

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Поступила в редакцию 24.05.2024 г.

Принята к публикации 19.07.2024 г.

EDN: AMLGXP

УДК 553.98.044:551.761(574.14)

Попков В.И., Попков И.В.

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Кубанский государственный университет» (ФГБОУ ВО «КубГУ»), Краснодар, Россия, geoskubsu@mail.ru

ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАЗМЕЩЕНИЯ СКОПЛЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА В РАЗРЕЗЕ ТРИАСОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЮЖНОГО МАНГЫШЛАКА

Триасовые отложения юго-западной части Туранской плиты остаются одним из важных направлений геологоразведочных работ на нефть и газ.

Представлены результаты изучения закономерностей размещения скоплений нефти и газа в триасовых отложениях Южно-Мангышлакского осадочного бассейна. Обосновано наличие в триасовом разрезе двух нефтегазоносных формаций - верхнетриасовой терригенной и вулканогенно-карбонатной верхнеоленинско-среднетриасовой, которые разделены вулканогенно-аргиллитовой толщей среднего триаса, являющейся региональной покрывкой. Определена роль отдельных литологических толщ, слагающих формации, в локализации скоплений углеводородов. Установлены границы площадного распространения основных нефтегазоносных комплексов, 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 решении нефтегеологических задач других доюрских осадочных бассейнов Скифско-Туранской платформы.

***Ключевые слова:** нефть, газ, нефтегазоносная формация, перспективы нефтегазоносности триасовых отложений, Южно-Мангышлакский осадочный бассейн.*

Для цитирования: Попков В.И., Попков И.В. Закономерности размещения скоплений нефти и газа в разрезе триасовых отложений Южного Мангышлака // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2024. - Т.19. - №3. - https://www.ngtp.ru/rub/2024/17_2024.html EDN: AMLGXP

Введение

Триасовые отложения Южно-Мангышлакского осадочного бассейна достаточно хорошо изучены. Тем не менее, относительно возраста и стратиграфического расчленения вскрытых скважинами разрезов доюрских отложений существуют разные точки зрения ([Алексеева, Виноградова, Цатурова, 1991; Липатова, 1984; Gurbanov, 2004; Zhidovinov, 1993; Попков, Письменная, 1986] и др.). Соответственно это ведет к разночтениям в стратиграфической приуроченности нефтегазоносных горизонтов на отдельно взятых месторождениях и разведочных площадях, тем более при их межплощадной корреляции [Коростышевский, Кузнецов, 1979; Кузнецов и др., 1978; Боранбаев, Джансеитов, Боранбаев, 2022]. Обусловлено это использованием ограниченного числа скважин при разработке стратиграфических схем, а также недостаточным вниманием к детальным литолого-фациальным исследованиям.

Целью представленного исследования является изучение закономерностей локализации скоплений нефти и газа в триасовом разрезе Южно-Мангышлакского осадочного бассейна, выделение региональных толщ-коллекторов и возможных покрышек углеводородов (УВ).

Материалы и методы

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 скважин практически всех скважин, вскрывших триасовые отложения. Составлены типовые разрезы триасовых отложений основных тектонических зон. Применены методы формационного и фациального анализов. В результате этого создана отвечающая современным знаниям о строении триасовых отложений литолого-стратиграфическая основа для решения обозначенных выше нефтегеологических задач [Попков, Попков, 2023б].

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. В данной статье изложены полученные результаты о закономерностях размещения скоплений нефти и газа в триасовом разрезе изучаемой территории.

Результаты исследований

Литология триасовых отложений

В структуре доюрского (доплитного) комплекса запада Туранской плиты выделяются Центрально-Мангышлакско-Карашорская и Туаркыр-Караауданская раннекиммерийские складчатые системы [Попков, 1986]. 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 отложений. Жетыбай-Узеньская ступень и Кокумбайская моноклираль северного борта прогиба располагаются над южной частью Центрально-Мангышлакской складчатой зоны, граничащей Южно-Мангышлакским геоблоком. В пределах последнего выделяются Сегендыкская и Жазгурлинская депрессии, разделенные Карагиинской седловиной. Крупным положительным структурным элементом является Песчаномыско-Ракушечная зона поднятий.

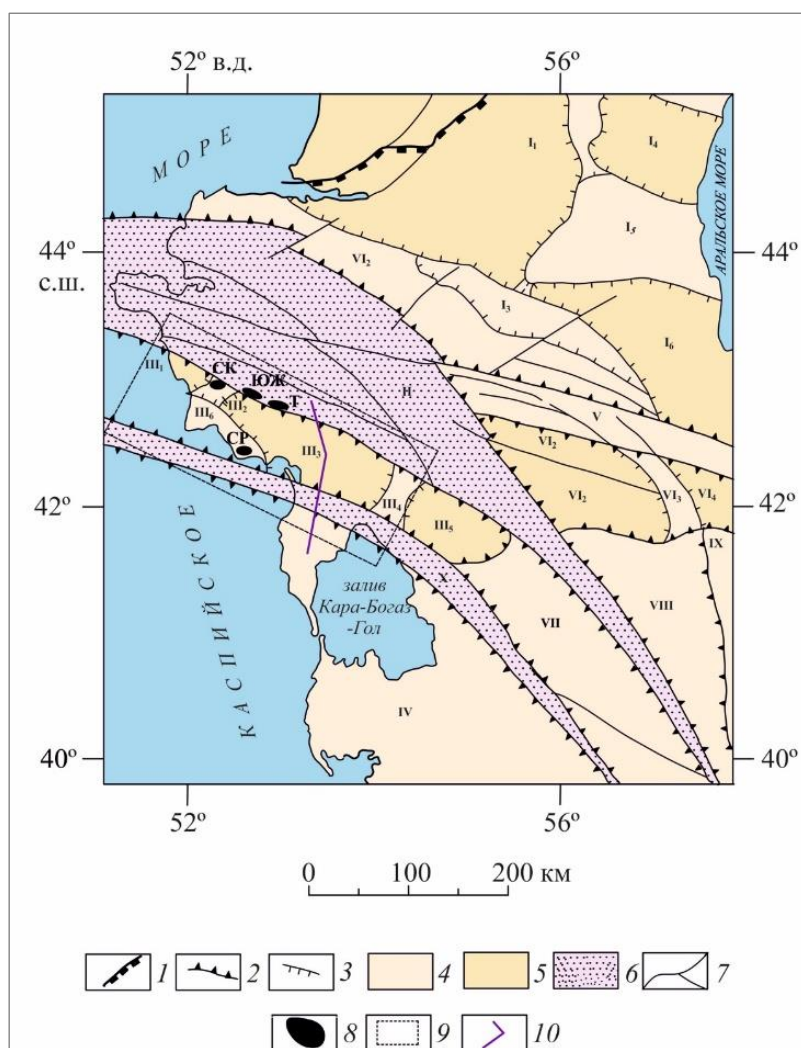


Рис. 1. Обзорная тектоническая схема триасовых отложений запада Туранской плиты
(по [Попков, 1986], упрощено)

1 - граница Туранской и Русской плит; границы тектонических элементов: 2 - первого, 3 - второго порядков; 4 - зоны поднятий, 5 - зоны депрессий; 6 - раннекиммерийские складчатые системы; 7 - основные разломы; 8 - основные месторождения нефти и газа в триасовых отложениях (СК - Северное Карагие, ЮЖ - Южный Жетыбай, Т - Тасбулат, СР - Северо-Ракушечное); 9 - район исследований; 10 - линия геологического разреза, приведенного на рис. 2.

Цифры на схеме: I - Северо-Устюртская синеклиза: I₁ - Култукско-Самская депрессия, I₂ - Арстановско-Ирдалинская ступень, I₃ - Астауойская моноклираль, I₄ - Косбулакская депрессия, I₅ - Акумсукский выступ, I₆ - Барсакельмесская депрессия; II - Мангышлакско-Караишорская система дислокаций; III - Южно-Мангышлакская система прогибов: III₁ - Сегендыкская депрессия, III₂ - Карагинская седловина, III₃ - Жазгурлинская депрессия, III₄ - Карынжарыкская седловина, III₅ - Учкудукская депрессия, III₆ - Песчаномыско-Ракушечная зона поднятий; IV - Кара-Богазский массив; V - Центрально-Устюртская система поднятий; VI - Южно-Устюртская система прогибов, VI₁ - Шахпахтннская ступень, VI₂ - Ассакке-Ауданский прогиб, VI₃ - Сарыкамышская седловина, VI₄ - Дарьялык-Дауданский прогиб; VII - Кумсебишенский выступ; VIII - Верхнеузбойский прогиб; IX - Центрально-Каракумский массив; X - Туаркыр-Караауданская система дислокаций.

В пределах Южно-Мангышлакского прогиба может быть выделено три типа разрывов: караауданский, жетыбай-узеньский и песчаномыско-ракушечный, отражающих особенности тектонического развития юго-запада Туранской плиты на доплитном этапе. Первые два принадлежат зонам пермско-триасовых прогибов (Туаркыр-Караауданскому и

Мангышлакско-Карашорскому соответственно).

Выполняющие их отложения перми и триаса имеют значительную мощность и испытали складчатость в предъюрское время. Третий, песчаномысско-ракушечный тип разреза распространен в пределах Южно-Мангышлакского геоблока, где триас слабо дислоцирован и резко сокращен в мощности (рис. 2).

В результате выполненных работ 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-узеньского и песчаномысско-ракушечного разрезов. Более подробно литологическая характеристика выделенных толщ, их возраст детально рассмотрены авторами в опубликованной статье [Попков, Попков, 2023б].

Жетыбай-Узеньский 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.

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 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.

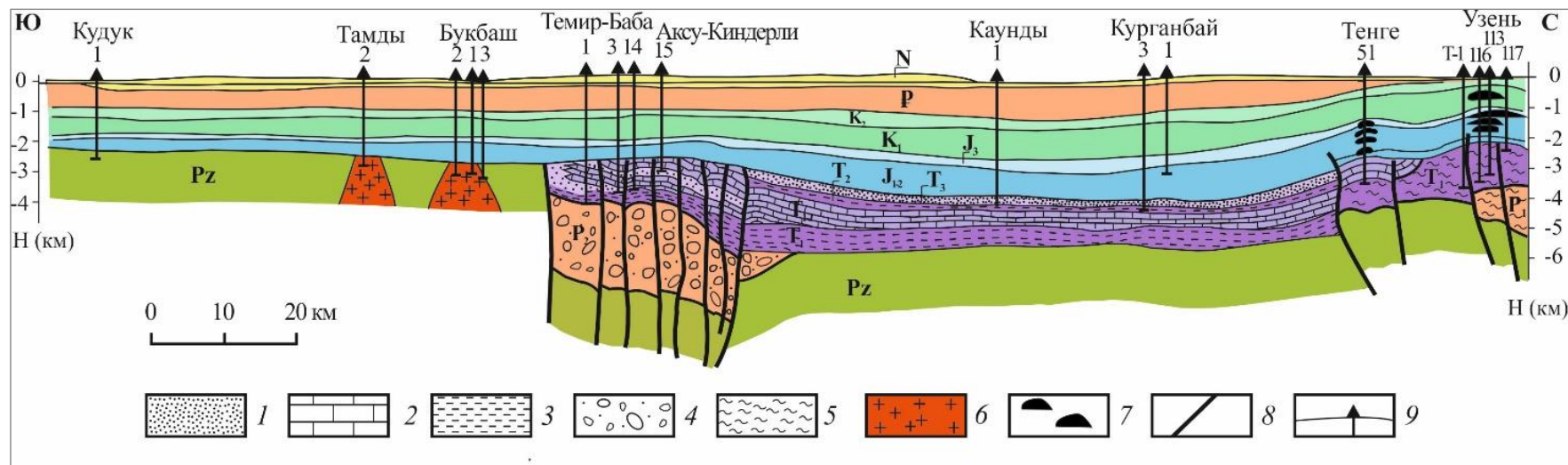


Рис. 2. Геологический разрез по линии Кудук - Каунды - Узень

Породы: 1 - вулканогенно-терригенные, 2 - терригенно-карбонатные, 3 - терригенные (алевритисто-аргиллитовые), 4 - конгломерато-песчаниковые, 5 - песчаниково-алевролитовые; 6 - граниты; 7 - залежи нефти и газа; 8 - разрывы; 9 - скважины; N - неоген, P - палеоген, K - мел, J - юра, T - триас, P - пермь, Pz - палеозой.

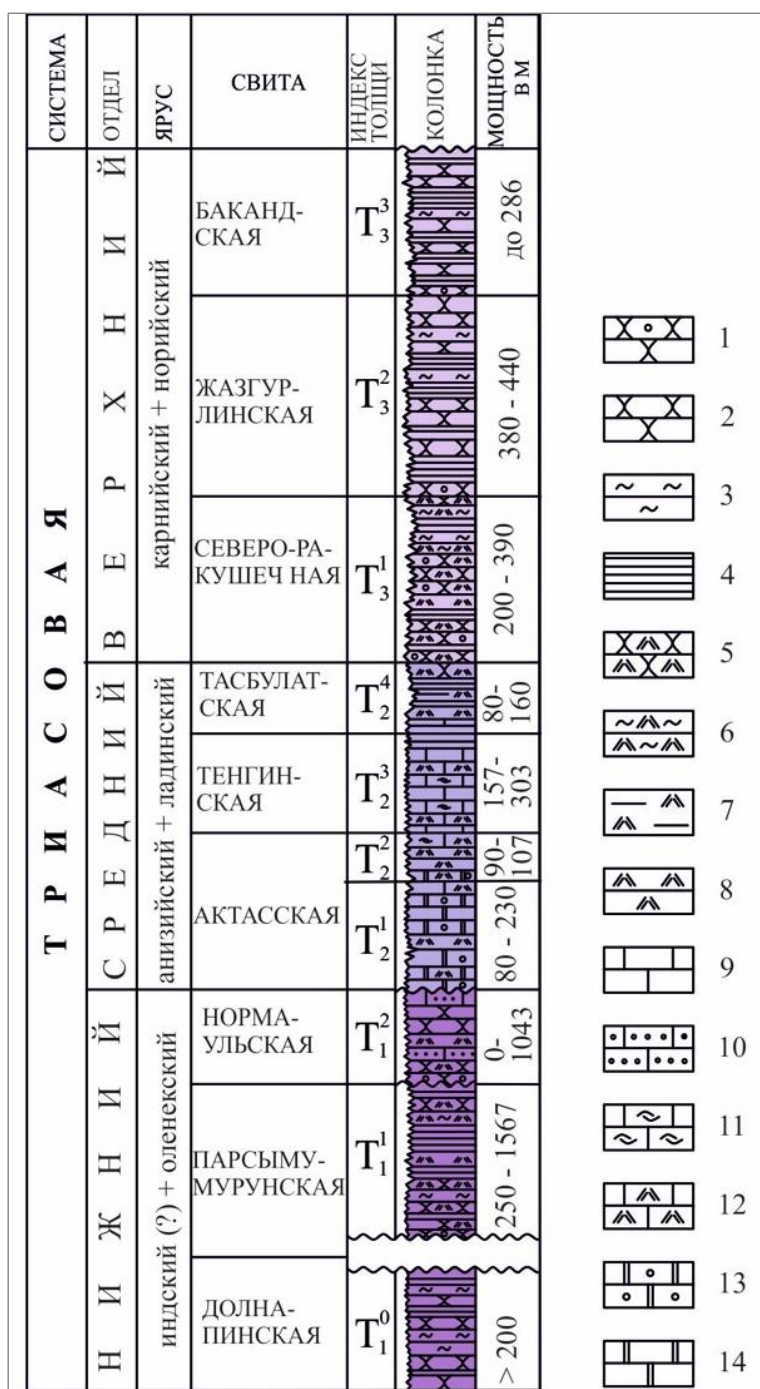


Рис. 3. Жетыбай-Узеньский тип разреза (по [Попков, Попков, 2023б])

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.

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 выделяются 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) установлено в более позднее время после бурения скважин в зоне сочленения Жетыбай-Узеньской ступени и Жазгурлинской депрессии на площадях Пионерская, Баканд и Сакудук. 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).

СИСТЕМА		ОТДЕЛ	ЯРУС	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	анизийский + ладинский	РАКУШЕЧНОМЫССКАЯ	T_2^4		53 - 91	
			ОЙМАШИНСКАЯ	T_2^3		34 - 78	
			ЖИЛАНДИНСКАЯ	T_2^2		20 - 49	
	НИЖНИЙ	оленецкий	РАКУШЕЧНАЯ	T_2^1		25 - 102	
				T_1^1		0 - 204	

Рис. 4. Песчаномыско-Ракушечный тип разреза [Попков, Попков, 20236]

Усл. обозначения см. на рис. 3.

Здесь разрез обычно начинается с пестроцветной алевролитово-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 залегает вулканогенно-доломитовая толща (T_2^1) среднего триаса [Попков, Попков, 2023а].

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 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).

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. 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, 2023в].

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 на Северо-Западном Жетыбае - «Б» [Коростышевский, Кузнецов, 1979]. 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.

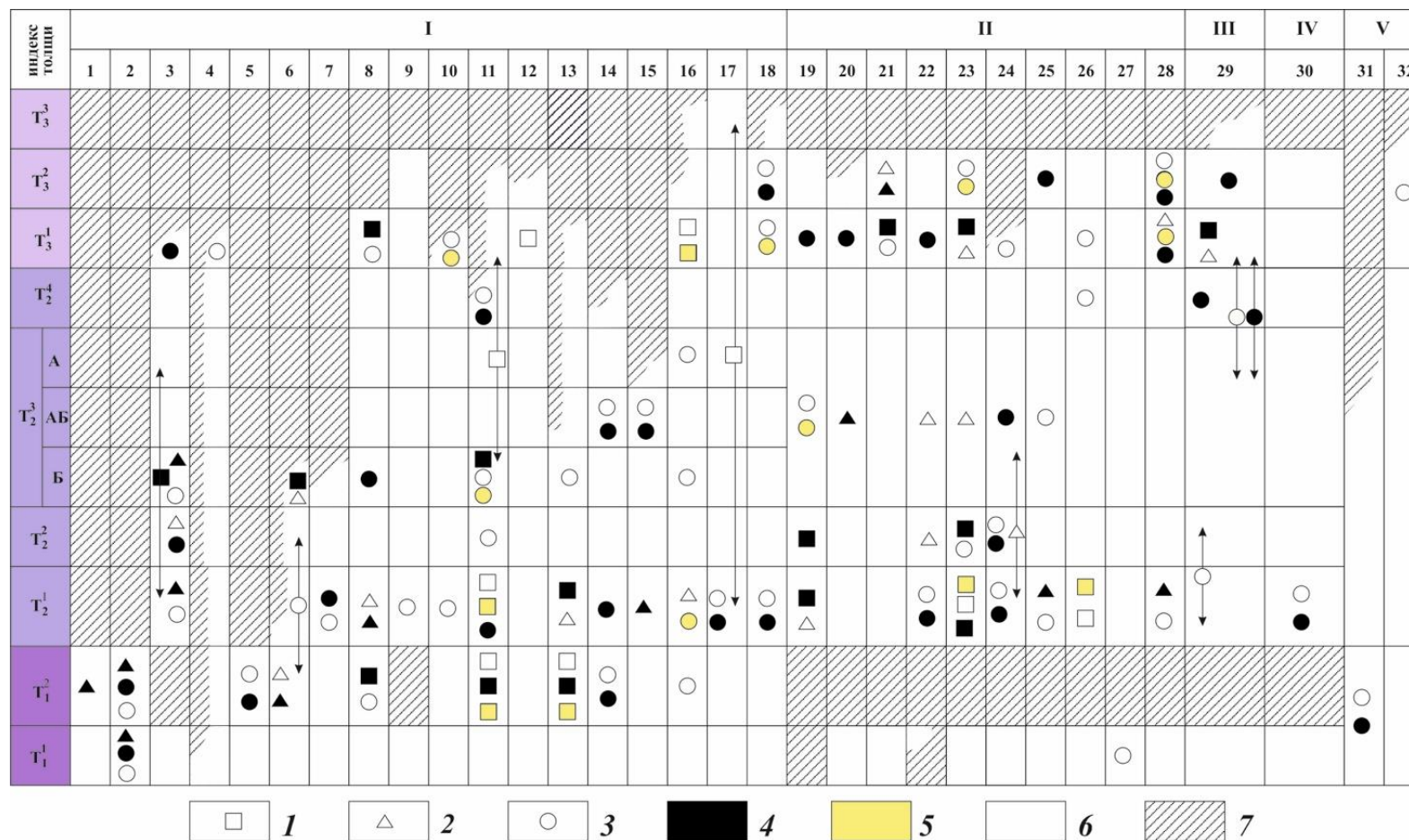


Рис. 5. Схема нефтегазоносности триасового разреза

Характер притока: 1 - промышленный, 2 - непромышленный, 3 - проявление; флюид: 4 - нефть, 5 - газ, 6 - конденсат; 7 - отсутствие отложений в разрезе.
Тектонические элементы: I - Жетыбай-Узенская ступень, II - Песчаномыско-Ракушечная зона поднятий, III - Карагиинская 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 - Ацисор, 21 - Жиланды, 22 - Ташкум, 23 - Северо-Ракушечное, 24 - Ракушечномысская, 25 - Адыр, 26 - Уйлюк, 27 - Змеиная, 28 - Сарсенбай, 29 - Северное Карагие, 30 - Бегиш, 31 - Темир-Баба, 32 - Жарты.

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 скв. 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 скв. 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 [Месторождения нефти..., 1996]. 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, по мнению авторов, достаточно надежной региональной покрывкой, разделяющей вулканогенно-карбонатную верхнеоленекско-среднетриасовую и терригенную верхнетриасовую нефтегазоносные формации.

В описываемых отложениях триаса выделяются три типа коллекторов: каверново-поровые, трещинные, порово-трещинные, приуроченные к определенным частям разреза [Чербянова, Попков, Проняков, 1984]. 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 микрзернистым (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 микрзернистые 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 $0,6 \text{ мкм}^2$. 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 (T_2^2) и представлены туфами. Основная доля емкости приходится на первичные пустоты, сохранившиеся на стыке между пепловыми частицами, варьируя по размеру от 10 до 2000 мкм [Чербянова, Попков, Проняков, 1984]. 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 $0,00002 \text{ мкм}^2$. 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 [Попков, Попков, 2023а]. 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 - $0,0065 \text{ мкм}^2$. Открытая (межзерновая) пористость песчаников изменяется от 3 до 13%, а поровая проницаемость - от $0,0001$ до $0,007 \text{ мкм}^2$. Очевидно, что основной емкостью пород является межзерновая пористость, а величина трещинной проницаемости по своим значением близка к поровой проницаемости [Чербянова, Попков, Проняков, 1984; Попков, Попков, 2023а].

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 [Чербянова, Попков, Проняков, 1984].

На Южном Жетыбае трещинные коллекторы находятся в нижней половине

вулканогенно-известняковой толщи (T_2^1), характеризующейся интенсивной (до 80%) карбонатизацией туфов.

Не исключено, что в первом и втором случаях однородность отложений 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 $0,025 \text{ мкм}^2$ [Чербянова, Попков, Проняков, 1984; Попков, Попков, 2023в].

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 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 $0,01 \text{ мкм}^2$. Продуктивность этой пачки доказана в различных структурно-тектонических зонах Южного Мангышлака, что позволяет считать ее регионально продуктивным горизонтом.

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

Таким образом, изучение литологического состава пород триасового разреза Южно-

Мангышлакского прогиба позволяет выделить в его строении три формационных комплекса: вулканогенно-карбонатный верхнеоленекско-среднетриасовый, вулканогенно-аргиллитовый среднетриасовый и терригенный верхнетриасовый. Различный литологический состав слагающих толщ предопределяет специфику их емкостно-фильтрационных свойств, предопределивших закономерности локализации скоплений нефти и газа в триасовом разрезе и дифференцированную продуктивность отдельных его частей. Разделяющая их вулканогенно-аргиллитовая формация служит региональной покрывкой.

Корреляция и номенклатура триасовых продуктивных горизонтов

На начальных этапах поисково-разведочных работ на доюрский комплекс отложений для первых залежей УВ, открытых в карбонатном триасе, применено буквенное обозначение (залежь «А», «Б» и т.д.) [Месторождения..., 1996]. 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).

Таблица 1

Корреляция ниже- и среднетриасовых продуктивных горизонтов

Месторождение Толща	Северо- 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_1^2)	отложения отсутствуют	залежь «Г»	залежи «Б», «В»	отложения отсутствуют

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 [Месторождения нефти..., 1996]): всем триасовым горизонтам присваивается 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 лито-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.

В верхнетриасовом комплексе отложений удастся 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 толщью (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 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 разрыв. 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 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 разрыва в комплексе с буровыми данными позволило с высокой степенью уверенности проследить распространение исследуемых литолого-стратиграфических комплексов в пределах Южно-Мангышлакского прогиба (рис. 6).

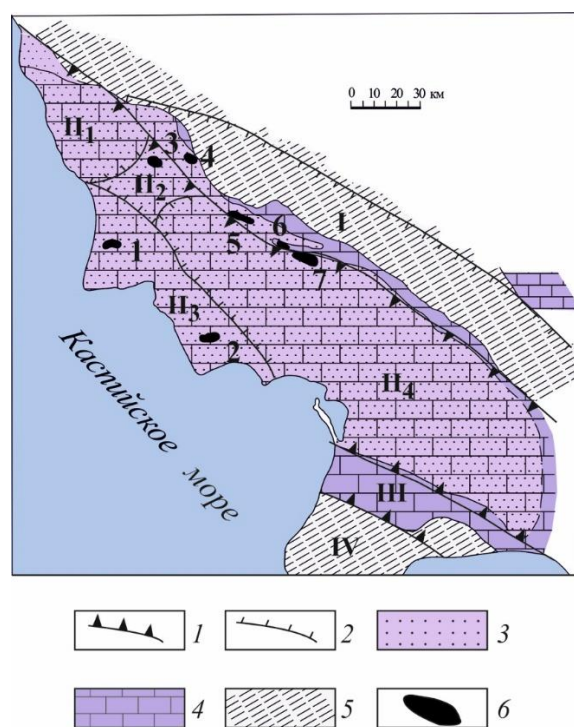


Рис. 6. Схема распространения триасовых нефтегазоносных формаций Южного Мангышлака
 Границы тектонических элементов: I - первого порядка (I - Центрально-Мангышлакская система дислокаций, II - Южно-Мангышлакский геоблок, III - Караауданская зона; IV - Карабогазский свод), 2 - второго порядка (II₁ - Сегендыкская депрессия, II₂ - Карагиинская седловина, III₃ - Песчаномыско-Ракушечная зона поднятий, III₄ - 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-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 Караауданской 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 закартировано 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 1:50000) сейсмической разведки (рис. 7).

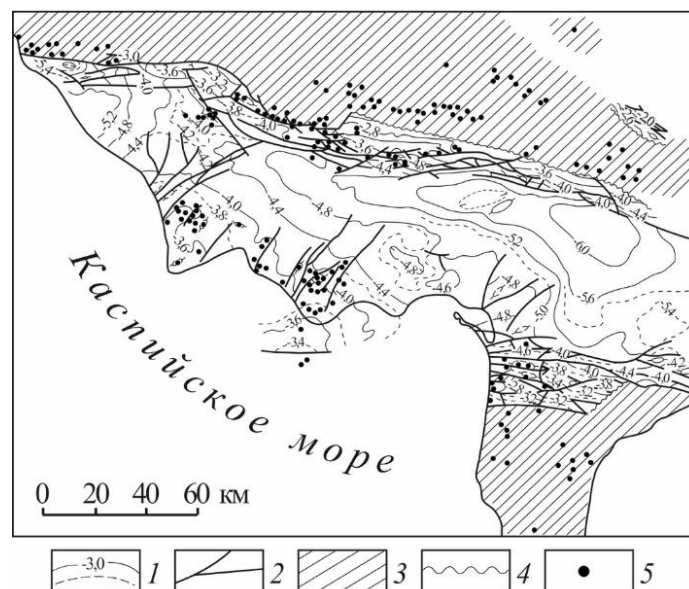


Рис. 7. Структурная карта по подошве среднего триаса Южного Мангышлака

1 - стратоизогины, 2 - разрывы, 3 - районы отсутствия среднетриасовых отложений, 4 - эрозионные границы распространения среднетриасовых отложений, 5 - скважины.

Заключение

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 верхнеоленинско-среднетриасовая. Разделены они вулканогенно-аргиллитовой формацией среднего триаса, являющейся региональным флюидоупором.

В верхнетриасовой формации, где главенствующую роль играют терригенные коллекторы, преобладают пластово-сводовые залежи. Основным продуктивным горизонтом является базальный пласт грубозернистых песчаников. Залегающие выше по разрезу песчаные горизонты имеют второстепенное значение как поисковые объекты.

В вулканогенно-карбонатной формации условия, контролирующие размещение скоплений УВ, более сложные. Здесь также наблюдается достаточно четкий литологический контроль распределения залежей в разрезе. Так, основной нефтегазоносной толщей является вулканогенно-доломитовая. Верхнеоленинские карбонатно-терригенные отложения в районах, прилегающих к погребенным палеовыступам, где отмечается увеличение песчаности разреза, также могут иметь достаточно хорошие коллекторские свойства. Морфология резервуаров в вулканогенно-карбонатных отложениях в значительной мере зависит от процессов, контролирующих образование вторичных емкостно-фильтрационных свойств пород.

Определение границ площадного распространения нефтегазоносных комплексов триаса дает возможность более дифференцированно оценивать перспективы нефтегазоносности территории Южного Мангышлака в целом и отдельных локальных поднятий, выявленных в различных тектонических зонах.

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

Литература

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.

Боранбаев К.Х., Джансеитов Н.С., Боранбаев А.К. Вопросы корреляции триасовых отложений Южного Мангыштау // Геология Казахстана. - 2002. - №2. - С. 23-28.

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.

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.

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.

Месторождения нефти и газа Казахстана: справочник / Под ред. А.М. Кажегельдина. - Алматы: Минеральные ресурсы Казахстана 1996. - 324 с.

Попков В.И. Тектоника доюрского осадочного комплекса запада Туранской плиты // Геотектоника. - 1986. - № 4. - С. 106-116.

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.

Попков В.И., Попков И.В. Коллекторские свойства аркозовых песчаников в триасовых отложениях Скифско-Туранской платформы // Вестник Академии наук Республики Башкортостан. - 2023а. - Т. 48. - №3. - С. 21-29. DOI: [10.24412/1728-5283-2023-3-21-29](https://doi.org/10.24412/1728-5283-2023-3-21-29)

Попков В.И., Попков И.В. Литологическое расчленение и корреляция нефтегазоносных комплексов триаса Южного Мангышлака // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2023б. - Т. 18. - №2. - http://www.ngtp.ru/rub/2023/16_2023.html EDN: TKWRRO

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. - 2023в. - Т. 13. - №2. - С. 106-117. DOI: [10.46698/VNC.2023.10.85.009](https://doi.org/10.46698/VNC.2023.10.85.009)

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.

Gurbanov V.Sh. Lithostratigraphic characteristic and lithology of triassic-paleozoic rocks of Southern Mangyshlak // Lithology and Mineral Resources. - 2004. - № 39 (6). - P. 541-554.

Zhidovinov S.N. Triassic stratigraphy of Mangyshlak and Ustyurt // Bull. Moscow Soc. Natur. Geol. Ser. - 1993. - №68 (5). - P. 72-78.

This is an open access article under the CC BY 4.0 license

Received 24.05.2024

Published 18.07.2024

Popkov V.I., Popkov I.V.

Kuban State University, Krasnodar, Russia, geoskubsu@mail.ru

DISTRIBUTION OF OIL AND GAS ACCUMULATIONS IN THE TRIASSIC SECTION OF THE SOUTHERN MANGYSHLAK

Triassic strata of the southwestern part of the Turan Plate are one important exploration area for oil and gas.

The results of a study of the patterns of distribution of oil and gas accumulations in the Triassic strata of the South Mangyshlak sedimentary basin are presented. The presence of two petroleum bearing formations in the Triassic section is substantiated - Upper Triassic terrigenous and volcanic-carbonate Upper Olenek-Middle Triassic. They are separated by the Middle Triassic volcanic-argillite sequence, which is a regional seal. The role of individual lithological strata composing the formations in the localization of hydrocarbon accumulations has been determined. The areal distribution of the main oil and gas accumulations have been established, which allows a more differentiated approach to assessing the prospects for oil and gas potential of both the territory of Southern Mangyshlak as a whole and individual local uplifts located in different tectonic zones.

The results obtained can be used in solving petrogeological problems of other pre-Jurassic sedimentary basins of the Scythian-Turanian platform.

Keywords: oil, gas, petroleum bearing formation, prospects of oil and gas potential, Triassic strata, South Mangyshlak sedimentary basin.

For citation: Popkov V.I., Popkov I.V. Zakonomernosti razmeshcheniya skopleniy nefti i gaza v razreze triasovykh otlozheniy Yuzhnogo Mangyshlaka [Distribution of oil and gas accumulations in the Triassic section of the Southern Mangyshlak]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*, 2024, vol. 19, no. 3, available at: https://www.ngtp.ru/rub/2024/17_2024.html EDN: AMLGXP

References

Alekseeva L.V., Vinogradova K.V., Tsaturova A.A. Stratigraficheskoe raschlenenie triasovykh otlozheniy Yuzhnogo Mangyshlaka [Stratigraphic subdivision of Triassic strata of Southern Mangyshlak]. *Byul. MOIP. Otd. geol.*, 1991, vol. 66, issue 4, pp. 37-43. (In Russ.).

Boranbaev K.Kh., Dzhanseitov N.S., Boranbaev A.K. Voprosy korrelyatsii triasovykh otlozheniy Yuzhnogo Mangystau [Correlation issues of Triassic strata of Southern Mangystau]. *Geologiya Kazakhstana*, 2002, no. 2, pp. 23-28. (In Russ.).

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 associations of Southern Mangyshlak]. *Geologiya nefti i gaza*, 1984, no. 11, pp. 55-59. (In Russ.).

Gurbanov V.Sh. Lithostratigraphic characteristic and lithology of triassic-paleozoic rocks of Southern Mangyshlak. *Lithology and Mineral Resources*, 2004, no. 39 (6), pp. 541-554.

Korostyshevskiy M.N., Kuznetsov V.V. Stroenie produktivnoy tolshchi v triasovykh otlozheniyakh na Yuzhnom Mangyshlake [Structure of productive strata in Triassic section in Southern Mangyshlak]. *Razvedka neftyanykh mestorozhdeniy Mangyshlaka*, Groznyy: SevKavNIPIneft', 1979, pp. 9-14. (In Russ.).

Kuznetsov V.V., Pronyakov V.A., Inyutkina A.V., Vandyuk V.P., Kotov V.P. Neftegazovye kollektory produktivnykh triasovykh otlozheniy Yuzhnogo Mangyshlaka [Oil and gas reservoirs of productive Triassic strata of Southern Mangyshlak]. *Otsenka parametrov karbonatnykh kollektorov i geometrizatsiya zalezhey nefti v razlichnykh geotektonicheskikh usloviyakh na territorii SSSR*, Perm, 1978, pp. 36-37. (In Russ.).

Lipatova V.V. Proekt stratigraficheskikh skhem triasovykh otlozheniy Mangyshlaka i Ustyurta [Project of stratigraphic schemes of Triassic strata of Mangyshlak and Ustyurt]. *Stratigrafiya i paleontologiya triasovykh otlozheniy Mangyshlaka i Ustyurta*. Moscow: VNIGNI, 1984, pp. 33-56. (In Russ.).

Mestorozhdeniya nefti i gaza Kazakhstana: spravochnik [Oil and gas fields of Kazakhstan. Handbook]. Ed. A.M. Kazhegeli'din. Almaty: Mineral'nye resursy Kazakhstana, 1996, 324 p. (In Russ.).

Popkov V.I. Tektonika doyurskogo osadochnogo kompleksa zapada Turanskoy plity [Tectonics of the Pre-Jurassic sedimentary strata of the west of the Turan plate]. *Geotektonika*, 1986, no. 4, pp. 106-116. (In Russ.).

Popkov V.I., Pis'mennaya O.V. Litologo-stratigraficheskoe raschlenenie i korrelyatsiya triasovykh otlozheniy na Yuzhnom Mangyshlake [Lithological and stratigraphic subdivision and correlation of Triassic strata in the Southern Mangyshlak]. *Izv. Vuzov. Geol. i razvedka*, 1986, no. 11, pp. 3-11. (In Russ.).

Popkov V.I., Popkov I.V. Kollektorskie svoystva arkozovykh peschanikov v triasovykh otlozheniyakh Skifsko-Turanskoy platformy [Reservoir properties of arkosic sandstones in Triassic strata of the Scythian-Turanian platform]. *Vestnik Akademii nauk Respubliki Bashkortostan*, 2023a, vol. 48, no. 3, pp. 21-29. (In Russ.). DOI: [10.24412/1728-5283-2023-3-21-29](https://doi.org/10.24412/1728-5283-2023-3-21-29)

Popkov V.I., Popkov I.V. Litologicheskoe raschlenenie i korrelyatsiya neftegazonosnykh kompleksov triasa Yuzhnogo Mangyshlaka [Lithological subdivision and correlation of petroleum bearing Triassic strata of the Southern Mangyshlak]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*, 2023, vol. 18, no. 2, available at: http://www.ngtp.ru/rub/2023/16_2023.html (In Russ.). EDN: TKWRRO

Popkov V.I., Popkov I.V. O sokhraneni porovykh kolektorov v nizhney chasti razreza neftegazonosnykh otlozheniy triasa Skifsko-Turanskoy platformy [On the preservation of pore reservoirs in the lower part of the section of oil and gas bearing strata of the Triassic of the Scythian-Turanian platform]. *Geologiya i geofizika Yuga Rossii*, 2023v, vol. 13, no. 2, pp. 106-117. (In Russ.). DOI: [10.46698/VNC.2023.10.85.009](https://doi.org/10.46698/VNC.2023.10.85.009)

Zhidovinov S.N. Triassic stratigraphy of Mangyshlak and Ustyurt. *Bull. Moscow Soc. Natur. Geol. Ser.*, 1993, no. 68 (5), pp. 72-78.