
ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ ГЕОСФЕР

УДК 556.314:553.98 (574.1)

EDN SRIMHZ

DOI 10.29003/m5446.0514-7468.2026_48_3/324-337

Вертикальная гидрогеологическая зональность нефтегазоносных осадочных бассейнов Скифско-Туранской плиты

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

Целью исследований являлось изучение вертикальной гидрогеологической зональности осадочных бассейнов в связи с особенностями локализации скоплений углеводородов в их разрезе. Данная проблема рассмотрена на примере хорошо изученного Южно-Мангышлакского нефтегазоносного осадочного бассейна Скифско-Туранской плиты. В основу работы положена обширная база исходных данных, содержащая результаты опробования и химических анализов сотен гидрогеологических скважин, более 1000 разведочных, поисковых и поисково-оценочных скважин на месторождениях и структурах Южного Мангышлака. Выполненные исследования позволили выделить в подземной гидросфере нефтегазоносных осадочных бассейнов следующие гидрогеологические системы (снизу вверх): 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 превалирующей 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.

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

* Ларичев Виталий Владимирович – к.г.-м.н., доцент, ФГБОУ ВО «Кубанский государственный университет», dean@geol.kubsu.ru, ORCID: 0009-0004-0468-3061; Попков Василий Иванович – д.г.-м.н., профессор, ФГБОУ ВО «Кубанский государственный университет», geoskubsu@mail.ru, ORCID: 0000-0002-2959-4901; Попков Иван Васильевич – к.г.-м.н., доцент, ФГБОУ ВО «Кубанский государственный университет», iv-porpkov@mail.ru, ORCID: 0000-0002-2386-661.

Ссылка для цитирования: Ларичев В.В., Попков В.И., Попков И.В. Вертикальная гидрогеологическая зональность нефтегазоносных осадочных бассейнов Скифско-Туранской плиты // Жизнь Земли. 2026. Т. 48, № 3. С. 324–337. DOI: 10.29003/m5446.0514-7468.2026_48_3/324-337.

Поступила 08.07.2026 / Принята 02.09.2026

Vertical hydrogeological zonation of the petroleum-bearing sedimentary basins of the Scythian-Turanian plate

V.V. Larichev, PhD, V.I. Popkov, Dr. Sci (geol.), I.V. Popkov, PhD

Federal State Budget Educational Institution of Higher Education,
Kuban State University, Krasnodar, Russian Federation

The purpose of this study was to investigate the vertical hydrogeological zoning of sedimentary basins in relation to the localization of hydrocarbon accumulations in their sections. This problem was examined using the well-studied South Mangyshlak oil-and-gas-bearing sedimentary basin as an example. The work is based on an extensive base of initial data, which contains the results of testing and chemical analyses of hundreds of hydrogeological wells; more than 1000 exploration, prospecting, and evaluation wells in the fields and structures of Southern Mangyshlak. The study conducted indicates that the following hydrogeological systems can be identified in the underground hydrosphere of oil-and-gas-bearing sedimentary basins (from bottom to top): 1) a thermohydration system of superheated waters, sub- and supercritical gas mixtures and fluids; 2) a hydrogeological system of high-pressure elision waters; 3) a hydrogeological water-pressure system of artesian waters; and 4) a hydrogeological system of groundwater of Neogene-Quaternary deposits. The hydrogeological conditions of different systems are determined by the nature of the fluid conductivity of the section with the prevailing role of the vertical component associated with the intrusion of high-energy deep fluids into the upper horizons 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 is with the zone of accumulation and conservation, and the infiltration system is with the zone of non-conservation.

For citation: Larichev, V.V., Popkov, V.I., Popkov, I.V., "Vertical hydrogeological zonation of the petroleum-bearing sedimentary basins of the Scythian-Turanian plate", *Zhizn Zemli* [Life of the Earth] **48**, no 3, 324–337 (2026). DOI: 10.29003/m5446.0514-7468.2026_48_3/324-337.

Введение. Гидрогеологические системы осадочных бассейнов эволюционируют на всём 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 и нефтегазоносных систем, наблюдаемая в настоящее время, формируется на заключительном этапе тектогенеза. В результате элизионные системы, вышедшие из-под уровня моря, могут подвергаться активной интервенции инфильтрационных вод. В результате для одного и того же водоносного комплекса в пределах нефтегазоносного бассейна (НГБ) могут быть характерны черты как инфильтрационного (на участках раскрытого залегания водовмещающих пород), так и элизионного, в более погружённых зонах, режимов. В то же время породы, залегающие на больших глубинах, в результате значительных катагенетических преобразований практически утратили свои первоначальные ёмкостно-фильтрационные свойства, в

результате чего здесь преобладает стагнационный гидродинамический режим [1, 7, 9, 10, 12 и др.].

Несомненно, что гидрогеологические особенности осадочных бассейнов находятся в тесной взаимосвязи с процессами онтогенеза УВ, определяющими в итоге 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 Южно-Мангышлакского НГБ, её места в процессах формирования скоплений УВ в осадочном чехле и фундаменте молодой платформы. Основу работы составляет фактический материал, включающий результаты и данные бурения глубоких, структурно-поисковых, геохимических и гидрогеологических скважин (более 1000), геофизических методов исследований, гидрохимических анализов пластовых вод (около 1500) с привлечением результатов исследований литолого-петрографического состава горных пород. Используются также данные по макро- и микрокомпонентному составу пластовых флюидов, их изотопии, содержанию в водах щелочных и щёлочноземельных металлов. Учтены результаты геолого-гидродинамического моделирования месторождений УВ, материалы по подсчёту запасов нефти и газа.

Результаты и их обсуждение. В разрезе земной коры Южно-Мангышлакского НГБ (рис. 1) выделяются три структурно-вещественных комплекса: 1) палеозойский складчатый фундамент, 2) пермско-триасовый промежуточный комплекс и 3) юрско-неогеновый платформенный чехол.

Фундамент Южно-Мангышлакского НГБ сложен преимущественно первично терригенными осадочными породами, преобразованными на стадии зеленосланцевого метаморфизма, прорванными позднепалеозойскими гранитоидами. Промышленная нефтегазоносность фундамента доказана на площади Оймаша, где открыто скопление нефти в гранитоидном массиве каменноугольного возраста.

Разрез доплитного вулканогенно-осадочного комплекса на большей части Южно-Мангышлакского НГБ начинается с пестроцветных отложений нижнего триаса, и лишь в Караауданской и Центрально-Мангышлакской раннекиммерийских складчатых зонах в низах осадочного разреза появляются верхнепермские красноцветные терригенные толщи (рис. 2).

Продуктивная часть разреза начинается с карбонатно-терригенной толщи позднеленёкского возраста. Подавляющее большинство скоплений нефти и газа связано с залегающей выше вулканогенно-карбонатной формацией среднего триаса. В терригенной формации верхнего триаса основные притоки УВ получены из базальной песчано-гравелитовой пачки.

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 (ЮПТ). Кроме того, в меловых отложениях открыты залежи газа на месторождениях Узень и Кансу, а в пределах Беке-Башкудукского вала и Тюбкарагана известны крупные скопления битумов и высоковязкой нефти.

В данной работе, в соответствии с принимаемым нами инъекционным механизмом формирования гидрогеологических аномалий вследствие вертикальной миграции водо-углеводородных флюидов [9, 13], гидрогеологическую зональность НГБ предлагается рассмотреть «снизу вверх». К тому же влияние нижележащих гидрогеологических

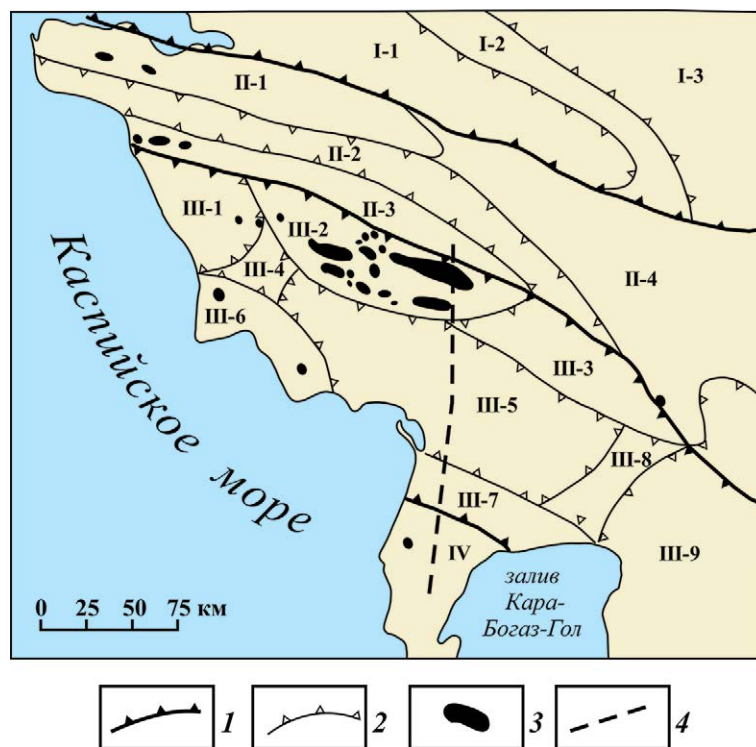


Рис. 1. Тектоническая схема платформенного чехла Южно-Мангышлакского НГБ. Границы тектонических элементов: 1 – первого порядка; 2 – второго порядка; 3 – основные месторождения нефти и газа; 4 – местоположение разреза; приведённого на рис. 2.

I – Северо-Устьуртская синеклиза; I₁ – Южно-Бузачинский прогиб; I₂ – Кырынско-Токубайский вал; I₃ – Арыстановская ступень; II – Мангышлакская система дислокаций: II₁ – Каратаусский вал; II₂ – Чакрыганский прогиб; II₃ – Беке-Башкудукский вал; II₄ – Восточно-Мангышлакские дислокации; III – Южно-Мангышлакский прогиб: III₁ – Сегендыкская депрессия; III₂ – Жетыбай-Узенская ступень; III₃ – Кокумбайская моноклинали; III₄ – Карагинская седловина; III₅ – Жазгурлинская депрессия; III₆ – Песчаномыско-Ракусечная 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 oil-and-gas basin. The boundaries of the tectonic elements are: 1 – of the first order; 2 – of the second order; 3 – the main oil and gas deposits; and 4 – the location of the section shown in Fig. 2.

I – North Ustyurt syncline: I₁ – Yuzhno-Buzachinsky trough; I₂ – Kyrinsko-Tokubaysky shaft; I₃ – Arystanov stage; II – Mangyshlak dislocation system: II₁ – Karataussky shaft; II₂ – Chakyrkansky trough; II₃ – Beke-Bashkuduksky shaft; II₄ – East Mangyshlak dislocations; III – Yuzhno-Mangyshlak trough: III₁ – Sevendyk depression; III₂ – Zhetybai-Uzen stage; III₃ – Ko-kumbai monocline; III₄ – Karagiinskaya saddle; III₅ – Zhazgurlinskaya depression; III₆ – Peschanomyssko-Rakushechnaya uplift zone; III₇ – Aksu-Kendyrinskaya step; III₈ – Karyn-zharykskaya saddle; III₉ – Uchkuduk depression; IV – Karabogaz arch.

систем на вышележащие проявляется гораздо контрастнее, нежели наоборот, а также отчётливо отслеживается и сам механизм формирования рассматриваемой зональности.

В результате проведённых исследований в подземной гидросфере НГБ выделены следующие гидрогеологические системы (рис. 3). При этом помимо литолого-стратиграфического принципа использовались и термобарические параметры подземной гидро-

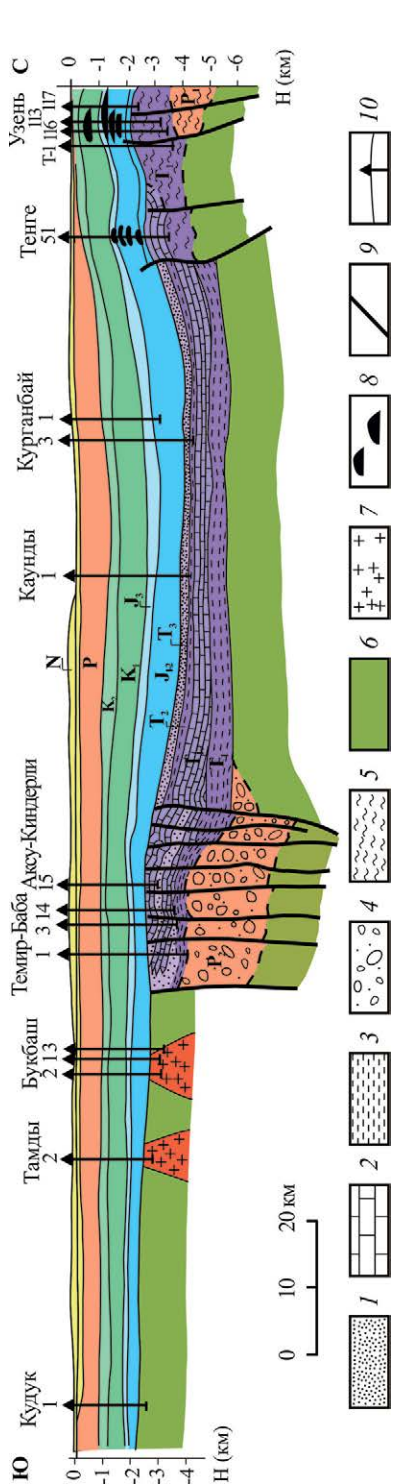


Рис. 2. Геологический разрез по линии Кудук – Каунды – Узень. Породы: 1 – вулканогенно-терригенные, 2 – терригенно-карбонатные, 3 – терригенные (алевритисто-аргиллитовые), 4 – конгломерато-песчаниковые, 5 – песчаниково-алевролитовые, 6 – метаморфические, 7 – граниты; 8 – залежи нефти и газа; 9 – разрывы;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

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

сферы. В качестве «стартовой» отметки выбрана пластовая температура 700°C, отвечающая кровле субгидрогеологического этажа, поскольку она является неким порогом существования структурированной воды, поскольку последняя исчезает при приближении к этим значениям [19]. Величина структурированности воды также определяется величиной давления. Если при атмосферном давлении и температуре 250–270°C все молекулы переходят в мономерное состояние, то при большой плотности газовой фазы, когда давление достигает 200 кбар, существуют димеры воды [17]. В результате того, что резко сокращается возможность перемещения молекул в пространстве и их соударения становятся очень частыми, идёт 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 такой температурный (и глубинный) интервал может быть отнесён к субгидрогеологическому этажу.

Однако интерес к данному этажу не должен ослабевать, поскольку именно в таких жёстких условиях, в диапазоне температур от 700 до 1500°C, проведены опыты по получению abiогенной нефти в Геофизической лаборатории Вашингтонского института Карнеги [21]. При температурах выше 800°C и давлении в несколько кбар отмечалась возможность получения гомогенной флюидальной массы в результате прямого синтеза H_2O и HCl , а также была обоснована возможность синтеза УВ нефтяного ряда [20].

Учитывая, что взаимная растворимость жидкостей поддаётся расчётам на основе близости величин их диэлектрических постоянных, можно высказать предположение, что УВ с

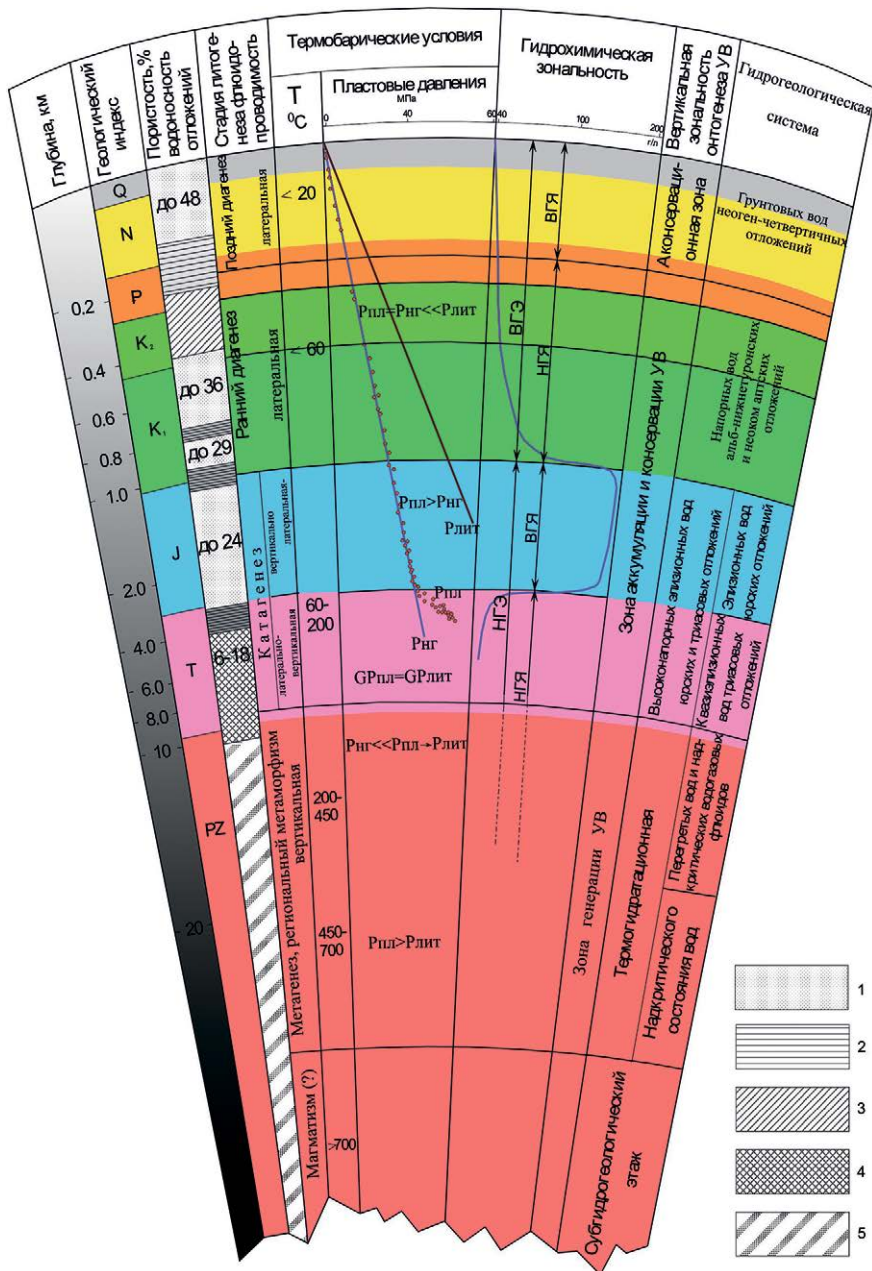


Рис. 3. Гидрологическая зональность Южно-Мангышлакского НГБ: 1 – водоносные горизонты; 2 – флюидоупоры; 3 – локально обводнённые отложения зон открытой трещиноватости; 4 – локально обводнённые отложения зон распространения вторичных коллекторов; 5 – зона распространения трещин автогидроразрыва.

Fig. 3. Hydrological zoning of the South Mangyshlak oil-and-gas basin: 1 – aquifers; 2 – fluid barriers; 3 – locally water-saturated deposits of open-fracture zones; 4 – locally water-saturated deposits of secondary reservoir zones; and 5 – zone of autohydrofracture cracks.

диэлектрической постоянной порядка 2–5 единиц будут хорошо растворяться в воде при температурах 500–600°C и давлении более 500 кбар [18], т. е. параметрах, отвечающих расположенной выше термогидратационной системе перегретых вод, суб- и надкритических газовых смесей и флюидов зоны метатенеза и регионального метаморфизма.

Состояние подземных флюидов термогидратационной 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 являются метатенные 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. Обычным состоянием системы является наличие АВПД, значение которых периодически достигает литостатических с последующей релаксацией их автогидроразрывом и внедрением пересжатых флюидов в квазиэлизонную подсистему.

Таким образом, результаты экспериментальных исследований в области глубинных процессов в условиях высоких температур и давлений [17, 20] позволяют ограничить нижний предел существования системы температурой 700°C и глубинами около 25–40 км в зависимости от геолого-структурных особенностей НГБ. При этом сама система может иметь две подсистемы с температурами 200–450°C (перегретые воды, суб- и надкритические водогазовые флюиды) и 450–700°C (надкритическое состояние вод).

Гидродинамическое состояние подсистем можно записать неравенствами $P_{нг} \ll P_{пл} \rightarrow P_{лит}$ и $P_{пл} \gg P_{лит}$ (где $P_{пл}$ – пластовое, $P_{нг}$ – нормальное гидростатическое и $P_{лит}$ – 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 [2] – «упруго-пульсационный механизм» миграции флюидов).

О нефтегазогеологическом значении системы можно говорить, опираясь на данные экспериментального моделирования процессов глубинной генерации, миграции и консервации флюидов, в т. ч. 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 [11]. Этот процесс начинается при температурах 360–420°C и заканчивается при 580–620°C, т. е. охватывает практически целиком термогидратационную 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 жёстких 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°C, по данным [11], 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°C растворимость нефти в воде может достигать 19 000 см³/м³. Расчёты показывают, что при температуре порядка 260°C, давлении 102,2 МПа и средней растворимости нефти 500–1000 см³/м³ 1000-метровая глинистая толща при площади распространения 40×10³ км², выделяя 0,05 м³/т возрождённых вод, может иммобилизовать 5×10¹² м³ воды и вынести в коллек-

торы от $2,5$ до 5×10^9 м³ нефти, т. е. от $0,6$ до $1,2 \times 10^5$ м³ с 1 км² [17]. Эти данные позволяют отнести термогидратационную систему к потенциально нефтегазогенерирующей.

Расположенная выше гидрогеологическая система высоконапорных элизионных вод 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 обнаруживаются довольно резкие различия, характеризующие юрскую и триасовую толщи с точки зрения литофациальных, термобарических, гидрогеохимических и других условий, позволяющие выделить верхний и нижний гидрогеологические ярусы [13]. В результате данная система разделена на две подсистемы: собственно элизионных вод ЮПТ, с преимущественно вертикально-латеральными условиями флюидопроводимости, и квазиэлизионных вод пермско-триасовых отложений, характеризующейся латерально-вертикальной проводимостью. Наиболее контрастно различия подсистем проявляются в гидрохимическом и гидродинамическом плане.

В разрезе ЮПТ получили развитие высокоминерализованные хлоркальциевые рассолы высокой степени метаморфизма, когда отношение r_{Na}/r_{Cl} достигает $0,39$, а минерализация – от 140 – 160 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 чётко выраженной взаимосвязи между минерализацией пластовых вод, с одной стороны, и глубиной залегания и нефтегазоносностью, с другой [12]. Гидродинамическое состояние подсистемы элизионных вод ЮПТ можно описать неравенством: $P_{пл} \cong P_{нг} << P_{лит}$ при незначительном превышении пластовых давлений над нормальным гидростатическим. Анализ распределения приведённых пластовых давлений по площади бассейна свидетельствует об их невысокой дифференциации, поскольку значения укладываются в рамки $26,4$ – $28,4$ МПа.

Гидрохимические и гидродинамические параметры низкопроницаемого разреза доюрских отложений имеют свои особенности. В условиях стагнационного режима водообмена чётко проявляется локализованный, «островной» характер гидрохимических и гидродинамических аномалий, гидродинамическая разобщённость которых не допускает интерполяцию численных значений гидрогеологических параметров через зоны отсутствия латеральной проницаемости. Образование гидрохимических аномалий обусловлено вторжением в осадочный чехол высокоэнергетичных агрессивных глубинных флюидов, приводящим к очаговому распреснению подземных вод [13].

При этом наблюдается устойчивая корреляционная связь минерализации вод и нефтегазоносности. На площадях и структурах с установленной нефтегазоносностью 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 водорастворённого газа – CO_2 . Содержание углекислого газа достигает 35 – 73 %. На структурах, где нефтегазоносность доюрских отложений не установлена, гидрохимический облик пластовых вод практически не отличается от вод ЮПТ.

Пластовые давления подсистемы, как правило, выше нормальных гидростатических ($P_{пл} > P_{нг}$), причём превышение достигает $10,0$ – $17,1$ МПа при коэффициенте аномалий-

ности (Ка) 1,21–1,38, а градиент пластовых давлений приближается к литостатическому ($GP_{пл} \cong GP_{лит}$).

Рассматриваемая система характеризуется широким диапазоном колебания пластовых температур от 60–70°C (месторождения Узень, Бурмаша) до 200°C и более (площади Каунды, Курганбай). С точки зрения литогенетических преобразований степень изменённости отложений ЮПТ отвечает стадии протокатагенеза и, частично, мезокатагенеза для верхних горизонтов триаса. Для ЮПТ это способствовало сохранению относительно высоких значений ёмкостно-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 придавая им определяющего значения в формировании залежей УВ. Во-первых, как показали исследования [6], 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 также предсреднемиоценовое [12], 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) зоне онтогенеза УВ.

Выше расположена гидрогеологическая водонапорная система артезианских вод альб-нижнетуронских и неоком-аптских отложений. На всей площади НГБ от вышезалегающей системы она отделена мощной (до 1000 м) флюидоупорной толщей верхнетурон-нижнемиоценовых глинисто-карбонатных отложений, обусловившей напорный характер вод. 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 области разгрузки [16]. Однако, как показали исследования [8], разгрузка глубокозалегающих подземных вод в Каспий не подтверждается ни балансовыми расчётами, ни гидрохимическими данными.

Пластовые давления системы, как правило, равны нормальному гидростатическому, либо несколько ниже [13], т. е. гидродинамическое равновесие системы можно записать в виде $P_{пл} \cong P_{нт} < P_{лит}$. Пластовые температуры системы составляют 35–45°C, а на ряде площадей Песчаномыско-Ракушечной зоны достигают 55°C и выше.

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 на большей части территории НГБ;
- инфильтрационный генезис пластовых вод (как правило, отношение $r_{Na}/r_{Cl} > 1$).

Наиболее важные гидрогеологические параметры 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.

Перспективы нефтегазоносности рассматриваемой системы артезианских вод оцениваются скромно. Во-первых, палео- и современные глубины залегания меловых

отложений свидетельствуют о том, что они не проходили главную фазу (по Н.Б. Вассовичу [5]) нефтегазообразования. Этот факт исключает сингенетичность залежей УВ в меловых образованиях (Узень, Тюбеджик, Дунга, Кансу, Тамды) 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 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. Причём эти залежи установлены в пределах неотектонически активных структур, что обеспечило транспортировку УВ на столь высокие стратиграфические уровни.

Завершает разрез подземной гидросферы гидрогеологическая система грунтовых вод неоген-четвертичных отложений зоны диагенеза. Система носит безнапорный характер подземных вод, отражающий их преимущественно инфильтрационный генезис. Гидродинамический режим её во многом определяется орографическими условиями бассейна, а также гипсометрическим положением подстилающих водоупорных отложений олигоцен-нижнемиоценового возраста. Воды холодные, с температурой не выше 16°C, с минерализацией, как правило, от 1–5 г/л до 10–15 г/л. Водовмещающие породы представлены терригенными (четвертичные) и преимущественно карбонатными (неогеновые) разностями, слабая 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 более значительных глубинах при нарастании постседиментационных преобразований в условиях окислительно-восстановительной обстановки происходит выпадение дополнительных порций осаждающих минералов, способствующее снижению ёмкостно-фильтрационных свойств пород, 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.

Таким образом, говоря о латерально-вертикальных условиях флюидопроводимости триасовых пород, следует иметь в виду, что масштабы латеральной составляющей в них весьма ограничены и не выходят далеко за пределы контура залежей. В то же время на значительную роль вертикальной проводимости разреза указывают многочисленные данные гидрогеологических, палинологических, геолого-промысловых, геохимических и других исследований [12].

Коллекторы комплекса эпигенетичны, и лишь на некоторых структурах в разрезе нижнего триаса отмечены аркозовые разности с реликтовой первичной пористостью 15–18 %. Наиболее активно процессы образования вторичных пустот протекают в присводовых участках структур, максимально подверженных деформациям растяжения, где сосредотачиваются основные каналы вертикальной миграции агрессивных глубинных флюидов, в т. ч. и УВ [12]. В результате здесь локализуются изолированные участки вторичного порообразования, представляющие собой своеобразные «столбы» литогидрохимического преобразования пород, заполняемые нефтью и газом. За пределами контура нефтегазоносности скважинами вскрываются неизменённые блоки пород с остаточной водонасыщенностью матрицы. Ширина зон разуплотнения укладывается

в размеры антиклинальных структур и отражает масштабы латеральной составляющей флюидопроводимости доюрского комплекса пород.

Именно с такими участками структур связаны наиболее контрастные гидрохимические и гидродинамические аномалии [13]. Плановое совпадение гидрогеологических аномалий, участков развития вторичных коллекторов и нефтегазоносности говорит об их генетической взаимосвязи, обусловленной вторжением агрессивных глубинных флюидов в осадочный покров бассейна. В вышележащих отложениях ЮПТ, отличающихся более высокой водообильностью, этот эффект в значительной мере оказывается затухающим.

Подтверждают гидротермальную природу и глубинный источник флюидного режима нижних горизонтов осадочного чехла и фундамента микрокомпонентные исследования пластовых вод месторождений УВ [12]. Так, для вод доюрского комплекса парное отношение $Li:Rb:Cs$ в большинстве своём составляет 100:6:7, что необъяснимо с точки зрения процессов седиментационного выщелачивания. Отмеченное соотношение не коррелирует ни с минерализацией вод, ни с температурным режимом, а цезий и литий не контролируются равновесием системы вода–минерал. Кроме того, характер поведения редких щелочей в растворе, в частности, отношение $Rb/Cs:K/Rb$, имеет весьма близкие значения для хода развития пегматитового процесса. Поскольку эти воды сопутствуют залежам УВ в триас-палеозойских образованиях, можно говорить об их парагенетической взаимосвязи.

Влияние глубинной составляющей на химический состав подземных вод рассматриваемого НГБ проявляется и в изотопном составе водорода. Так, если воды юрских горизонтов характеризуются значениями $\delta D = -42...-44\text{‰}$, то для вод доюрских отложений отмечено обеднение дейтерием: $\delta D = -55...-60\text{‰}$ [12]. Наблюдаемый сдвиг изотопного состава вод нижней части разреза артезианского бассейна в сторону линии Крейга может быть связан с изотопным обменом седиментационных вод с глубинными углекислотой и водородом, приводящим, как известно [15], к облегчению изотопного состава кислорода и водорода воды.

Несмотря на то, что гидрогеологическая система высоконапорных элизионных вод триас-юрских отложений является наиболее перспективной в отношении нефтегазоносности и содержит более 90 % разведанных запасов УВ Южного Мангышлака, мы склонны рассматривать её лишь с точки зрения благоприятных условий аккумуляции и консервации УВ. Генерация же их, по-видимому, происходит в нижезалегающей системе, с последующим вертикальным прорывом флюидов на более высокие стратиграфические уровни. «Дыхание» этой системы отмечается совпадением в плане ареалов развития глубинных физико-химических аномалий, резервуаров метасоматического выщелачивания и залежей УВ в доюрском комплексе с локальными зонами дилатансии новейшего тектонического этапа, контролирующих очаги гидротермальной деятельности и выноса глубинного вещества.

Заключение. Гидрогеологическая зональность Южно-Мангышлакского НГБ является функцией многих переменных параметров и представляет собой результат эволюционного развития бассейна. Существующие различия геолого-гидрогеологических особенностей различных систем позволяют выделить их в самостоятельные таксономические ранги единой флюидонасыщенной системы земной коры осадочного бассейна. Гидрогеологические условия разреза во многом определяются характером его флюидопроводимости и, за исключением инфильтрационных систем, в разрезе рассматриваемого региона превалирует вертикальная флюидопроводимость. Изуче-

ние последней является важным при решении вопросов, связанных с проблемами нефтегазообразования и нефтегазонакопления, т. к. признавая вторичность залежей по отношению к вмещающей породе, необходимо искать очаги их генерации и, главное, пути миграции УВ.

Выделенные в разрезе земной коры Южно-Мангышлакского прогиба гидрогеологические системы могут быть перенесены и на другие НГБ, в частности, Восточного и Западного Предкавказья, где, как показано в работах [3, 4, 12, 14], можно проследить аналогичные закономерности в строении подземной гидросферы с соответствующей корректировкой их стратиграфической привязки.

Источники финансирования. Исследование выполнено при поддержке гранта Российского научного фонда, проект № 23-27-00037.

Литература

1. Абукова Л.А., Волож Ю.А. Геофлюидодинамика глубокопогруженных зон нефтегазонакопления осадочных бассейнов // Геология и геофизика. 2021. № 8 (62). 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 (6). 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 её скоплений // Геология и геофизика Юга России. 2023. № 13 (3). С. 133–146. DOI: 10.46698/VNC.2023.19.53.010.
5. Вассоевич Н.Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти // Известия АН СССР. Серия геол. 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. Дюнин В.И., Корзун А.В. Гидрогеодинамика нефтегазоносных бассейнов. М.: Научный мир, 2005. 54 с.
8. 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. Л., 1982. С. 133–144.
9. Ларичев В.В., Попков В.И., Попков И.В. Подземная гидросфера нефтегазоносных осадочных бассейнов // Геология и геофизика Юга России. 2026. № 16 (2). С. 145–159.
10. 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.
11. Магара К. Уплотнение пород и миграция флюидов. Прикладная геология нефти. М.: Недра, 1982. 296 с.
12. Попков В.И., Ларичев В.В., Попков И.В. Структура глубокопогружённых 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.
13. Попков В.И., Ларичев В.В., Попков И.В. Гидрогеохимическая и гидродинамическая зональность триасовых нефтегазоносных структур Скифско-Туранской платформы // Геология, география и глобальная энергия. 2023. № 3 (90). С. 33–40.
14. 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.

15. Селецкий Ю.Б. Изотопы кислорода и водорода в выявлении природы гидрохимической инверсии подземных вод // Водные ресурсы. 1983. № 2. С. 117–123.
16. Сыдыков Ж.С., Кукабаев К., Кугеишев А.К. Подземные воды Мангышлак-Устюртской нефтегазоносной провинции. Алма-Ата: Наука, 1970. 99 с.
17. Файф У., Прайс Н., Томпсон А. Флюиды в земной коре. М.: Мир, 1981. 436 с.
18. Ферронский В.И., Поляков В.А. Изотопия гидросферы. М.: Наука, 1983. 276 с.
19. Фокеев В.М. Изменение величины удельной электропроводности, константы ионного произведения воды и структурированности при абсолютной температуре кипения воды и водных растворов // Известия вузов. Геологи и разведка. 1972. № 9. С. 83–88.
20. Чекалюк Э.Б. Термодинамические основы теории минерального происхождения нефти. Киев: Наукова думка, 1971. 256 с.
21. Kolesnikov A., Goncharov A., Kutcherov V. Methane-derived hydrocarbons produced under upper-mantle conditions // Nature Geoscience. 2009. № 2. Pp. 566–570.

References

1. Abukova, L.A., Volozh, Yu.A., “Geofluidodynamics of Deep-Seated Oil and Gas Accumulation Zones of Sedimentary Basins”, *Geology and Geophysics* **8** (62), 1069–1080 (2021). DOI: 10.15372/GiG2021132 (in Russian).
2. Anikeev, K.A., *Abnormally high reservoir pressures in oil and gas fields* (Moscow: Nedra, 1964) (in Russian).
3. Daukaev, A.A., Abubakarova, E.A., “Foci of Generation, Oil and Gas Conduits, and Hydrocarbon Accumulations: A Triune Fluidodynamic System”, *Oil and Gas Business* **22** (6), 37–44 (2024). DOI: 10.17122/ngdelo-2024-6-37-44 (in Russian).
4. Daukaev, A.A., Gaysumov, 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* **13** (3), 133–146 (2023). DOI: 10.46698/VNC.2023.19.53.010 (in Russian).
5. Vassoevich, N.B., “The theory of sedimentary-migratory origin of oil”, *News of the USSR Academy of Sciences. Geological Series* **11**, 135–156 (1976) (in Russian).
6. Gurevich, A.E., Kapchenko, L.N., Kruglikov, N.M., *Theoretical Foundations of Oil Hydrogeology* (Leningrad: Nedra, 1972) (in Russian).
7. Dyunin, V.I., Korzun, A.V., *Hydrogeodynamics of Oil and Gas Basins* (Moscow: Nauchny Mir, 2005) (in Russian).
8. 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. Proc. of VNIGRI* (Leningrad, 1982. P. 133–144) (in Russian).
9. Larichev, V.V., Popkov, V.I., Popkov, I.V., “Underground hydrosphere of oil-and-gas-rich sedimentary basins”, *Geology and Geophysics of Southern Russia* **16** (2), 145–159 (2026) (in Russian).
10. 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 J.* **2**, 44–61 (2005) (in Russian).
11. Magara, K., *Rock compaction and fluid migration. Applied oil geology* (Moscow: Nedra, 1982) (in Russian).
12. 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* **3**, 41–66 (2023). DOI: 10.31857/S0016853X23030050 (in Russian).
13. Popkov, V.I., Larichev, V.V., Popkov, I.V., “Hydrogeochemical and Hydrodynamic Zoning of the Triassic Oil and Gas Structures of the Scythian-Turanian Platform”, *Geology, Geography, and Global Energy* **3** (90), 33–40 (2023) (in Russian).

14. Saltanova, A.G., "Development of Inversion Zones of the Hydrogeochemical Section of the Eastern Ciscaucasia", *Geology. Proc. of the Department of Earth Sciences and Natural Resources* **4**, 27–46 (2025). DOI: 10.24412/1728-7634-2025-4-27-46 (in Russian).
15. Seletsky, Yu.B., "Isotopes of oxygen and hydrogen in revealing the nature of hydrochemical inversion of groundwater", *Water Resources* **2**, 117–123 (1983) (in Russian).
16. Sydykov, Zh.S., Kukabaev, K., Kugeshev, A.K., *Groundwater of the Mangyshlak-Ustyurt Oil and Gas Province* (Alma-Ata: Nauka, 1970) (in Russian).
17. Fyfe, W.S., Price, N.J., Thompson, A.B., *Fluids in the Earth's Crust* (Amsterdam–Oxford–New York: Elsevier, 1978).
18. Ferronsky, V.I., Polyakov, V.A., *Isotopy of the Hydrosphere* (Moscow: Nauka, 1983) (in Russian).
19. Fokeyev, V.M., "Change in the value of the specific electrical conductivity, the ionic product constant of water, and the structure at the absolute boiling point of water and aqueous solutions", *University News. Geology and Exploration* **9**, 83–88 (1972) (in Russian).
20. Chekalyuk, E.B., *Thermodynamic Foundations of the Theory of the Mineral Origin of Oil* (Kiev: Naukova Dumka, 1971) (in Russian).
21. Kolesnikov, A., Goncharov, A., Kutcherov, V., "Methane-derived hydrocarbons produced under upper-mantle conditions", *Nature Geoscience* **2**, 566–570 (2009).