

УДК: 552.578 (574.14)

DOI: [10.46698/VNC.2023.10.85.009](https://doi.org/10.46698/VNC.2023.10.85.009)

Оригинальная статья

О сохранении поровых коллекторов в нижней части разреза нефтегазоносных отложений триаса Скифско-Туранской платформы

В.И. Попков , И.В. Попков 

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

Статья поступила: 05.04.2023, доработана: 04.05.2023, одобрена к публикации: 12.05.2023

Резюме: Актуальность работы. Триасовые отложения Скифско-Туранской платформы, с которыми связаны основные перспективы открытия новых скоплений углеводородов, претерпели значительные постседиментационные преобразования. Их результатом явилась существенная утрата осадочными породами первичных емкостно-фильтрационных свойств. Современные коллекторы, содержащие скопления нефти и газа, имеют, как правило, эпигенетичный характер. В этой ситуации локализация залежей углеводородов контролируется участками развития вторичных коллекторов, а резервуары приобретают сложную морфологию. Однако, на отдельных площадях обнаружено сохранение первичной поровой емкости породами, залегающими в нижних горизонтах триасового разреза. Выяснение причин «консервации» первичного порового пространства в глубокопогруженных горизонтах триасового нефтегазоносного комплекса имеет не только научное, но и практическое значение. **Цель исследований.** Изучение литологического состава, условий образования терригенных пород триасовой продуктивной формации, выявление факторов, способствующих сохранению ими первичных емкостно-фильтрационных свойств на значительных глубинах. **Методы исследования.** Проведено макроописание кернов скважин, микроскопическое изучение шлифов. Для изучения емкостно-фильтрационных свойств пород проанализированы данные петрофизики, каротажные диаграммы. Выполнено литолого-стратиграфическое расчленение и корреляция разрезов скважин с использованием данных всех видов каротажа, палеонтологических определений органических остатков. Детально исследованы особенности строения отдельных месторождений нефти и газа. **Результаты работы.** Установлено, что пласты-коллекторы, сохранившие первичные емкостно-фильтрационные свойства, приурочены к карбонатно-терригенной толще нижнего триаса. Такими свойствами обладают, прежде всего, аркозовые песчаники, являющиеся продуктом разрушения гранитоидных интрузий палеозойского фундамента. Выявлено неизвестное ранее крупное погребенное поднятие, являвшееся областью размыва в позднем палеозое-раннем триасе, на периферии которого накапливался грубообломочный материал. Полученные результаты могут быть использованы при изучении геологического строения других менее изученных районов молодой платформы.

Ключевые слова: литология, область размыва, осадконакопление, катагенез, коллекторы, пористость, проницаемость.

Благодарности: Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда №23-27-00037.

Для цитирования: Попков В.И., Попков И.В. О сохранении поровых коллекторов в нижней части разреза нефтегазоносных отложений триаса Скифско-Туранской платформы. *Геология и геофизика Юга России*. 2023. 13(2): 106-117. DOI: 10.46698/VNC.2023.10.85.009.

DOI: [10.46698/VNC.2023.10.85.009](https://doi.org/10.46698/VNC.2023.10.85.009)

Original paper

On the preservation of pore reservoirs in the lower part of the section of oil and gas deposits of the Triassic Scythian-Turanian platform

V.I. Popkov^{id}, I.V. Popkov^{id}

Kuban State University, 149 Stavropol str., Krasnodar 350059, Russia,
e-mail: geoskubsu@mail.ru

Received: 05.04.2023, revised: 04.05.2023, accepted: 12.05.2023

Abstract: Relevance. The Triassic deposits of the Scythian-Turanian platform, which are associated with the main prospects for the discovery of new accumulations of hydrocarbons, have undergone significant post-sedimentation transformations. Their result was a significant loss of primary reservoir filtration properties by sedimentary rocks. Modern reservoirs containing accumulations of oil and gas are, as a rule, epigenetic in nature. In this situation, the localization of hydrocarbon deposits is controlled by the development sites of secondary reservoirs, and reservoirs acquire a complex morphology. However, in some areas, the preservation of the primary pore capacity by rocks lying in the lower horizons of the Triassic section was found. Finding out the reasons for the “conservation” of the primary pore space in the deep-submerged horizons of the Triassic oil and gas complex has not only scientific, but also practical significance. **Aim.** Study of the lithological composition, conditions of formation of terrigenous rocks of the Triassic productive formation, identification of factors contributing to the preservation of their primary reservoir-filtration properties at considerable depths. **Methods.** A macro description of the borehole cores, microscopic study of the sections was carried out. Petrophysics data and logging diagrams were analyzed to study the reservoir-filtration properties of rocks. Lithological and stratigraphic dissection and correlation of well sections were performed using data from all types of logging, paleontological definitions of organic residues. The structural features of individual oil and gas fields are studied in detail. **Results.** It has been established that reservoir layers that have retained their primary reservoir-filtration properties are confined to the carbonate-terrigenous thickness of the Lower Triassic. These properties are primarily possessed by arkose sandstones, which are the product of the destruction of granitoid intrusions of the Paleozoic basement. A previously unknown large buried uplift was revealed, which was an area of erosion in the Late Paleozoic – Early Triassic, on the periphery of which coarse-grained material accumulated. The results obtained can be used to study the geological structure of other less studied areas of the young platform.

Keywords: lithology, erosion area, sedimentation, catagenesis, reservoirs, porosity, permeability.

Acknowledgements: The research was carried out at the expense of the grant of the Russian Science Foundation No. 23-27-00037.

For citation: Popkov V.I., Popkov I.V. On the preservation of pore reservoirs in the lower part of the section of oil and gas deposits of the Triassic Scythian-Turanian platform. *Geologiya i Geofizika Yuga Rossii = Geology and Geophysics of Russian South*. (in Russ.). 2023. 13(2): 106-117. DOI: 10.46698/VNC.2023.10.85.009.

Введение

Отложения платформенного чехла Скифско-Туранской платформы на протяжении многих лет служили основным объектом геологоразведочных работ на нефть и газ. По мере истощения фонда традиционных объектов поиска в мезозойско-кайнозойских плитных комплексах в семидесятых годах прошлого века в разведку были вовлечены подстилающие триасовые отложения, имеющие гораздо более сложное

строение. К настоящему времени в триасовых отложениях Скифско-Туранской платформы открыты десятки месторождений нефти и газа, прежде всего в пределах Восточного Предкавказья и Южного Мангышлака. Несмотря на достаточно высокую степень изученности, доюрские отложения продолжают оставаться одним из важнейших направлений поисково-разведочных работ в регионе [Вобликов и др., 1999; Хасанов и др., 2020; Харченко и др., 2022, Шарафутдинов и др., 1978].

Триасовые отложения погружены на глубины 4 и более километров, в ряде случаев подверглись существенным деформациям, стресс-метаморфизму и уплотнению. В такой обстановке в результате прогрессирующих катагенетических преобразований осадочные породы в значительной степени утрачивают первичные пористость и проницаемость. Их коллекторские свойства обусловлены, главным образом, вторичными преобразованиями [Коростышевский, 1979; Плотников и др., 1978; Hasanov et al., 2017; Jourdon et al., 2020; Nelepov et al., 2021; Ruchko, Kurgansky, 2015]. Латеральная флюидопроводимость порового пространства с глубиной постепенно переходит сначала в условия порово-трещинной, а затем фактически трещинной, что сопровождается формированием обстановок стагнационного (квазизастойного) режима водообмена [Borderie et al., 2019; Li et al., 2012; Lichtne, 1988; Lichtne et al., 1996; Jiang et al., 2011; Pang et al., 2020; Rachinsky, Kerimov, 2015]. В этих условиях локализация скоплений углеводородов в значительной мере контролируется участками развития вторичных коллекторов.

Это заключение убедительно подтверждается практикой поисково-разведочных работ как в Западном, Восточном Предкавказье, так и на Мангышлаке [Коростышевский, Кузнецов, 1979; Кузнецов и др., 1978; Хасанов, Эльжаев, 2010; Чепак и др., 1980]. Однако, на отдельных площадях наблюдается сохранение первичной поровой емкости в нижних горизонтах триасового разреза. Одним из таких примеров может служить информация, полученная при бурении на некоторых структурах Южно-Мангышлакской нефтегазоносной области. Считаем, что изложенные ниже данные могут быть актуальны и для других районов Скифско-Туранской платформы.

Методы исследований

Для решения поставленной задачи был произведен комплексный анализ геолого-геофизической информации по строению триасовых отложений Южно-Мангышлакской нефтегазоносной области. Проводилось макроописание кернов скважин, микроскопическое изучение шлифов. Для изучения емкостно-фильтрационных свойств пород проанализированы данные петрофизики, каротажные диаграммы. Произведены литолого-стратиграфическое расчленение и корреляция разрезов скважин с использованием данных всех видов каротажа, палеонтологических определений органических остатков. Детально исследованы особенности строения отдельных месторождений нефти и газа. Критически рассмотрены материалы по подсчету запасов углеводородов триасовых месторождений. Основные полученные результаты следующие.

Результаты работы и их обсуждение

Южно-Мангышлакский нефтегазоносный осадочный бассейн располагается в западной части молодой Туранской плиты. Эпигерцинский складчатый фундамент осадочного бассейна сложен преимущественно первично осадочными породами,

испытывшими метаморфизм зеленосланцевых фаций 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. На площади Оймаша Песчаномысско-Ракушечной зоны поднятий открыто промышленное скопление нефти в гранитной интрузии.

Доюрский (доплитный) вулканогенно-осадочный комплекс в пределах рассматриваемой территории представлен лишь отложениями триаса, залегающими на разновозрастных породах палеозоя. Разрез триаса северного борта Южно-Мангышлакского платформенного прогиба начинается пестроцветными преимущественно континентальными отложениями нижнего триаса (нижний оленёк). В нижней его части залегает песчаниково-алевролитовая толща (вскрытая мощность 200 м), сменяемая вверх по разрезу алевролитно-аргиллитовой (мощность 250–1567 м) толщей.

В составе залегающей выше вулканогенно-карбонатной нефтегазоносной формации (рис. 1) выделяется четыре литологических толщи (снизу вверх): карбонатно-терригенная (мощность от нуля до 1043 м), вулканогенно-доломитовая (80–230 м), известняково-вулканогенная (50–107 м) и вулканогенно-известняковая (до 300 м). Возраст карбонатно-терригенной толщи уверенно определен как позднеоленинский, остальные толщи принадлежат к среднему триасу [Алексеева и др., 1991; Липатова, 1984].

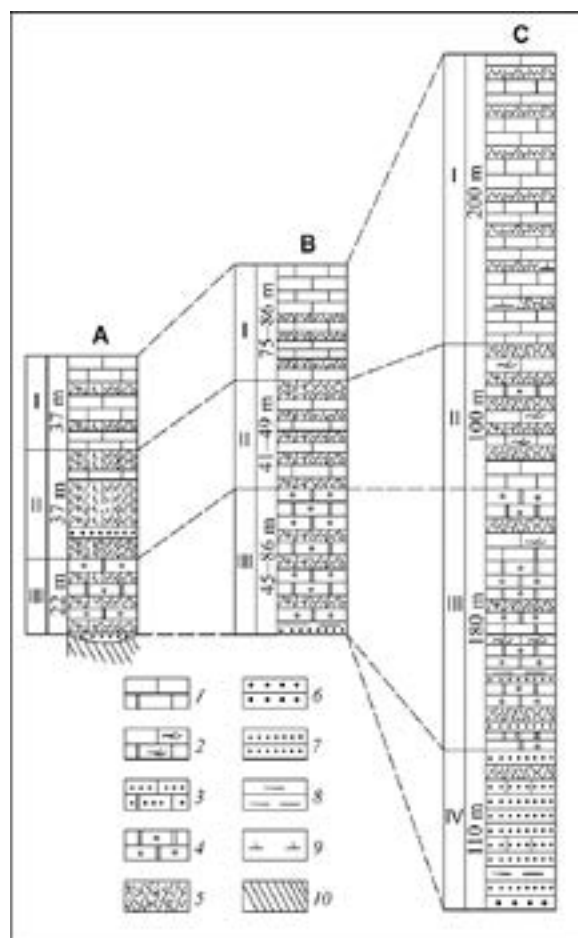


Рис. 1. Схема корреляции вулканогенно-карбонатной нефтегазоносной формации Южного Мангышлака.

Месторождения: А – Оймаша, В – Северо-Ракушечное, С – Южный Жетыбай. Литологические толщи: I – вулканогенно-известняковая, II – известняково-вулканогенная, III – вулканогенно-доломитовая, IV – карбонатно-терригенная.

Известняки: 1 – органогенно-детритовые и иламовые, 2 – обломочно-полидетритовые, 3 – песчанистые известняки и известковистые песчаники; 4 – оолитово-комковатые и оолитово-обломочные доломиты;

5 – туфы кристалло- и витрокластические, пепловые; 6 – гравелиты, грубозернистые песчаники; 7 – песчаники; 8 – аргиллиты; 9 – карбонизация; 10 – метаморфические и магматические породы фундамента /

Fig. 1. Correlation diagram of the volcanogenic-carbonate oil and gas bearing formation of the Southern Mangyshlak. Deposits: A – Oymasha, B – Severo-Rakushechnoye, C – Yuzhny Zhetybai. Lithological strata: I – volcanogenic-limestone, II – limestone-volcanogenic, III – volcanogenic-dolomitic, IV – carbonate-terrigenous. Limestones: 1 – organogenic-detritus and sludge, 2 – clastic-polydetrital,

3 – sandy limestones and calcareous sandstones; 4 – oolitic-lumpy and oolitic-clastic dolomites; 5 – crystal and vitroclastic tuffs, ash; 6 – gravelites, coarse-grained sandstones; 7 – sandstones;

8 – mudstones; 9 – carbonation; 10 – metamorphic and igneous basement rocks

Завершается разрез среднего триаса северного борта Южно-Мангышлакского прогиба 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) и аргиллито-песчаниковая (до 286 м). Наиболее важное значение в нефтегазоносном отношении играет песчано-гравелитовая пачка мощностью 20–70 м, залегающая в основании верхнетриасового разреза.

Несколько иное строение имеет разрез триасовых отложений в пределах Сегендыкской депрессии, Карагиинской седловины и Песчаномысско-Ракушечной зоны сводовых поднятий. Здесь разрез обычно начинается пестроцветной алевролито-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 среднего триаса. 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.

Лабораторные исследования керна показали, что в продуктивной вулканогенно-карбонатной толще триаса присутствуют трещинные, порово-трещинные и каверново-поровые типы коллекторов [Коростышевский, Кузнецов, 1979; Кузнецов и др., 1978; Чербянова и др., 1984]. Матрицей трещинных коллекторов являются участки породы, лишенные трещин. Проницаемость водонасыщенной матрицы имеет крайне низкие значения, не превышающие 0.01×10^{-3} мкм². Емкостью порово-трещинных коллекторов служат первичные и вторичные пустоты. Вторичные коллекторы приурочены к участкам наложенной доломитизации и имеют метасоматическую природу. Аналогичного происхождения и каверново-поровые коллекторы, связанные с кавернозными доломитами. За пределами контура нефтегазоносности залежей породы не затронуты процессами вторичных преобразований, а их пористость не превышает 3%.

Иная ситуация наблюдается в карбонатно-терригенной толще, залегающей в основании вулканогенно-карбонатной формации. Сложена она переслаивающимися песчаниками, алевролитами, аргиллитами и известняками, чередующимися с многочисленными прослоями туфов. Отсутствует в разрезе на юге и западе Жетыбай-Узеньской ступени, достигая максимальной мощности в северной ее части. Продуктивность карбонатно-терригенной толщи доказана в пределах Южно-Жетыбайско-Тенгинской антиклинальной зоны (месторождения Южный Жетыбай, Тасбулат и др.).

Как показали лабораторные исследования [Чербянова и др., 1984], коллекторскими свойствами в ее составе обладают, прежде всего, аркозовые песчаники мелко- и среднезернистые, реже крупнозернистые. Последние иногда визуальнo пористые.

Обломочный материал песчаников имеет среднюю сортировку при очень слабой степени окатанности. В его составе присутствуют кварц, кислые плагиоклазы,

калиевые полевые шпаты, зачастую измененные. Цемент типа соприкосновения, поровый, реже инкорпорационный, повсеместно пропитан желтым и коричневым битумоидом. Поры, наблюдаемые в шлифах, размером от 0,005–0,070 до 0,1 мм, в крупнозернистых песчаниках – до 0,6 мм. Поры неправильной формы, приурочены к стыку между зернами.

Для аркозовых песчаников характерно развитие вторичных аутигенных каемок кварца и альбита вокруг кластических компонентов. Толщина каемок от 0,005–0,035 мм до 0,05 мм. Окружает она обычно только часть зерна, снижая размеры первичных пор. Но при этом аутигенные каемки создают формирование жесткого каркаса, способствующего сохранению первичных пустот, препятствуя дальнейшему уплотнению зерен. Сообщаемость между пораами осуществляется разнонаправленными микротрещинами с раскрытостью от 10 до 20 мкм. Трещинная емкость составляет не более 0,1 %, проницаемость – от 0,0001 до 0,013 мкм². Открытая (межзерновая) пористость аркозовых песчаников изменяется от 3 до 13 %, а поровая проницаемость от 0,0001 до 0,007 мкм². Очевидно, что основной емкостью пород является межзерновая пористость, а величина трещинной проницаемости по своим значениям близка к поровой проницаемости.

Присутствующие в составе карбонатно-терригенной толщи олигомиктовые и полимиктовые песчаники [Чербянова и др., 1984] отличаются от аркозовых плохой сортировкой обломочного материала, увеличением до 35% количества цемента (обычно гидрослюдистого, кварцевого), появлением обломков (до 15–30%) микрокварцитов, слюдистых кварцитов, кислых и средних эффузивов. В низах толщи в песчаниках фиксируется примесь грубообломочного известковистого органогенного и водорослевого детрита, встречаются обломки пелитоморфного доломита. Песчаники претерпели значительные катагенетические изменения, сопровождающиеся интенсивным аутигенным минералообразованием, формированием регенерационно-кварцевого цемента. Коллекторские свойства пород низкие, открытая пористость не превышает 4%.

К карбонатно-терригенной толще приурочены газоконденсатная залежь на Южно-Жетыбайском месторождении, нефтяная и газоконденсатная залежи – на Тасбулатском. Дебиты газа и конденсата в скважине №25 Южно-Жетыбайская достигали 560 тыс. м³/сут и 72 м³/сут, соответственно. На Тасбулатском месторождении в скважине №10 получены притоки нефти (121 м³/сут) и газа (156 тыс. м³/сут). В скважине №1 площади Каменистая дебит нефти из этой части разреза составил 16,8 м³/сут.

Изложенные выше материалы указывают на присутствие в разрезе триасовых отложений терригенных пород, сохранивших свою первичную пористость и проницаемость, содержащих промышленные скопления углеводородов. Литологический анализ показал, что такими свойствами обладают, прежде всего, аркозовые песчаники, являющиеся продуктом разрушения гранитоидных интрузий палеозойского фундамента. Значительный процент кварца в их составе, формирование аутигенных каемок кварца и альбита вокруг кластитов, образуют тот жесткий минеральный каркас, который создает благоприятные условия для сохранения первичных емкостно-фильтрационных свойств песчаников.

Низкая степень окатанности и сортировки обломочного материала аркозовых и полимиктовых песчаников, присутствие в их составе продуктов разрушения гранитоидов и метаморфических пород свидетельствует о близости его источника, где

на поверхность размыва выходили породы палеозойского фундамента. Можно с уверенностью предполагать, что по периметру раннетриасовой палеосуши могли сформироваться аналогичные по составу и генезису отложения. Учитывая доказанную продуктивность толщ, определение местоположения и границ области размыва представляет нефтегазопромысловый интерес.

Решению этой задачи может способствовать формационный анализ палеозойских отложений фундамента запада Туранской плиты, вскрытых глубокими скважинами. На основании проведенных нами исследований в составе складчатого основания платформы были выделены два структурно-формационных комплекса [Попков, Попков, 2019]: 1) нижний интенсивно дислоцированный досреднекаменноугольный (?) комплекс, породы которого испытали метаморфогенные преобразования, соответствующие зеленосланцевой стадии регионального метаморфизма, а также были прорваны гранитоидными интрузиями каменноугольного возраста; 2) верхний менее дислоцированный и метаморфизованный комплекс, отнесенный к нижней моласе.

Нижний палеозойский комплекс вскрыт бурением на площадях Песчаномыско-Ракушечной зоны поднятий, Сегендыкской депрессии, Карагинской седловины (рис. 2). Сложен он первично-терригенными, иногда карбонатно-терригенными отложениями, преобразованными в метаморфические сланцы хлорит-мусковитовой субфации зеленых сланцев регионального метаморфизма. В пределах выступов гранитоиды выведены эрозией непосредственно на поверхность фундамента (Оймаца, Бортовое, Жага и др.).

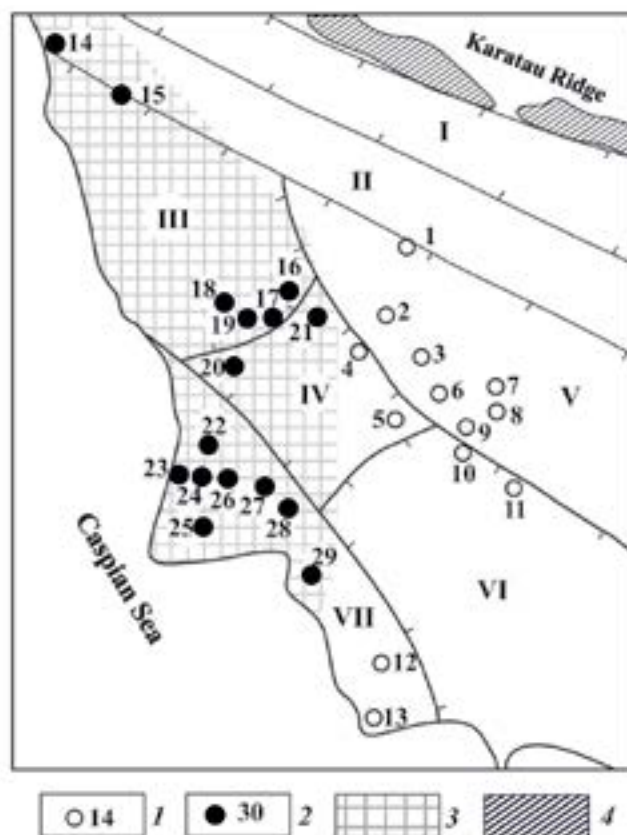


Рис. 2. Западная часть Южно-Мангышлакского прогиба. Местоположение позднепалеозойско-раннетриасового палеоподнятия. 1 – площади, на которых на поверхность фундамента выходят отложения верхнего структурно-формационного комплекса палеозоя: (14 – Сегенды, 15 – Саура-

Сегенды, 16 – Северное Карагие, 17 – Сартюбе, 18 – Атамбай, 19 – Алатюбе, 20 – Бортовое, 21 – Ащиагар, 22 – Жантанат, 23 – Жага, 24 – Оймаша, 25 – Ащисор, 26 – Северный Ащисор, 27 – Северный Ташкум, 28 – Ташкум, 29 – Жиланды). 2 – площади, на которых на поверхность фундамента выходят отложения нижнего структурно-формационного комплекса палеозоя (1 – Тортюбе, 2 – Северо-Западный Жетыбай, 3 – Западный Жетыбай, 4 – Тарлы-Куйжак, 5 – Кенестюбе, 6 – Придорожная, 7 – Жетыбай, 8 – Бектурлы, 9 – Южный Жетыбай, 10 – Саукдук, 11 – Баканд, 12 – Северо-Ракушечная, 13 – Ракушечномысская). 3 – позднепалеозойско-раннетриасовое палеоподнятия, 4 – выход на дневную поверхность пермотриаса. Тектонические элементы платформенного чехла: I – Чакырганский прогиб, II – Беке-Башкудукский вал, III – Сегендыкская депрессия, IV – Карагинская седловина, V – Жетыбай-Узенская ступень, VI – Жазгурлинская депрессия, VII – Песчаномыско-Ракушечная зона поднятий /

Fig. 2. The western part of the South Mangyshlak trough. Location of the Late Paleozoic-Early Triassic Paleopodion. 1 – areas where deposits of the upper Paleozoic structural-formation complex come to the surface of the foundation: (14 – Segends, 15 – Saura-Segends, 16 – Northern Karagie, 17 – Sartyube, 18 – Atambay, 19 – Alatube, 20 – Borovoye, 21 – Aschiagar, 22 – Zhantanat, 23 – Zhaga, 24 – Oymasha, 25 – Aschisor, 26 – Northern Aschisor, 27 – Northern Tashkent, 28 – Tashkent, 29 – Zhilandy). 2 – the areas where the sediments of the lower Paleozoic structural-formation complex come to the surface of the foundation (1 – Tortobe, 2 – Northwestern Zhetybai, 3 – Western Zhetybai, 4 – Tarly-Kuizhak, 5 – Kenestube, 6 – Roadside, 7 – Zhetybai, 8 – Bekturly, 9 – Yuzhny Zhetybai, 10 – Saukuduk, 11 – Bakand, 12 – Severo-Rakushechnaya, 13 – Rakushechnomysskaya). 3 – late Paleozoic-Early Triassic paleopodion, 4 – access to the daytime surface of the Permo-Triassic. Tectonic elements of the platform cover: I – Chakyrkan trough, II – Beke-Bashkuduksky shaft, III – Segendyk depression, IV – Karagiinskaya saddle, V – Zhetybai-Uzen stage, VI – the Zhazgurlinsky depression, VII – the Peschanomyssk-Rakushechnaya uplift zone

Более молодые отложения верхнего палеозоя вскрыты скважинами в западной и северо-западной частях Жетыбай-Узенской тектонической ступени, прилегающих к ней с юга районах Жазгурлинской депрессии и в юго-восточной части Песчаномыско-Ракушечной зоны поднятий (см. рис. 2). В разрезе ведущая роль принадлежит грубообломочному материалу грауваккового и граувакко-аркозового состава [Попков, Попков, 2019]. Литокластические граувакки под микроскопом имеют вид микробрекции, состоящей из щепковидных обломков серицит-хлоритовых, серицитовых и кварцево-сланцевых сланцев, кварцитов. Присутствуют зерна кварца остроугольной формы, полевых шпатов. Иногда наблюдаются обломки кремнистых пород, диабазов, криноидей. Все обломки погружены в тонкодисперсный агрегат глинисто-кварцевого состава (матрикс), достигающий 30–40% объема породы. Субаркозовые и аркозовые песчаники, как правило, крупнозернистые, временами с примесью гравийной фракции. Окатанность и сортировка обломков очень плохая. На максимальную мощность верхний комплекс палеозоя (781 м) вскрыт скважиной №25-П Жетыбай.

В районах отсутствия в разрезе отложений верхнего структурного яруса на более древних породах фундамента залегают с резко выраженным угловым и большим стратиграфическим несогласием разновозрастные отложения триаса. Пестроцветные континентальные отложения нижнего триаса, если они присутствуют в разрезе, уменьшаются в мощности до первых десятков метров. В их основании находится базальная пачка с грубообломочным материалом подстилающих магматических и метаморфических пород.

Таким образом, полученные материалы указывают на то, что на западе Южно-Мангышлакского прогиба существовало неизвестное ранее крупное погребенное поднятие, служившее источником обломочного материала в конце карбона – пер-

ми. Очевидно, что часть палеоподнятия продолжала оставаться областью размыва и в более позднее время, что привело к накоплению по ее периферии карбонатно-терригенной толщи, содержащей аркозовые, олигомиктовые и полимиктовые песчаники. Полное отсутствие на некоторых площадях (Оймаша, Жага, Жантанат) нижнетриасовых отложений указывает на то, что палеосуша в отдельных местах существовала вплоть до момента накопления среднетриасовой вулканогенно-доломитовой толщи. Примечательно, что эта территория испытывала более медленное погружение по сравнению со смежными районами на протяжении длительного времени – вплоть до олигоцена, во время которого была сформирована близкая к современной платформенная структура Южно-Мангышлакского прогиба [Дмитриев и др., 1979], в том числе наложенная на нее Сегендыкская депрессия.

Выводы

В составе триасовой вулканогенно-карбонатной нефтегазоносной формации Южно-Мангышлакского прогиба, в которой нефтегазовые коллекторы имеют вторичный (эпигенетичный) характер, присутствует карбонатно-терригенная толща, сохранившая первичные емкостно-фильтрационные свойства пород. Этому способствовало присутствие в ее составе пластов аркозовых песчаников. Жесткий минеральный каркас песчаников, обусловленный высоким процентным содержанием кварцевых зерен, а также спецификой аутигенных минералообразований, создали благоприятные условия для сохранения первичных пор.

К горизонтам аркозовых песчаников приурочены промышленные залежи углеводородов, что обусловило необходимость восстановления условий их образования и прогноза площадного распространения. Установлено, что в позднем палеозое – раннем триасе в западной части современного Южно-Мангышлакского прогиба существовало обширное палеоподнятия, являвшееся поставщиком обломочного материала, включая аркозы. Периферические районы древней суши, где происходило его накопление, заслуживают повышенное внимание при проведении геологоразведочных работ на нефть и газ.

Полученные материалы могут представлять интерес при определении условий формирования коллекторов и скоплений углеводородов в триасовых отложениях и в других районах Скифско-Туранской платформы.

Литература

1. Алексеева Л.В., Виноградова К.В., Цатурова А.А. Стратиграфическое расчленение триасовых отложений Южного Мангышлака. // Бюл. МОИП. Отд. геол. – 1991. – Т. 66. Вып. 4. – С. 37–43.
2. Вобликов Б.Г., Стерленко З.В., Гридин В.А., Туманова Е.Ю., Чумаченко И.А. Условия формирования и закономерности распространения нефтекумского природного резервуара в пределах Центрального и Восточного Предкавказья. // Теория и практика добычи, транспорта и переработки газоконденсата. – Сборник научных трудов. Выпуск 1. – Астрахань. – 1999. – С. 39–45.
3. Дмитриев Л.П., Паламарь В.П., Попков В.И., Рабинович А.А. История формирования структуры Южного Мангышлака. // Геология нефти и газа. – 1979. – №1. – С. 17–22.
4. Коростышевский М.Н. Особенности определения продуктивных объемов по залежам в триасовых отложениях на Южном Мангышлаке. // Разведка нефтяных месторождений Мангышлака. – Грозный: СевКавНИПИнефть, 1979. – С. 14–16.
5. Коростышевский М.Н., Кузнецов В.В. Строение продуктивной толщи в триасовых

отложениях на Южном Мангышлаке. // Разведка нефтяных месторождений Мангышлака. – Грозный: СевКавНИПИнефть, 1979. – С. 9–14.

6. Кузнецов В.В., Проняков В.А., Инюткина А.В., Вандюк В.П., Котов В.П. Нефтегазовые коллекторы продуктивных триасовых отложений Южного Мангышлака. // Оценка параметров карбонатных коллекторов и геометризация залежей нефти в различных геотектонических условиях на территории СССР. – Пермь, 1978. – С. 36–37.

7. Липатова В.В. Проект стратиграфических схем триасовых отложений Мангышлака и Устюрта // Стратиграфия и палеонтология триасовых отложений Мангышлака и Устюрта. – М.: ВНИГНИ, 1984. – С. 33–56.

8. Плотников М.С., Полосин Г.А., Бурлаков И.А. Петрофизические свойства карбонатных пород триаса и верхнего мела Ставрополя. // Оценка параметров карбонатных коллекторов и геометризация залежей нефти в различных геотектонических условиях на территории СССР. – Пермь, 1978. – С. 33–35.

9. Попков В.И., Попков И.В. Структурно-формационная характеристика верхнепалеозойских отложений запада Туранской плиты. // Геология, география и глобальная энергия. – 2019. – №4(75). – С. 9–17.

10. Харченко В.М., Черненко К.И., Еремина Н.В., Самусев Д.Д. Некоторые закономерности формирования и распространения рифогенных построек в триасовых отложениях на территории Восточного Предкавказья в связи с нефтегазоносностью. // Геология и геофизика Юга России. – 2022. – Т. 12. №3. – С. 133–145. DOI: 10.46698/VNC. 2022.80.35.009

11. Хасанов М.А., Эльжаев А.С. Особенности емкостно-фильтрационной характеристики нижне-триасового природного резервуара Восточного Предкавказья. // Вестник Академии наук Чеченской Республики. – 2010. – №1 (12). – С. 84–88.

12. Хасанов М.А., Эзирбаев Т.Б., Эльжаев А.С. Пространственное распространение пермо-триасовых отложений Восточного Предкавказья и их нефтегазоносность. // Геология и геофизика Юга России. – 2020. – Т. 10. №2. – С. 113–126. DOI: 10.46698/VNC. 2020.17.62.008

13. Чепак Г.Н., Полосин Б.А., Плотников М.С. Коллекторские свойства пород триаса и верхнего мела Восточного Ставрополя. // Нефтегазовая геология и геофизика. – 1980. – №12. – С. 6–9.

14. Чербянова Л.Ф., Попков В.И., Проняков В.А. Литологические особенности и коллекторские свойства триасового вулканогенно-карбонатного комплекса Южного Мангышлака. // Геология нефти и газа. – 1984. – №11. – С. 55–59.

15. Шарафутдинов Ф.Г., Мирзоев Д.А., Гасанусейнов Г.Г. Геология и нефтегазоносность доюрских образований Восточного Предкавказья. // Институт геологии, Дагфиллиал АН СССР. – 1978. – №2 (16). – 120 с.

16. Borderie S., Vendeville B.C., Graveleau F., Witt C., Dubois P., Baby P., Calderon Y. Analogue modeling of large-transport thrust faults in evaporitesfloored basins: Example of the Chazuta Thrust in the Huallaga Basin, Peru. // Journal of Structural Geology. – 2019. – Vol. 123. – pp. 1–17.

17. Hasanov M.A., Aleksandrov B.L., Eljayev A.S., Ezirbaev T.B., Gatsaeva S.S. Forecasting cracked collectors on anticlinal type structures at late stage of exploration in oil and gas area. // IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science, IPDME. – 2017. – №87. – pp. 052008.

18. Jourdon A., Mouthereau F., Le Pourhiet L., Callot J.-P. Topographic and tectonic evolution of mountain belts controlled by salt thickness and rift architecture. // Tectonics. – 2020. – Vol. 39. – pp. 45–57. DOI:10.1029/2019TC005903 EDN: XEUTPL

19. Li S., Wang X., Suppe J. Compressional salt tectonics and syn-kinematic strata of the western Kuqa foreland basin, Southern Tian Shan, China. // Basin Research. – 2012. – №24. – pp. 475–497. DOI: 10.1111/j.1365-2117.2011.00531.x

20. 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. – №56. – pp. 143–165.

21. Lichtner P.C., Steefel C.I., Oelkers E.H. Reactive transport in porous media. // *Rev. Mineral.* – 1996. – №34. – pp. 105–115.
22. Nelepov M., Gridin R., Lutsenko O., Sterlenko Z., Tumanova Ye., Yeriomina N., Chernenko K., Gridin V. Fracture modeling of carbonate reservoirs of Low Triassic Neftekumsk 144 formation of hydrocarbon field in Petrel software. // *E3S Web of Conferences.* – 2021. – Vol. 24. – pp. 23–32. DOI: 10.1051/e3sconf/202124403020
23. 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. – pp. 45–56. DOI: 10.1029/2010WR009346.
24. 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.* – 2020. – No.12. – pp. 577–590. DOI: 10.5194/essd-12-577-2020.
25. Rachinsky M.Z., Kerimov V.Yu. Fluid dynamics of oil and gas reservoirs. – Washington. USA: Scrivener Publ. Wiley. – 2015. – 599 p.
26. Ruchko K., Kurgansky V.M. The results of interpretation the data of electric and pulsed neutron-neutron logging methods for the study of low-resistivity reservoirs, example is terrigenous sediments of the Dnieper-Donets basin. // *Conference Proceedings, 14th EAGE International Conference on Geoinformatics – Theoretical and Applied Aspects, May 2015.* – pp. 1–5.

References

1. Alekseeva L.V., Vinogradova K.V., Tsaturova A.A. Stratigraphic dissection of Triassic deposits of Southern Mangyshlak. *Byul. MOIP.Ed. geol.* 1991. Vol. 66. Issue 4. pp. 37-43.
2. Voblikov B.G., Sterlenko Z.V., Gridin V.A., Tumanova E.Yu., Chumachenko I.A. Conditions of formation and patterns of distribution of the Neftekumsky natural reservoir within the Central and Eastern Precaucasia. Theory and practice of extraction, transportation and processing of gas condensate. Collection of scientific papers. Issue 1. Astrakhan. 1999. pp. 39-45.
3. Dmitriev L.P., Palamar V.P., Popkov V.I., Rabinovich A.A. The history of the formation of the structure of the Southern Mangyshlak. *Geology of oil and gas.* 1979. No.1. pp. 17-22.
4. Korostyshevsky M.N. Features of determining productive volumes by deposits in Triassic deposits in the Southern Mangyshlak. *Exploration of Mangyshlak oil fields.* Grozny. Sevkavniptneft, 1979. pp. 14-16.
5. Korostyshevsky M.N., Kuznetsov V.V. Structure of productive strata in Triassic sediments in the Southern Mangyshlak. *Exploration of Mangyshlak oil fields.* Grozny. Sevkavniptneft, 1979. pp. 9-14.
6. Kuznetsov V.V., Pronyakov V.A., Inyutkina A.V., Vandyuk V.P., Kotov V.P. Oil and gas reservoirs of productive Triassic deposits of Southern Mangyshlak. Estimation of parameters of carbonate reservoirs and geometrization of oil deposits in various geotectonic conditions on the territory of the USSR. Perm. 1978. pp. 36-37.
7. Lipatova V.V. Project of stratigraphic schemes of the Triassic deposits of Mangyshlak and Ustyurt. *Stratigraphy and paleontology of the Triassic deposits of Mangyshlak and Ustyurt.* Moscow. VNIGNI, 1984. pp. 33-56.
8. Plotnikov M.S., Polosin G.A., Burlakov I.A. Petrophysical properties of carbonate rocks of the Triassic and Upper Cretaceous of Stavropol. Estimation of parameters of carbonate reservoirs and geometrization of oil deposits in various geotectonic conditions on the territory of the USSR. Perm. 1978. pp. 33-35.
9. Popkov V.I., Popkov I.V. Structural and formational characteristics of Upper Paleozoic deposits of the west of the Turan plate. *Geology, geography and global energy.* 2019. No.4(75). pp. 9-17.
10. Kharchenko V.M., Chernenko K.I., Eremina N.V., Samusev D.D. Some regularities of the formation and distribution of reef structures in Triassic sediments in the territory of the Eastern

Caucasus in connection with oil and gas. *Geology and Geophysics of the South of Russia*. 2022. Vol. 12. No.3. pp. 133-145. DOI: 10.46698/VNC. 2022.80.35.009

11. Khasanov M.A., Elzhaev A.S. Features of the reservoir filtration characteristics of the Lower Triassic natural reservoir of the Eastern Caucasus. *Bulletin of the Academy of Sciences of the Chechen Republic*. 2010. No.1(12). pp. 84-88.

12. Khasanov M.A., Ezirbaev T.B., Elzhaev A.S. Spatial distribution of Permo-Triassic deposits of the Eastern Caucasus and their oil and gas potential. *Geology and Geophysics of the South of Russia*. 2020. Vol. 10. No.2. pp. 113-126. DOI: 10.46698/VNC. 2020

13. Chepak G.N., Polosin B.A., Plotnikov M.S. Reservoir properties of Triassic and Upper Cretaceous rocks of Eastern Stavropol. *Oil and gas geology and Geophysics*. – 1980. – No.12. – pp. 6-9.

14. Cherbyanova L.F., Popkov V.I., Pronyakov V.A. Lithological features and reservoir properties of the Triassic volcanogenic-carbonate complex of Southern Mangyshlak. *Geology of oil and gas*. 1984. No.11. pp. 55-59.

15. Sharafutdinov F.G., Mirzoev D.A., Hasanuseynov G.G. *Geology and oil and gas industry of the Pre-Jurassic formations of the Eastern Caucasus*. Institute of Geology, Dagphillial of the USSR Academy of Sciences. 1978. No.2(16). 120 p.

16. Borderie S., Vendeville B.C., Graveleau F., Witt C., Dubois P., Baby P., Calderon Y. Analogue modeling of large-transport thrust faults in evaporitesfloored basins: Example of the Chazuta Thrust in the Huallaga Basin, Peru. *Journal of Structural Geology*. 2019. Vol. 123. pp. 1–17.

17. Hasanov M.A., Aleksandrov B.L., Eljayev A.S., Ezirbaev T.B., Gatsaeva S.S. Forecasting cracked collectors on anticlinal type structures at late stage of exploration in oil and gas area. *IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science, IPDME*. 2017. No.87. pp. 052008.

18. Jourdon A., Mouthereau F., Le Pourhiet L., Callot J.-P. Topographic and tectonic evolution of mountain belts controlled by salt thickness and rift architecture. *Tectonics*. 2020. Vol. 39. pp. 45–57. DOI: 10.1029/2019TC005903. EDN: XEUTPL

19. Li S., Wang X., Suppe J. Compressional salt tectonics and syn-kinematic strata of the western Kuqa foreland basin, Southern Tian Shan, China. *Basin Research*. 2012. No.24. pp. 475–497. DOI: 10.1111/j.1365-2117.2011.00531.x

20. 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. pp. 143–165.

21. Lichtner P.C., Steefel C.I., Oelkers E.H. Reactive transport in porous media. *Rev. Mineral*. 1996. No.34. pp. 105–115.

22. Nelepov M., Gridin R., Lutsenko O., Sterlenko Z., Tumanova Ye., Yeriomina N., Chernenko K., Gridin V. Fracture modeling of carbonate reservoirs of Low Triassic Neftekumsk 144 formation of hydrocarbon field in Petrel software. *E3S Web of Conferences*. 2021. Vol. 24. pp. 23–32. DOI: 10.1051/e3sconf/202124403020

23. 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. pp. 45–56. DOI: 10.1029/2010WR009346.

24. 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.* 2020. No.12. pp. 577–590. DOI: 10.5194/essd-12-577-2020.

25. Rachinsky M.Z., Kerimov V.Yu. *Fluid dynamics of oil and gas reservoirs*. Washington. USA. Scrivener Publ. Wiley, 2015. 599 p.

26. Ruchko K., Kurgansky V.M. The results of interpretation the data of electric and pulsed neutron-neutron logging methods for the study of low-resistivity reservoirs, example is terrigenous sediments of the Dnieper-Donets basin. *Conference Proceedings, 14th EAGE International Conference on Geoinformatics – Theoretical and Applied Aspects*, May 2015. pp. 1–5.