

УДК 551.24+553.1

## СТРУКТУРА ГЛУБОКОПОГРУЖЕННЫХ КОМПЛЕКСОВ ОСАДОЧНЫХ БАСЕЙНОВ: ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ АНОМАЛИИ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ КАК СЛЕДСТВИЕ ВНЕДРЕНИЯ ГЛУБИННЫХ ФЛЮИДОВ (НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЮЖНОГО МАНГЫШЛАКА)

© 2023 г. В. И. Попков<sup>1</sup>\*, В. В. Ларичев<sup>1</sup>, И. В. Попков<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Кубанский государственный университет,  
д. 149, ул. Ставропольская, 350040 Краснодар, Россия  
\*e-mail: geoskubsu@mail.ru

Поступила в редакцию 09.03.2023 г.

После доработки 21.03.2023 г.

Принята к публикации 11.04.2023 г.

Авторы статьи обсуждают природу гидрогеологических аномалий в глубокопогруженных комплексах осадочных бассейнов. В результате значительных катагенетических преобразований породы нижнего гидрогеологического этажа практически утратили первичные емкостно-фильтрационные свойства. Водонасыщенность матрицы пород, очаговый характер развития вторичных коллекторов на фоне крайне низкой проницаемости окружающих толщ делают невозможным развитие элизионных потоков. Это обуславливает высокую чувствительность нижнего этажа к различным компрессионным процессам, в том числе обусловленных вторжением глубинных высокоэнергетичных флюидных потоков. Инъекция этих флюидных потоков в низкопроницаемые толщи приводит к образованию очагов опресненных вод различного гидрохимического типа — от гидрокарбонатно-натриевых до хлоркальциевых, а также — к формированию гидродинамических аномалий. При удалении от каналов внедрения происходит постепенное выравнивание гидродинамических и гидрохимических параметров, приближающихся к фоновым значениям. Показано, что при затруднении продвижения вверх флюидов происходит гидроразрыв пластов, в которые поступает под большим давлением газо-водонефтяная эмульсия. Инъекция флюидов в пласт сопровождается разуплотнением низкопроницаемых толщ, образованием дополнительных трещин, формированием вторичных пустот гидротермального происхождения. В результате образуются вторичные резервуары сложной морфологии, заполняемые углеводородами. Совпадение в плане гидрогеохимических и гидродинамических аномалий, участков вторичных коллекторов с отчетливыми следами метасоматоза и связанными с ними скоплениями нефти и газа свидетельствуют об их генетической взаимосвязи. Строение резервуаров нефти и газа и сопутствующих им гидрогеологических аномалий рассмотрено на примере месторождений Южно-Мангышлакской нефтегазоносной области, входящей в состав Северо-Кавказско–Мангышлакской нефтегазоносной провинции.

**Ключевые слова:** геология, тектоника, гидрогеологические аномалии, глубокозалегающие нефтегазоносные комплексы, глубинные флюиды, резервуары, залежи нефти и газа

**DOI:** 10.31857/S0016853X23030050, **EDN:** XNXEAF

### ВВЕДЕНИЕ

По мере истощения разведанных запасов углеводородов в верхних секциях разреза нефтегазоносных осадочных бассейнов в поисково-разведочный процесс вовлекаются все более глубокие их горизонты, существенный нефтегазоносный потенциал которых подтвержден во многих регионах мира [7, 17, 49, 59, 67, 70, 73, 75]. Согласно экспертным оценкам Управления государственно-го департамента энергетики Министерства энер-

гетики США, оценки мировых запасов нефти Геологической службы США и статистическому обзору мировой энергетики Великобритании [49], извлекаемые запасы углеводородов в интервале глубин 4.5–8.1 км составляют 7% мировых запасов нефти и 25% газа. Разработка научных основ методики поиска месторождений нефти и газа в глубокопогруженных комплексах является актуальной в настоящее время [2, 5, 41, 53, 58, 60, 68]. Установлено, что на глубинах 4.0–5.0 км и более

в результате прогрессирующих катагенетических преобразований осадочные породы в значительной степени утрачивают первичные пористость и проницаемость. Их коллекторские свойства обусловлены, главным образом, вторичными преобразованиями. С увеличением глубины латеральная флюидопроводимость порового пространства постепенно переходит сначала в условия порово-трещинной проводимости, а затем — трещинной, что сопровождается формированием обстановок стагнационного (квазистационального) режима водообмена [1, 18, 31, 45, 62, 63, 66, 69, 74]. Изменения гидрохимических условий фиксируются в различиях гидрохимических параметрах пластовых вод.

Во многих нефтегазоносных осадочных бассейнах были установлены и обоснованы границы плановой и вертикальной гидрохимической, в том числе — инверсионной зональности [10, 14, 15, 18, 21, 36, 37]. Появление в глубоких горизонтах весьма опресненных, аномальных по отношению к гидрохимическому фону, пластовых вод гидрокарбонатно-натриевого состава с минерализацией  $< 10$  г/л в гидродинамически изолированных толщах, может служить прямым признаком их нефтегазоносности [1, 2, 13, 14, 19, 21, 36–38, 55, 71].

В представленной статье представлены основные результаты исследований авторов по проблеме поисков скоплений нефти и газа, изучения условий и факторов, контролирующих их формирование в глубокопогруженных комплексах разновозрастных нефтегазоносных бассейнов (НГБ) Восточно-Европейской, Скифско-Туранской и Западно-Сибирской платформ. В основу данного исследования положены материалы по Южно-Мангышлакскому нефтегазоносному бассейну, включающие материалы химических анализов макро- и микрокомпонентного состава пластовых флюидов. Поскольку из палеозойских и триасовых горизонтов Скифско-Туранской платформы были получены притоки воды с промышленной концентрацией щелочных и щелочноземельных металлов, их состав был изучен изотопно-геохимическими методами [37, 45]. Для изучения емкостно-фильтрационных свойств пород проанализированы данные петрофизики, каротажные диаграммы, проводилось макроописание кернов скважин, микроскопическое изучение шлифов, критически рассмотрены материалы по подсчету запасов углеводородов триасовых месторождений.

Целью нашей статьи является изучение условий формирования гидрогеологических аномалий в глубокопогруженных комплексах нефтегазоносных бассейнов, их вероятной природы и взаимосвязи со скоплениями углеводородов.

## ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ОЧЕРК

Южно-Мангышлакский нефтегазоносный бассейн располагается в западной части Туранской плиты (рис. 1).

Эпигерцинский складчатый фундамент осадочного бассейна сложен преимущественно первично осадочными породами, испытавшими метаморфизм зеленосланцевой фации и складчатость в конце карбона — ранней перми. В пределах выступов он прорван гранитоидами каменноугольного возраста. Вследствие значительных постседиментационных преобразований входящие в его состав породы полностью утратили свой первичный коллекторский потенциал. В гранитах на площади Оймаша Песчаномыско-Ракушечной зоны поднятий открыто скопление нефти промышленного объема в гранитной интрузии (см. рис. 1).

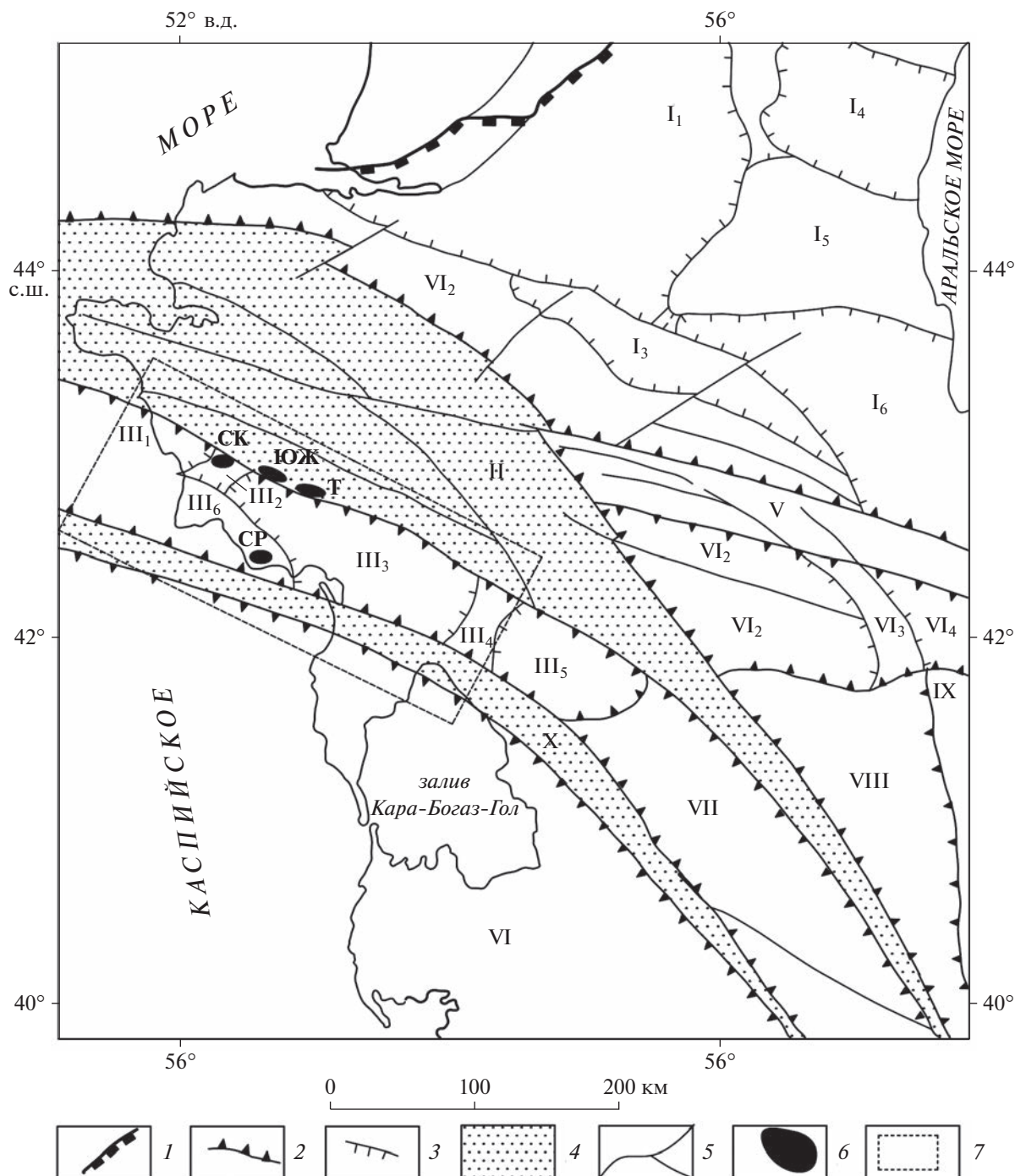
Доюрский (доплитный) вулканогенно-осадочный комплекс в пределах рассматриваемой территории представлен лишь отложениями триаса, залегающими на разновозрастных породах палеозоя. Разрез триаса в пределах северного борта Южно-Мангышлакского платформенного прогиба начинается пестроцветными преимущественно континентальными отложениями нижнего триаса (нижний оленёк), в составе которых выделяются песчаниково-алевролитовая (вскрытая мощность 200 м) и алевролитово-аргиллитовая (мощность 250–1567 м) толщи.

Карбонатно-терригенная толща, залегающая в основании триасового нефтегазоносного комплекса, сложена ритмично переслаивающимися алевролитами, песчаниками, аргиллитами и известняками. Отмечены многочисленные прослои туфогенных пород. Возраст толщи уверенно определен как позднеоленьский. Мощность ее колеблется от нуля на юге и западе Жетыбай-Узеньской ступени до 1043 м в ее северной части. Продуктивность карбонатно-терригенной 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 (80–230 м);
- известняково-вулканогенная (50–107 м);
- вулканогенно-известняковая (до 300 м).

Большинство триасовых скоплений нефти и газа на Южном Мангышлаке связано именно с этой формацией.



**Рис. 1.** Обзорная тектоническая схема триасовых отложений запада Туранской плиты (по данным [43], с изменениями и дополнениями).

*Месторождения:* СР — Северо-Ракушечное; ЮЖ — Южный Жетыбай; Т — Тасбулат; СК — Северное Карагие.

*Структуры:* I — Северо-Устьюртская синеклиза; I<sub>1</sub> — Култукско-Самская депрессия; I<sub>2</sub> — Арстановско-Ирдалинская ступень; I<sub>3</sub> — Астаульская моноκлиналь; I<sub>4</sub> — Косбулакская депрессия; I<sub>5</sub> — Акумсукский выступ; I<sub>6</sub> — Барсакельмеская депрессия; II — Мангышлакско-Карашорская система дислокаций; III — Южно-Мангышлакская система прогибов; III<sub>1</sub> — Сегендыкская депрессия; III<sub>2</sub> — Карагинская седловина; III<sub>3</sub> — Жазгурлинская депрессия; III<sub>4</sub> — Карынжарыкская седловина; III<sub>5</sub> — Учкудукская депрессия; III<sub>6</sub> — Песчаномыско-Ракушечная зона поднятий; IV — Кара-Богазский массив; V — Центрально-Устьюртская система поднятий; VI — Южно-Устьюртская система прогибов; VI<sub>1</sub> — Шахпахтинская ступень; VI<sub>2</sub> — Ассак-Ауданский прогиб; VI<sub>3</sub> — Сарыкамышская седловина; VI<sub>4</sub> — Дарьялык-Дауданский прогиб; VII — Кумсебенский выступ; VIII — Верхне-Узбойский прогиб; IX — Центрально-Каракумский массив; X — Туаркыр-Караауданская система дислокаций.

1 — граница Туранской и Русской плит; 2-3 — границы тектонических элементов: 2 — первого порядка, 3 — второго порядка; 4 — раннекиммерийские складчатые системы; 5 — основные разломы; 6 — положение месторождений углеводородов; 7 — регион исследования

Завершается разрез среднего триаса северного борта Южно-Мангышлакского нефтегазоносного бассейна вулканогенно-аргиллитовой толщей (80–160 м), являющейся достаточно надежной региональной покрывкой. В составе трансгрессивно налегающих отложений верхнего триаса выделяются три толщи (снизу вверх):

- туфогенно-терригенная (200–380 м);
- песчаниково-аргиллитовая (280–440 м);
- аргиллито-песчаниковая (до 286 м).

В нефтегазоносном отношении имеет важное значение песчано-гравелитовая пачка мощностью 20–70 м, залегающая в основании верхнетриасового разреза. Основные известные промышленные скопления углеводородов верхнего триаса приурочены к данной грубообломочной пачке.

Несколько иное строение имеет разрез триасовых отложений в приосевой части Южно-Мангышлакского платформенного прогиба и Песчаномысско-Ракушечной зоны сводовых поднятий. Здесь разрез обычно начинается пестроцветной алевролитно-аргиллитовой толщей (0–204 м) нижнего триаса. В ее основании залегает пласт мощностью до 20–25 м, содержащий плохо окатанные обломки подстилающих магматических и метаморфических палеозойских пород, погруженных в красноцветную глинистую массу. На Оймашинской площади на породах фундамента залегает вулканогенно-доломитовая толща. Строение вышележащей части триасового разреза в литологическом отношении близко разрезу Жетыбай-Узеньской ступени. Выделенные литологические толщи легко идентифицируются в разрезе. Главное отличие заключается в сокращении мощности всех толщ при изменении процентного соотношения осадочных и вулканогенных разностей в сторону увеличения туфогенной составляющей.

Юрско-неогеновый плитный комплекс развит в пределах нефтегазоносного бассейна повсеместно, достигая в депрессионных зонах мощности 4.0–4.5 км.

В структуре доплитного комплекса запада Туранской плиты выделяются Центрально-Мангышлакско-Карашорская и Туаркыр-Караауданская раннекиммерийские складчатые системы, где отложения верхней перми и триаса интенсивно дислоцированы [43]. Вне раннекиммерийских складчатых зон доплитный комплекс имеет пологоволнистое залегание, что дает возможность выделить здесь структурные элементы более низкого порядка.

Жетыбай-Узеньская ступень северного борта Южно-Мангышлакского платформенного прогиба в плане совпадает с южной частью Мангыш-

лакской системы пермско-триасовой складчатой зоны, контактирующей с расположенным южнее Южно-Мангышлакским блоком с субгоризонтально залегающим триасовым комплексом. В доюрском разрезе ступени широко представлены надвиговые дислокации, во фронтальной части которых триас наиболее интенсивно дислоцирован [43]. В перекрывающем платформенном чехле им отвечают асимметричные антиклинальные зоны, содержащие скопления нефти и газа, как в юрских, так и в триасовых отложениях.

### ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКАЯ И ГИДРОДИНАМИЧЕСКАЯ ЗОНАЛЬНОСТЬ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ СТРУКТУР

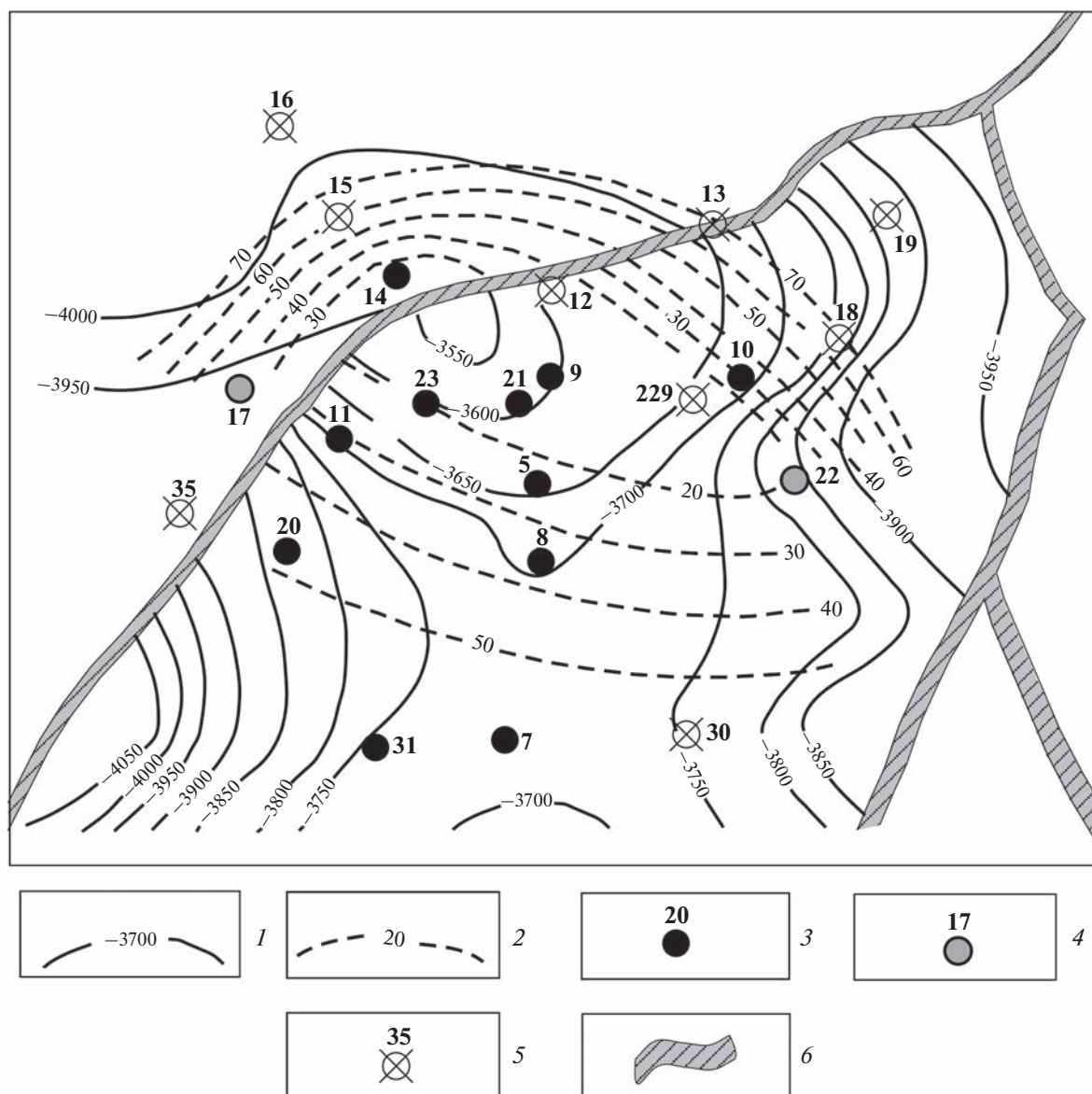
Гидрогеохимическая и гидродинамическая зональность глубокопогруженных нефтегазоносных структур исследовалась нами на примере наиболее изученных месторождений углеводородов запада Туранской плиты – Южный Жетыбай, Тасбулат (южная часть Жетыбай-Узеньской тектонической ступени), Северо-Ракушечное (Песчаномысско-Ракушечная зона сводовых поднятий) и Северное Карагие (Карагийнская седловина), входящих в состав Южно-Мангышлакского нефтегазоносного бассейна. Месторождения приурочены к разным тектоническим элементам и имеют различный стратиграфический диапазон локализации залежей углеводородов (см. рис. 1).

#### *Газоконденсатное месторождение Северо-Ракушечное*

Месторождение Северо-Ракушечное прилегает с юго-востока к взбросо-сдвигу северо-восточного простирания. Газоконденсатные залежи приурочены к вулканогенно-карбонатной толще среднего триаса. Месторождение является типичным примером вертикально-инъекционного механизма формирования гидрохимической и гидродинамической аномалий и сопутствующих им процессов эпигенетического порообразования в триасовом разрезе.

Зона разуплотнения проходит через свод поднятия. К зоне приурочены наиболее опресненные воды сульфатно-натриевого типа с минерализацией 15.7–20.1 г/л (рис. 2, табл. 1). Здесь же фиксируются высокие значения коэффициента негидростатичности ( $K_{нт}$ ), достигающие 1.1–1.4 (рис. 3).

По мере удаления к крыльям поднятия возрастает минерализация вод до 62–73 г/л, тип их переходит в хлоркальциевый, отношение  $rNa/rCl$  снижается до 0.53–0.73 (скв. №№ 13, 15, 18),



**Рис. 2.** Схема гидрохимической зональности месторождения Северо-Ракушечное.

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

коэффициент  $K_{нг}$  уменьшается до 0.94–0.97 (скв. №№ 18, 30). При росте минерализации пластовых вод от свода структуры к крыльям на фоне снижения коэффициента  $K_{нг}$  проявляется строгая взаимосвязь между минерализацией и  $K_{нг}$  (рис. 4).

Гидрохимическая, гидродинамическая аномалии и их площадная зональность, величина коэффициента  $K_{нг}$  также тесно связаны со структурным планом месторождения. При удалении от свода к крыльям поднятия с увеличением глубины кровли коллектора происходит уменьшение величины  $K_{нг}$  как в пределах основной залежи,

так и в опущенном северо-западном блоке, причем градиент для залежи остается единым (рис. 5).

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

Толщина карбонатного пласта  $T_2$ –А и карта эффективных и газонасыщенных толщин

**Таблица 1.** Результаты химического анализа подземных вод триасовых отложений месторождения Северо-Ракушечное.

| № п/п | № скв. | Интервал перфорации, м | Горизонт                                    | Глубина, м | Удельный вес, г/см <sup>3</sup> | ph  | Содержание ионов, мг/л |                               |                               |                 |                 |                                  | Минерализация, г/л | $\frac{rNa}{rCl}$ | Тип вод |
|-------|--------|------------------------|---------------------------------------------|------------|---------------------------------|-----|------------------------|-------------------------------|-------------------------------|-----------------|-----------------|----------------------------------|--------------------|-------------------|---------|
|       |        |                        |                                             |            |                                 |     | Cl <sup>-</sup>        | SO <sub>4</sub> <sup>-2</sup> | HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> | Ca <sup>+</sup> | Mg <sup>+</sup> | Na <sup>+</sup> + K <sup>+</sup> |                    |                   |         |
| 1     | 2      | 3                      | 4                                           | 5          | 6                               | 7   | 8                      | 9                             | 10                            | 11              | 12              | 13                               | 14                 | 15                | 16      |
| 1     | 7      | 3748–4100              | T <sub>1</sub> –T <sub>2</sub> <sup>4</sup> | 3910       | 1.0276                          | 7.2 | 26341.0                | 202.8                         | 573.4                         | 380             | 156             | 16655.3                          | 44.4               | 0.98              | ХК      |
| 2     | 12     | 3883–3975              | T <sub>2</sub> <sup>1</sup>                 | 3770       | 1.0072                          | 6.9 | 9225.0                 | 1813.1                        | 536.0                         | 500             | 30              | 6417.4                           | 18.5               | 1.07              | СН      |
| 3     | 13     | 4055–4066              | T <sub>2</sub> <sup>3</sup>                 | 3600       | 1.043                           | 6.4 | 42866.3                | 1141.5                        | 122.0                         | 10200           | 1020            | 14758.7                          | 70.0               | 0.53              | ХК      |
| 4     | 14     | 3992–4137              | T <sub>2</sub> <sup>2-4</sup>               | —          | 1.0156                          | 7.5 | 14525.0                | 1906.0                        | 341.0                         | 560             | 282             | 9289.5                           | 26.9               | 0.99              | ХМ      |
| 5     | 15     | 4114–4140              | T <sub>2</sub> <sup>2</sup>                 | 3500       | 1.041                           | 4.9 | 38544.0                | 383.0                         | 98.0                          | 5000            | 720             | 18117.8                          | 62.8               | 0.73              | ХК      |
| 6     | 17     | 4260–4351              | T <sub>1</sub> <sup>1</sup>                 | —          | 1.0227                          | 4.0 | 19998.0                | 1320.0                        | 0                             | 1430            | 720             | 10619.7                          | 37.4               | 0.82              | ХК      |
| 7     | 18     | 3945–3964              | T <sub>2</sub> <sup>1</sup>                 | —          | 1.0376                          | 5.9 | 44543.6                | 68.0                          | 305.0                         | 1050            | 30              | 27744.1                          | 73.7               | 0.96              | ХК      |
| 8     | 20     | 3931–4025              | T <sub>2</sub> <sup>1-2</sup>               | 3830       | 1.0328                          | 7.4 | 26719.0                | 97.1                          | 835.0                         | 318             | 48              | 17218.8                          | 45.6               | 0.99              | ХК      |
| 9     | 22     | 3968–3989              | T <sub>2</sub> <sup>1</sup>                 | —          | 1.00093                         | 7.2 | 10250.6                | 1962.9                        | 317.2                         | 460             | 42              | 7095.1                           | 20.1               | 1.07              | СН      |
| 10    | 23     | 3835–3850              | T <sub>2</sub> <sup>1</sup>                 | —          | 1.0098                          | —   | 7597.0                 | 2045.0                        | 195.3                         | 240             | 72              | 5567.1                           | 15.7               | 1.13              | СН      |
| 11    | 229    | 3806–3826              | T <sub>2</sub> <sup>2</sup>                 | —          | 1.0068                          | 7.4 | 8107.0                 | 1327.0                        | 317.0                         | 430             | 66              | 5391.9                           | 15.6               | 1.03              | СН      |

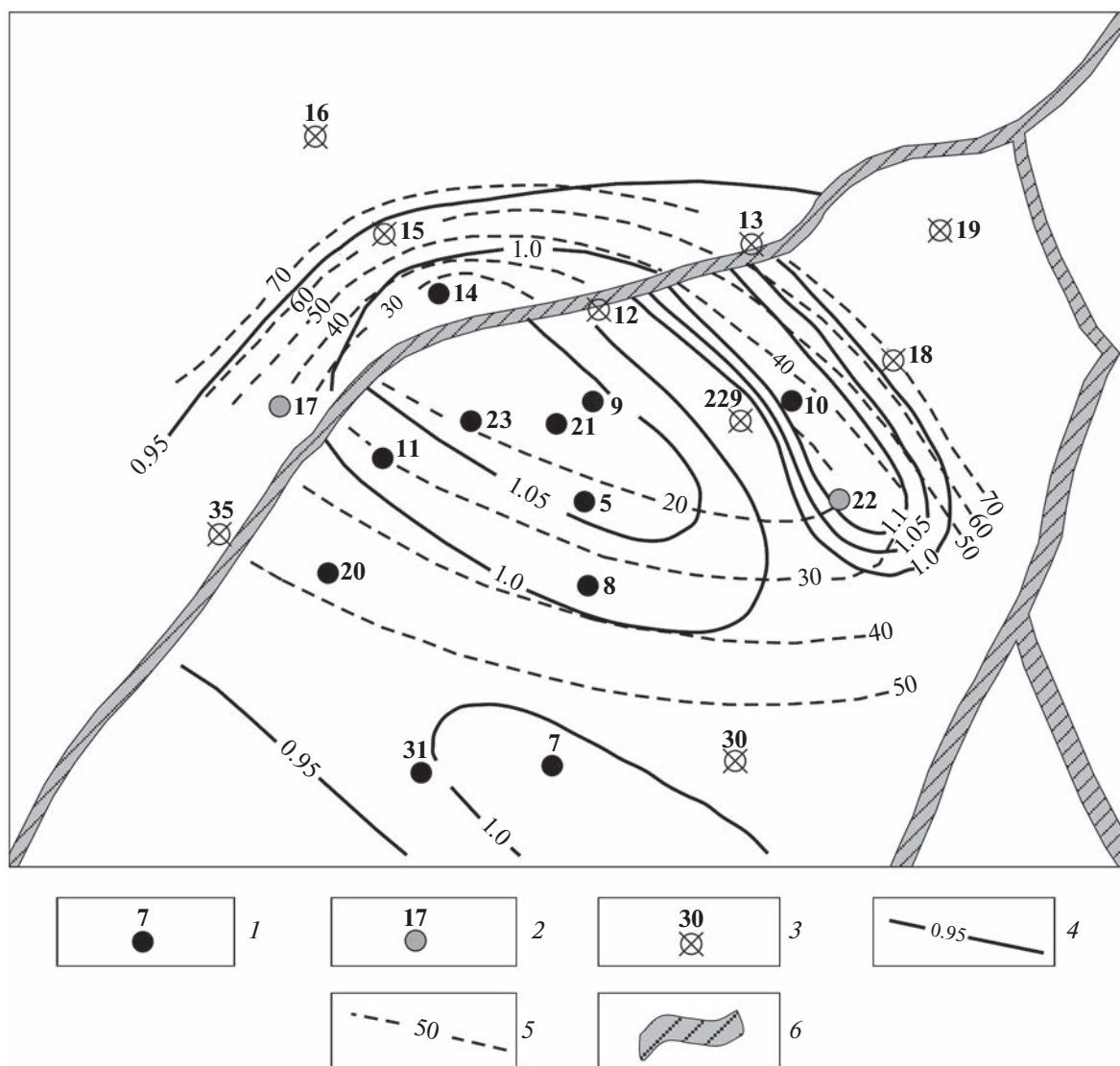
Примечание. Тип вод: СН – сульфатнонатриевый, ХМ – хлормagneвeвый, ХК – хлоркальциевый.

коллектора Северо-Ракушечного месторождения имеют высокий элемент подобия [52], что может свидетельствовать о связи процессов выщелачивания известняков, их доломитизации (гидрохимический эпигенез и метасоматоз) и насыщения сформировавшейся эффективной емкости углеводородов.

Очевидно, что основные каналы внедрения агрессивных (углекислых) флюидов тяготеют к своду структуры, наиболее подверженному деформациям растяжения, приводящим к образованию участков повышенной трещиноватости низкопроницаемых пород. Процессы выщелачивания образуют емкость резервуара, заполняемого мигрирующими флюидами, обладающими высоким газосодержанием. Это сопровождается формированием контрастных гидродинамических аномалий, пространственно совпадающих с зонами максимальных значений эффективных га-

зонасыщенных мощностей каверновых коллекторов (рис. 6).

С удалением от каналов внедрения флюидальной системы и ареала их внутривластовой разгрузки происходит не только выравнивание пластовых давлений и гидрохимического фона, но и исчезновение эффективной емкости на фоне перехода доломитов и доломитизированных известняков, контролирующей залежь, в практически лишенную проницаемости матрицу, представленную известняками. Незатронутые процессами выщелачивания известняки вне контура нефтегазоносности (матрица), характеризуются значением удельного веса ~2.68 г/см<sup>3</sup>, в то время как внутри контура среднее значение плотности доломитизированных разностей коллектора составляет 2.78 г/см<sup>3</sup>. Таким образом, процесс доломитизации сопровождается повышением плотности вступивших в реакцию известняков, а течение самой реакции подчиняется закону Ла-Шателье [19],



**Рис. 3.** Схема гидродинамической зональности месторождения Северо-Ракушечное.

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

в результате чего формируется дополнительная емкость.

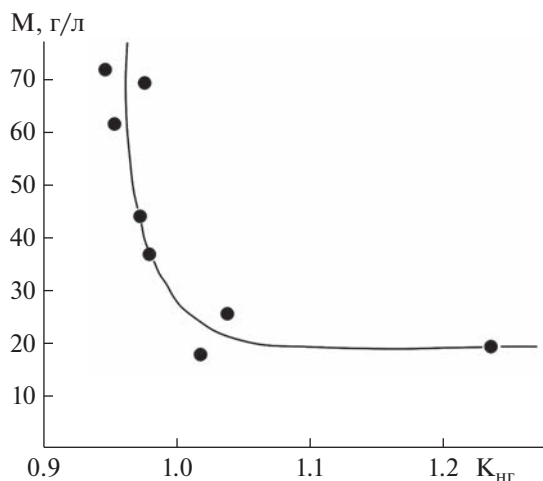
В свете изложенного, формирование вторичных коллекторов, залежей углеводородов, гидрохимических и гидродинамических аномалий месторождения является следствием проявления единого природного процесса, связанного с внедрением глубинных агрессивных флюидов.

#### *Нефтегазовое месторождение Южный Жетыбай*

В пределах Жетыбай–Узеньской тектонической ступени, осложняющей северный борт Южно-Мангышлакского платформенного прогиба, в триасовом комплексе выявлен ряд мел-

ких и средних по величине запасов нефтяных, нефтегазовых и газоконденсатных месторождений, наиболее крупными из которых являются Южный Жетыбай, Тасбулат, Западный Тасбулат, Каменистое и др., находящиеся в настоящее время в разработке. Месторождения связаны с системой принагнатовых антиклинальных складок субширотного простирания, залежи углеводородов которых являются тектонически экрановыми.

Подземные воды триасовых отложений южной части Жетыбай–Узеньской ступени вскрыты скважинами на глубинах от 2900 до 4600 м. Их минерализация колеблется от 1.1–5.9 г/л (Южный Жетыбай, скв. № 25; Пионерская, скв. № 1) до



**Рис. 4.** Связь минерализации пластовых вод карбонатного пласта "А" и коэффициента негидростатичности  $K_{нг}$  — месторождение Северо-Ракушечное.

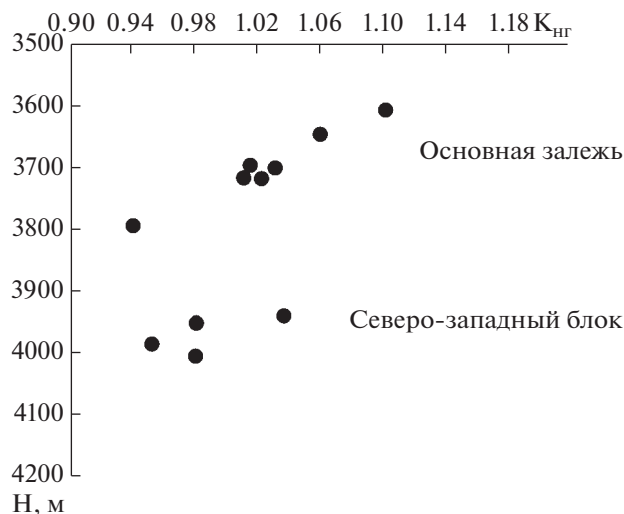
85.1–157.0 г/л (Баканд, скв. № 1; Южный Жетыбай, скв. № 15).

Отличительной особенностью химического состава вод пониженной минерализации является повышенное содержание сульфатов, гидрокарбонатов, при невысоких концентрациях кальция, магния, йода и брома, а значения  $pH$  изменяются в пределах от 5.8 до 8.6. Достоверность химических анализов подтверждается результатами изучения состава подземных вод, полученных из скважин с переливающими притоками (Южный Жетыбай, скв. №№ 22–26; Тасбулат, скв. № 9; Западное Тенге, скв. № 1 и др.).

В скважине Западное Тенге (скв. № 1) 26 декабря 1974 г. при глубине забоя 4178 м произошел выброс пластовых вод ГН ( $rNa/rCl = 1.1$ ) типа с минерализацией 19.9 г/л. В составе растворенного газа содержание (в %)  $CO_2$  достигало 72.3 (!); азота — 15.4; метана — 10.4; тяжелых углеводородов — 1.29%, а доля редких газов (He, Ar) — 0.043 и 0.186, соответственно.

Такой состав воды В.Н. Корценштейн [27] отнес к довольно редкому типу вод Наугейм по имени известного бальнеологического курорта в долине горного хребта Таунус (Германия) и предположил глубинный источник углекислого газа. После ликвидации последствий выброса и крепления скважины при испытании интервала 3250–3213 м был получен приток пластовых вод близкой (15.2 г/л) минерализации, также гидрокарбонатно-натриевого типа ( $rNa/rCl = 1.2$ ).

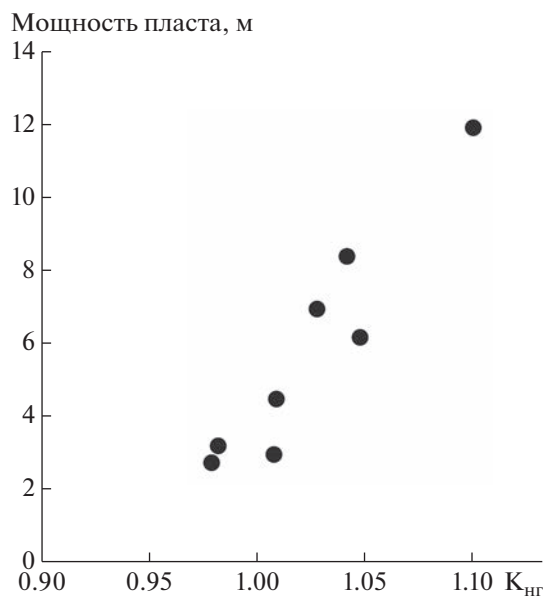
В скважине Пионерская-1 из интервалов глубин 4640–4612 и 4540–4569 м (нижний триас) получены переливающие притоки пластовых вод с



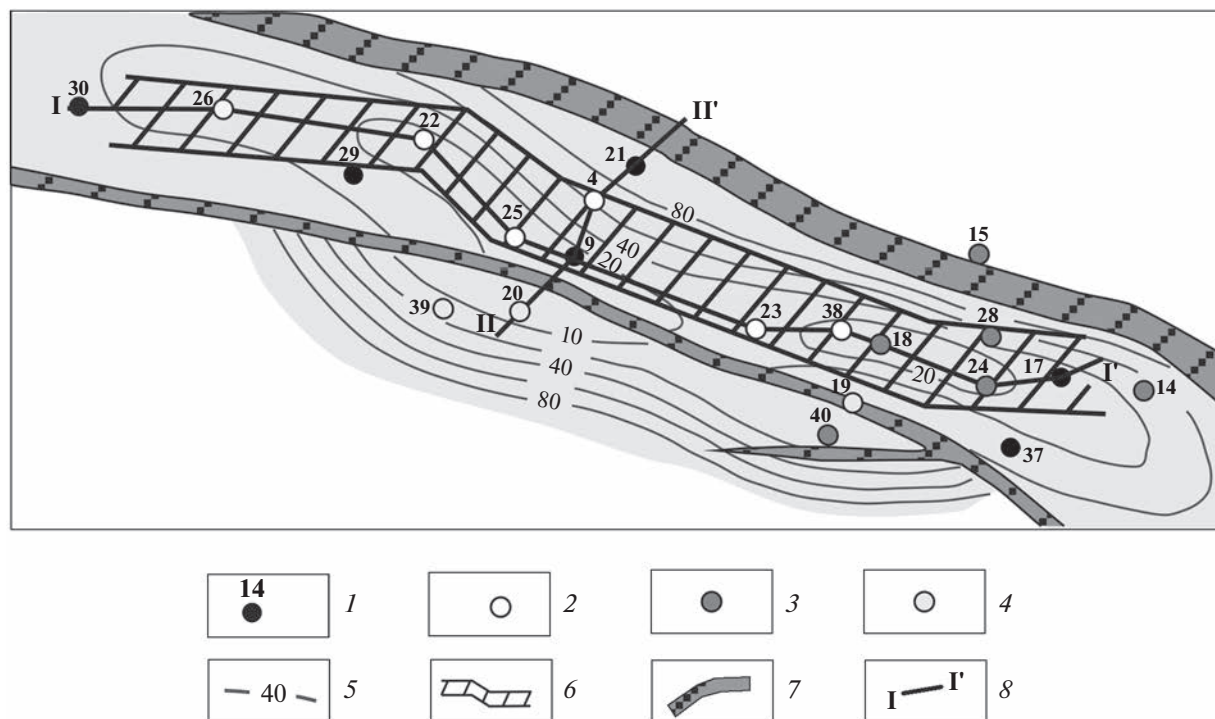
**Рис. 5.** Зависимость коэффициента негидростатичности  $K_{нг}$  от отметки кровли карбонатного пласта "А" — месторождение Северо-Ракушечное.

минерализацией 5.9–6.6 г/л соответственно, при отношении  $rNa/rCl$  до 2.35–2.0 и содержании гидрокарбонатов до 2.6–2.9 г/л.

Южно-Жетыбайская антиклиналь по кровле среднего триаса имеет размер  $11.5 \times 2.1$  км по контуру изогипсы –3250 м, осложненную двумя локальными поднятиями: Южно-Жетыбайское (Каржауское) и к востоку от него — Нормальское. На южном крыле поднятия фиксируется крупный разлом, амплитуда которого достигает



**Рис. 6.** Связь коэффициента негидростатичности  $K_{нг}$  и эффективной мощности карбонатного пласта "А" (месторождение Северо-Ракушечное).



**Рис. 7.** Схема гидрохимической зональности триасового комплекса месторождения Южный Жетыбай. 1–8 – тип вод (по [50]) в скважинах: 1 – данные отсутствуют, 2 – гидрокарбонатно-натриевые, 3 – хлоркальциевые, 4 – хлормагниевого, 5 – изоминеры (г/л), 6 – зона разуплотнения, 7 – разломы по данным сейсморазведки, 8 – гидро-геологические разрезы (см. рис. 9)

500 м. Промышленная нефтегазоносность установлена в юрских и триасовых отложениях.

В разрезе месторождения выделены юрский и триасовый водоносные комплексы. В юрской продуктивной толще в водоносных горизонтах получили развитие хлоркальциевые высокоминерализованные рассолы с минерализацией от 120–140 до 180–190 г/л и уникально однородным составом, регионально выдержанным не только в пределах рассматриваемой структуры, но и всего бассейна [36]. Характерной особенностью вод юрской продуктивной толщи является отсутствие площадной гидрохимической и гидродинамической зональности.

Месторождение Южный Жетыбай является первым месторождением, открытым в доюрском комплексе на западе Туранской плиты в 1972 г. Первой скважиной, вскрывшей залежи углеводородов, была скв. № 4, при испытании которой из интервала глубин 3560–3607 м был получен приток газоконденсата и воды. Выполненный химический анализ показал, что пластовая вода имеет гидрокарбонатно-натриевый тип ( $r_{Na/rCl} = 1.4$ ) и характеризуется повышенными концентрациями гидрокарбонатов (976 мг/л) и сульфатов (1330.8 мг/л), при низких значениях содержания

кальция и магния (70 и 6.0 мг/л соответственно). Это был первый объект в доюрском комплексе, давший приток маломинерализованных (9.3 г/л) вод и установивший существование в разрезе Южного Мангышлака инверсионной гидрохимической зональности. Минерализация пластовых вод триасового комплекса оказалась в 20 (!) раз ниже, чем в залегающей выше юрской продуктивной толще.

Помимо вод гидрокарбонатно-натриевого типа в шести скважинах воды оказались хлоркальциевого типа с минерализацией от 10.4 до 157.0 г/л (скв. 24, 15), а в трех скважинах №№ 19, 20 и 39, пробуренных к югу от разлома, осложняющего южное крыло антиклинали, тип вод оказался хлормагниевого при минерализации вод 1.7–27.7 г/л (табл. 2).

Для вод триасового комплекса установлена достаточно четкая плановая зональность, проявляющаяся в возрастании минерализации пластовых вод от свода структуры к крыльям. Здесь фиксируются два купола минимальных значений минерализации: Каржауский и Нормальский (рис. 7).

По направлению к периклиналям складки минерализация вод возрастает до 25.0–48.5 г/л, а на северном крыле – до 157.0–159.0 г/л (скв. №№ 31,

Таблица 2. Результаты химического анализа подземных вод триасовых отложений месторождения Южный Жетыбай.

| № п/п | № скв. | Интервал перфорации, м | Гори-зонт                                                | Глубина, м | Удельный вес, г/см <sup>3</sup> | pH  | Содержание ионов, мг/л |                               |                               |                 |                 |                                  | Минера-лизация, г/л | $\frac{гNa}{гCl}$ | Тип вод |
|-------|--------|------------------------|----------------------------------------------------------|------------|---------------------------------|-----|------------------------|-------------------------------|-------------------------------|-----------------|-----------------|----------------------------------|---------------------|-------------------|---------|
|       |        |                        |                                                          |            |                                 |     | Cl <sup>-</sup>        | SO <sub>4</sub> <sup>-2</sup> | HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> | Ca <sup>+</sup> | Mg <sup>+</sup> | Na <sup>+</sup> + K <sup>+</sup> |                     |                   |         |
| 1     | 2      | 3                      | 4                                                        | 5          | 6                               | 7   | 8                      | 9                             | 10                            | 11              | 12              | 13                               | 14                  | 15                | 16      |
| 1     | 4      | 3560–3607              | T <sub>2</sub> <sup>1</sup>                              | —          | 1.057                           | 6.7 | 3633.6                 | 1330.8                        | 976                           | 70              | 6               | 3268.3                           | 9.3                 | 1.39              | ГКН     |
| 2     | 14     | 3560–3540              | T <sub>2</sub> <sup>1</sup>                              | —          | 1.036                           | —   | 28613.0                | 1156.9                        | 445.3                         | 2857            | 1123            | 13908.4                          | 48.4                | 0.75              | ХК      |
| 3     | 15     | 3018–3011              | T <sub>3</sub>                                           | —          | 1.112                           | —   | 96549.8                | 4.94                          | 91.5                          | 15516.9         | 1108.4          | 42706.4                          | 157.0               | 0.68              | ХК      |
| 4     | 18     | 3121–3250              | T <sub>2</sub> <sup>3–4</sup>                            | 3100       | 1.04                            | 5.8 | 51439.5                | 1834.5                        | 707.6                         | 4800            | 1200            | 26744.8                          | 86.6                | 0.80              | ХК      |
| 5     | 19     | 3732–3788              | T <sub>2</sub> <sup>3</sup>                              | 3000       | 1.0066                          | 7.6 | 6057.7                 | 1399.1                        | 183                           | 350             | 906             | 2594.6                           | 11.4                | 0.66              | ХМ      |
| 6     | 20     | 3491–3507              | T <sub>2</sub> <sup>4</sup>                              | 3200       | 1.001                           | 6.8 | 846.7                  | 125.9                         | 195.2                         | 40              | 120             | 415.7                            | 1.7                 | 0.76              | ХМ      |
| 7     | 22     | 3354–3431              | T <sub>2</sub> <sup>1–2</sup>                            | Перелив    | 1.008                           | 7.2 | 10120.7                | 66.7                          | 1134.6                        | 50              | 18              | 6926.2                           | 18.3                | 1.06              | ГКН     |
| 8     | 23     | 3524–3800              | T <sub>2</sub> <sup>1</sup>                              | Перелив    | 1.0131                          | 7.3 | 12283.7                | 48.5                          | 1049.2                        | 100             | 30              | 8207.1                           | 21.7                | 1.03              | ГКН     |
| 9     | 24     | 3600–3690              | T <sub>2</sub> <sup>1</sup> –T <sub>2</sub> <sup>1</sup> | Перелив    | 1.0028                          | 6.4 | 6184.1                 | 4.1                           | 317.2                         | 650             | 132             | 3137.8                           | 10.4                | 0.78              | ХК      |
| 10    | 25     | 3381–3500              | T <sub>2</sub> <sup>2</sup>                              | Перелив    | 1.0001                          | 6.8 | 297.7                  | 122.6                         | 317                           | 8               | 0               | 361.9                            | 1.1                 | 1.88              | ГКН     |
| 11    | 26     | 3582–3640              | T <sub>2</sub> <sup>1</sup>                              | Перелив    | 1.0128                          | 6.5 | 12982.4                | 26.3                          | 1708                          | 170             | 30              | 8817.0                           | 23.7                | 1.05              | ГКН     |
| 12    | 26     | 3582–3640              | T <sub>2</sub> <sup>1</sup>                              | Перелив    | 1.0138                          | 6.8 | 13453.0                | 34.0                          | 1708                          | 130             | 108             | 9028.1                           | 24.4                | 1.04              | ГКН     |
| 13    | 26     | 3582–3640              | T <sub>2</sub> <sup>1</sup>                              | Перелив    | 1.0128                          | 7.3 | 13358.7                | 24.7                          | 1708                          | 150             | 54              | 9038.9                           | 24.3                | 1.04              | ГКН     |
| 14    | 26     | 3582–3640              | T <sub>2</sub> <sup>1</sup>                              | Перелив    | 1.0126                          | 7.7 | 13640.9                | 19.8                          | 1537.2                        | 100             | 114             | 9102.1                           | 24.5                | 1.03              | ГКН     |
| 15    | 26     | 3582–3640              | T <sub>2</sub> <sup>1</sup>                              | Перелив    | 1.0138                          | 7.7 | 13829.0                | 41.2                          | 1634.8                        | 90              | 78              | 9348.8                           | 24.9                | 1.04              | ГКН     |
| 16    | 28     | 4020–4040              | T <sub>2</sub> <sup>1</sup>                              | 4000       | 1.0215                          | 6.4 | 25024.0                | 9.0                           | 451                           | 2560            | 480             | 12559.9                          | 41.0                | 0.77              | ХК      |
| 17    | 38     | 3510–3535              | T <sub>2</sub> <sup>1</sup>                              | —          | 1.0000                          | 6.8 | 761.1                  | 4.1                           | 317                           | 90              | 12              | 489.0                            | 1.7                 | 0.99              | ХМ      |
| 18    | 39     | 3970–3935              | T <sub>2</sub> <sup>1</sup>                              | 3859       | 1.0148                          | —   | 15334.2                | 1587.6                        | 390.4                         | 370             | 354             | 9765.9                           | 27.7                | 0.98              | ХМ      |
| 19    | 40     | 4009–4054              | T <sub>2</sub> <sup>1</sup>                              | 3900       | 1.0098                          | 6.8 | 7431.1                 | 3208                          | 597.8                         | 600             | 630             | 4727.9                           | 17.1                | 0.98              | ХК      |

Примечание. Тип вод: ГКН — гидрокарбонатно-натриевый, ХМ — хлормagneзиeвый, ХК — хлоркальциевый.

15, 14). Параллельно с ростом минерализации изменяется и тип вод. Если на юге месторождения, за надвигом, получили развитие воды хлормagneйного состава, то на периклиналях и крыльях вскрываются хлоркальциевые воды, замещающиеся в центральной части месторождения (скв. №№ 4, 26, 22, 25, 23, 38) водами гидрокарбонатно-натриевого типа.

Помимо хлормagneйных вод в ряде других площадей отмечены воды сульфатно-натриевого типа, которые рассматривались в большинстве случаев, как результат некачественного опробования, когда в продукции скважины, помимо пластовых вод могли присутствовать технологические воды. Однако такие объяснения были вполне логичными, когда минерализация проб была сопоставима с исходной минерализацией технических вод. Но объяснить появление вод сульфатно-натриевого и хлормagneйного типов с минерализацией 1.1–1.7 г/л (площади Сарсенбай, Ташкум, Южный Жетыбай), причем отобранных на самоизливе и вкратно меньшей, чем исходная минерализация технических вод, простым смешением их с пластовыми водами, оказалось невозможным.

Для объяснения этого явления был предложен механизм обратной метаморфизации первично-седиментогенных хлоркальциевых пластовых вод углекислыми гидрокарбонатно-натриевыми маломинерализованными водами [32]. Избыток углекислоты и гидрокарбонатов стимулировал вывод кальция из раствора, и, как следствие, — сдвиг карбонатного равновесия, перераспределение ионных пар и формирование сульфатно-натриевого типа вод [32].

На месторождении Южный Жетыбай данный механизм проявляется четко на характере взаимосвязи между содержанием анионов и катионов, определяющих карбонатное равновесие в водах. Повышение содержания в водах гидрокарбонат-иона сопровождается уменьшением в них иона кальция. Наглядно эта связь прослеживается от периферии структуры к своду (см. рис. 7). В скважинах № 15 и № 14, расположенных на северном крыле и восточной периклинали, содержание гидрокарбонат-иона составляет 1.5–7.3 мг-экв/л, а кальция — 142.9–775.8 мг-экв/л. В сводовых скважинах содержание гидрокарбонатов возрастает до 25.4–28.0 мг-экв/л, а концентрация кальция снижается до 0.4–8.5 мг-экв/л (скв. 25 и 26). Тип вод при этом сменился с хлоркальциевого на гидрокарбонатно-натриевый, а минерализация вод уменьшилась с 48.5–157.0 до 1.1–23.7 г/л.

Кроме плановой гидрохимической зональности присутствует вертикальная зональность,

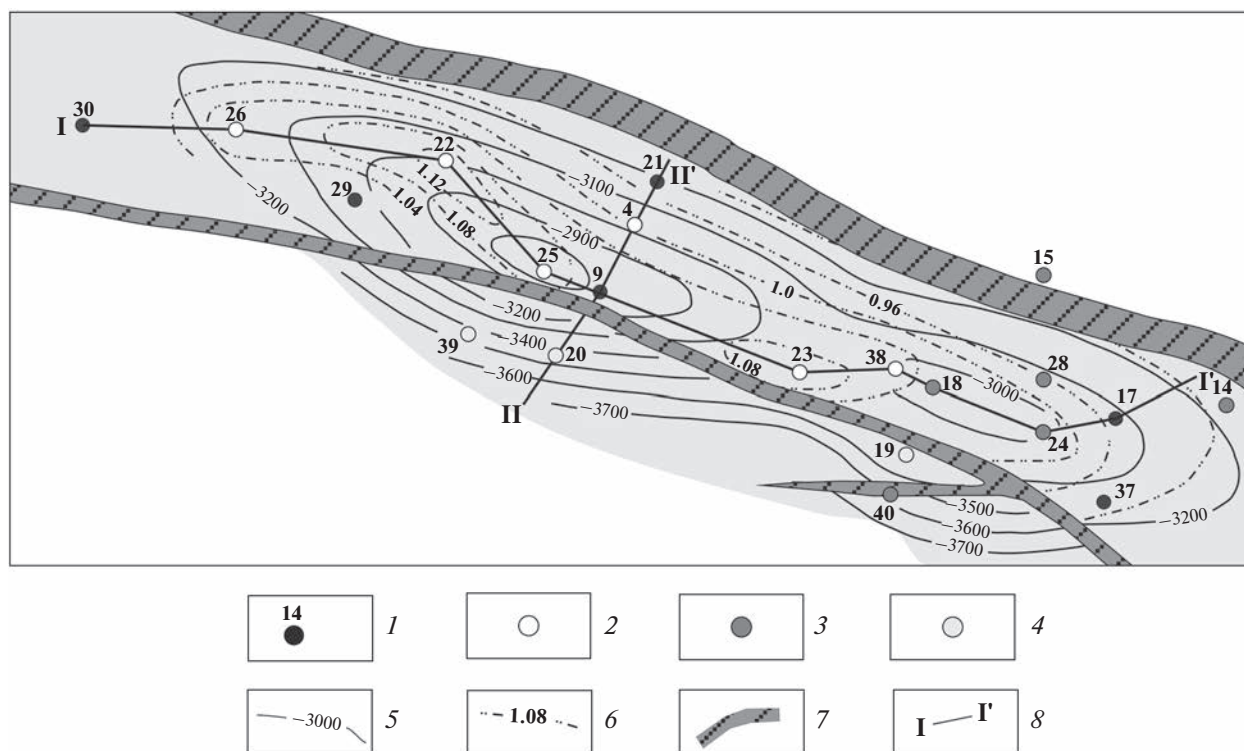
выраженная менее контрастно и охарактеризованная ограниченным объемом информации. В скважине № 19 минерализация пластовых вод с глубиной уменьшилась с 20.2 г/л (инт. 3455–3496 м) до 14.6 г/л (инт. 3620–3258 м); в скважине 26 — с 40.0 до 19.7 г/л (инт. 3290–3330 м и 3360–3380 м соответственно).

На месторождении отчетливо проявляется также плановая гидродинамическая зональность, заключающаяся в снижении величины  $K_{нт}$  от 1.1–1.14 в присводовых участках складки, до 1.0 и ниже на крыльях и периклиналях (см. рис. 7, рис. 8, рис. 9).

Приведенные данные свидетельствуют о приуроченности триасовых залежей углеводородов месторождения Южный Жетыбай к линейной зоне разуплотнения пород субширотного простирания, совпадающей с присводовой частью антиклинали. Прямым подтверждением этому является расположение всех продуктивных скважин №№ 26, 22, 25, 4, 23, 38, 24, 28, 17 в зоне разуплотнения, а непродуктивных скважин №№ 37, 36, 20, 30, 31, 21, 15, 29 — вне зоны разуплотнения (см. рис. 7).

Кроме того, практически во всех продуктивных скважинах помимо притоков углеводородов были получены притоки маломинерализованных вод, причем довольно внушительные. В частности, при опробовании скважины № 26 дебит воды на штуцере 7 мм составил 77.8 м<sup>3</sup>/сут., а на 17 мм — 355 м<sup>3</sup>/сут. Дебит газа при этом увеличился с 95 до 216 тыс. м<sup>3</sup>/сут., а конденсата — с 4.8 до 12.8 м<sup>3</sup>/сут. Скважина долгое время находилась в эксплуатации, однако заметного роста обводненности продукции не произошло. Аналогичные результаты получены в скважинах №№ 25, 38, 22.

Выделенная зона разуплотнения является здесь единственной проницаемой зоной, обеспечивающей миграцию флюидов, в том числе — углеводородов, — в блоках плотных непроницаемых пород, а вместе с тем контролирует реакционные объемы эпигенетического порообразования и морфологию вторично-наложенных резервуаров нефти и газа. Обеспечивая вертикальную миграцию флюидов, эта зона четко выражена гидрохимически и гидродинамически на площади месторождения. Превышение пластового давления над гидростатическим в зоне разуплотнения достигает 7.4 Мпа. Гидродинамическая аномалия со значениями  $K_{нт} > 1$  совпадает в плане с гидрохимической и полностью находится в пределах зоны разуплотнения (см. рис. 7). Локальный характер аномалий подтверждает молодой возраст вызвав-



**Рис. 8.** Схема гидродинамической зональности триасового комплекса месторождения Южный Жетыбай. 1–8 – тип вод (по [50]) в скважинах: 1 – данные отсутствуют, 2 – гидрокарбонатно-натриевые, 3 – хлоркальциевые, 4 – хлормagneиые, 5 – изогипсы карбонатного пласта среднего триаса, 6 – изолинии  $K_{гг}$ , 7 – разломы по данным сейсморазведки, 8 – гидрогеологические разрезы (см. рис. 9)

шего их процесса, который либо закончился совсем недавно, либо еще продолжается.

#### *Нефтегазовое месторождение Тасбулат*

Располагающееся к востоку от Южно-Жетыбайского месторождения Тасбулат находится с ним в сходных структурных условиях. Скопления углеводородов установлены в юрской продуктивной толще и отложениях триаса. Антиклиналь ( $10.0 \times 2.5$  км) приурочена к фронтальной части субширотного надвига. Триасовые отложения претерпели интенсивные деформации, в результате чего на пересекающих складку сейсмических разрезах регулярные отражения не фиксируются (рис. 10).

В скв. № 10, принимающей во многих построениях в качестве сводовой, из триасовой части разреза поднят керн с вертикальным залеганием слоев, насыщенных фауной пелеципод [43]. В других скважинах в кернах отмечены углы падения слоев, достигающие десятков градусов.

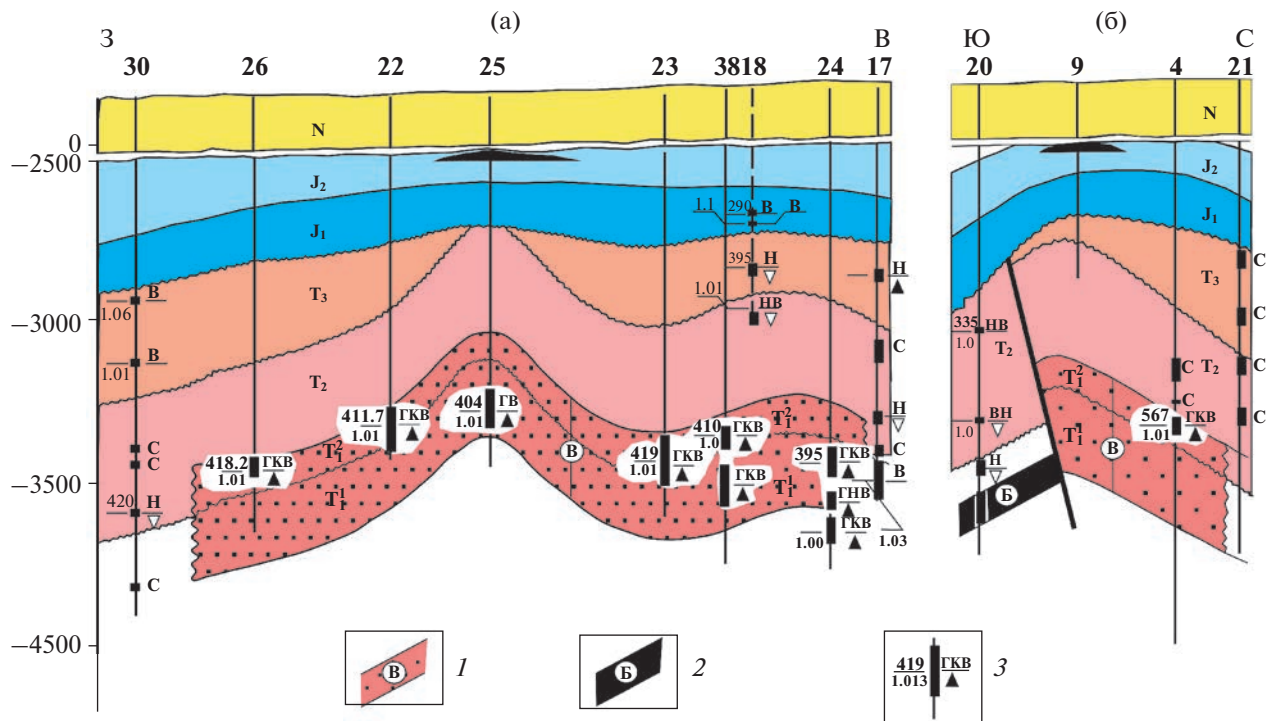
Как и на Южном Жетыбае, в юрских пластах-коллекторах получили развитие хлоркальциевые рассолы с минерализацией 150–170 г/л, а по от-

дельным пробам – до 192.6 г/л. Солевой состав представлен, в основном, хлоридами щелочей и щелочноземельных металлов при постоянном микрокомпонентном составе (мг/л):

- литий (10.0–12.5);
- рубидий (4.0–5.5);
- цезий (не более 0.03);
- стронций (362–550);
- бром (207–452);
- йод (10–12);
- бор (13–16);
- калий (950–1875).

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

Для подземных вод триасового комплекса в пределах месторождения установлена плановая



**Рис. 9.** Схематические геолого-гидрогеологические профили по линиям I–I' и II–II' месторождения Южный Жетыбай. 1–2 – залежь: 1 – газоконденсатная, 2 – нефтяная; 3 – интервалы опробования (цифры: слева – в числителе пластовое давление, атм; справа в числителе – тип флюида, Г – газ, К – конденсат, В – вода, Н – нефть, С – интервал “сухой”; в знаменателе – притоки промышленный (закрашен), непромысловый (не закрашен))

гидрогеологическая зональность, проявляющаяся в постепенном росте минерализации вод от свода структуры к крыльям и периклиналям (рис. 11).

Кроме плановой на месторождении установлена и вертикальная гидрохимическая зональность, проявляющаяся в возрастании минерализации вод снизу вверх. Наиболее контрастно эта тенденция отмечена в скважинах № 19 и № 26. В скв. № 9 минерализация вод по шестисотметровому разрезу изменяется незначительно – 25.4–27.5 г/л. Гидродинамическая зональность на месторождении выражена менее отчетливо, поскольку значения коэффициента  $K_{нт}$  изменяются в очень узких пределах – 0.98–1.02.

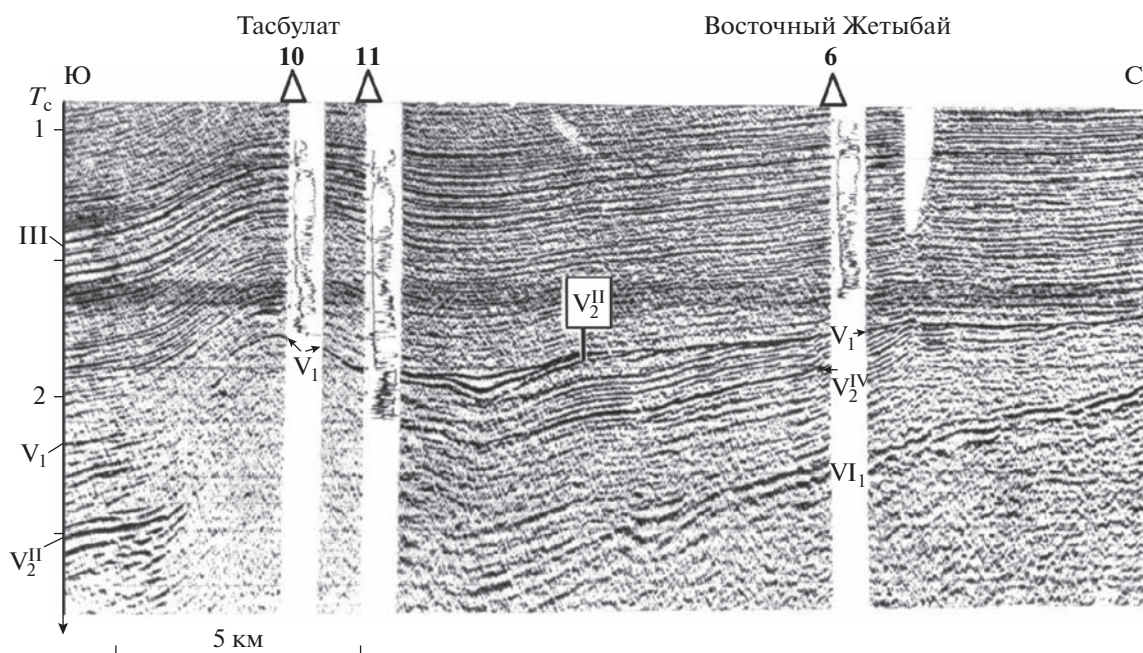
Продуктивные скважины №№ 9, 10, 19, 27 и 26 расположены в зоне повышенной дислоцированности триаса, приуроченной к фронту надвига. Ее ширина составляет немногим более 1 км. С этой зоной связаны основные объемы эпигенетического порообразования, за пределами которой (скв. №№ 11, 16) проницаемые интервалы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

### Нефтяное месторождение Северное Карагие

В отличие от рассмотренных нами месторождений скопление нефти в регионе Северного Карагие приурочено к верхнему триасу. Однако интенсивные нефтегазопроявления были отмечены и в отложениях вулканогенно-карбонатного комплекса среднетриасовых отложений, промышленные притоки из которого получены также на соседних площадях (Кариман, Долинное). Месторождение Северное Карагие расположено в северной части Карагийнской седловины. Размеры структуры составляют  $6.0 \times 5.5$  км, амплитуда равна 70 м (рис. 12).

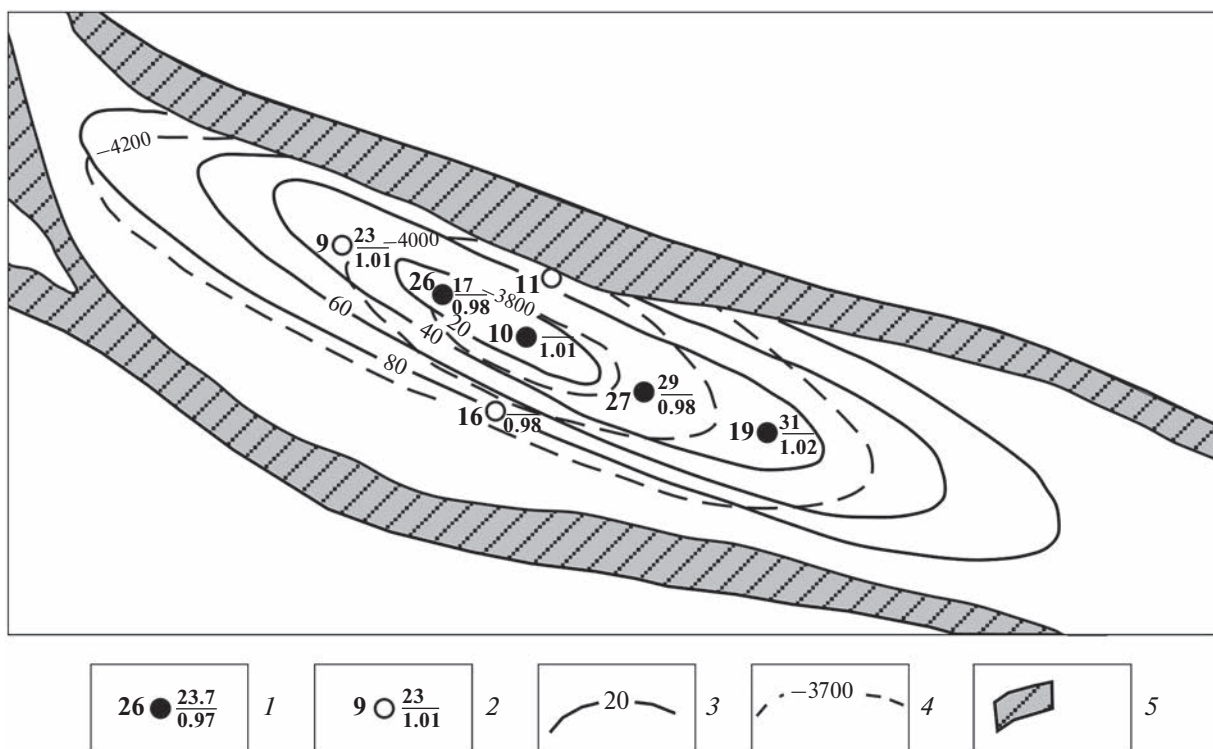
Пласты-коллекторы верхнего триаса представлены песчаными пачками мощностью от 4 до 8 м с открытой пористостью 11–12%. При их опробовании в скважине Северное Карагие-1 получен приток нефти с газом с дебитами, соответственно, 52 м³/сут. и 10.5 тыс. м³/сут. на 8 мм штуцере при забойном давлении 280 атм. и депрессии 194.8 атм. Максимальный дебит нефти 108.0 м³/сут. на 9 мм на штуцере получен в скв. № 5, минимальный (до 0.8 м³/сут.) – в скв. № 16.

В вулканогенно-карбонатной толще среднего триаса развиты коллекторы преимущественно



**Рис. 10.** Временной сейсмический разрез по линии «Тасбулат–Восточный Жетыбай».

Отражающие горизонты: III – подошва неокома;  $V_1$  – подошва юры;  $V_2^{II}$  – кровля карбонатного комплекса среднего триаса;  $V_2^{IV}$  – подошва карбонатного комплекса среднего триаса;  $VI_1$  – подошва нижнего триаса.



**Рис. 11.** Схема гидрохимической зональности месторождения Тасбулат.

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

**Таблица 3.** Результаты химического анализа подземных вод триасовых отложений месторождения Тасбулат.

| №<br>п/п | №<br>скв. | Интервал<br>перфорации, м | Горизонт                      | Глубина, м | Удельный<br>вес, г/см <sup>3</sup> | ph  | Содержание ионов, мг/л |                               |                               |                 |                 |                                  | Минера-<br>лизация, г/л | $\frac{rNa}{rCl}$ | Тип<br>вод |
|----------|-----------|---------------------------|-------------------------------|------------|------------------------------------|-----|------------------------|-------------------------------|-------------------------------|-----------------|-----------------|----------------------------------|-------------------------|-------------------|------------|
|          |           |                           |                               |            |                                    |     | Cl <sup>-</sup>        | SO <sub>4</sub> <sup>-2</sup> | HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> | Ca <sup>+</sup> | Mg <sup>+</sup> | Na <sup>+</sup> + K <sup>+</sup> |                         |                   |            |
| 1        | 2         | 3                         | 4                             | 5          | 6                                  | 7   | 8                      | 9                             | 10                            | 11              | 12              | 13                               | 14                      | 15                | 16         |
| 1        | 9         | 3670–3810                 | T <sub>1</sub> <sup>1-2</sup> | Перелив    | 1.0140                             | 7.4 | 15616.4                | 268.4                         | 561.2                         | 280             | 30              | 10080.7                          | 26.7                    | 1.00              | ХМ         |
| 2        | 9         | 3335–3358                 | T <sub>2</sub> <sup>1</sup>   | Перелив    | 1.0120                             | 8.6 | 15677.0                | 571.2                         | 439.2                         | 80              | 12              | 10482.1                          | 27.5                    | 1.03              | ГКН        |
| 3        | 9         | 3430–3451                 | T <sub>2</sub> <sup>2</sup>   | 3420       | 1.0184                             | 7.2 | 13420.0                | 1107.7                        | 1407                          | 133             | 34.34           | 9539.2                           | 25.8                    | 1.10              | ГКН        |
| 4        | 9         | 3215–3235                 | T <sub>2</sub> <sup>2</sup>   | —          | 1.0205                             | 6.9 | 13594.3                | 821.3                         | 1154                          | 143             | 22.89           | 9429.7                           | 25.4                    | 1.07              | ГКН        |
| 5        | 19        | 3114–3152                 | T <sub>2</sub> <sup>2</sup>   | 3100       | 1.0183                             | 7.2 | 17025.8                | 2181.0                        | 366                           | 500             | 504             | 10711.5                          | 31.2                    | 0.97              | ХМ         |
| 6        | 19        | 3455–3496                 | T <sub>1</sub> <sup>1</sup>   | 1360       | 1.0113                             | 6.4 | 9876.0                 | 2845.0                        | 280                           | 620             | 606             | 6039.3                           | 20.2                    | 0.94              | ХМ         |
| 7        | 19        | 3620–3658                 | T <sub>1</sub> <sup>1</sup>   | 3600       | 1.0112                             | 5.7 | 6267.5                 | 3146.3                        | 256                           | 350             | 726             | 3926.4                           | 14.6                    | 0.97              | ХМ         |
| 8        | 26        | 3290–3330                 | T <sub>1</sub> <sup>2</sup>   | Перелив    | 1.0242                             | 6.0 | 22826.5                | 1094.0                        | 903                           | 1050            | 402             | 13706.5                          | 40.0                    | 0.93              | ХМ         |
| 9        | 26        | 3360–3380                 | T <sub>1</sub> <sup>2</sup>   | 3300       | 1.0129                             | 8.1 | 10157.0                | 1524.0                        | 634.4                         | 240             | 348             | 6633.7                           | 19.7                    | 1.01              | СН         |
| 10       | 27        | 3338–3350                 | T <sub>1</sub> <sup>2</sup>   | Перелив    | 1.0137                             | 7.1 | 16933.8                | 270.0                         | 768.4                         | 190             | 66              | 11050.4                          | 29.3                    | 1.01              | СН         |

Примечание. Тип вод: ГКН – гидрокарбонатно-натриевый, СН – сульфатнонатриевый, ХМ – хлормagneиный.

каверново-порового и трещинного типов. Каверново-поровые коллекторы обладают высокими емкостными свойствами: открытая пористость достигает 25.5%, а проницаемость –  $343 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Трещинный тип коллектора в объеме емкостных характеристик составляет 0.1–1.0%, и определяет, в основном, фильтрационную характеристику продуктивной толщи среднего триаса.

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

Инверсионные воды вскрыты на глубинах 3400–4000 м во всех отделах триаса, при этом практически из всех интервалов получены переливающие притоки, т.к. альтитуды скважин расположены на отметках –60...–89 м (табл. 4). В связи с этим гидрохимический материал по месторождению имеет высокую степень достоверности (рис. 13).

Гидрохимические закономерности месторождения Северное Карагие как в плане, так и в раз-

резе, весьма сходны с рассмотренными выше. В присводовых скважинах получены притоки маломинерализованных вод гидрокарбонатно-натриевого и сульфатнонатриевого типов с минерализацией 11.4–17.1 г/л. К северу, наряду с ростом минерализации до 26 г/л, тип вод сменяется на хлоркальциевый (скв. № 7). При этом данные по скв. № 7 неоднозначны, поскольку получены по результатам пластоиспытаний.

Вертикальная гидрохимическая зональность доюрского комплекса на месторождении носит инверсионный характер, подтверждением, чему служат результаты опробования скв. № 2. Из среднетриасовых отложений в интервале 3863–3880 м получен переливающий приток нефти и воды дебитом 2.4 м<sup>3</sup>/сут. Минерализация воды составила 11.4 г/л, а коэффициент  $rNa/rCl$  – 1.16 (гидрокарбонатно-натриевый тип). В водах отмечены высокие концентрации гидрокарбонатов (1621 мг/л), величины ph (7.4) и очень низкие содержания кальция (23 мг/л) и магния (8 мг/л).

Вверх по разрезу наряду с ростом минерализации до 40.5 г/л происходит резкое увеличение концентрациями кальция – до 6120 мг/л и магния – до 396 мг/л. Кроме того, в верхнетриасовых пробах увеличивается доля сульфатов. Гидродинамическая зональность триасового комплекса место-

**Таблица 4.** Результаты химического анализа подземных вод триасовых отложений месторождения Северное Карагие.

| № п/п | № скв. | Интервал перфорации, м | Горизонт                      | Глубина, м | Удельный вес, г/см <sup>3</sup> | ph  | Содержание ионов, мг/л |                               |                               |                 |                 |                                  | Минерализация, г/л | $\frac{rNa}{rCl}$ | Тип вод |
|-------|--------|------------------------|-------------------------------|------------|---------------------------------|-----|------------------------|-------------------------------|-------------------------------|-----------------|-----------------|----------------------------------|--------------------|-------------------|---------|
|       |        |                        |                               |            |                                 |     | Cl <sup>-</sup>        | SO <sub>4</sub> <sup>-2</sup> | HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> | Ca <sup>+</sup> | Mg <sup>+</sup> | Na <sup>+</sup> + K <sup>+</sup> |                    |                   |         |
| 1     | 2      | 3                      | 4                             | 5          | 6                               | 7   | 8                      | 9                             | 10                            | 11              | 12              | 13                               | 14                 | 15                | 16      |
| 1     | 1      | 3820–3845              | T <sub>2</sub> <sup>1-2</sup> | 3550       | 1.0042                          | 7.2 | 5319.0                 | 1500.0                        | 433.0                         | 336             | 148             | 3669.4                           | 11.4               | 1.06              | СН      |
| 2     | 2      | 3868–3884              | T <sub>2</sub> <sup>1</sup>   | 3700       | 1.0090                          | —   | 9038.3                 | 659.2                         | 976.0                         | 210             | 14              | 6272.4                           | 17.1               | 1.07              | СН      |
| 3     | 2      | 3320–3336              | T <sub>3</sub> <sup>2</sup>   | 3300       | 1.0262                          | 6.2 | 23689.2                | 1502.0                        | 414.8                         | 6120            | 396             | 8457.4                           | 40.5               | 0.55              | ХК      |
| 4     | 2      | 3660–3666              | T <sub>2</sub> <sup>4</sup>   | 3610       | 1.0100                          | 6.8 | 8437.8                 | 1387.6                        | 170.8                         | 1800            | 360             | 3463.6                           | 15.6               | 0.63              | ХК      |
| 5     | 2      | 3863–3880              | T <sub>1</sub> <sup>1</sup>   | Перелив    | 1.0077                          | 7.4 | 5496.0                 | 52.0                          | 1621.0                        | 23              | 8               | 4155.7                           | 11.4               | 1.17              | ГКН     |
| 6     | 3      | 3850–3874              | T <sub>2</sub> <sup>1</sup>   | Перелив    | 1.0070                          | 6.7 | 7313.0                 | 2234.4                        | 780.0                         | 400             | 480             | 4759.5                           | 15.9               | 1.00              | ХМ      |

Примечание. Тип вод: ГКН – гидрокарбонатно-натриевый, СН – сульфатнонатриевый, ХМ – хлормagneиный, ХК – хлор-кальциевый.

рождения Северное Карагие проявляется отчетливо. Максимальные значения коэффициента  $K_{нт}$  приурочены к присводовой части структуры и заметно уменьшаются к северу и востоку (скв. №№ 4, 7). В отличие от Южно-Жетыбайского, Тасбулатского и Северо-Ракушечного месторождений здесь зафиксированы более высокие значения коэффициента  $K_{нт}$  (1.24–1.27). Превышение пластовых давлений над условным гидростатическим давлением достигает 12.4 МПа.

## ОБСУЖДЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ

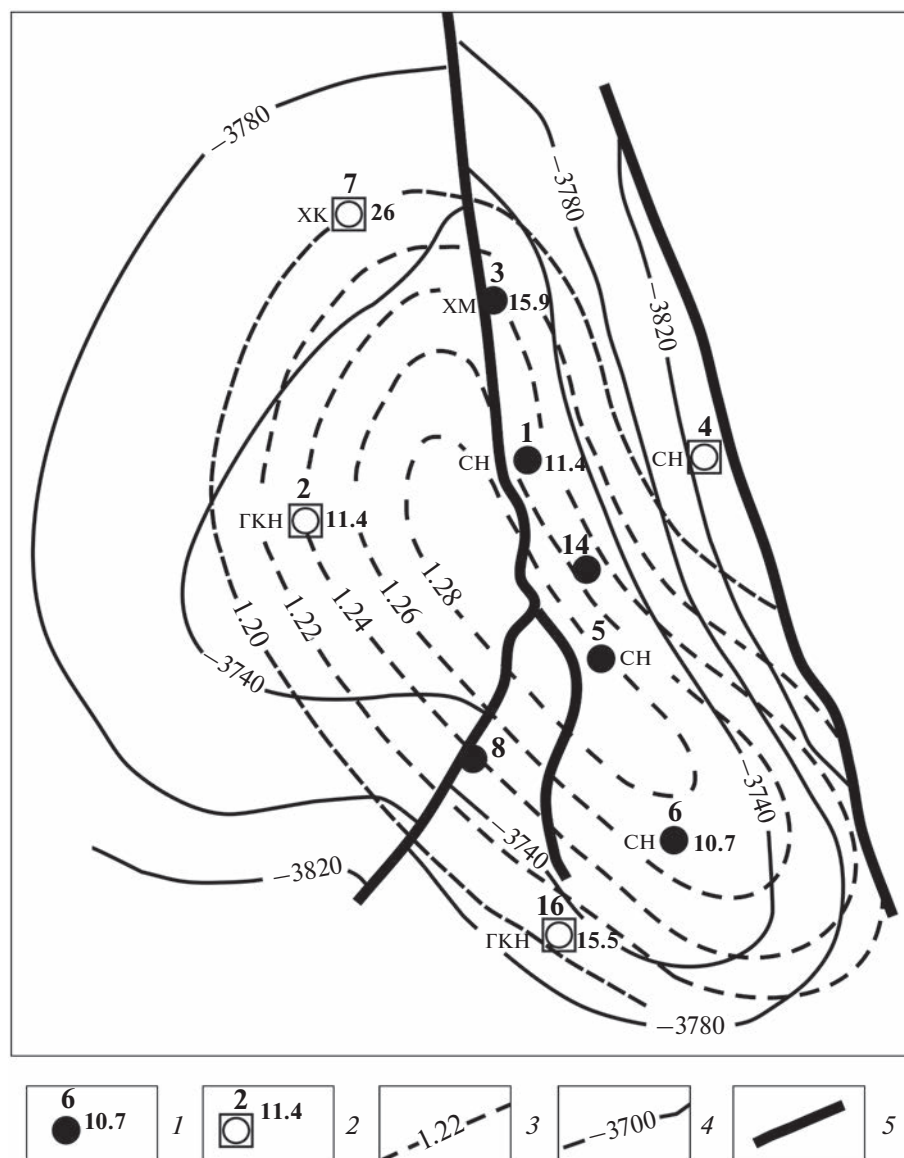
Открытие и промышленное освоение нефтегазовых месторождений в доюрском разрезе Южного Мангышлака позволило получить новые гидрогеологические данные о подземных водах региона. Здесь в отложениях триаса и палеозоя были вскрыты как хлоркальциевые рассолы с минерализацией до 191.3 г/л (площади Каунды, Темирбаба и др.), так и щелочные воды, минерализация которых составляет 1.1–83.4 г/л (Южный Жетыбай, Оймаша, Пионерская и др.). Появление глубинных опресненных вод в нижних горизонтах разреза Южно-Мангышлакского прогиба на региональном гидрохимическом фоне высокоминерализованных подземных вод обуславливает образование инверсионной гидрохимической зональности [28, 32, 37, 48].

Зонам развития инверсионных вод (гидрохимическим аномалиям) соответствуют в плане

гидродинамические аномалии, которые, в связи с отсутствием данных по статическим уровням и невозможностью построения схемы распространения приведенных пластовых давлений, оценивались нами по коэффициенту  $K_{нт}$ , представляющему собой отношение пластового давления к нормальному гидростатическому давлению. Сравнительный анализ результатов гидрохимических (минерализация вод) и гидродинамических ( $K_{нт}$ ) исследований указывает на взаимосвязь, выражающуюся экспоненциальной зависимостью, проявляющейся как на региональном, так и локальном уровнях (рис. 14).

При этом непродуктивные структуры характеризуются повышенной минерализацией (более 45–50 г/л) и невысокими (до 1) значениями  $K_{нт}$ . Особенностью гидрохимических и гидродинамических аномалий является их приуроченность к зонам максимальных газонасыщенных мощностей, что иллюстрируется на графике зависимости эффективной газонасыщенной мощности каверновых коллекторов пачки “А” Северо-Ракушечного газоконденсатного месторождения от коэффициента  $K_{нт}$  (см. рис. 6).

Глубинные опресненные воды характеризуются различными гидрохимическими типами – от гидрокарбонатно-натриевых до хлоркальциевых. При этом воды гидрокарбонатно-натриевого типа имеют минерализацию от 1.1 до 22.0 г/л при средних значениях 10.0–12.0 г/л, воды сульфатно-натриевого типа более минерализованы – 12–



**Рис. 12.** Схема гидродинамической зональности месторождения Северное Карагие.

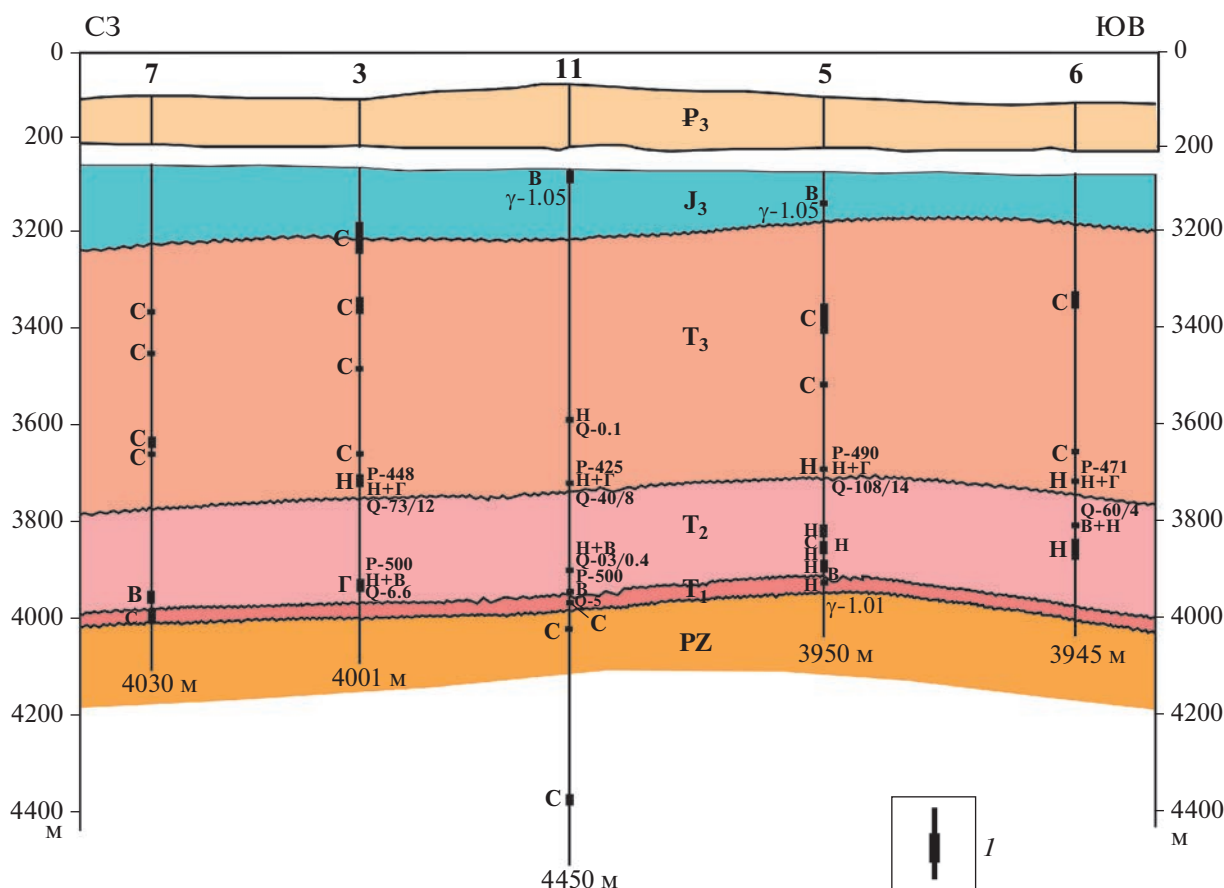
1–2 – скважины: 1 – с промышленными притоками, 2 – ликвидированные (справа – минерализация, г/л, слева: тип вод (по [50]): ГКН – гидрокарбонатно-натриевые, СН – сульфатнонатриевые, ХМ – хлормагниевого, ХК – хлоркальциевого); 3 – изолинии  $K_{нт}$ ; 4 – кровля коллектора (верхний триас); 5 – разломы

29 г/л. Для хлормагневых и хлоркальциевых вод пределы колебаний минерализации составляют 15–40 и 24–83 г/л и более. Как было показано выше, в своде структур развиты наименее минерализованные воды гидрокарбонатно-натриевого или сульфатнонатриевого типов. По мере продвижения к крыльям и периклиналям минерализация вод возрастает, тип вод сначала становится хлормагниевым, а затем – хлоркальциевым.

Следовательно, вблизи каналов внедрения при значительных объемах флюида рассоление будет достигать максимума, а при удалении от них течение процесса замедляется, в результате чего об-

ратная метаморфизация завершается на сульфатнонатриевом или хлормагниевом типах вод. Вне зон влияния восходящей флюидалной системы тип вод остается хлоркальциевым, не отличаясь от типичных хлоркальциевых рассолов глубоких горизонтов нефтегазоносных бассейнов, характерных для закрытых бассейнов.

Восходящая миграция газонасыщенных флюидов в верхние стратиграфические горизонты приводит также к росту пластовых давлений в пласте относительно окружающего фона. При удалении от каналов внедрения происходит постепенное выравнивание гидродинамических и



**Рис. 13.** Гидрогеологический разрез месторождения Северное Карагие.

Характер пластового флюида: Н — нефть; Г — газ; В — вода; С — отсутствие притока; Р — пластовое давление, атм; Q — дебит в м<sup>3</sup>/сут. (нефть и вода), тыс. м<sup>3</sup>/сут. (газ).

I — интервал испытаний

гидрохимических характеристик, когда минерализация вод достигает рассолов (146–181 г/л), а пластовое давление приближается к гидростатическому уровню. Аналогичная зональность проявляется и в распределении  $K_{нт}$ , максимальные значения которого фиксируются в своде поднятий, а минимальные — на крыльях и периклиналях. Помимо этого выравнивание гидродинамического фона ( $K_{нт} = 1$ ) сопровождается исчезновением емкости выщелачивания в горных породах.

Аналогичная гидродинамическая обстановка наблюдается на юго-востоке и на юго-западе Прикаспийской впадины, где локальные зоны пьезомаксимумов установлены в Елемес Астраханское, Западно- и Центрально-Астраханское, коэффициенты аномальности на которых изменяются от 1.4–1.6 до 1.9–2.1, при этом области, расположенные за контуром залежей, характеризуются, как правило, нормальными гидростатическими давлениями [6, 15, 39, 46]. Данная зако-

номерность отчетливо прослеживается в других нефтегазоносных регионах, что может свидетельствовать об универсальности этого явления [10, 11, 18, 30, 36, 51].

Коллекторские свойства пород в условиях больших глубин являются вторичными и имеют метасоматическую природу. Площадь участков их развития в рассмотренных примерах соответствуют размерам антиклинальных структур, что отражает, по нашему мнению, масштабы латеральной составляющей локализованных инъекций агрессивных флюидов в доюрские отложения Мангышлака. Данное воздействие обусловлено повышенной энергетикой глубинных инверсионных вод (для стратисферы), а также активным и многогранным физико-химическим влиянием флюидов на породы [20, 34].

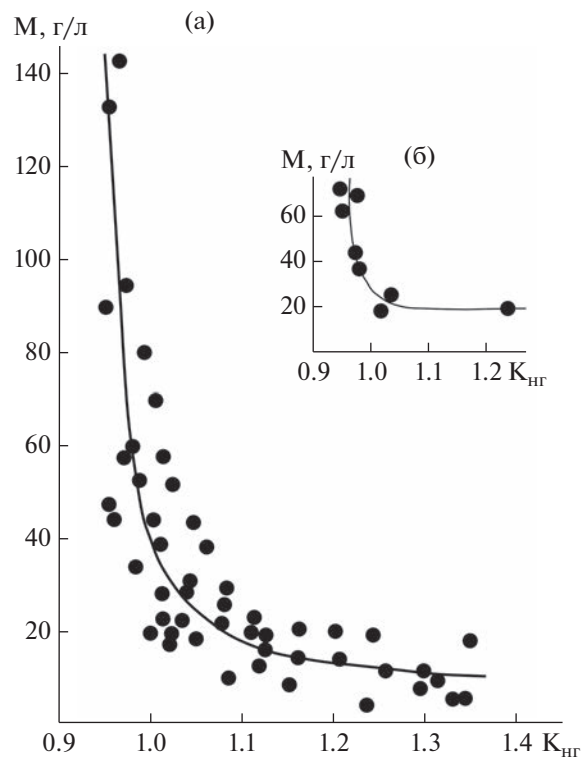
Повышенная энергетика глубинных инверсионных вод является фактором формирования гидродинамических аномалий с их активной деформирующей ролью. Физико-химическое воз-

действие флюидов на породы является сочетанием аномально низкой вязкости газоводяных систем критического состояния, связанных постепенными переходами с перегретыми маломинерализованными водами, и их повышенной агрессивностью по отношению к практически всем минеральным компонентам пород.

Литокатагенные подземные воды (рассолы хлоркальциевого типа) находятся в квазиравновесном состоянии с вмещающими породами [35]. При внедрении в флюидопородную систему глубокозалегающих комплексов перегретых мало-минерализованных вод с высоким щелочным резервом и повышенными парциальными давлениями кислых газов происходит растворение карбонатных, силикатных и кремнеземных минеральных фаз. В данном случае деформационное разуплотнение пород сочетается с активным разуплотняющим эффектом их метасоматических преобразований [4, 35, 56, 57, 64, 72].

Эти заключения находятся в соответствии с известными данными о строении триасовых резервуаров и залежей Южного Мангышлака. Лабораторные исследования керна показали, что в продуктивной вулканогенно-карбонатной толще триаса присутствуют трещинные, порово-трещинные и каверново-поровые типы коллекторов [31, 47]. Матрицей трещинных коллекторов являются участки породы, лишенные трещин. Проницаемость водонасыщенной матрицы имеет крайне низкие значения, не превышающие  $0.01 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Емкостью порово-трещинных коллекторов служат первичные и вторичные пустоты. Вторичные коллекторы приурочены к участкам наложенной доломитизации, т.е. имеют метасоматическую природу. Аналогичное происхождение имеют и каверново-поровые коллекторы, связанные с кавернозными доломитами.

Характерно, что в прослоях кристаллических и пелитоморфных известняков присутствуют реликты раковин микроорганизмов, оолитов, карбонатных обломков. Реликты первичной органогенной, оолитовой или обломочной структур сохранились и в доломитах, карбонатно-кремнистых породах. Карбонатно-кремнистые породы являются продуктом интенсивного окремнения известняков и доломитов. Определенная часть объема вторичных пустот (тупиковые части трещин, трещины с раскрытостью менее 2 мкм<sup>2</sup>) занята остаточной водой. Коллекторы трещинного типа присутствуют во всех типах пород [26, 31]. Аналогичная ситуация с коллекторскими свойствами триасовых отложений свойственна и для территории Предкавказья [42].



**Рис. 14.** Зависимость степени рассоления первичных седиментогенных вод от коэффициента негидростатичности  $K_{нг}$ : (а) — для месторождений Запада Туранской плиты; (б) — Северо-Ракушечное газоконденсатное месторождение.

Установлено, что горизонты вторичных коллекторов, развитых в различных литологических разностях пород, образуют в триасовом разрезе месторождений единый резервуар сложной морфологии [26]. Средние значения трещинной пористости при этом сохраняются независимо от исходного состава пород. Изменение мощности каверновых коллекторов происходит за счет замещения, а не выклинивания кавернозных пород, о чем свидетельствует постоянство мощности продуктивных пачек. Положение водонефтяных и газоводяных контактов достоверно не обосновано ни по одной залежи как методами промысловой геофизики, не позволяющими оценить характер насыщения коллекторов, так и результатами опробования ввиду отсутствия объектов, из которых получены притоки пластовой воды ниже границы залежей [25].

Таким образом, совпадение гидрохимических и гидродинамических аномалий с зонами повышенных значений эффективных мощностей и залежами углеводородов указывает на единство процессов их формирования, контролируемых внедрением в осадочный покров агрессивных

глубинных флюидов. В связи с этим, формирование скоплений углеводородов в доюрском разрезе Мангышлака можно представить в следующем образом [40].

Углеводороды, мигрирующие в разрезе низкопроницаемых пород по глубинным каналам, при возможности свободной разгрузки на дневную поверхность либо не образуют залежей, либо образуют жильные скопления тяжелых нефтей и битумов. При затухании флюидопотока на глубине при недостаточности его энергии для прорыва мощных покровов, избыточное давление в канале миграции, превышающее горное давление, приводит к гидроразрыву пластов и углеводороды получают возможность латерального проникновения в прилегающие пласты.

Метасоматические процессы приводят к образованию вторичного резервуара, при заполнении которого углеводороды формируют залежи сложной морфологией, сочетающей элементы как пластового, так и жильного залегания. Расстояние проникновения флюидов, в том числе углеводородов, в пласт будет зависеть от соотношения величины давления мигрирующих флюидов и сопротивляемости пласта гидроразрыву. Для пластовой части залежи строгий структурный контроль не обязателен. Если же гидроразрыва пластов не происходит, может возникнуть залежь углеводородов жильного типа, приуроченная к каналу вертикальной миграции флюидов.

Примеры таких внутрипластовых инъекций, приведших к образованию нефтяных жил, были установлены более века назад А.П. Ивановым [16] в естественных обнажениях п-ова Челекен (Туркменистан).

Случаи естественных гидроразрывов пластов также были детально описаны на примере Бориславского месторождения, расположенного на западе Украины [23]. Следы такого разрыва в геологическом прошлом являются клиновидные и пластовидные жилы озокерита, выпавшего из мигрирующей нефти, ответвляющиеся от секущих разрывов, уходящих своими корнями на глубину. Установлен пульсационный характер миграции нефти по разрывам и трещинам, о чем свидетельствует наличие в жилах озокерита полос различной консистенции. В связи с пульсационным характером миграции углеводородов по трещинам должно также колебаться и давление мигрирующих флюидов.

Аналогичное строение скоплений углеводородов можно наблюдать на многочисленных примерах жильных залежей окисленных нефтей и битумов [8].

Вторичность скоплений нефти и газа в триасовых отложениях Южного Мангышлака подтверждается целым рядом дополнительных показателей. Водонасыщенность матрицы пород, очаговый характер развития вторичных коллекторов на фоне крайне низкой проницаемости окружающих толщ делают невозможной развитие элизонных потоков и, соответственно, латеральной миграции УВ-флюидов.

Работами геохимиков в 1970-х гг. было доказано генетическое единство нефтей, содержащихся в различных литолого-стратиграфических комплексах Мангышлака [24], в том числе в гранитах палеозойского фундамента.

Нефтегазоносные отложения верхнего, среднего и нижнего (верхнеоленинскский подъярус) триаса залегают на континентальных красноцветных толщах нижнего триаса. Мощность их к югу от Жетыбай-Узеньской ступени составляет десятки метров, а в пределах мыса Песчаный (месторождение Оймаша) продуктивные толщи среднего триаса залегают непосредственно на породах фундамента, в которых также содержатся промышленные залежи нефти, в том числе на значительных от его поверхности глубинах. Признать красноцветные континентальные отложения нижнего триаса потенциально нефтематеринскими невозможно, — это относится и к палеозойским отложениям, входящим в состав фундамента и претерпевшим региональный метаморфизм и складчатость еще до формирования триасового комплекса.

Подтверждается вертикальная миграция флюидов и данными палинологических исследований нефти — в нефти из верхних стратиграфических комплексов содержатся палинокомплексы всех нижележащих толщ, включая палеозойские формы. По мере снижения стратиграфического уровня залежей последовательно изменяется и возрастной диапазон спорово-пыльцевых комплексов [12].

И еще одно наблюдение, указывающее на присутствие в доюрском разрезе глубинных вод. В пределах многих структур Восточно-Предкавказского и Южно-Мангышлакского нефтегазового бассейна установлены контрастные гидрохимические аномалии, характеризующиеся резким (до двух порядков) возрастанием содержания рубидия, цезия, стронция, а в некоторых случаях и йода, независимо от изменения минерализации и микрокомпонентного состава пластовых вод [37, 44]. Показано, что их образование тесно взаимосвязано с поступлением глубинных флюидов ювенильной или метаморфогенной природы. Увеличение концентраций цезия и ру-

бидия на 1–2 порядка в триасовых и палеозойских водах по сравнению с пластовыми рассолами свидетельствует о нахождении источника этих металлов вне области формирования химического состава подземных вод, т.к. в противном случае должна наблюдаться связь между изменениями содержаний микрокомпонентов с минерализацией и макрокомпонентами этих вод. В зонах развития контрастных гидрохимических аномалий связи между этими величинами отсутствуют [33, 44].

Контрастные гидрохимические аномалии характерны только для доюрской части разреза нефтегазоносных бассейнов, в то время как для вышележащих отложений платформенного чехла свойственна сравнительная однородность микро- и макро-компонентного состава пластовых вод. Исключением является структура Стальская Восточно-Предкавказского нефтегазоносного бассейна, где осадочные отложения триаса отсутствуют в разрезе и на породах фундамента залегают платформенные образования юрского возраста [44].

При изучении характера изменения отношений микро- и макрокомпонентов пластовых вод нефтегазоносного бассейна Скифско-Туранской платформы было установлено, что наиболее отчетливую тенденцию к накоплению с глубиной относительно всех исследуемых компонентов проявляют цезий и литий, при этом общий зональный ряд накопления элементов (снизу-вверх) следующий:  $\text{Li}-\text{Cs}-\text{Sr}-\text{B}-\text{Ca}-\text{J}-\text{Br}-\text{Cl}-\text{Mg}-\text{HCO}_3$  [44]. Изменение парных отношений с глубиной чаще всего носит инверсионный характер. Например, в юрско-меловом разрезе отмечается монотонное увеличение с глубиной коэффициентов  $\text{Rb/Li}$ ,  $\text{Cs/Li}$  при резком снижении этих отношений в отложениях доюрского комплекса пород.

Кроме того, для вод доюрского разреза парное отношение  $\text{Li} : \text{Rb} : \text{Cs}$  обычно составляет  $100 : 6 : 7$ , что невозможно объяснить процессами седиментационного выщелачивания пород. Данное соотношение не коррелирует ни с минерализацией вод, ни с температурным режимом, а цезий и литий не контролируются равновесием системы вода–минерал. Более того, характер поведения щелочно-земельных элементов в растворе, в частности, отношение  $\text{Rb/Cs} : \text{K/Rb}$  имеет близкие значения для пегматитового процесса [29].

Инверсионная зональность химического состава подземных вод Восточно-Предкавказского и Южно-Мангышлакского нефтегазоносного бассейна находит отражение в изотопном составе водорода. Если воды юрских горизонтов характеризуются значениями  $\delta D = -42-44\text{‰}$ , то для вод доюрских отложений отмечено обеднение дейте-

рием:  $\delta D = -55-60\text{‰}$ . Фигуративные точки изотопного состава пластовых вод юрских толщ попадают в область состава талассогенных вод. Наблюдаемый сдвиг изотопного состава вод нижней части разреза нефтегазоносного бассейна в сторону линии Крейга может быть связан с влиянием глубинных флюидов [44].

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

I. В условиях низкопроницаемого разреза четко проявляется локализованный, или островной, характер гидрохимических и гидродинамических аномалий. Их образование связано с внедрением в осадочный чехол высокоэнергетичных и агрессивных глубинных флюидов. Каналы миграции глубинных флюидов четко фиксируются современными методами сейсморазведки [3]. При затруднении дальнейшего продвижения вверх флюидов, находящихся под высоким давлением, происходит гидравлический удар, приводящий к раскрытию трещин в противостоящих пластах, в которые и поступает водно-нефтяная смесь. Этот процесс сопровождается разуплотнением низкопроницаемых толщ, образованием дополнительных трещин, формированием вторичных пустот метасоматического происхождения. Такие породы, залегающие среди более плотных и менее трещиноватых разностей, были названы улучшенными коллекторами, или коллекторами в зонах разуплотнения [9], образуют пространственно замкнутые резервуары сложной морфологии, заполняемые углеводородами. Соответственно, в условиях (квази)закрытой гидродинамической системы при локализации скоплений нефти и газа структурный фактор (наличие антиклинали) не является определяющим.

II. Совпадение в плане гидрогеохимических и гидродинамических аномалий, участков коллекторов с более высокими емкостными параметрами, их мозаичный, очаговый характер, отчетливые следы метасоматоза свидетельствуют об их генетической взаимосвязи. Трассерами восходящих потоков глубинных флюидов являются разнообразными по составу частицы самородных металлов, природных сплавов и интерметаллидов [23, 34], обнаруженных в метасоматических коллекторах многих месторождений.

III. Чужеродность этих аномалий, как и углеводородных флюидов, по отношению к окружающей геологической среде приводит к образованию вокруг залежей углеводородов зоны повышенного содержания газов, которое при удалении от контура нефтегазоносности резко уменьшается. Это тот случай, когда не пластовые воды форми-

ругую залежь, а более молодые по возрасту залежи углеводородов обогащают законтурные воды повышенными по отношению к фону водорастворенным газом, углеводородами и другими минеральными компонентами. В качестве примеров можно привести данные по Леляковскому нефтяному месторождению (Днепровско-Донецкая впадина), где содержание газов в подземных водах нижепермских отложений составляет  $\sim 200 \text{ нсм}^3/\text{м}^3$ , но на расстоянии  $< 1 \text{ км}$  от контура залежи этот показатель уменьшается до  $75 \text{ нсм}^3/\text{м}^3$  [21]. При этом отмечено и снижение доли углеводородной составляющей с 60 до 3.2%, на фоне которого объем азота возрос от 37.9 до 98.6%.

Аналогичные условия газонасыщенности пластовых вод наблюдаются в Гограндаг–Карадашлинском месторождении в Юго-Западной Туркмении [21]. В сводке газонасыщенности пластовых вод месторождения (Ру.г./Рпл) составляет  $> 1.0$ , которая снижается до 0.52 на расстоянии 2.5 км по длинной оси антиклинали и до 0.29 на расстоянии от свода 1.15 км по короткой оси антиклинали. В этих же направлениях происходит обогащение вод азотом и снижается доля углеводородных газов.

IV. Очевиден молодой возраст наблюдаемых гидрогеологических аномалий, поскольку нефтегазоносные регионы испытали неоднократные тектонические перестройки, сопровождавшиеся образованием новых систем трещин и разрывов и, как следствие, увеличением проницаемости разреза, что должно было привести к выравниванию гидрохимической и гидродинамической обстановки в глубоких горизонтах нефтегазоносных бассейнов.

V. Захороненные седиментогенные подземные воды глубоких горизонтов нефтегазоносных бассейнов присутствуют пассивно, не участвуя в процесс миграции и локализации залежей углеводородов. И, наоборот, сформировавшиеся в результате глубинных инъекций флюидов залежи углеводородов оказывают влияние на гидрогеологические условия нефтегазоносных бассейнов, создавая вокруг себя ареолы повышенных значений газонасыщенности пластовых вод и других гидрохимических и гидродинамических аномалий, как правило, очагового характера при отсутствии региональных площадных закономерностей. В верхних горизонтах осадочных бассейнов, где развиты породы с высокими емкостно-фильтрационными свойствами и, соответственно, с более высокой водообильностью, эффект воздействия глубинных флюидов на окружающую среду становится не столь ярко выраженным.

VI. Инъекция глубинных флюидов, несущих углеводороды [36, 54], обычно происходит на поздних стадиях развития осадочных бассейнов в уже сформированные водонапорные системы. Соответственно, на протяжении предыдущей истории их эволюции углеводороды не принимали участия в развитии гидрогеологических обстановок осадочных бассейнов, а образовавшиеся позднее залежи нефти и газа являются чужеродными формированиями, нарушающими сложившееся природное равновесие. Следовательно, осадочный бассейн становится нефтегазоносным бассейном [36, 54] тогда, когда в нем появляется нефть.

VII. Установленная генетическая связь гидрогеологических аномалий с нефтегазоносностью глубокопогруженных горизонтов нефтегазоносных бассейнов может рассматриваться в качестве поискового критерия. На территории Южного Мангышлака месторождения углеводородов приурочены к структурам, где в разрезе присутствуют глубинные опресненные воды, но на площадях, выведенных из разведки с отрицательными результатами, гидрохимические аномалии отсутствуют. В таких условиях значимым аспектом поиска скоплений нефти и газа является картирование вертикальных каналов миграции глубинных флюидов и очагов разуплотнения (дилатансии) в глубоких горизонтах, успешно решаемым сейсморазведкой современных модификаций.

**Благодарности.** На разных этапах исследований авторы обсуждали рассмотренную в статье проблему с Л.А. Абуковой (ИПНиГ, г. Москва, Россия), коллегами из ВНИГРИ (г. С.-Петербург, Россия) — И.С. Гольдбергом, А.Е. Гуревичем, Л.Н. Капченко, М.С. Крайчиком, И.А. Лагуновой; А.И. Тимурзиевым (ЦГЭ, г. Москва, Россия), критические замечания которых способствовали ее успешному решению.

Авторы благодарны рецензенту Ю.А. Воложу (ГИН РАН, г. Москва, Россия), рецензенту А.А. Щипанскому (ГИН РАН, г. Москва, Россия) за конструктивные комментарии и редактору М.Н. Шуплецовой (ГИН РАН, г. Москва, Россия) за тщательное редактирование.

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

**Конфликт интересов.** Авторы заявляют, что не имеют конфликта интересов.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абукова Л.А., Волож Ю.А. Геофлюидодинамика глубокопогруженных зон нефтегазонакопления

- осадочных бассейнов // Геология и геофизика. 2021. Т. 62. № 8. С. 1069–1080.  
<https://doi.org/10.15372/GiG2021132>
2. Абукова Л.А., Волож Ю.А., Дмитриевский А.Н., Антипов М.П. Геофлюидодинамическая концепция поисков скоплений углеводородов в земной коре // Геотектоника. 2019. № 3. С. 79–91.  
<https://doi.org/10.31857/S0016-853X2019379-91>
  3. Бембель С.Р., Бембель М.Р. Совершенствование технологий сейсморазведки 3D для разведки и разработки месторождений Западной Сибири // Нефтяное хозяйство. 2011. № 4. С. 4–7.
  4. Валяев Б.М. Роль активной вторичной флюидизации в изменении напряженного состояния в разупрочнении и деформациях минеральных комплексов // ДАН СССР. 1987. Т. 293. № 1. С. 177–181.
  5. Волож Ю.А., Абукова Л.А., Рыбальченко В.В., Меркулов О.И. Формирование месторождений нефти и газа в глубокопогруженных углеводородных системах: контуры универсальной поисковой концепции // Геотектоника. 2022. № 5. С. 27–49.  
<https://doi.org/10.31857/S0016853X22050095>
  6. Гирин Ю.Г. Гидрогеологические условия нефтегазоносности подсолевых отложений юго-западной части Прикаспийской впадины. — Автореф. ... дис. к.г.-м. н. — Ставрополь, СевКавГТУ, 1998. 32с.
  7. Гожик П.Ф., Краюшкин В.А., Ключко В.П. О перспективах нефтегазового поиска на глубине 8000–12500 м в Днепровско-Донецкой впадине // Докл. НАН Украины. 2007. № 4. С. 121–124.
  8. Гисматулин Р.М., Валеев Р.Н., Штейнгольц В.А. Основные типы битумных месторождений. — В сб.: *Геология битумов и битумовмещающих пород*. — М.: Наука. 1973. С. 45–52.
  9. Гулиев И.С. Возбужденные осадочные комплексы и их роль в динамических процессах и формировании нефтегазовых месторождений. — В сб.: *Международ. совещ.-семинар “Новейшая тектоника и ее влияние на формирование и размещение залежей нефти и газа”*. — Под ред. С.Ф. Мехтиева — Баку: Аз-Пресс, 1999. С. 44–52.
  10. Гуревич А.Е. Процессы миграции подземных вод, нефти и газов. — Л.: Недра, 1969. 112 с.
  11. Гуревич А.Е. Критерии оценки геофлюидодинамических условий нефтегазоносности. — В кн.: *Гидрогеологические критерии нефтегазоносности локальных структур и зон нефтегазоаккумуляции*. — Л.: ВНИГРИ, 1986. С. 140–152.
  12. Досмухамбетов Д.М., Медведева А.М., Виноградова К.В. Палинологические признаки миграции нефти на территории Южного Мангышлака и полуострова Бузачи. — В сб.: *Проблемы поиска и разработки нефтяных месторождений Южного Мангышлака*. — В.Д. Лысенко — Грозный: СевКавНИПИнефть, 1983. С. 6–9. (Тр. КазНИПИнефти. Вып. 10).
  13. Дюнин В.И., Корзун А.В. Гидрогеодинамика нефтегазоносных бассейнов. — М.: Научный мир, 2005. 254 с.
  14. Ежов Ю.А. Закономерности распространения химической инверсии в подземной гидросфере // Советская геология. 1981. № 1. С. 106–111.
  15. Зингер А.С., Долгова Г.Е., Федоров Д.А. Генезис опресненных глубинных вод и кислых компонентов газов юго-востока Русской платформы. — Под ред. А.С. Зингера, В.В. Котровского — М.: Недра, 1980. 42 с.
  16. Иванов А.П. Челекенское месторождение // Нефтяное дело. 1903. № 7. С. 394–406.
  17. Исказиев К.О., Сынгаевский П.Е., Хафизов С.Ф. Нефть на больших глубинах. Залежи оффшорных месторождений Мексиканского залива // Вестн. нефтегаз. отрасли Казахстана. 2021. №1. С. 3–7.
  18. Капченко Л.Н. Гидрогеологические особенности существования нефти и газа на больших глубинах. — В сб.: *Закономерности размещения и критерии прогноза глубоких и сверхглубоких залежей нефти и газа*. — Л.: ВНИГРИ, 1982. С. 133–144. (Тр. ВНИГРИ. Вып. 45).
  19. Капченко Л.Н. Гидрогеологические основы теории нефтегазоаккумуляции. — Л.: Недра, 1983. 263 с.
  20. Киссин И.Г. Современный флюидный режим земной коры и геодинамические процессы. — В кн.: *Флюиды и геодинамика*. — Под ред. Ю.Г. Леонова — М.: Наука, 2006. С. 85–104.
  21. Колодий В.В. Подземные воды нефтегазоносных провинций и их роль в миграции и аккумуляции нефти. — Киев: Наукова думка, 1983. 236 с.
  22. Кононов В.И. Геохимия термальных вод областей современного вулканизма. — М.: Наука, 1983, 215 с.
  23. Копытянский Р.С. Изменение трещиноватости горных пород с глубиной и ее влияние на коллекторские свойства пород. — В кн.: *Изучение коллекторов нефти и газа, залегающих на больших глубинах*. — Под ред. Б.К. Прошлякова, В.Н. Холодова — М.: Недра, 1977. С. 45–47.
  24. Кордус В.И. Геохимические закономерности в составе нефтей Мангышлака и Устюрта в связи с вопросами формирования их залежей. — Автореф. дисс. ... к.-г.м.н. — Л.: ВНИГРИ, 1974. 26 с.
  25. Коростышевский М.Н. Особенности определения продуктивных объемов по залежам в триасовых отложениях на Южном Мангышлаке. — В сб.: *Разведка нефтяных месторождений Мангышлака*. — Под ред. В.Д. Лысенко — Грозный: СевКавНИПИнефть, 1979. С. 14–16. (Тр. КазНИПИнефть. Вып. 6).
  26. Коростышевский М.Н., Кузнецов В.В. Строение продуктивной толщи в триасовых отложениях на Южном Мангышлаке. — В сб.: *Разведка нефтяных месторождений Мангышлака*. — Под ред. В.Д. Лысенко — Грозный: СевКавНИПИнефть, 1979. С. 9–14. (Тр. СевКавНИПИнефть. Вып. 6).
  27. Корценштейн В.Н., Карасева А.П. Первые данные по сверхглубоким подземным водам триасовых от-

- ложений Южного Мангышлака // Докл. АН СССР. 1976. Т. 231. № 6. С. 1430–1433.
28. Крайчик М.С. О нефтегазопроисхождении сульфатов в подземных водах Мангышлака и Устюрта. — В кн.: *Гидрогеологические критерии нефтегазоносности локальных структур и зон нефтегазонакопления*. — Л.: ВНИГРИ, 1986. С. 71–77.
  29. Креницкий А.А., Самодуров Л.К. Геохимия щелочных металлов в процессе регионального метаморфизма // Геохимия. 1979. № 10. С. 1146–1148.
  30. Кругликов Н.М., Нелюбин В.В., Яковлев О.И. Гидрогеология Западно-Сибирского нефтегазоносного мегабассейна и особенности формирования залежей углеводородов. — Л.: Недра, 1985. 279 с.
  31. Кузнецов В.В., Проняков В.А., Инюткина А.В., Вандюк В.П., Котов В.П. Нефтегазовые коллекторы продуктивных триасовых отложений Южного Мангышлака. — В кн.: *Оценка параметров карбонатных коллекторов и геометризация залежей нефти в различных геотектонических условиях на территории СССР*. — Пермь, 1978. С. 36–37.
  32. Ларичев В.В. Генезис опресненных вод триаса и палеозоя Южного Мангышлака // Советская геология. 1987. № 6. С. 114–120.
  33. Ларичев В.В., Попков В.И., Попков И.В. Гидрохимический облик пластовых вод месторождения Оймаша // Геология, география и глобальная энергия. 2020. Т. 77. № 2. С. 51–59.
  34. Лукин А.Е. Самородно-металлические микро- и нановключения в формациях нефтегазоносных бассейнов — трассеры суперглубинных флюидов // Геофизический журнал. 2009. Т. 31. № 2. С. 61–92.
  35. Лукин А.Е. Гипогенно-аллогенетическое разуплотнение — ведущий фактор формирования вторичных коллекторов нефти и газа // Геологический журнал. 2002. № 4. С. 15–32.
  36. 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.
  37. Медведев С.А., Попков В.И. Генезис вод глубоких горизонтов нефтегазоносных бассейнов молодой платформы юга СССР // Советская геология. 1986. № 6. С. 118–125.
  38. Матусевич В.М., Курчиков А.Р., Рыльков А.В. Геофлюидальные системы Западно-Сибирского мегабассейна как фактор массопереноса вещества и энергии в 4D пространстве // Изв. ВУЗов. Нефть и газ. 2001. № 2. С. 4–13.
  39. Мязина Н.Г. Вертикальная гидрогеохимическая зональность подземных вод Прикаспийской впадины // Геология, география и глобальная энергия. 2013. № 4. С. 59–64.
  40. Паламарь В.П., Попков В.И., Рабинович А.А. О возможности открытия зон нефтегазоаккумуляции
  41. Паламарь В.П., Попков В.И., Праздников А.В., Рабинович А.А. Прогнозирование нефтегазоносности и совершенствование методики поисков и разведки скоплений углеводородов в низкопроницаемых породах // Изв. ВУЗов. Геология и разведка. 1985. № 3. С. 107–110.
  42. Плотноков М.С., Полосин Г.А., Бурлаков И.А. Петрофизические свойства карбонатных пород триаса и верхнего мела Ставрополя. — В кн.: *Оценка параметров карбонатных коллекторов и геометризация залежей нефти в различных геотектонических условиях на территории СССР*. — Пермь, 1978. С. 33–35.
  43. Попков В.И. Тектоника доюрского осадочного комплекса запада Туранской плиты // Геотектоника. 1986. № 4. С. 108–116.
  44. Попков В.И., Медведев С.А. Эволюция тектонической проницаемости земной коры Мангышлака и Восточного Предкавказья // Докл. АН СССР. 1986. Т. 290. № 3. С. 690–693.
  45. Попков В.И., Ларичев В.В., Медведев С.А. Металлоносные рассолы и опресненные воды нефтегазоносных бассейнов как следствие глубинной дегазации земли. — В кн.: *Глубинная дегазация Земли*. — Под ред. А.Н. Дмитриевского, Б.М. Валяева — М.: Наука, 2010. С. 63–72.
  46. Постнова Е.В., Кириллова Н.П. Гидродинамическая обстановка в подсолевых отложениях Прикаспийской впадины // Геология нефти и газа. 1990. № 11. С. 23–28.
  47. Проняков В.А. Емкостно-фильтрационные свойства коллекторов доюрских образований Южного Мангышлака. — В сб.: *Проблемы поиска и разработки нефтяных месторождений Южного Мангышлака*. — Под ред. В.Д. Лысенко — Грозный: СевКавНИПИнефть, 1983. С. 11–13. (Тр. КазНИПИнефть. Вып. 10).
  48. Рабинович А.А., Попков В.И., Паламарь В.П., Михайленко Н.И. Гидрогеологические особенности доюрского разреза Южного Мангышлака // Советская геология. 1985. № 11. С. 122–127.
  49. Рачинский М.З. К вопросу нефтегазоносности сверхглубоких объектов стратиферы // Изв. ВУЗов. Геология и разведка. 2018. № 1. С. 62–67.
  50. Сулин В.А. Гидрогеология нефтяных месторождений. — М.: Гостоптехиздат, 1949. 420 с.
  51. Тальнова Л.Д., Долгова Г.С. Гидрохимическая зональность в распределении газовых и органических компонентов подземных вод Северо-Кавказского артезианского бассейна как отражение процессов генерации и аккумуляции углеводородов. — В кн.: *Гидрохимическая зональность и нефтегазоносность*. — М.: ВНИГРИ, 1989. С. 28–41.
  52. Тимурзиев А.И. Строение коллекторов и залежей УВ в низкопроницаемых комплексах и пути совершенствования

- шенствования методики их прогнозирования // Геология нефти и газа. 1984. № 11. С. 49–54.
53. Тимурзиев А.И. Методика поисков и разведки залежей нефти и газа в низкопроницаемых коллекторах (на примере Южного Мангышлака) // Геология нефти и газа. 1985. № 1. С. 9–16.
  54. Шахновский И.М. Происхождение нефтяных углеводородов. — М.: ГЕОС, 2001. 72 с.
  55. Batalin O., Vafina N. Condensation mechanism of hydrocarbon field formation // Sci. Reports. 2017. No 7. Article number: 10253. 9 p. <https://doi.org/10.1038/s41598-017-10585-7>
  56. Boullier A.-M. Fluid inclusions: tectonic indicators // J. Struct. Geol. 1999. No. 21. P. 1229–1235.
  57. Cox S.F. Faulting processes at high fluid pressures: An example of fault-valve behavior from the Wattle Gully Fault, Victoria, Australia // J. Geophys. Res. 1995. No. 100. P. 12841–12859.
  58. Garven G.A. Hydrogeologic model for the formation of the giant oil sands deposits of the Western Canada sedimentary basin // Am. J. of Sci. 1989. Vol. 289. No. 2. P. 105–166.
  59. Hedberg H.D. Geological aspects of origin of Petroleum // AAPG Bull. 1964. No. 48(11). Vol. 1724. P. 1755–1803.
  60. Hu Wenrui, Bao Jingwei, Hu Bin. Trend and progress in global oil and gas exploration // Petrol. Explor. Develop. 2013. Vol. 40. No. 4. P. 439–443.
  61. Kerimov V.Yu., Mustaev R.N., Bondarev A.V. Evaluation of the organic carbon content in the low-permeability shale formations (as in the Case of the Khadum Suite in the Cis-Caucasia Region) // Oriental J. Chem. 2016. Vol. 32. No. 6. P. 3235–3241.
  62. Lichtner P.C. The quasi-stationary state approximation to coupled mass transport and fluid-rock interaction in a porous media // Geochim. et Cosmochim. Acta. 1988. Vol. 52. No. 56. P. 143–165.
  63. Lichtner P.C., Steefel C.I., Oelkers E.H. Reactive transport in porous media // Rev. Mineral. 1996. No. 34. P. 105–115.
  64. 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 // J. Struct. Geol. 1998. Vol. 20. No. 12. P. 1625–1640.
  65. Nur A., Walder J. Time-dependent hydraulics of the earth's crust. — In: *The Role of Fluids in Crustal Processes, Studies in Geophysics*. — Ed. by C. Fairhurst (Washington, DC. USA. Nat. Acad. Press, 1990), P. 113–127.
  66. 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 Resour. Res. 2011. Vol. 47. P. 45–56. <https://doi.org/10.1029/2010WR009346>
  67. 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 Syst. Sci. Data. 2020. No. 12. P. 577–590. <https://doi.org/10.5194/essd-12-577-2020>
  68. Pang X.-Q., Jia C.-Z., Wang W.-Y. Petroleum geology features and research developments of hydrocarbon accumulation in deep petroliferous basins // Petrol. Sci. 2015. Vol. 12. P. 1–53. / <https://doi.org/10.1007/s12182-015-0014-0>
  69. 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 Bull. 2012. Vol. 96. No. 1. P. 23–41. <https://doi.org/10.1306/0810111019>
  70. “Petrel” (Schlumberger, Ltd). URL: [http://sis.slb.ru/\\_v/\\_i/logo\\_sis.png](http://sis.slb.ru/_v/_i/logo_sis.png) (Accessed November 13, 2018).
  71. Rachinsky M.Z., Kerimov V.Yu. Fluid dynamics of oil and gas reservoirs. — Ed. by L.B. Magoon (Washington. USA: Scrivener Publ. Wiley, 2015), 599 p.
  72. Sibson R.H. Structural permeability of fluid-driven faultfracture meshes // J. Struct. Geol. 1996. Vol. 8. No. 8. P. 1031–1042.
  73. Sun Longde, Fang Chaoliang, Sa Liming, Yang Ping, Sun Zandong. Innovation and prospect of geophysical technology in the exploration of deep oil and gas // Petrol. Explor. Develop. 2015. Vol. 42. No. 4. P. 454–465.
  74. Tóth J. Gravitational systems of groundwater flow: theory, evaluation, utilization. — Ed. by S. Bachu (Cambridge Univ. Press. Cambridge. UK. 2009), pp. 311.
  75. Zhao J., Al-Aasm I. New insights into petroleum migration — accumulation dynamic systems and their division within petroleum systems // J. Earth Sci. 2012. No. 3. P. 744–756.

## Geological Structure of Deep-Submerged Complexes of Sedimentary Basins: Hydrogeological Anomalies and Oil and Gas Potential as a Result of Implementation of Deep-Seated Fluids (on Example of the South Mangyshlak Fields)

V. I. Popkov<sup>a</sup>, \*, V. V. Larichev<sup>a</sup>, I. V. Popkov<sup>a</sup>

<sup>a</sup>Kuban State University, bld. 149, Stavropol str., 350040 Krasnodar, Russia

\*e-mail: [geoskubsu@mail.ru](mailto:geoskubsu@mail.ru)

The authors of the article substantiate the induced nature of hydrogeological anomalies in deep-submerged complexes of sedimentary basins. As a result of significant catagenetic transformations, the rocks of the lower hydrogeological floor have practically lost their primary capacitance-filtration properties. The water saturation

tion of the rock matrix, the focal nature of the development of secondary reservoirs against the background of extremely low permeability of the surrounding strata makes it impossible to develop elision flows. This causes the high sensitivity of the lower floor to various compression processes, including those caused by the intrusion of the deep high-energy fluid flows. The injection of these fluid flows into low-permeability strata leads to the formation of centers of desalinated waters of various hydrochemical types, from hydrocarbonate-sodium to calcium chloride, and also to the formation of hydrodynamic anomalies. When moving away from the intrusion channels, the hydrodynamic and hydrochemical parameters gradually level off, approaching the background value. It is shown that when fluids are difficult to move upward, hydraulic fracturing occurs in the layers into which the oil-water mixture enters under high pressure. The injection of fluids into the formation is accompanied by the decompression of low-permeability strata, the formation of additional fractures, and the formation of secondary voids of metasomatic origin. As a result, secondary reservoirs of complex morphology are formed, filled with hydrocarbons. The coincidence in terms of hydrogeochemical and hydrodynamic anomalies, areas of secondary reservoirs with distinct traces of metasomatism and associated accumulations of oil and gas indicate their genetic relationship. The oil and gas reservoirs and their accompanying hydrogeological anomalies are considered on the example of the fields of the South-Mangyshlak oil and gas region, which is part of the North Caucasian-Mangyshlak oil and gas province.

*Keywords:* geology, tectonic structures, hydrogeological anomalies, oil and gas complexes at great depth, deep fluids, reservoirs, oil and gas fields