

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2024.3.43-66>

EDN ЕКРҮТУ

УДК 553.98(574/.575)

**Литологический контроль размещения залежей
углеводородов в триасовых отложениях
юго-запада Туранской плиты**

Попков В.И., Попков И.В.

ФГБОУ ВО «Кубанский государственный университет», Краснодар, Россия

**Lithological control of the placement of hydrocarbon deposits in
the Triassic sediments of the Southwestern Turanian Plate**

V.I. Popkov, I.V. Popkov

*Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education Kuban State University,
Krasnodar, Russia*

E-mail: geoskubsu@mail.ru

Аннотация. Проведенные исследования показали наличие в триасовом разрезе Южно-Мангышлакского прогиба двух нефтегазоносных формаций - верхнетриасовой терригенной и вулканогенно-карбонатной верхнеоленекско-среднетриасовой. Разделены они вулканогенно-аргиллитовой толщей среднего триаса, являющейся региональной покрывкой. Выявлена 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.

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

Для цитирования: Попков В.И., Попков И.В. Литологический контроль размещения залежей углеводородов в триасовых отложениях юго-запада Туранской плиты // Нефтяная провинция. -2024.-№3(39).- С. 43-66. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2024.3.43-66>. - EDN ЕКРҮТУ

Abstract. 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.

Key words: *lithology, stratigraphy, formations, oil and gas, porosity, permeability, prospects of oil and gas potential*

For citation: Popkov V.I., Popkov I.V. Litologicheskij kontrol' razmeshcheniya zalezhej uglevodorodov v triasovyh otlozheniyah yugo-zapada Turanskoj plity [Lithological control of the placement of hydrocarbon deposits in the Triassic sediments of the Southwestern Turanian Plate]. Neftyanaya Provintsiya, No. 3(39), 2024. pp. 43-66. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2024.3.43-66>. EDN ЕКPYТУ (in Russian)

Введение

Триасовые отложения западной части Туранской плиты на протяжении нескольких десятилетий являются одним из важных направлений геологоразведочных работ на нефть и газ. Поисковые работы велись в различных ее районах: Северо-Устюртская синеклиза, Бузачинский свод, Южно-Бузачинский прогиб, Карабогазский свод, Южно-Мангышлакский прогиб, 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.

Триасовые отложения Южно-Мангышлакского осадочного бассейна достаточно хорошо изучены. Тем не менее, до настоящего времени существуют разные мнения о стратиграфической приуроченности нефтегазоносных горизонтов на отдельно взятых разведочных площадях [1 - 6 и др.] и, тем более, при их межплощадной корреляции [7 - 9].

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.

Материалы и методы

Исследования выполнялись в два этапа. На первом этапе работ было выполнено макро- и микроскопическое изучение кернового материала. Собраны и обобщены палеонтологические данные. Произведено литолого-стратиграфическое расчленение и корреляция разрезов скважин практически всех скважин, вскрывших триасовые отложения. Составлены типовые разрезы триасовых отложений основных тектонических зон. В результате этого была создана отвечающая современным знаниям о строении триасовых отложений литолого-стратиграфическая основа для решения обозначенных выше нефтегеологических задач [10].

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

В структуре доюрского (доплитного) комплекса запада Туранской плиты выделяются Центрально-Мангышлакско – Карашорская и Туаркыр – Караауданская раннекиммерийские складчатые системы [11]. Вне этих зон отложения пермо-триаса залегает 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 отложений. Жетыбай-

Узенская ступень и Кокумбайская моноκлиналъ северного борта прогиба располагаются над южной частью Центрально-Мангышлаκской складчатой зоны, граничащей Южно-Мангышлаκским геоблокoм. В пределах последнего выделяются Сегендыκская и Жазгурлинская депрессии, разделенные Карагинской седловиной. Крупным положительным структурным элементом является Песчаномысско-Ракушечная зона поднятий.

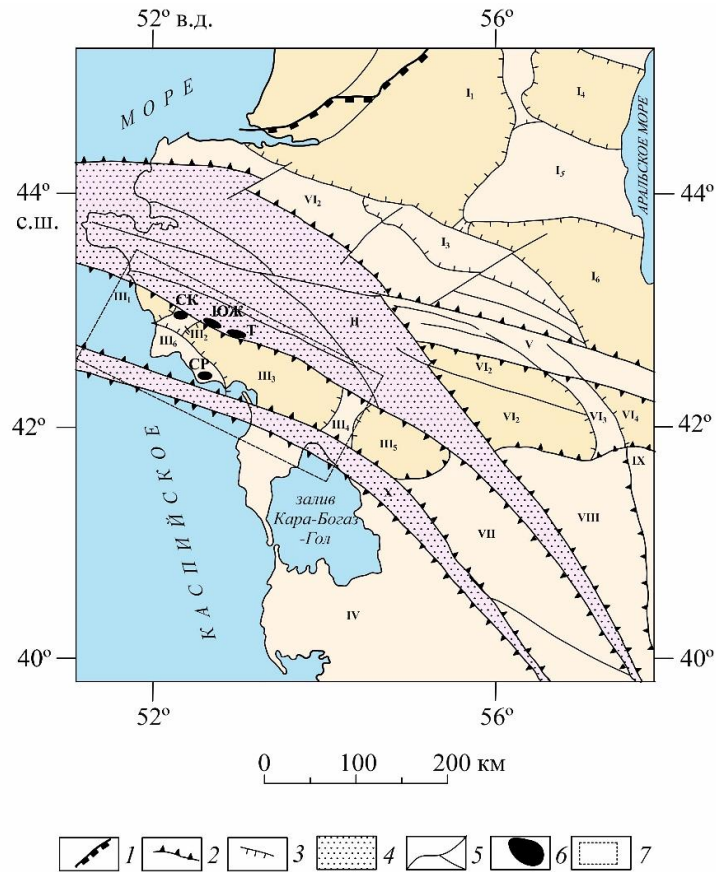


Рис. 1. Обзорная тектоническая схема триасовых отложений запада Туранской плиты (по [11], упрощено)

- 1 – граница Туранской и Русской плит; границы тектонических элементов:
 2 – первого, 3 – второго порядков; 4 – раннекимерийские 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 моноκлиналъ, I₄ – Косбулакская депрессия, I₅ – Акумсукский выступ, I₆ – Барсакельмесская депрессия; II – Мангышлаκско-Карашорская система дислокаций; III – Южно-Мангышлаκская система прогибов: III₁ – Сегендыκская депрессия, III₂ – Карагинская седловина, III₃ –

Жазгурлинская депрессия, III₄ – Карынжарыкская седловина, III₅ – Учкудукская депрессия, III₆ – Песчаномыско-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 – Сарыкамышская седловина, VI₄ – Дарьялык-Дауданский прогиб; VII – Кумсебиенский выступ; VIII – Верхнеузбойский прогиб; IX – Центрально-Каракумский массив; X – Туаркыр-Карауданская система дислокаций

Литология триасовых отложений

В пределах Южно-Мангышлакского прогиба может быть выделено три типа разрезов: карауданский, жетыбай-узеньский 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-Каращорскому, соответственно). Выполняющие их отложения перми и триаса имеют значительную мощность и испытали складчатость в предъюрское время. Третий, песчаномыско-ракушечный тип разреза распространен в пределах Южно-Мангышлакского геоблока, где триас слабо дислоцирован и резко сокращен в мощности (Рис. 2).

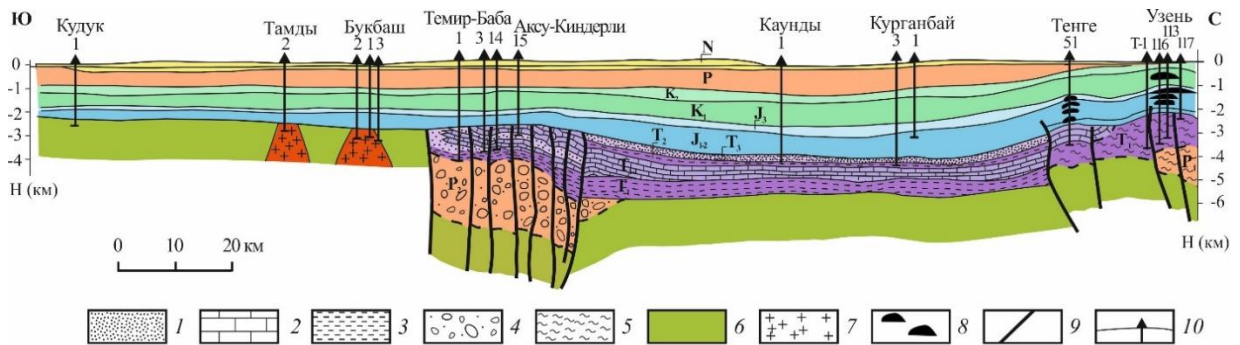


Рис. 2. Геологический разрез по линии Кудук – Каунды – Узень

Породы: 1 - вулканогенно-терригенные, 2 - терригенно-карбонатные, 3 - терригенные (алевритисто-аргиллитовые), 4 - конгломерато-песчаниковые, 5 - песчаниково-алевролитовые, 6 - метаморфические палеозойского фундамента, 7 - граниты, 8 - залежи нефти и газа; 9 – разрывы; 10 – скважины

В результате выполненных работ было осуществлено расчленение разрезов на слагающие литологические толщи, которым присвоены ин-

дексы (T_1^0 , 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 Караауданской зоне не увенчались успехом, ниже в краткой форме дается описание жетыбай-узенского и песчаномысско-ракушечного разрезов. Более подробно литологическая характеристика выделенных толщ, их возраст детально рассмотрены нами в специальной статье [10].

Жетыбай-Узенский тип разреза пройден глубокими скважинами в пределах одноименной тектонической ступени Южно-Мангышлакского платформенного прогиба (Рис. 3). 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.

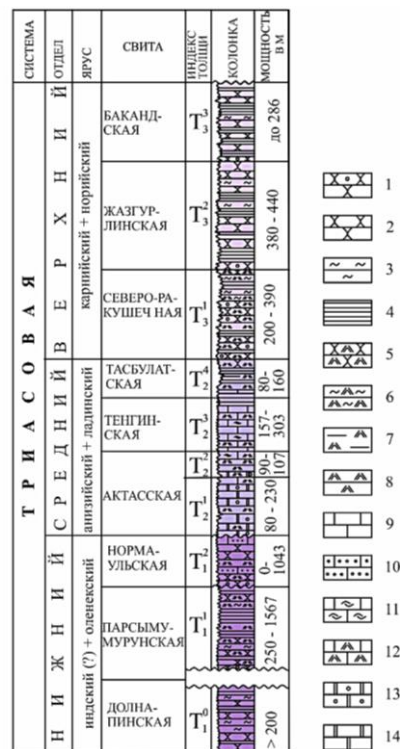


Рис. 3. Жетыбай-Узенский тип разреза

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

В южной и юго-западной частях ступени отложения этого возраста отсутствуют в разрезе и на палеозойских породах с размывом залегает пестроцветная алевролито-аргиллитовая толща (T_1^1), содержащая прослой карбонатных пород, мелко- и среднезернистых песчаников, туфов и туффитов.

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.

Вулканогенно-доломитовая толща (T_2^1) среднего триаса сложена в основном оолитово-комковатыми и оолитово-обломочными доломитами, чередующимися 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) представлена шламовыми и органогенно-детритовыми известняками с прослоями туфов. В средней части толщи содержание туфогенного материала возрастает, в следствие 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 маломощными 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 в зоне сочленения Жетыбай-Узеньской ступени и Жазгурлинской депрессии на площадях Пионерская, Баканд и Саукудук. По сравнению с нижележащей толщей в ее составе возрастает роль грубообломочного терригенного материала.

В составе двух последних толщ отсутствует вулканогенный материал.

Несколько иначе построен разрез триасовых отложений Песчаномыско-Ракушечной зоны поднятий (Рис. 4). Здесь разрез обычно начинается с пестроцветной алевролито-аргиллитовой толщи (T_1^1) с грубообломочным базальным пластом мощностью до 20–25 м в основании, содержащем плохо окатанные обломки подстилающих магматических и метаморфических пород фундамента. На Оймашинской площади на породах фундамента залегают вулканогенно-доломитовая толща (T_2^1) среднего триаса [10].

СИСТЕМА		ОТДЕЛ	СВИТА	ИНДЕКС ТОЛЩИ	КОЛОНКА	МОЩНОСТЬ, В М
Т Р И А С О В А Я	В Е Р Х Н И Й	карнийский + норийский	БАКАНДСКАЯ	T_3^3		< 104
			ЖАЗГУРЛИНСКАЯ	T_3^2		149 - 340
			СЕВ РАКУШЕЧНАЯ	T_3^1		60 - 237
	СРЕДНИЙ	анзйский + ладинский	РАКУШЕЧНО МЫССКАЯ	T_3^4		53 - 91
			ОЙМАШИНСКАЯ	T_2^3		20 - 34
			ЖИЛАНДИНСКАЯ	T_2^2		49 - 78
	НИЖНИЙ	оленецкий	РАКУШЕЧНАЯ	T_1^1		25 - 102
						0 - 204

Рис. 4. Песчаномыско-Ракушечный тип разреза

Условные обозначение см. на рис. 3

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. 5).

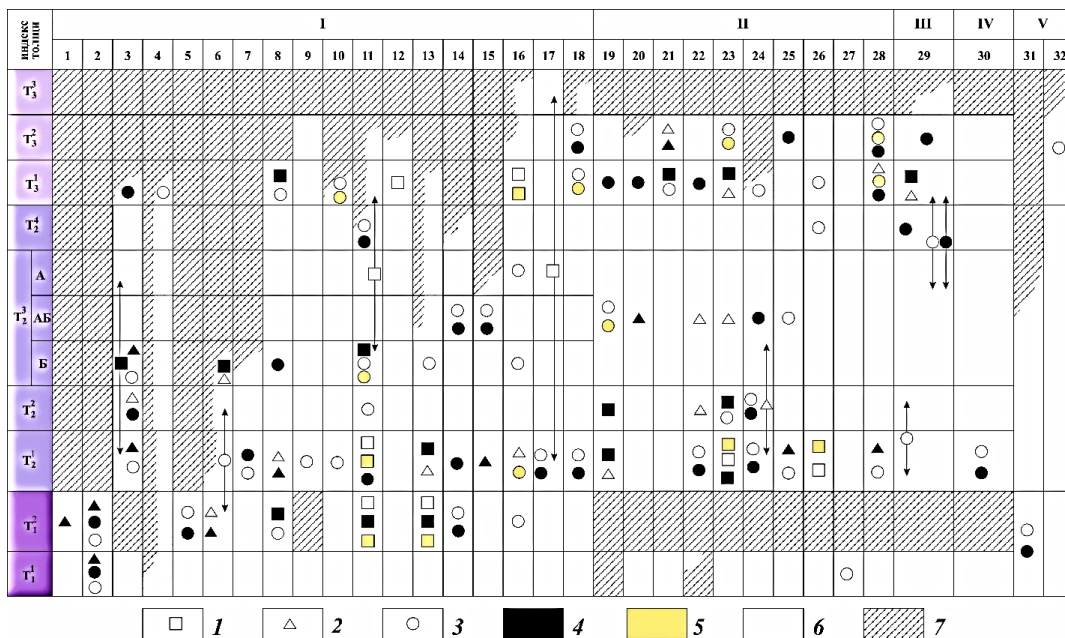


Рис. 5. Схема нефтегазоносности триасового разреза

Характер притока: 1 – промышленный, 2 – непромышленный, 3 – проявление. Флюид: 4 – нефть, 5 – газ, 6 – конденсат. 7 – отсутствие отложений в разрезе.

Тектонические элементы: I – Жетыбай-Узеньская 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

Как следует из приведенной таблицы нефтегазоносности (Рис. 5), 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. $m^3/сут$ и 72 $m^3/сут$, соответственно. На Тасбулате приток нефти составил 121 $m^3/сут$, газа - 156 тыс. $m^3/сут$. Коллекторами в данной толще обладают пласты аркозовых песчаников. Открытая (межзерновая) пористость песчаников 8 – 18 %, а поровая проницаемость колеблется от 0,00001 до 0,007 $мкм^2$. Сохранению первичных емкостно-фильтрационных свойств способствовал их минеральный состав [12].

Развитие каверново-поровых коллекторов обеспечило достаточно высокие коллекторские свойства (открытая пористость до 28 %, проницаемость до 0,6 $мкм^2$) 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» [7]. 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-вулка-

ногенной толщи T_2^2 значительно снижает ее емкостно-фильтрационные параметры. Характерны порово-трещинный и трещинный типы коллекторов [8]. 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 [7]. 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 верхнеолекско-среднетриасовую и терригенную верхнетриасовую нефтегазоносные формации.

В описываемых отложениях триаса выделяются три типа коллекторов: каверново-поровые, трещинные, порово-трещинные, приуроченные к определенным частям разреза [13, 14]. Наиболее детально они изучены на месторождениях Северо-Ракушечное, Южный Жетыбай, Тасбулат и Оймаша.

Каверново-поровые коллекторы, установленные на месторождениях Северо-Ракушечное и Южный Жетыбай, приурочены к вулканогенно-доломитовой толще (T_2^1). На первом месторождении коллекторами являются

оолитово-комковатые доломиты, состоящие (от 30-50 до 66-70 %) из комков (0,1-0,6 мм) оолитов доломитового состава, сцементированных микрозернистым (0,005-0,01 мм) доломитом. Выщелачиванию подвергается межзерновое пространство оолитов с образованием пустот самой разнообразной формы (0,03-1,00 мм). Реже встречаются кавернозные микрозернистые доломиты с развитием неправильно-угловатой формы пустот между гранями ромбоэдров (0,05-0,10 мм).

На Южном Жетыбае каверново-поровые коллекторы, представленные оолитово-комковатыми доломитами, отличаются от таковых на Северо-Ракушечном месторождении только в деталях, нередко большим (до 3-5 мм) размером пустот выщелачивания. На данном месторождении появляются кавернозные обломочно-полидетритовые известняки, в составе которых преобладает палочковидный детрит (0,1-10 мм). Выщелачивание центральной части таких обломков приводит к образованию многочисленных пустот щелевидной формы. Открытая пористость достигает 28 %, проницаемость до 0,6 мкм². Основная доля емкости приходится на каверны. С горизонтами с этим типом коллектора связаны запасы УВ на месторождениях Южный Жетыбай и Северо-Ракушечное.

На Оймаше порово-трещинные коллекторы приурочены к известняково-вулканогенной толще (Т₂²) и представлены туфами. Основная доля емкости приходится на первичные пустоты, сохранившиеся на стыке между пепловыми частицами, варьируя по размеру от 10 до 2000 мкм [13]. По периферии они часто зарастают микрозернистым кварцевым агрегатом, радиально-лучистым халцедоном. Вторичные пустоты (5-100 мкм) обязаны своим происхождением слабому выщелачиванию карбонатизированных участков и имеют подчиненное значение. Открытая (суммарная) пористость туфов изменяется от 4 до 8 %, трещинная пористость - от 0,05 до 0,76 %, трещинная проницаемость не превышает 0,00002 мкм². Можно сделать

предположение, что эффективная пористость предопределяется первичными порами, а трещины служат путями фильтрации УВ.

На Южном Жетыбае коллекторы этого типа приурочены к карбонатно-терригенной толще (T_1^2) и представлены аркозовыми песчаниками мелко- и среднезернистыми, реже крупнозернистыми [13]. Последние иногда визуальны пористые. В составе кластического материала присутствуют кварц, кислые плагиоклазы, калиевые полевые шпаты, почти повсеместно окруженные аутигенными каемками. Цементация типа соприкосновения и поровая. Цемент (5-20 %) как правило пропитан желтым и коричневым битумоидом. Поры, наблюдаемые в шлифах (0,005-0,070 до 0,1 мм), неправильной формы, приурочены к стыку между зернами. Аутигенные каемки, по-видимому, частично снизили размеры первичных пор, но в свою очередь, обусловили возникновение жесткого каркаса, который способствовал сохранению оставшихся пустот. Сообщаемость между порами осуществляется микротрещинами с раскрытостью от 10 до 20 мкм. Трещинная пористость составляет не более 0,1 %, проницаемость - 0,0065 мкм². Открытая (межзерновая) пористость 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 значением близка к поровой проницаемости [13].

Трещинные коллекторы установлены в различных частях разреза. На Северо-Ракушечном месторождении коллекторы приурочены к нижней половине вулканогенно-доломитовой толщи (T_2^1), где оолитово-комковатые доломиты с кремнистой основной массой близки по своим физическим свойствам к туфам [13].

На Южном Жетыбае трещинные коллекторы приурочены к нижней половине вулканогенно-известняковой толщи (T_2^1), характеризующейся интенсивной (до 80 %) карбонатизацией туфов.

Не исключено, что в первом и втором случаях однородность отложенных способствовала равномерному их растрескиванию в зонах повышенной тектонической трещиноватости. Трещины разнонаправленные, прямые гладкостенные и извилистые с бугристыми стенками, раскрытость достигает 150 мкм. Отмечаются и зияющие трещины, по которым керн распадается на отдельные куски. Отдельные трещины (до 6 мм) залечены халцедоном или кальцитом. Матрица трещиноватых пород лишена эффективной пористости и оценивается как водонасыщенная. Трещины формируют емкостную среду коллектора, а также являются и путями фильтрации флюидов, так как проницаемость матрицы не превышает сотысячных долей квадратного микрометра, а проницаемость трещин достигает $0,025 \text{ мкм}^2$ [13].

Таким образом, проведенные исследования указывают на наличие литологических неоднородностей в строении вулканогенно-карбонатного комплекса, проявившихся как в разрезе, так и по латерали и нашедших свое отражение в коллекторских свойствах пород. Последнее обуславливает необходимость прогнозирования зон с развитием того или иного типа разреза продуктивной толщи.

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 выполнять роль покрышек.

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 Песчаномыско-Ракушечной зоны до 40-70 м в

ного-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, что позволяет считать ее регионально продуктивным горизонтом.

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

Корреляция и номенклатура триасовых продуктивных горизонтов

На начальных этапах поисково-разведочных работ на доюрский комплекс отложений для первых залежей УВ, открытых в карбонатном триасе, было применено буквенное обозначение (залежь «А», «Б», и т.д.) [14]. Отсутствие увязки и единой номенклатуры в этот период освоения Южного Мангышлака не имело существенного значения. Однако в дальнейшем, по мере открытия новых залежей не только в карбонатном, но и терригенном триасе, необходимость межрайонной корреляции и разработки единой номенклатуры продуктивных горизонтов становится все более очевидной. Проиллюстрировать состояние вопроса можно на примере наиболее изученных месторождений (Табл. 1).

Возникшая нестыковка с корреляцией основных продуктивных горизонтов создает определенные сложности при оценке перспектив отдельных частей разреза в различных районах Мангышлака и делает такую номенклатуру трудно применимой на практике. С целью устранения такого положения может быть предложен новый подход к созданию унифицированной номенклатуры горизонтов. При ее составлении предлагается использовать тот же принцип, что и в действующих номенклатурах юрских и меловых горизонтов («Ю» и «М» – номенклатуры [14]): всем триасовым горизонтам при-

сваивается индекс «Т», а его порядковый номер обозначается римской цифрой (например, Т-I, Т-II, Т-III и т.д.). Нумерация возрастает от более молодых к более древним отложениям. Основой для предлагаемой схемы могут служить изложенные выше сведения о литолого-стратиграфическом расчленении триасовых разрезов, вскрытых скважинами в различных районах Южного Мангышлака, их корреляция и последующая привязка к выделенным толщам известных на сегодняшний день притоков и залежей УВ.

Таблица 1

Корреляция нижне- и среднетриасовых продуктивных горизонтов

Месторождение Толща	Сверо-Западный Жетыбай	Южный Жетыбай	Тасбулат	Северо-Ракушечное
вулканогенно-известняковая (T_2^3)	–	залежи А», «Б»	–	–
известняково-вулканогенная (T_2^2)	залежь «А»	–	–	–
вулканогенно-доломитовая (T_2^1)	залежь «Б»	залежь «В»	залежь А»	залежи «А», «Б»
карбонатно-терригенная (T_1^1)	отложения отсутствуют	залежь «Г»	залежи «Б», «В»	отложения отсутствуют

В верхнетриасовом комплексе отложений удается выделить и проследить практически на всех площадях Южного Мангышлака, где эти отложения присутствуют в разрезе, три основных грубозернистых пачки. На региональный характер их распространения указывает и приуроченность к ним отражающих горизонтов V_2^1 , V_2 , V_1^3 , картируемых сейсморазведкой на обширной территории. Первые две пачки связаны с туфогенно-терригенной толщ (T_3^1), третья - с песчаниково-аргиллитовой (T_3^2). Промышленные залежи УВ разведаны пока лишь в нижней пачке, в двух вышележащих отмечены достаточно многочисленные притоки УВ и нефтегазопроявления (см. Рис. 5), что позволяет надеяться на открытие в них в будущем промышленных скоплений нефти и газа. В аргиллито-песчаниковой толще (T_3^3) также могут быть выделены две песчаных пачки (к которым, кстати, также приурочены сейсмические отражающие горизонты - V_1^2 и V_1^1). Однако их

продуктивность предстоит еще доказать.

Следовательно, в настоящее время в верхнетриасовых отложениях можно выделить три продуктивных горизонта (Т-I, Т-II и Т-III).

В вулканогенно-карбонатном комплексе среднего триаса выявлено пять продуктивных горизонтов: в вулканогенно-известняковой толще - Т-IV и Т-V (например, горизонты «А» и «Б» Южного Жетыбая), в известняково-вулканогенной - Т-VI, а в вулканогенно-доломитовой - Т-VII и Т-VIII (залежи «А» и «Б» Северо-Ракушечного месторождения). К отложениям нижнего триаса (карбонатно-терригенная толща) приурочены продуктивные горизонты Т-IX и Т-X (залежи «Б» и «В» месторождения Тасбулат).

Отдельным пластам, которые могут выделяться в объеме продуктивного горизонта как самостоятельные резервуары или подсчетные объекты, может быть присвоен дополнительный буквенный знак, как это обычно имеет место при работе с юрской «Ю»-номенклатурой (например, Т-Ia и т.д.).

Вполне вероятно, что в последующем, по мере накопления новых данных, возникнет необходимость в уточнении положения границ отдельных горизонтов или же, в связи с возрастанием в приосевой части Южно-Мангышлакского прогиба мощности верхнего триаса и возможной продуктивностью верхних секций его разреза, придется увеличить общее количество горизонтов.

Предлагаемый вариант «Т»-номенклатуры позволит упорядочить стратификацию продуктивных горизонтов на уже известных и вновь открываемых месторождениях.

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 привлечении материалов сейсморазведки. С этой целью была осуществлена привязка отражающих горизонтов группы волновых пакетов V_1 и V_2 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. 6).

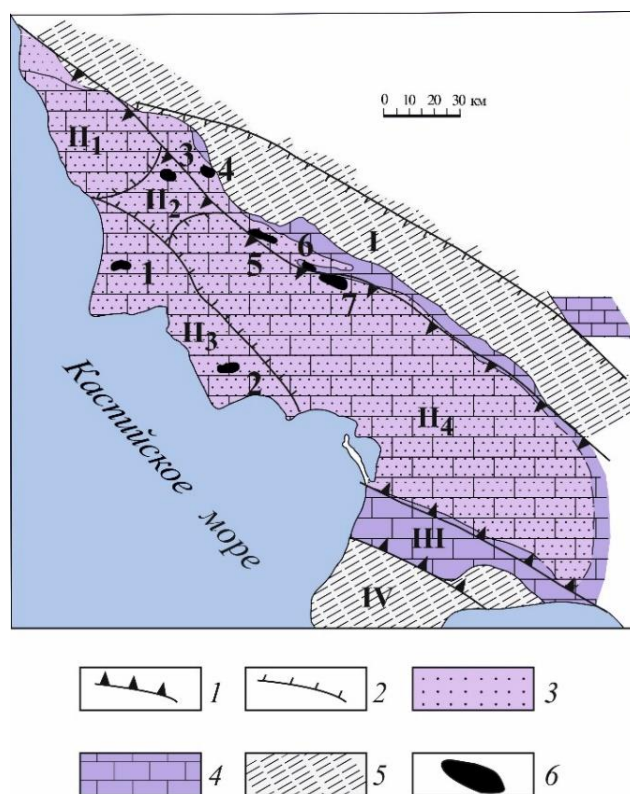


Рис. 6. Южный Мангышлак. Схема распространения триасовых нефтегазоносных формаций

Границы тектонических элементов: 1 – первого порядка (I – Центрально-Мангышлакская система дислокаций, II – Южно-Мангышлакский геоблок, III – Караауданская зона; IV – Карабогазский свод), 2 – второго порядка (II₁ – Сегендыкская депрессия,

II₂ – Карагинская седловина, II₃ – Песчаномысско-Ракушечная зона поднятий, II₄ – Жазгурлинская депрессия); формации: 3 – верхнетриасовая терригенная, 4 – верхне-оленекско-среднетриасовая вулканогенно-карбонатная; 5 – зоны отсутствия в разрезе триасовых нефтегазоносных формаций; 6 – основные месторождения УВ: 1 – Ой-маша, 2 – Северо-Ракушечное, 3 – Северное Карагие, 4 – Северо-Западный Жетыбай, 5 – Южный Жетыбай, 6 – Тасбулат, 7 – Пионерское

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 в погруженных районах Южно-Мангышлакского прогиба, а также на большей части Карауданской зоны и южной половине Жетыбай-Узеньской ступени. Отсутствие отложений этого возраста на севере указанной степени и на большей части Кокумбайской моноклинали резко снижает перспективы нефтегазоносности доюрских отложений этих районов несмотря на то, что здесь картировано достаточно большое количество локальных поднятий.

Недостаточно уверено 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.

Более обоснованному определению направлений геологоразведочных работ в доюрском комплексе может способствовать структурная карта подошвы среднего триаса, составленная с использованием материалов бурения и детальной (масштаб 1:50 000) сейсмической разведки (Рис. 7).

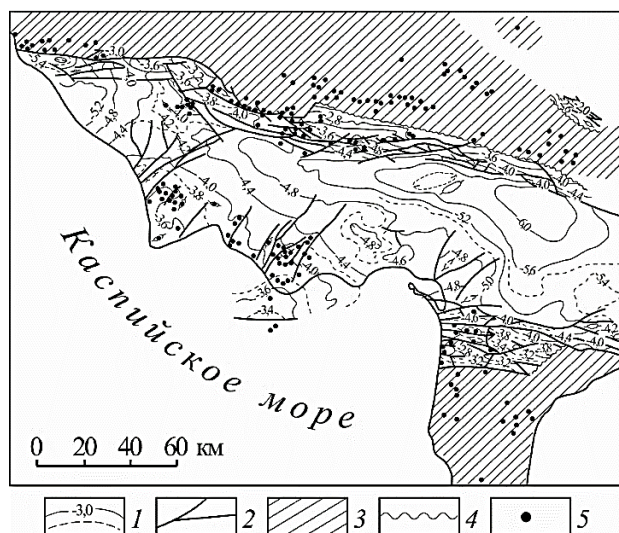


Рис. 7. Южный Мангышлак. Структурная карта по подошве среднего триаса

1 – стратоизогипсы, 2 – разрывы, 3 – районы отсутствия среднетриасовых отложений, 4 – эрозионные границы распространения среднетриасовых отложений, 5 – скважины

Выводы

Проведенные исследования свидетельствуют о том, что в триасовом разрезе Южно-Мангышлакского прогиба, рассматриваемом обычно как единый нефтегазоносный комплекс, могут быть выделены две нефтегазоносных формации - верхнетриасовая терригенная и вулканогенно-карбонатная верхнеоленекско-среднетриасовая. Разделены они вулканогенно-аргиллитовой толщей среднего триаса, являющейся региональным флюидоупором.

В верхнетриасовой формации, где главенствующую роль играют терригенные коллекторы, преобладают пластово-сводовые залежи, а методика их опоскования будет близка методике, применяемой при поисках и разведке залежей в вышележащих ниже- и среднеюрских отложениях континентального и прибрежно-морского генезиса.

В вулканогенно-карбонатной формации условия, контролирующие размещение скоплений УВ, более сложные. Однако и в этом комплексе от-

ложений 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 песчанистости разреза, также могут иметь достаточно хорошие коллекторские свойства, чему способствовал их исходный минеральный состав. 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 дифференцированно к оценке перспектив нефтегазоносности как территории Южного Мангышлака в целом, так и отдельных локальных поднятий, выявленных в различных тектонических зонах.

Полученные результаты могут быть полезны при решении нефтегеологических задач и в других регионах Скифско-Туранской платформы, включая Восточное и Западное Предкавказье, акваторию Каспия, а также Западную Сибирь, где триасовые отложения остаются одним из направлений геологоразведочных работ.

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

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

Список литературы

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. 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.
3. Gurbanov V.Sh. Lithostratigraphic characteristic and lithology of triassic-paleozoic rocks of Southern Mangyshlak // Lithology and Mineral Resources. 2004. № 39 (6). pp. 541–554. (in English).
4. Zhidovinov S.N. Triassic stratigraphy of Mangyshlak and Ustyurt // Bull. Moscow Soc. Natur. Geol. Ser. 1993. №68 (5). pp. 72–78. (in English).
5. Попков В.И., Письменная О.В. Литолого-стратиграфическое расчленение и корреляция триасовых отложений на Южном Мангышлаке // Изв. Вузов. Геол. и разведка. 1986. №11. С. 3–11.
6. Боранбаев К.Х., Джансеитов Н.С., Боранбаев А.К. Вопросы корреляции триасовых отложений Южного Мангистау // Геология Казахстана. 2002. №2. С. 23–28.
7. 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.
8. 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.
9. Боранбаев К.Х., Боранбаев А.К. Перспективы нефтегазоносности доюрских отложений Южного Мангистау, направление дальнейших поисково-разведочных работ и некоторые вопросы методики их проведения // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2022. Т. 4. №4. С. 5–14. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108601>.
10. Попков В.И., Попков И.В. Литологическое расчленение и корреляция нефтегазоносных комплексов триаса Южного Мангышлака // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2023. Т. 18. №2. Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/2023/16_2023.html. (дата обращения: 28.07.2024). DOI: 10.17353/2070–5379/16_2023.
11. Попков В.И. Тектоника доюрского осадочного комплекса запада Туранской плиты // Геотектоника. 1986. № 4. С. 106–116.
12. 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. Том 13. №2. С. 106–117. DOI: 10.46698/VNC.2023.10.85.009.
13. 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.
14. Месторождения нефти и газа Казахстана. Справочник. Гл. редактор А.М. Кажегельдин // Алматы: Минеральные ресурсы Казахстана. 1996. – 324 с.

References

1. Alekseeva L.V., Vinogradova K.V., Caturova A.A. Stratigraficheskoe raschlenenie triasovyh otlozhenij YUzhnogo Mangyshlaka [Stratigraphic dissection of Triassic deposits of Southern Mangyshlak]. Byul. MOIP. Otd. geol. 1991. T. 66,4. Pp.37–43. (in Russian)

2. Lipatova V.V. Proekt stratigraficheskikh skhem triasovykh otlozhenij Mangyshlaka i Ustyurta // Stratigrafiya i paleontologiya triasovykh otlozhenij Mangyshlaka i Ustyurta [Project of stratigraphic schemes of Triassic deposits of Mangyshlak and Ustyurt]. Moscow: VNIGNI, 1984. Pp. 33–56. (in Russian)
3. Gurbanov V.Sh. Lithostratigraphic characteristic and lithology of triassic-paleozoic rocks of Southern Mangyshlak. Lithology and Mineral Resources. 2004. №39(6). Pp. 541–554. (in English).
4. Zhidovinov S.N. Triassic stratigraphy of Mangyshlak and Ustyurt. Bull. Moscow Soc. Natur. Geol. Ser. 1993. № 68(5). Pp. 72–78. (in English).
5. Popkov V.I., Pis'mennaya O.V. Litologo-stratigraficheskoe raschlenenie i korrelyaciya triasovykh otlozhenij na YUzhnom Mangyshlake [Litho-stratigraphic dissection and correlation of Triassic deposits in the Southern Mangyshlak]. Izv. Vuzov. Geol. i razvedka. 1986. №11). Pp. 3–11. (in Russian)
6. Boranbaev K.H., Dzhanseitov N.S., Boranbaev A.K. Voprosy korrelyacii triasovykh otlozhenij YUzhnogo Mangistau [Correlation issues of the Triassic deposits of Southern Mangystau]. Geologiya Kazahstana. 2002. №2. Pp. 23–28. (in Russian)
7. Korostyshevskij M.N., Kuznecov V.V. Stroenie produktivnoj tolshchi v triasovykh otlozheniyah na YUzhnom Mangyshlake [The structure of the productive strata in the Triassic sediments in the Southern Mangyshlak]. Razvedka neftyanykh mestorozhdenij Mangyshlaka. Groznyj: SevKavNIPIneft'. 1979. Pp. 9–14. (in Russian)
8. Kuznecov V.V., Pronyakov V.A., Inyutkina A.V., Vandyuk V.P., Kotov V.P. Neftegazovye kollektory produktivnykh triasovykh otlozhenij YUzhnogo Mangyshlaka [Oil and gas reservoirs of productive Triassic deposits of Southern Mangyshlak]. Ocenka parametrov karbonatnykh kollektorov i geometrizaciya zalezhej nefti v razlichnykh geotektonicheskikh usloviyah na territorii SSSR. Perm'. 1978. Pp. 36–37. (in Russian)
9. Boranbaev K.H., Boranbaev A.K. Perspektivy neftegazonosnosti doyruskikh otlozhenij YUzhnogo Mangistau, napravlenie dal'nejshih poiskovo-razvedochnykh rabot i nekotorye voprosy metodiki ih provedeniya [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]. Vestnik neftegazovoj otrasli Kazahstana. 2022. №4. Pp. 5–14. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108601>. (in Russian)
10. Popkov V.I., Popkov I.V. Litologicheskoe raschlenenie i korrelyaciya neftegazonosnykh kompleksov triasa YUzhnogo Mangyshlaka [Lithological dissection and correlation of oil and gas bearing complexes of the Southern Mangyshlak Triassic]. Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika. 2023. T. 18. №2. http://www.ngtp.ru/rub/2023/16_2023.html. (data obrashcheniya: 12.03.2024). DOI: 10.17353/2070-5379/16_2023. (in Russian)
11. Popkov V.I. Tektonika doyruskogo osadochnogo kompleksa zapada Turanskoj plity [Tectonics of the Pre-Jurassic Sedimentary Complex of the West of the Turan Plate]. Geotektonika. 1986. №4. Pp. 106–116. (in Russian)
12. Popkov V.I., Popkov I.V. O sohranении porovykh kollektorov v nizhnej chasti razreza neftegazonosnykh otlozhenij triasa Skifsko-Turanskoj platformy [On the preservation of pore reservoirs in the lower part of the section of oil and gas bearing deposits of the Triassic Scythian-Turanian platform]. Geologiya i geofizika YUga Rossii. 2023. T. 13. №2. Pp. 106–117. DOI: 10.46698/VNC.2023.10.85.009. (in Russian)
13. Cherbyanova L.F., Popkov V.I., Pronyakov V.A. Litologicheskie osobennosti i kollektorskie svoystva triasovogo vulkanogenno-karbonatnogo kompleksa YUzhnogo Mangyshlaka [Lithological features and reservoir properties of the Triassic volcanogenic-carbonate complex of Southern Mangyshlak]. Geologiya nefti i gaza. 1984. №11. Pp. 55–59. (in Russian)

14. Mestorozhdeniya nefti i gaza Kazahstana. Spravochnik [Oil and gas fields of Kazakhstan. Guide]. Gl. redaktor A.M. Kazhegel'din. Almaty: Mineral'nye resursy Kazahstana. 1996. – 324 p. (in Russian)

Сведения об авторах

Попков Василий Иванович, доктор геолого-минералогических наук, профессор, академик РАЕН, профессор кафедры нефтяной геологии, гидрогеологии и геотехники, ФГБОУ ВО «Кубанский государственный университет»
Россия, 350040, Краснодар, ул. Ставропольская, 149
E-mail: geoskubsu@mail.ru

Попков Иван Васильевич, кандидат геолого-минералогических наук, доцент, доцент кафедры нефтяной геологии, гидрогеологии и геотехники, ФГБОУ ВО «Кубанский государственный университет»
Россия, 350040, Краснодар, ул. Ставропольская, 149
E-mail: iv-popkov@mail.ru

Authors

V.I. Popkov, Professor, Member of Russian Academy of Natural Sciences, Professor of the Chair of Petroleum Geology, Hydrogeology and Geotechnical, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education Kuban State University
149, Stavropolskaya Str., Krasnodar, 350040, Russian Federation
E-mail: geoskubsu@mail.ru

I.V. Popkov, PhD, Associate Professor Chair of Petroleum Geology, Hydrogeology and Geotechnical, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education Kuban State University
149, Stavropolskaya Str., Krasnodar, 350040, Russian Federation
E-mail: iv-popkov@mail.ru

Вклад авторов: все авторы сделали эквивалентный вклад в подготовку публикации. Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Contribution of the authors: the authors contributed equally to this article.

The authors declare no conflicts of interests.

Попков В.И.



Попков И.В.



Статья поступила в редакцию 26.07.2024

Принята к публикации 14.09.2024

Опубликована 30.09.2024