of the Department of Earth Sciences and Natural Resources*. 2025. No. 4. pp. 27–46. DOI: 10.24412/1728-7634-2025-4-27-46. (In Russ.)
17. Sydykov Zh.S., Kukabaev K., Kugeshev A.K. Groundwater of the Mangyshlak-Ustyurt oil and gas province. Alma-Ata. Nauka. 1970. 199 p. (In Russ.)
18. Fyfe W., Pryf N., Thompson A. Fluids in the Earth's crust. Moscow. Mir. 1981. 436 p. (In Russ.)

19. Ferronsky V.I., Polyakov V.A. Isotopy of the hydrosphere. Moscow. Nauka. 1983. 276 p. (In Russ.)
20. Fokeev V.M. Change in the value of specific electrical conductivity, the constant of the ionic product of water, and the structure at the absolute boiling point of water and aqueous solutions. News of Higher Educational Institutions. Geology and Exploration. 1972. No. 9. pp. 83–88. (In Russ.)
21. Chekaluk E.B. Thermodynamic foundations of the theory of the mineral origin of oil. Kiev. Naukova Dumka. 1971. 256 p. (In Russ.)
22. Boullier A.-M. Fluid inclusions: tectonic indicators. Journal of Structural Geology. 1999. No. 21. pp. 1229–1235.
23. Cox S.F. Faulting processes at high fluid pressures: An example of fault-valve behavior from the Wattle Gully Fault, Victoria, Australia. Journal of Geophysical Research. 1995. No. 100. pp. 12841–12859.
24. Garven G.A. Hydrogeologic model for the formation of the giant oil sands deposits of the Western Canada sedimentary basin. American Journal of Science. 1989. Vol. 289. No. 2. pp. 105–166.
25. Kolesnikov A., Goncharov A., Kutcherov V. Methane-derived hydrocarbons produced under upper-mantle conditions. Nature Geoscience. 2009 No. 2. pp. 566–570.
26. Lichtner P.C. The quasi-stationary state approximation to coupled mass transport and fluid-rock interaction in a porous media. Geochimica et Cosmochimica Acta. 1988. Vol. 52. No. 56. pp. 143–165.
27. Lichtner P.C., Steefel C.I., Oelkers E.H. Reactive transport in porous media. Reviews in Mineralogy. 1996. No. 34. pp. 105–115.
28. Nguyen P.T., Cox S.F., Harris L.B., Powell C.McA. Faultvalve behaviour in optimally oriented shear zones: an example at the Revenge gold mine, Kambalda, Western Australia. Journal Structural Geology. 1998. Vol. 20. No. 12. pp. 1625–1640.
29. Nur A., Walder J. Time-dependent hydraulics of the Earth's crust. The Role of Fluids in Crustal Processes, Studies in Geophysics. Ed. C. Fairhurst. Washington. National Academy Press. 1990. pp. 113–127.
30. Jiang X.W., Wang X.S., Wan L., Ge S. An analytical study on stagnant points in nested flow systems in basins with depth-decaying hydraulic conductivity. Water Resources Research. 2011. Vol. 47. pp. 45–56. DOI: 10.1029/2010WR009346.
31. Pang X., Jia C., Zhang K., Li M., Wang Y., Peng J., Li B., Chen, J. The dead line for oil and gas and implication for fossil resource prediction. Earth System Science Data. 2020. No. 12. pp. 577–590. DOI: 10.5194/essd-12-577-2020.
32. Person M., Butler D., Gable C.W., Villamil T., Wavrek D., Schelling D. Hydrodynamic stagnation zones: A new play concept for the Llanos Basin, Colombia. AAPG Bulletin. 2012. Vol. 96. No. 1. pp. 23–41. DOI: 10.1306/0810111019.
33. Toth J. Gravitational systems of groundwater flow: theory, evaluation, utilization. Ed. S. Bachu. Cambridge. Cambridge University Press. 2009. 311 p.
34. Zhao J., Al-Aasm I. New insights into petroleum migration – accumulation dynamic systems and their division within petroleum systems. Journal of Earth Science. 2012. Vol. 23. No. 3. pp. 744–756.