

УДК: 552.578 (574.14)

DOI: 10.46698/VNC.2024.17.41.013

Оригинальная статья

Нефтегазоносные формационные комплексы триаса юго-запада Туранской плиты

В.И. Попков , И.В. Попков 

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

Статья поступила: 09.03.2024, доработана: 01.06.2024, принята к публикации: 03.06.2024

Резюме: Актуальность работы. Триасовые отложения юго-западной части Туранской плиты остаются одним из важных направлений геологоразведочных работ на нефть и газ. Несмотря на достаточно высокую геолого-геофизическую изученность отложений и открытие в них промышленных скоплений углеводородов остается достаточно много спорных вопросов, касающихся стратиграфической приуроченности и межплощадной корреляции нефтегазоносных горизонтов. Решение этой проблемы имеет не только научное, но и практическое значение, поскольку будет способствовать более обоснованному выбору дальнейших направлений поисковых работ. **Цель исследований.** Целью данной работы является изучение закономерностей локализации скоплений нефти и газа в триасовом разрезе Южно-Мангышлакского осадочного бассейна, выделение региональных толщ-коллекторов и возможных покрышек углеводородов, определение границ площадного распространения основных нефтегазоносных комплексов. **Методы исследования.** Проведено макроописание кернов скважин, микроскопическое изучение шлифов. Выполнено литолого-стратиграфическое расчленение и корреляция разрезов скважин с использованием данных всех видов каротажа, палеонтологических определений органических остатков. Проанализирован обширный материал по результатам опробования и пластовых испытаний триасовых отложений. Для изучения емкостно-фильтрационных свойств пород привлечены данные петрофизики. Детально исследованы особенности строения месторождений нефти и газа. **Результаты работы.** Установлено наличие в триасовом разрезе Южно-Мангышлакского прогиба двух нефтегазоносных формаций – верхнетриасовой терригенной и вулканогенно-карбонатной верхнеоленинско-среднетриасовой. Разделены они вулканогенно-аргиллитовой толщей среднего триаса, являющейся региональной покрышкой. Выяснена роль отдельных литологических толщ в локализации скоплений углеводородов. Определены границы площадного распространения нефтегазоносных комплексов триаса, что позволяет подойти более дифференцированно к оценке перспектив нефтегазоносности как территории Южного Мангышлака в целом, так и отдельных локальных поднятий, расположенных в различных тектонических зонах. Полученные результаты могут быть использованы при изучении условий формирования и закономерностей пространственного размещения скоплений углеводородов и в других нефтегазоносных регионах Скифско-Туранской платформы.

Ключевые слова: литология, стратиграфия, формации, нефть и газ, пористость, проницаемость, перспективы нефтегазоносности.

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

Для цитирования: Попков В.И., Попков И.В. Нефтегазоносные формационные комплексы триаса юго-запада Туранской плиты. *Геология и геофизика Юга России*. 2024. 14(2): 166-178. DOI: 10.46698/VNC.2024.17.41.013

DOI: 10.46698/VNC.2024.17.41.013

Original paper

Oil and gas bearing formation complexes of the Triassic of the South-West Turan plate

V.I. Popkov^{id}, I.V. Popkov^{id}Kuban State University, 149 Stavropol Str., Krasnodar 350059,
Russian Federation, e-mail: geoskubsu@mail.ru

Received: 09.03.2024, revised: 01.06.2024, accepted: 03.06.2024

Abstract: Relevance. The Triassic deposits of the southwestern part of the Turan plate remain one of the areas of exploration for oil and gas. Despite the sufficiently high geological and geophysical study of sediments and the discovery of industrial accumulations of hydrocarbons in them, there are quite a lot of controversial issues concerning the stratigraphic confinement and inter-site correlation of oil and gas horizons. The solution to this problem has not only scientific, but also practical significance, since it will contribute to solving the issues of conditions for the formation of oil and gas fields in the region, as well as the choice of further directions of exploration. **Aim.** The purpose of this work is to study the patterns of localization of oil and gas accumulations in the Triassic section of the South Mangyshlak sedimentary basin, identify regional reservoir strata and possible hydrocarbon caps, and determine the boundaries of the areal distribution of the main oil and gas complexes. **Methods.** A macro description of the well cores and microscopic examination of the sections were carried out. Lithological and stratigraphic dissection and correlation of well sections were performed using data from all types of logging, paleontological definitions of organic residues. Extensive material has been analyzed based on the results of sampling and formation testing of Triassic sediments. Petrophysics data were used to study the reservoir-filtration properties of rocks. The structural features of individual oil and gas fields have been studied in detail. **Results.** The presence of two oil and gas bearing formations in the Triassic section of the South Mangyshlak trough was established - the Upper Triassic terrigenous and volcanogenic-carbonate Upper Cenek-Middle Triassic. They are separated by the volcanogenic mudstone strata of the Middle Triassic, which is a regional cover. The role of the constituent oil and gas formations of individual lithological strata in the localization of hydrocarbon accumulations has been clarified. The boundaries of the areal distribution of Triassic oil and gas complexes have been determined, which allows a more differentiated approach to assessing the prospects of oil and gas potential of both the territory of Southern Mangyshlak as a whole and individual local uplifts identified in various tectonic zones. The obtained results can be used to study the conditions of formation and spatial distribution patterns of hydrocarbon accumulations in other oil and gas-bearing regions of the Scythian-Turanian platform.

Keywords: lithology, stratigraphy, formations, oil and gas, porosity, permeability, prospects of oil and gas potential.

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. Oil and gas bearing formation complexes of the Triassic of the South-West Turan plate. *Geologiya i Geofizika Yuga Rossii = Geology and Geophysics of Russian South*. (in Russ.). 2024. 14(2): 166-178. DOI: 10.46698/VNC.2024.17.41.013

Введение

По мере истощения объектов поисково-разведочных работ на нефть и газ в платформенном чехле запада Туранской плиты во второй половине семидесятых годов прошлого века в разведку были вовлечены отложения триаса. Поисковые работы велись в различных районах плиты (Бузачинский свод, Южно-Бузачинский прогиб,

Северо-Устюртская синеклиза, Южно-Мангышлакский прогиб, Карабогазский свод), однако промышленные скопления нефти и газа были открыты лишь в пределах последнего. Причиной этого могут являться различия в истории геологического развития на доплитном этапе разнородных тектонических элементов этого обширного региона, вошедших в состав Туранской плиты после завершения раннекиммерийского этапа тектогенеза [Natalin, Sengor, 2004; Nikishin et al., 1988; Feinberg et al., 1996].

Триасовые отложения Южно-Мангышлакского осадочного бассейна достаточно хорошо изучены. Тем не менее, относительно возраста и стратиграфического расчленения вскрытых разрезов доюрских отложений существуют разные точки зрения [Алексеева и др., 1991; Боранбаев, Боранбаев, 2022; Липатова, 1984; Valini et al., 2000]. Соответственно это ведет к разночтениям стратиграфической приуроченности нефтегазоносных горизонтов на отдельно взятых поднятиях и, тем более, при их сопоставлении с другими площадями [Боранбаев и др., 2002; Gurbanov, 2004; Zhidovinov, 1993]. Обусловлено это использованием ограниченного числа скважин при разработке стратиграфических схем, а также недостаточным вниманием к детальному литолого-фациальному исследованию.

Целью данной работы является изучение закономерностей локализации скоплений нефти и газа в триасовом разрезе Южно-Мангышлакского осадочного бассейна, выделение региональных толщ-коллекторов и возможных покровов углеводородов.

Полагаем, что полученные результаты могут быть полезны при решении нефтегеологических задач и в других регионах Скифско-Туранской платформы, включая Восточное и Западное Предкавказье, где триасовые отложения остаются одним из направлений геологоразведочных работ [Вобликов и др., 1999; Харченко и др., 2022; Хасанов и др., 2020; Hasanov et al., 2017; Nelepov et al., 2021].

Методы исследований

В основу исследований положен комплексный анализ поисково-разведочных работ на всех площадях Южного Мангышлака. На первом этапе работ выполнено макро- и микроскопическое изучение кернового материала. Собраны и обобщены палеонтологические данные. Произведено литолого-стратиграфическое расчленение и корреляция разрезов практически всех скважин, вскрывших триасовые отложения. Составлены типовые разрезы триасовых отложений основных тектонических зон. Применены методы формационного и фациального анализов.

На втором этапе исследований собран и проанализирован обширный материал по опробованию и пластовым испытаниям триасовых отложений. Привлечены данные о строении месторождений нефти и газа, а также лабораторных исследований емкостно-фильтрационных свойств пород. Осуществлена привязка притоков и нефтегазопроявлений к выделенным литологическим толщам. Для площадного картирования нефтегазоносных комплексов использованы данные сейсморазведки.

Результаты исследований и их обсуждение

В структуре доюрского (доплитного) комплекса запада Туранской плиты выделяются Центрально-Мангышлакско-Карашорская и Туаркыр-Карауданская раннекиммерийские складчатые системы. Вне этих зон отложения пермо-триаса залегают полого, что дает возможность выделить здесь структурные элементы более низкого порядка (рис. 1). Южно-Мангышлакский платформенный прогиб в значительной степени является наложенным на структурный план подстилающих отло-

жений. Жетыбай-Узенская ступень и Кокумбайская моноклираль северного борта прогиба располагаются над южной частью Центрально-Мангышлакской складчатой зоны, граничащей с Южно-Мангышлакским геоблоком. В пределах последнего выделяются Сегендыкская и Жазгурлинская депрессии, разделенные Карагинской седловиной. Крупным положительным структурным элементом является Песчано-мысско-Ракушечная зона поднятий.

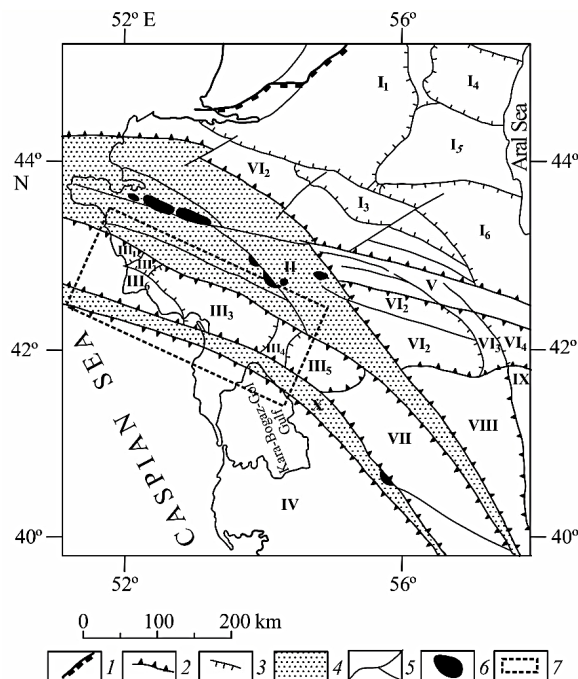


Рис. 1. Обзорная тектоническая схема триасовых отложений запада Туранской плиты.

1 – граница Туранской и Русской плит; границы тектонических элементов: 2 – первого, 3 – второго порядков; 4 – раннециммерийские складчатые системы; 5 – основные разломы; 6 – выходы доюрских отложений на поверхность; 7 – район исследований.
 Цифры на схеме: I – Северо-Устьюртская синеклиза: I₁ – Култукско-Самская депрессия, I₂ – Арстановско-Ирдалинская ступень, I₃ – Астауойская моноклираль, I₄ – Косбулакская депрессия, I₅ – Акумсукский выступ, I₆ – Барсакельмесская депрессия; II – Мангышлакско-Карашиорская система дислокаций; III – Южно-Мангышлакская система прогибов: III₁ – Сегендыкская депрессия, III₂ – Карагинская седловина, III₃ – Жазгурлинская депрессия, III₄ – Карынжарыкская седловина, III₅ – Учкудукская депрессия, III₆ – Песчано-мысско-Ракушечная зона поднятий; IV – Кара-Богазский массив; V – Центрально-Устьюртская система поднятий; VI – Южно-Устьюртская система прогибов: VI₁ – Шахпахтинская ступень, VI₂ – Ассаке-Ауданский прогиб, VI₃ – Сарыкамьшская седловина, VI₄ – Дарьялык-ДAUDANский прогиб; VII – Кумсебшенский выступ; VIII – Верхнеузбойский прогиб; IX – Центрально-Каракумский массив; X – Туаркыр-Карауданская система дислокаций /

Fig. 1. Overview tectonic scheme of the Triassic deposits of the west of the Turanian plate.

1 – the boundary of the Turanian and Russian plates; the boundaries of tectonic elements: 2 – of the first, 3 – of the second order; 4 – Early Cimmerian folded systems; 5 – major faults; 6 – outcrops of pre-Jurassic deposits to the surface; 7 – the research area. The figures in the diagram are: I – North Ustyurt syneclyse: I₁ – Kultuk-Sam depression, I₂ – Arstanov-Irdal stage, I₃ – Astauoi monocline, I₄ – Kosbulak depression, I₅ – Akumsuk ledge, I₆ – Barsakelmess depression; II – Mangyshlak-Karashor dislocation system; III – South Mangyshlak deflection system: III₁ – Segendyk depression, III₂ – Karagiinskaya saddle, III₃ – Zhazgurlynsky depression, III₄ – Karynzharlyk saddle, III₅ – Uchkuduk depression, III₆ – Peschanomyssk-Rakushechnaya uplift zone; IV – Kara-Bogaz massif; V – Central Ustyurt uplift system; VI – South Ustyurt deflection system: VI₁ – Shakhpakhtinskaya step, VI₂ – Assake-Audan trough, VI₃ – Sarykamysh saddle, VI₄ – Daryalyk-Daudan trough; VII – Kumsebshen ledge; VIII – Verkhneuzboy trough; IX – Central Karakum massif; X – Tuarkyr-Karaaudan dislocation system.

Литология триасовых отложений

В пределах Южно-Мангышлакского прогиба может быть выделено три типа разрезов: карауданский, жетыбай-узенский и песчаномыско-ракушечный, отражающих особенности тектонического развития юго-запада Туранской плиты на доплитном этапе. Первые два принадлежат зонам пермско-триасовых прогибов (Туаркыр-Карауданскому и Мангышлакско-Карашорскому, соответственно). Выполняющие их отложения перми и триаса испытали складчатость в предюрское время. Третий, песчаномыско-ракушечный тип разреза распространен в пределах Южно-Мангышлакского геоблока, где триас слабо дислоцирован и резко сокращен в мощности. Осуществлено расчленение разрезов на слагающие литологические толщи, которым присвоены индексы (T_1^1 , T_1^2 , T_2^1 и т.д.) с последующей их стратиграфической привязкой. В связи с тем, что поисково-разведочные работы в Карауданской зоне не увенчались успехом, ниже в краткой форме дается описание жетыбай-узенского и песчаномыско-ракушечного разрезов. Более подробно этот вопрос рассмотрен нами в специальной статье [Попков В.И., Попков И.В., 2023а].

Жетыбай-Узенский тип разреза вскрыт глубокими скважинами в пределах одноименной тектонической ступени Южно-Мангышлакского платформенного прогиба (рис. 2). Наиболее древняя песчаниково-алевролитовая толща (T_1^0) вскрыта скважинами в северной части ступени на площади Узень. Представлена она красноцветными грубообломочными песчаниками и алевролитами континентального генезиса. Возраст их предположительно индский.

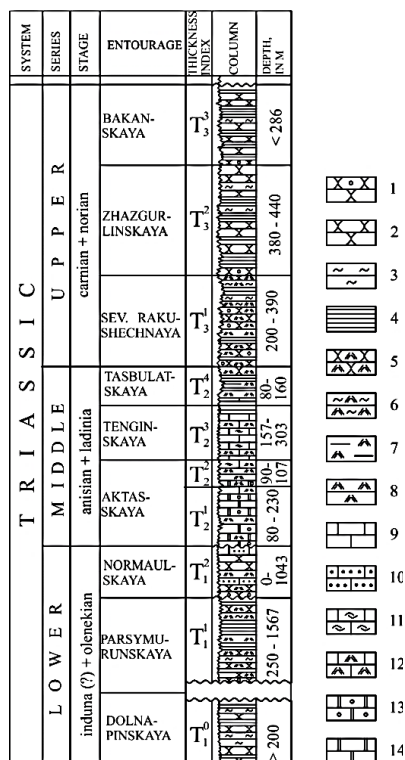


Рис. 2. Жетыбай-Узенский тип разреза.
 1 – песчаники грубозернистые с гравийной примесью,
 2 – песчаники средне- и мелкозернистые,
 3 – алевролиты, 4 – аргиллиты, 5 – туфопесчаники,
 6 – туфоалевролиты, 7 – туфоаргиллиты,
 8 – туффиты и туфы, 9 – известняки мелкозернистые и кристаллические, 10 – известняки с терригенной примесью, 11 – известняки органогенно-детритовые, 12 – туфоизвестняки,
 13 – доломиты оолитово-комковатые и оолитово-обломочные, 14 – доломиты сгустковые /

Fig. 2. Zhetybai-Uzen type of incision.
 1 – coarse-grained sandstones with gravel admixture,
 2 – medium- and fine-grained sandstones,
 3 – siltstones, 4 – mudstones, 5 – tuff sandstones,
 6 – tufoaleurolites, 7 – tufoargillites, 8 – tuffites and tuffs,
 9 – fine-grained and crystalline limestones, 10 – limestones with terrigenous admixture, 11 – organogenic limestones-detritus,
 12 – tuff limestone, 13 – dolomites oolitic-lumpy and oolitic-clastic, 14 – clump dolomites

В южной и юго-западной частях ступени отложения этого возраста отсутствуют в разрезе и на палеозойских породах с размывом залегает пестроцветная алевролитово-аргиллитовая толща (T_1^1), содержащая прослои карбонатных пород, мелко- и среднезернистых песчаников, туфов и туффитов. На основании палеонтологических данных возраст пород раннетриасовый [Алексеева и др., 1991].

Сменяет ее карбонатно-терригенная толща (T_1^2). Сложена она алевролитами, аргиллитами, песчаниками, известняками с примесью вулканогенного материала. Окраска пород зеленовато-серого и серого цвета. Возраст отложений позднеоленекский [Алексеева и др., 1991].

В составе вулканогенно-доломитовой толщи (T_2^1) среднего триаса преобладают оолитово-комковатые и оолитово-обломочные доломиты, чередующиеся с прослоями туфов, микрозернистыми и органогенно-детритовыми известняками.

В составе известняково-вулканогенной толщи (T_2^2) значительная роль принадлежит вулканокластическому материалу, который чередуется с оолитово-комковатыми, оолитово-обломочными и органогенно-детритовыми известняками. Подчиненное значение имеют песчаники, аргиллиты и доломиты.

Вулканогенно-известняковая толща (T_2^3) сложена шламовыми и органогенно-детритовыми известняками с прослоями туфов. В средней части толщи содержание туфогенного материала возрастает, вследствие чего она достаточно отчетливо оказывается разделенной на две части.

Завершает среднетриасовый разрез вулканогенно-аргиллитовая толща (T_2^4). В ее составе преобладают аргиллиты и туфоаргиллиты, которые чередуются с мало-мощными прослоями известняков, кристалло- и витрокластических туфов.

На большинстве площадей в составе верхнего триаса выделяется две литологических толщи. В основании нижней туфогенно-терригенной толщи (T_3^1) залегает грубообломочный пласт песчаников и гравелитов. Характерной особенностью толщи является присутствие в ее составе плохо окатанных продуктов разрушения подстилающих туфогенных пород.

Песчаниково-аргиллитовая толща (T_3^2) представлена аргиллитами, равномерно чередующимися с песчаниками и алевролитами.

Присутствие в разрезе аргиллито-песчаниковой толщи (T_3^3) было установлено после бурения скважин на площадях Баканд, Пионерская и Сакудук, находящихся в зоне сочленения Жетыбай-Узеньской ступени и Жазгурлинской депрессии [Попков, Попков, 2023а]. По сравнению с нижележащей толщей в ее составе возрастает роль более грубообломочного терригенного материала.

В составе двух последних толщ отсутствует вулканогенный материал.

Несколько по-иному выглядит разрез триасовых отложений Песчаномыско-Ракушечной зоны сводовых поднятий. Здесь разрез обычно начинается с пестроцветной алевролитово-аргиллитовой толщи (T_1^1) с базальным пластом мощностью до 20–25 м в основании, в котором содержатся плохо окатанные обломки подстилающих метаморфических и магматических пород фундамента. На Оймашинской площади на породах фундамента залегает вулканогенно-доломитовая толща (T_2^1) среднего триаса.

В целом литологический состав отложений мало отличается от разреза Жетыбай-Узеньской ступени. Описанные выше литологические толщи легко распознаются в разрезе, что указывает на формирование отложений в едином бассейне седиментации. Основное отличие заключается в уменьшении мощности всех литологических толщ с одновременным возрастанием процентного содержания туфогенной составляющей.

Песчаномыско-ракушечный тип разреза сохраняется и в пределах Сегендыкской депрессии и Карагиинской седловины.

Закономерности размещения скоплений нефти и газа в разрезе триасовых отложений

В триасовых отложениях Южного Мангышлака к настоящему времени открыто около двадцати месторождений углеводородов (УВ); на многих площадях получены притоки разной интенсивности. Для выяснения закономерностей размещения скоплений нефти и газа в разрезе осуществлена привязка известных притоков и нефтегазопроявлений к выделенным литологическим толщам (рис. 3).

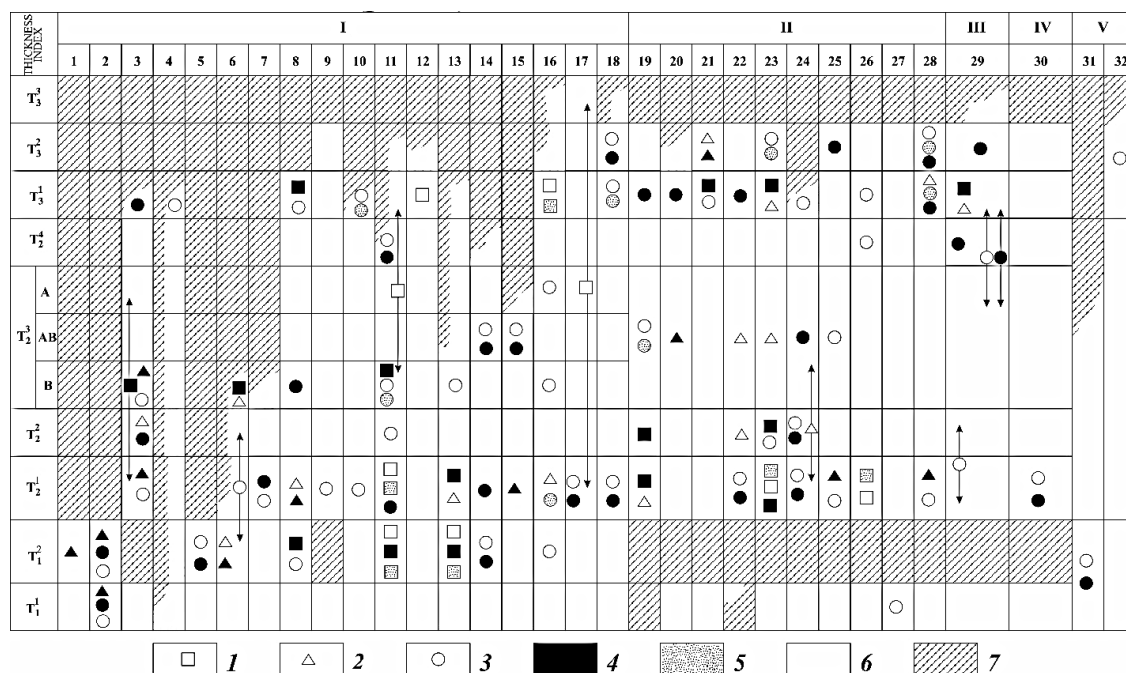


Рис. 3. Схема нефтегазоносности триасового разреза.

Характер притока: 1 – промышленный, 2 – непромышленный, 3 – проявление. Флюид:

4 – нефть, 5 – газ, 6 – конденсат, 7 – отсутствие отложений в разрезе.

Тектонические элементы: I – Жетыбай-Узенская ступень, II – Песчаномыско-Ракушечная зона поднятий, III – Карагинская седловина, IV – Сегендыкская депрессия, V – Караауданская зона.

Поисково-разведочные площади: 1 – Туркменой, 2 – Узень, 3 – Северо-Западный Жетыбай,

4 – Западный Жетыбай, 5 – Жетыбай, 6 – Бектурлы, 7 – Шинжир, 8 – Каменистая, 9 – Придорожная, 10 – Актас, 11 – Южный Жетыбай, 12 – Восточный Нармаул, 13 – Тасбулат, 14 – Западное Тенге, 15 – Тенге, 16 – Западный Тасбулат, 17 – Баканд, 18 – Пионерская, 19 – Оймаша, 20 – Ащисор, 21 – Жиланды, 22 – Ташкум, 23 – Северо-Ракушечное, 24 – Ракушечномысская, 25 – Адыр, 26 – Уйлюк, 27 – Змеиная, 28 – Сарсенбай, 29 – Северное Карагие, 30 – Бегеш, 31 – Темир-Баба, 32 – Жарты /

Fig. 3. Diagram of the oil and gas potential of the Triassic section.

The nature of the inflow: 1 – industrial, 2 – non-industrial, 3 – manifestation. Fluid: 4 – oil, 5 – gas, 6 – condensate, 7 – absence of deposits in the section.

Tectonic elements: I – Zhetybai-Uzen stage, II – Peschanomyssk-Rakushechnaya uplift zone, III – Karagiinskaya saddle, IV – Segendyk depression, V – Karaaudan zone.

Exploration areas: 1- Turkmenoy, 2 – Uzen, 3 – Northwestern Zhetybai, 4 – Western Zhetybai, 5 – Zhetybai, 6 – Bekturly, 7 – Shinzhir, 8 – Stony, 9 – Roadside, 10 – Aktas, 11 – Southern Zhetybai, 12 – Eastern Narmaul, 13 – Tasbulat, 14 – Western Tenge, 15 – Tenge, 16 – Western Tasbulat, 17 – Bakand, 18 – Pionerskaya, 19 – Oymasha, 20 – Aschisor, 21 – Zhilandy, 22 – Tashkent, 23 – Severo-Rakushechnoye, 24 – Rakushechnomysskaya, 25 – Adyr, 26 – Uyluk, 27 – Zmeinaya, 28 – Sarsenbai, 29 – Severnoye Karagie, 30 – Begesh, 31 – Temir Baba, 32 – Zharty

Как следует из приведенной таблицы нефтегазоносности, в нижнем триасе практический интерес представляет только карбонатно-терригенная толща T_1^2 . В ней на месторождениях Тасбулат и Южный Жетыбай разведаны нефтяная, газовая и газоконденсатная залежи. Дебиты газа и конденсата достигали 560 тыс. м³/сут и 72 м³/сут, соответственно. На Тасбулате приток нефти составил 121 м³/сут, газа – 156 тыс. м³/сут. На площади Каменистая из этой же части разреза получен приток нефти дебитом 16,8 м³/сут. Коллекторами в данной толще обладают пласты аркозовых песчаников. Открытая (межзерновая) пористость песчаников 8–18%, а поровая проницаемость колеблется от 0,00001 до 0,007 мкм². Сохранению первичных емкостно-фильтрационных свойств способствовал их минеральный состав [Попков, Попков, 2023б].

Развитие каверново-поровых коллекторов обеспечило достаточно высокие коллекторские свойства (открытая пористость до 28%, проницаемость до 0,6 мкм²) в вулканогенно-доломитовой толще T_2^1 среднего триаса. В ней разведаны залежи «А» и «Б» на Северо-Ракушечной площади, газоконденсатная («В») залежь на Южном Жетыбае, нефтяные на Тасбулате (залежь «А») и Северо-Западном Жетыбае («Б») [Коростышевский, 1978]. Практически на всех поисково-разведочных площадях, где данная толща присутствует в разрезе, получены притоки УВ различной интенсивности, в том числе высокодебитные, или же отмечались нефтегазопроявления.

Широкое развитие туфогенных пород в составе известняково-вулканогенной толщи T_2^2 значительно снижает ее емкостно-фильтрационные параметры. Характерны порово-трещинный и трещинный типы коллекторов [Кузнецов и др., 1978]. В этой толще открыты газовая залежь на Пионерской площади (в скважине №2 получен газ с конденсатом дебитами соответственно 38 тыс. м³/сут и 11 м³/сут) и нефтяная залежь на Северо-Западном Жетыбае. Из этой же части разреза в скважине №9 Оймаша из интервала глубин 3514–3544 м получен фонтан нефти дебитом 250 м³/сут.

В верхней части вулканогенно-известняковой толщи T_2^3 (пачка А) промышленных притоков не получено. К нижней ее половине (пачка Б) приурочена нефтяная залежь на Южном Жетыбае [Коростышевский, Кузнецов, 1979]. Тип коллектора трещинный. На площадях Актас, Бектурлы, Ащисор, Ташкум, Северо-Ракушечная получены низко- и среднедебитные притоки УВ. Кроме того, на многих других разведочных площадях из этой части разреза отмечались нефтегазопроявления.

В составе вулканогенно-аргиллитовой толщи T_2^4 среднего триаса ведущая роль принадлежит аргиллитам с богатой примесью туфогенного материала. Данная толща является, на наш взгляд, достаточно надежной региональной покрывкой, разделяющей вулканогенно-карбонатную верхнеоленинско-среднетриасовую и терригенную верхнетриасовую нефтегазоносные формации.

После получения промышленных притоков нефти из верхнетриасовых отложений на площадях Южный Жетыбай, Северное Карагие, Жиланды, Северо-Ракушечная, Каменистая и газа с конденсатом на Западном Тасбулате и Восточном Нармауле, заметно возрос интерес к терригенному комплексу триаса. В различных его частях присутствуют горизонты грубозернистых терригенных пород – потенциальных коллекторов для УВ, а разделяющие их глинистые пачки могут исполнять роль покрывок.

Оценивая в целом положительно перспективы нефтегазоносности верхнетриасовых отложений, следует отметить, что основные промышленные притоки УВ связаны с базальной грубообломочной пачкой, располагающейся в основании туфогенно-терригенной толщи T_3^1 . Мощность ее меняется от 25–35 м в пределах Песчаномысско-Ракушечной зоны до 40–70 м в юго-западной части Жетыбай-Узеньской

ступени и в районе Баканда и Пионерской. Породы обладают удовлетворительными коллекторскими свойствами: открытая пористость достигает 18–20%, проницаемость 0,01 мкм².

Продуктивность этой пачки доказана в различных структурно-тектонических зонах Южного Мангышлака. Так, например, промышленные залежи нефти открыты на Северо-Карагиинском и Каменистом поднятиях; на других площадях (Восточно-Нармаульской, Жиландинской, Северо-Ракушечной и др.) получены достаточно значительные притоки нефти и газа, достигающие 79 м³/сут и 140 тыс. м³/сут соответственно. Данный факт позволяет считать ее регионально продуктивным горизонтом.

Другие алевролитно-песчаные горизонты в верхнетриасовом разрезе обладают меньшим коллекторским потенциалом, что отразилось и на полученных из них притоках УВ.

Площадное распространение триасовых нефтегазоносных формаций

На площадное распространение нефтегазоносных отложений триаса в значительной степени повлиял предъюрский размыв. В местах их отсутствия вероятность открытия залежей УВ резко снижается, что обусловлено в первую очередь низкими коллекторскими свойствами подстилающих толщ. Следовательно, для более целенаправленного ведения поисковых работ в отложениях триаса необходимо определить границы развития терригенного и вулканогенно-карбонатного комплексов. Достаточно достоверную и полную информацию о площадном распространении разновозрастных отложений триаса можно получить в случае привлечения материалов сейсморазведки. С этой целью была осуществлена привязка отражающих горизонтов группы волновых пакетов V₁ и V₂ к выделенным литологическим толщам. Последующее трассирование границ выхода отражающих горизонтов на предъюрскую поверхность размыва в комплексе с буровыми данными позволило с высокой

степенью уверенности проследить распространение исследуемых литолого-стратиграфических комплексов в пределах Южно-Мангышлакского прогиба (рис. 4).

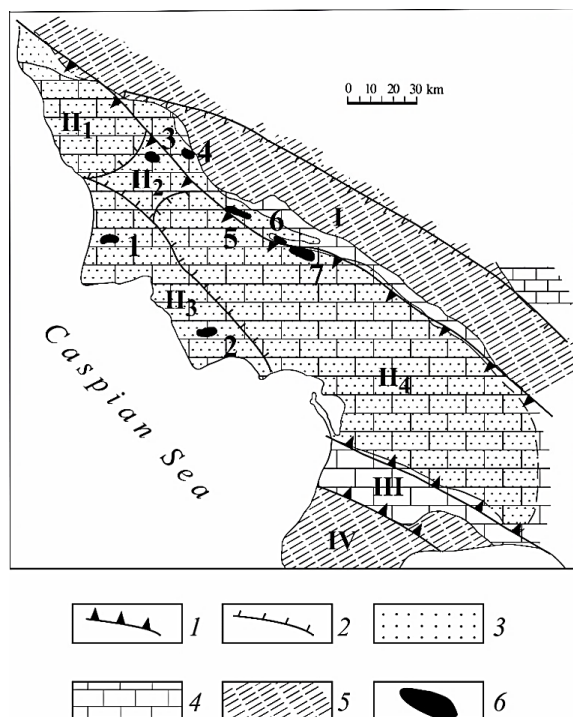


Рис. 4. Южный Мангышлак. Схема распространения триасовых нефтегазоносных формаций. Границы тектонических элементов: 1 - первого порядка (I - Центрально-Мангышлакская система дислокаций, II - Южно-Мангышлакский геоблок, III - Карауданская зона; IV - Карабогазский свод), 2 - второго порядка (II₁ - Сегендыкская депрессия, II₂ - Карагиинская седловина, II₃ - Песчаномыско-Ракушечная зона поднятий, II₄ - Жазгурлинская депрессия); формации: 3 - верхнетриасовая терригенная, 4 - верхнеоленекско-среднетриасовая вулканогенно-карбонатная; 5 - зоны

отсутствия в разрезе триасовых нефтегазоносных формаций; 6 – основные месторождения УВ: 1 – Оймаша, 2 – Северо-Ракусешное, 3 – Северное Карагие, 4 – Северо-Западный Жетыбай, 5 – Южный Жетыбай, 6 – Тасбулат, 7 – Пионерское /

Fig. 4. Southern Mangyshlak. The distribution scheme of Triassic oil and gas formations. Boundaries of tectonic elements: I - of the first order (I - Central Mangyshlak dislocation system, II – South Mangyshlak geoblock, III –Karaaudan zone; IV - Karabogaz arch), 2 – of the second order (III – Segendyk depression, II2 – Karagiinsky saddle, II3 – Peschanomyssk-Rakushechnaya uplift zone, II4 – Jazgurlinsky depression); formations: 3 – Upper Triassic terrigenous, 4 – Upper Cenek-Middle Triassic volcanogenic-carbonate; 5 – zones of absence in the section of Triassic oil and gas formations; 6 – main hydrocarbon deposits: 1 – Oymasha, 2 – North-Rakushechnoe, 3 – Northern Karagie, 4 – North-Western Zhetybai, 5 – Southern Zhetybai, 6 – Tasbulat, 7 – Pioneer

Как видно на прилагаемой схеме, верхнетриасовые отложения локализованы прежде всего в приосевой зоне прогиба, выклиниваясь в пределах его бортов. Несколько более широким распространением пользуется вулканогенно-карбонатный комплекс, присутствующий в разрезе на большей части Караауданской зоны, а также южной половине Жетыбай-Узеньской ступени. Отсутствие отложений этого возраста на севере указанной ступени и на большей части Кокумбайской моноклинали резко снижает перспективы нефтегазоносности доюрских отложений этих районов, несмотря на то, что здесь закартировано достаточно большое количество локальных поднятий.

Недостаточно уверенно определены восточные границы распространения триасовых нефтегазоносных комплексов, что обусловлено низкой плотностью сейсмопрофилей в восточной части Жазгурлинской депрессии. Уточнение геологического строения этого района может быть произведено в случае проведения региональных сейсмических работ.

Выводы

Проведенные исследования свидетельствуют о том, что в триасовом разрезе Южно-Мангышлакского прогиба могут быть выделены две нефтегазоносных формации – верхнетриасовая терригенная и вулканогенно-карбонатная верхнеоленекско-среднетриасовая. Разделены они вулканогенно-аргиллитовой толщей среднего триаса, являющейся региональной покрывкой. Поскольку в верхнетриасовой формации главенствующую роль играют терригенные коллекторы, можно полагать, что в ней преобладают пластово-сводовые залежи, а методика их опосредованного поиска будет близка методике, применяемой при поисках и разведке залежей в вышележащих нижне- и среднеюрских отложениях континентального и прибрежно-морского генезиса.

В вулканогенно-карбонатном комплексе условия, контролирующие размещение скоплений УВ, более сложные. Однако и в этом комплексе отложений наблюдается достаточно четкий литологический контроль распределения залежей в разрезе. Так, основной нефтегазоносной толщей, независимо от тектонической принадлежности площади, является вулканогенно-доломитовая. Верхнеоленекские карбонатно-терригенные отложения в районах, прилегающих к погребенным палеовыступам, где отмечается увеличение песчаности разреза, также могут иметь достаточно хорошие коллекторские свойства, подтверждением чему служат высокодебитные фонтаны нефти и газа на Южно-Жетыбайском и Тасбулатском месторождениях. Удовлетворительным потенциалом обладает и нижняя пачка вулканогенно-карбонатной

толщи (пачка «В»). Морфология резервуаров в вулканогенно-карбонатных отложениях в значительной мере зависит от процессов, контролирующих образование вторичных емкостно-фильтрационных свойств пород. Возрастание процентного содержания в породах вулканогенного материала ведет к снижению их коллекторского потенциала и в отдельных случаях такие интервалы разреза могут выступать в роли зональных покрышек.

Определение границ площадного распространения нефтегазоносных комплексов триаса позволяет подойти более дифференцировано к оценке перспектив нефтегазоносности как территории Южного Мангышлака в целом, так и отдельных локальных поднятий, выявленных в различных тектонических зонах.

Литература

1. Алексеева Л.В., Виноградова К.В., Цатурова А.А., Демидов А.А., Досмухамбетов Д.М., Титов Б.И., Гаврилова В.А., Бабичева Т.В. Стратиграфическое расчленение триасовых отложений Южного Мангышлака. // Бюллетень Московского общества испытателей природы. Отдел геологический. – 1991. – Т. 66. Вып. 4. – С. 37–43.
2. Боранбаев К.Х., Боранбаев А.К. Перспективы нефтегазоносности доюрских отложений Южного Мангыштау, направление дальнейших поисково-разведочных работ и некоторые вопросы методики их проведения. // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. – 2022. – Т. 4. №4. – С. 5–14. DOI: 10.54859/kjogi108601.
3. Боранбаев К.Х., Джансеитов Н.С., Боранбаев А.К. Вопросы корреляции триасовых отложений Южного Мангыштау. // Геология Казахстана. – 2002. – № 2. – С. 23–28.
4. 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. // Сборник научных трудов: Теория и практика добычи, транспорта и переработки газоконденсата. Вып. 1. – Астрахань. – 1999. – С. 39–45.
5. Коростышевский М.Н. Особенности определения продуктивных объемов по залежам в триасовых отложениях на Южном Мангышлаке. // Разведка нефтяных месторождений Мангышлака. Грозный: СевКавНИПИнефть, – 1978. – С. 14–16.
6. 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.
7. 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.
8. 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.
9. Попков В.И., Попков И.В. Литологическое расчленение и корреляция нефтегазоносных комплексов триаса Южного Мангышлака. // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2023а. – Т. 18. № 2. – 24 с. DOI: 10.17353/2070-5379/16_2023.
10. 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. – 2023б. – Том 13. № 2. – С. 106–117. DOI: 10.46698/VNC.2023.10.85.009.
11. 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.

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. Balini M., Gavrilova V.A., Nicora A. Biostratigraphical revision of the classic Lower Triassic Dolnaya section (Mangyshlak, West Kazakhstan). // Zentralblatt für Geologie und Paläontologie. – 2000. – Vols. 11–12. – pp. 1441–1462.
14. Gurbanov V.Sh. Lithostratigraphic characteristic and lithology of triassic-paleozoic rocks of Southern Mangyshlak. // Lithology and Mineral Resources. – 2004. – No. 39. Issue 6. – pp. 541–554.
15. Feinberg H., Gurevitch E.L., Westphal M., Pozzi J.P., Khramov A.N. Palaeomagnetism of a Permian–Triassic sequence in Mangyshlak (Kazakhstan, CIS). // C. R. Acad. Sci. – 1996. – No. 322. – pp. 617–623.
16. 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 Conference Series Earth and Environmental Science. – 2017. – No. 87. – pp. 052008.
17. Natalin B., Sengor C. Paleozoic–Early Mesozoic accretion in the Turan/Scythian region and evolution of the northern margin of the Paleo-Tethyan ocean. // International Workshop on Accretionary Orogens and Continental growth. Central Geological Survey of Taiwan. – Longtanm, 2004. – pp. 74–78.
18. 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/e3 sconf/202124403020.
19. Nikishin A.M., Cloetingh S., Brunet M.-F., Stephenson R., Bolotov S.N., Ershov A.V. Scythian platform, Caucasus and Black Sea region: Mesozoic–Cenozoic tectonic and dynamics. // Crasquin-Soleau, S. Barrier, E. (Eds.), Peri-Tethys Memoir: 3: Stratigraphy and Evolution of Peri-Tethyan Platforms, Vol. 177. Memoires du Museum national d’Histoire naturelle. – Paris, 1988. – pp. 163–176.
20. Zhidovinov S.N. Triassic stratigraphy of Mangyshlak and Ustyurt. // Bulletin of the Moscow Society of Naturalists. Geological series. – 1993. – No. 68. Issue 5. – pp. 72–78.

References

1. Alekseeva L.V., Vinogradova K.V., Tsaturova A.A., Demidov A.A., Dosmukhambetov D.M., Titov B.I., Gavrilova V.A., Babicheva T.V. Stratigraphic dissection of Triassic deposits of Southern Mangyshlak. Bulletin of the Moscow Society of Nature Researchers. Geological Department. 1991. Vol. 66. Issue 4. pp. 37–43. (In Russ.)
2. Boranbayev K.Kh., Boranbayev A.K. Prospects of oil and gas potential of the pre-Jurassic deposits of Southern Mangystau, the direction of further exploration and some questions of the methodology of their implementation. Bulletin of the oil and gas industry of Kazakhstan. 2022. Vol. 4. No. 4. pp. 5–14. DOI: 10.54859/kjogi108601. (In Russ.)
3. Boranbayev K.Kh., Dzhanseitov N.S., Boranbayev A.K. Correlation Issues of Triassic Deposits of Southern Mangistau. Geology of Kazakhstan. 2002. No. 2. pp. 23–28. (In Russ.)
4. 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. In: Proceedings Theory and practice of extraction, transportation and processing of gas condensate. Issue 1. Astrakhan. 1999. pp. 39–45. (In Russ.)
5. Korostyshevsky M.N. Features of determining productive volumes by deposits in Triassic deposits in the Southern Mangyshlak. Exploration of Mangyshlak oil fields. Grozny. Sevkavnipecft. 1978. pp. 14–16. (In Russ.)
6. 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. (In Russ.)

7. 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. (In Russ.)

8. 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. (In Russ.)

9. Popkov V.I., Popkov I.V. Lithological subdivision and correlation of petroleum bearing Triassic strata of the Southern Mangyshlak. *Petroleum Geology – Theoretical and Applied Studies*. 2023. Vol. 18. No. 2. 24 p. DOI: 10.17353/2070-5379/16_2023. (In Russ.)

10. 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. *Geology and Geophysics of Russian South*. 2023. Vol. 13. No. 2. pp. 106–117. DOI: 10.46698/VNC.2023.10.85.009. (In Russ.)

11. 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 Russian South*. 2022. Vol. 12. No. 3. pp. 133–145. DOI: 10.46698/VNC.2022.80.35.009. (In Russ.)

12. Khasanov M. A., Ezirbaev T. B., Eljaev A. S. Spatial distribution of Permian-Triassic deposits of the Eastern Ciscaucasia and their oil and gas potential. *Geology and Geophysics of Russian South*. 2020. Vol. 10. No. 2. pp. 113–126. DOI: 10.46698/VNC.2020.17.62.008. (In Russ.)

13. Balini M., Gavrilova V.A., Nicora A. Biostratigraphical revision of the classic Lower Triassic Dolnapa section (Mangyshlak, West Kazakhstan). *Zentralblatt für Geologie und Paläontologie*. 2000. Vols. 11–12. pp. 1441–1462.

14. Gurbanov V.Sh. Lithostratigraphic characteristic and lithology of triassic-paleozoic rocks of Southern Mangyshlak. *Lithology and Mineral Resources*. 2004. No. 39. Issue 6. pp. 541–554.

15. Feinberg H., Gurevitch E.L., Westphal M., Pozzi J.P., Khramov A.N. Palaeomagnetism of a Permian. Triassic sequence in Mangyshlak (Kazakhstan, CIS). *C. R. Acad. Sci*. 1996. No. 322. pp. 617–623.

16. 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 Conference Series Earth and Environmental Science*. 2017. No. 87. pp. 052008.

17. Natalin B., Sengor C. Paleozoic–Early Mesozoic accretion in the Turan/Scythian region and evolution of the northern margin of the Paleo-Tethyan ocean. *International Workshop on Accretionary Orogens and Continental growth*. Central Geological Survey of Taiwan. Longtanm. 2004. pp. 74–78.

18. 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/e3 sconf/202124403020.

19. Nikishin A.M., Cloetingh S., Brunet M.-F., Stephenson R., Bolotov S.N., Ershov A.V. Scythian platform, Caucasus and Black Sea region: Mesozoic–Cenozoic tectonic and dynamics. *Crasquin-Soleau, S. Barrier, E. (Eds.), Peri-Tethys Memoir: 3: Stratigraphy and Evolution of Peri-Tethyan Platforms Vol. 177. Memoires du Museum national d’Historire naturelle*. Paris. 1988. pp. 163–176.

20. Zhidovinov S.N. Triassic stratigraphy of Mangyshlak and Ustyurt. *Bulletin of the Moscow Society of Naturalists. Geological series*. 1993. No. 68. Issue 5. pp. 72–78.