

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2024.2.16-30>

EDN CCQAUV

УДК 553.98(574)

**Причины неравномерного площадного размещения
месторождений нефти и газа в пределах Бузачинского
полуострова и некоторые практические следствия**

Попков В.И., Попков И.В.

Кубанский государственный университет (КубГУ), Краснодар, Россия

**The reasons for the uneven areal distribution of oil and gas fields
within the Buzachinsky peninsula and some practical
consequences**

V.I. Popkov, I.V. Popkov

Kuban State University (KubGU), Krasnodar, Russia

E-mail: geoskubsu@mail.ru

Аннотация. Проведенные исследования показали, что локальные поднятия платформенного чехла, содержащие в ряде случаев крупные скопления углеводородов, сформированы в обстановке периодически проявлявшегося тангенциального сжатия. В плане они совпадают с фронтальными частями тектонических чешуй и пологих надвигов в триасово-палеозойском комплексе пород, претерпевшем интенсивную складчатость в предъюрское время. Установленные закономерности в строении и площадном распространении дислокаций позволили решить практические задачи, касающиеся условий формирования скоплений нефти и газа, направлений миграции и вероятных зон генерации углеводородов. Полученные результаты могут быть использованы при определении дальнейших направлений геологоразведочных работ в регионе.

Ключевые слова: *антиклинали, надвиги, тангенциальное сжатие, ловушки нефти и газа*

Для цитирования: Попков В.И., Попков И.В. Причины неравномерного площадного размещения месторождений нефти и газа в пределах Бузачинского полуострова и некоторые практические следствия // Нефтяная провинция.-2024.-№2(38).-С. 16-30 - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2024.2.16-30>. - EDN CCQAUV

Abstract. The conducted studies have shown that local uplifts of the platform cover, containing in some cases large accumulations of hydrocarbons, were formed in an environment of periodically manifested tangential compression. In terms of plan, they coincide with the frontal parts of tectonic scales and gentle thrusts in the Triassic-Paleozoic rock complex, which underwent intensive folding in the Pre-Jurassic period. The established patterns in the structure and areal distribution of dislocations made it possible to solve practical problems related to the conditions of formation of oil and gas accumulations, migration directions and probable zones of hydrocarbon generation. The results obtained can be used to determine further directions of exploration in the region.

Key words: *anticlines, thrusts, tangential compression, oil and gas traps*

For citation: Popkov V.I., Popkov I.V. Priciny neravnomernogo ploshchadnogo razmeshcheniya mestorozhdeniy nefti yi gaza vie predelach buzachinskogo poluoostrova yi necotora prakticheskiye sledstviya [The reasons for the uneven areal distribution of oil and gas fields within the Buzachinsky Peninsula and some practical consequences]. Neftyanaya Provintsiya, No. 2(38), 2024. pp. 16-30. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2024.2.16-30>. EDN CCQAUV (in Russian)

Введение

Бузачинская зона нефтегазонакопления приурочена к одноименному полуострову, где происходит сочленение крупных тектонических элементов: Северо-Устюртского докембрийского массива, Центрально-Мангышлакской раннекиммерийской складчатой зоны эпигерцинской Туранской плиты и Прикаспийской синеклизы древней Восточно-Европейской платформы (Рис. 1). Глубинное строение региона, местоположение границ и характер сочленения этих разновозрастных структур было подробно рассмотрено в предшествующих работах [1, 2]. Бузачинский свод и располагающийся южнее Южно-Бузачинский прогиб, выделяемые в отложениях платформенного чехла, представляют собой наложенные структуры по отношению к более древним комплексам.

В платформенных отложениях Бузачинского полуострова открыты крупные скопления нефти и газа. Продуктивность связана с отложениями среднеюрского и раннемелового возраста. Нефти месторождений, независимо от глубины залегания, высокосмолистые (18-30%), тяжелые (0,90-0,91 т/м³), сернистые (до 2%), недонасыщены газом и имеют низкую тем-

пературу застывания. По характеру насыщающего флюида месторождения относятся к нефтяным и газонефтяным. В северном направлении по мере погружения продуктивных горизонтов в меловом разрезе появляются газовые залежи, а в верхних горизонтах юры – небольшие газовые шапки (месторождения Каламкас, Арман), уменьшается плотность нефти от 0,9410-0,9446 г/см³ на Каражанбасском месторождении до 0,9006-0,9221 г/см³ на Каламкасе. Вниз по разрезу, как правило, уменьшаются размеры залежей, их высота и коэффициент заполнения ловушек по соответствующему горизонту.

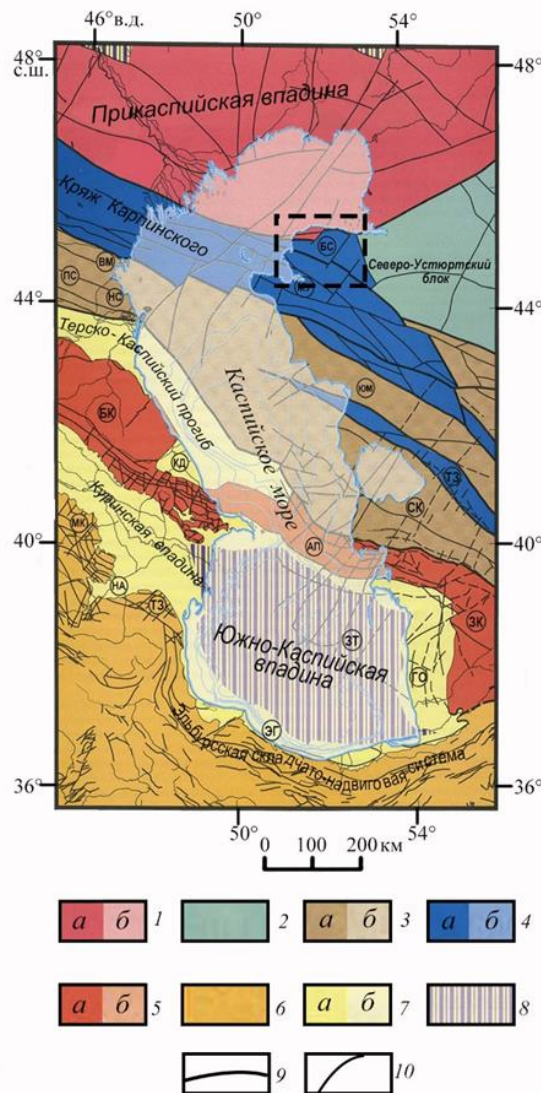


Рис. 1. Тектоническая карта Каспийского региона (по данным [2], с изменениями и дополнениями). Показан (контур штрих-линией черным) район исследований. Важнейшие структуры (буквы в кружках): БС – Бузачинский свод, МУ – Мангышлак-

ско-Центрально-Устюртская зона складчатого пермо-триаса, ЮМ – Южно-Мангышлакско-Устюртская система прогибов, ТЗ – Туаркырская система дислокаций, СК – Среднекаспийско-Карабогазская антеклиза, ВМ – Восточно-Манычский прогиб, ПС – Прикумская система поднятий, НС – Ногайская ступень, БК – складчатая система Большого Кавказа, КД – Кусаро-Дивичинский прогиб, АП – Апишероно-Прибалханская зона, ЗК – Западно-Копетдагская зона, МК – складчатая система Малого Кавказа, НА – Нижне-Араксинский прогиб, ТЗ – Талышская зона, ЭГ – Эльбурсско-Горганский передовой прогиб, ЗТ – Западно-Туркменский прогиб, ГО – Гограньдаг-Окаремская зона.

1–4 – фундамент платформенных областей: 1 – раннедокембрийский (а – суша, б – море), 2 – байкальский, 3 – герцинский (а – суша, б – море), 4 – раннекиммерийский (а – суша, б – море); 5–6 – альпийские складчато-покровные системы: 5 – Большой Кавказ и Копетдаг (а – суша, б – море), 6 – Малый Кавказ, Талыш, Эльбурс; 7 – передовые прогибы и впадины (а – суша, б – море); 8 – впадины с корой океанического типа; 9 – разрывные нарушения, соответствующие границам крупных структур; 10 – прочие важные разрывы

Месторождения располагаются в северной и центральной его частях, локализованы в антиклинальных складках близширотного простирания. В то же время в южных районах полуострова, несмотря на значительный объем глубокого бурения, аналогичные дислокации оказались пустыми.

Целью данной работы являлось определение причин, которые могли привести к неравномерному площадному размещению скоплений нефти и газа в данном регионе и, тем самым, решить некоторые практические нефтегеологические вопросы.

Материалы и методы

Выполнен комплексный анализ материалов сейсмической разведки, глубокого бурения, геологической съемки. Произведена интерпретация временных разрезов с целью определения морфологии дислокаций. С целью восстановления истории развития территории в целом и осложняющих ее локальных поднятий произведены палеотектонические построения. Привлечены данные о строении месторождений нефти и газа, геохимии рассеянного органического вещества и составе нефтей.

Результаты исследований

Основными структурами платформенного чехла п-ова Бузачи являются одноименный свод и располагающийся южнее Южно-Бузачинский прогиб. Осложняющие их локальные поднятия сгруппированы в несколько субширотных антиклинальных линий, примыкающих с юга к надвигам (Рис. 2). Антиклинальные поднятия линейной или брахиантиклинальной формы. Северные их крылья короткие, более крутые, чем южные, обрваны высокоамплитудными надвигами с углами наклона сместителей 45-800. С глубиной происходит быстрое выполаживание поверхностей разрывов с переходом в субгоризонтальное положение с образованием серии тектонических чешуй и пластин. Отложения пермо-триаса в их фронтальных частях интенсивно дислоцированы, образуя линейные складчатые системы, которым в перекрывающем платформенном чехле отвечают асимметричные антиклинали.

Особенности строения и закономерности площадного распространения складчато-надвиговых дислокаций со всей очевидностью указывают на их формирование в обстановке латерального сжатия, ориентированного в северном направлении. Время образования дислокаций связано с концом триасового периода – моментом формирования Центрально-Мангышлакской раннекиммерийской складчатой зоны [1], северная граница которой трассируется по линии Каражанбас – Жаманорпа – Кызан. Мощная алевролитово-аргиллитовая толща пермо-триаса, обладающая достаточно высокой пластичностью, была расслоена на ряд тектонических пластин и сорвана по поверхности более жестких терригенно-карбонатных каменноугольно-нижнепермских пород, имеющих по данным сейсморазведки свой, отличный от вышележащих комплексов, структурный план, и шарьирована на одновозрастные образования Северо-Устюртского докембрийского массива, послужившим своеобразным блоком-упором.

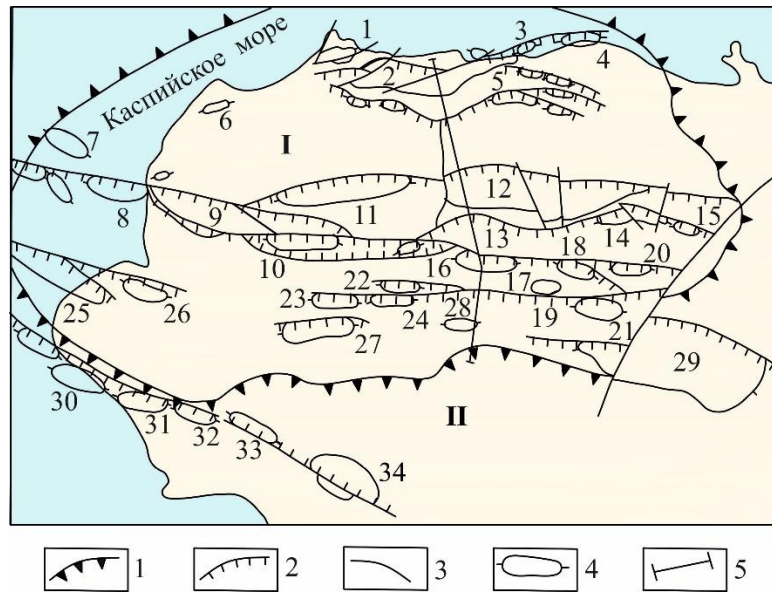


Рис. 2. Тектоническая схема п-ова Бузачи

1 – границы Бузачинского свода; 2 – надвиги уверенные и предполагаемые; 3 – сдвиги; 4 – платформенные антиклинали (цифры на схеме): 1 – Арман, 2 – Каламкас, 3 – Каратурун-море, 4 – Суюкты, 5 – Каратурун, 6 – Култай, 7 – Бузачи-море, 8 – Каражанбас-море, 9 – Каражанбас, 10 – Жалгизтобе, 11 – Северные Бузачи, 12 – Жаманорпа, 13 – Северная Бесоба, 14 – Акорпа, 15 – Жалзак, 16 – Жапалак, 17 – Бесоба, 18 – Киньыткты, 19 – Жарылгас, 20 – Айсор, 21 – Северный Кызан, 22 – Северный Тасбас, 23 – Западный Тасбас, 24 – Тасбас, 25 – Долгинец, 26 – Северный Долгинец, 27 – Алатобе, 28 – Западный Кызан, 29 – Кызан-Акшимрау, 30 – Торлун-море, 31 – Западный Торлун, 32 – Торлун, 33 – Акмола, 34 – Кошак; 5 – линия сейсмического разреза, приведенного на рис. 3

Основная концентрация тангенциальных напряжений приурочена к фронтальным участкам тектонических пластин, где происходила трансформация горизонтальных смещений в вертикальные, приведшая к интенсивным деформациям отложений пермо-триаса и образованию листрических надвигов. Следствием этого является повышенная плотность пород (2,60-2,70 г/см³).

С внешней стороны Каражанбас – Жаманорпинско – Кызанской структурной зоны проявление сил бокового сжатия ослабевает, но и здесь можно видеть отражение латерального стресса в структуре осадочного чехла. Примером может служить Каламкасская антиклинальная зона, расположенная к северу в 40 км. Горизонтальные подвижки периодически

возобновлялись и на платформенном этапе, но в меньшем масштабе, что привело к развитию в чехле платформы описанных выше дислокаций.

В результате была образована эшелонированная система складчато-надвиговых дислокаций субширотной ориентировки, гребень каждой из которых погружается в южном направлении в сторону Южно-Бузачинского прогиба. При этом фронтальная часть каждой из более южных линий является взброшенной по отношению соседней северной с вертикальной амплитудой смещения до 300 м (Рис. 3).

Аналогичные внутривулканские структуры горизонтального сжатия известны и в других районах Туранской плиты [3], что подчеркивает решающее значение тангенциальных напряжений в дислокационном процессе на молодой платформе.

Многие из рассмотренных структур содержат крупные скопления углеводородов, в том числе высоковязкой нефти, локализованных в юрско-меловых отложениях. И, несмотря на крайне неблагоприятные условия для их сохранности: малые глубины залегания (250-500 м), отсутствие надежных покрышек, выход разрывов на дневную поверхность), полного разрушения залежей не произошло. Это говорит о том, что надвиги являются слабыми проводниками флюидов, играя в основном роль экранов. Подтверждается это и особенностями строения месторождений, где многие залежи являются тектонически экранированными.

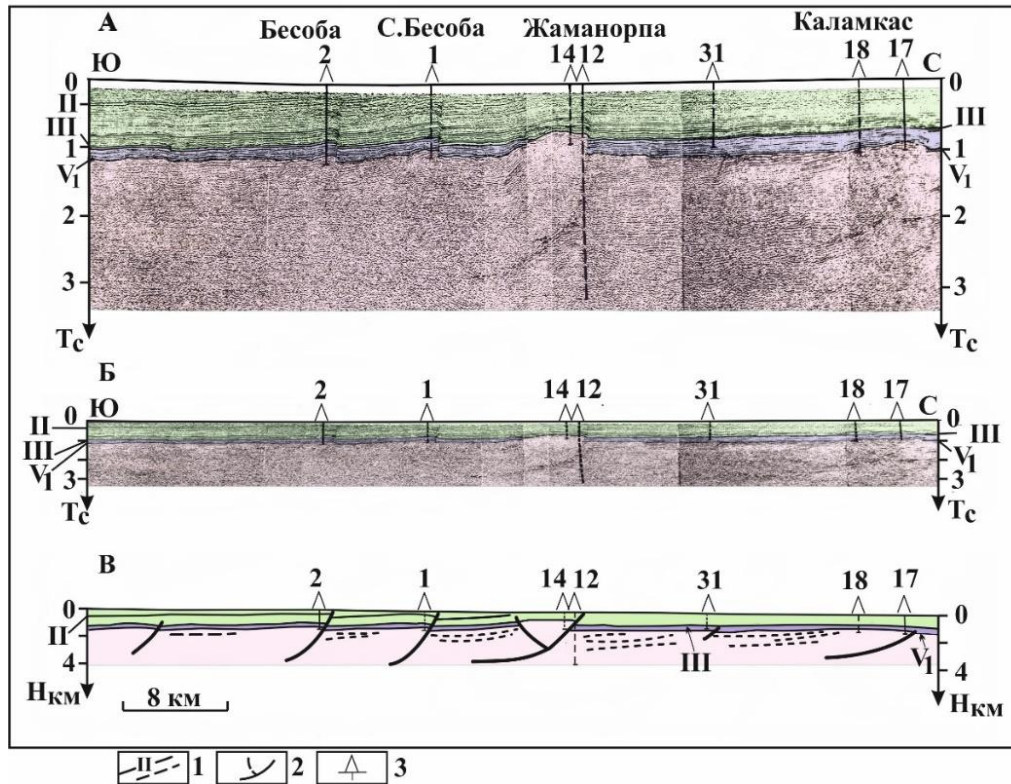


Рис. 3. Сейсмический временной (А, Б) и сейсмогеологический (В) разрезы, иллюстрирующие принадлежность природы бузачинских антиклиналей

(Б, В – соотношение вертикального и горизонтального масштабов примерно 1:1)

1 – основные и второстепенные отражающие горизонты в подошве: II – сенон-турона, III – мела, V – юры; 2 – надвиги, 3 – скважины

Анализ истории геологического развития Бузачинского региона свидетельствует о том, что юрско-меловые отложения в силу их малой глубины залегания, никогда не находились в термобарических условиях, отвечающих «главной зоне нефтегазообразования». Геохимические исследования [4], указывают на то, что бузачинская нефть является производной органического вещества морского типа, претерпевшая потерю легких фракций и окисление. Следовательно, они могли быть генерированы либо одновозрастными отложениями смежных депрессий, либо поступили из более глубокозалегающих комплексов пород, или же за счет того и другого источника. Однако юрские продуктивные отложения преимущественно континентального генезиса вряд ли могли быть источником столь значительных по запасам уже разведанных месторождений п-ова Бузачи. Отло-

жения триаса и палеозоя и содержащееся в них органическое вещество претерпели существенные постседиментационные преобразования, достигающие стадий глубокого метагенеза – верхнего апокатагенеза [5], были дислоцированы и подверглись глубокому размыву в предъюрское время. Соответственно, если они и генерировали углеводороды, то их скопления должны были быть разрушены еще до накопления юрско-меловых отложений. В связи с этим можно полагать, что скопления нефти и газа в платформенном чехле и отдельные нефтегазопроявления в доюрском разрезе носят вторичный характер.

Микроскопическое изучение палеозойского кернового материала показало [6], что во всех исследованных образцах присутствуют следы миграции вторичных флюидов. В трещинах ранней генерации и стилолитах находится окисленный метаморфизованный флюид черного цвета со следами ореолов рассеивания в прилегающих участках породы. В более поздних трещинах присутствует высокоподвижный флюид углеводородного состава, свободно мигрирующий в пределах шлифа по трещинам и открывшимся при шлифовке порам. Распределение его в породах неравномерное, в соответствии с емкостными возможностями каждого конкретного участка. Основная масса сосредоточена в трещинах поздней генерации, что свидетельствует о недавней миграции через эти породы углеводородов.

Обнаружение в юрско-меловых нефтях Бузачинского свода палеозойских спорово-пыльцевых комплексов при отсутствии таковых во вмещающих нефть породах [7, 8], указывает на то, что они могли быть захвачены углеводородными флюидами в процессе миграции из палеозойских отложений.

Заслуживают внимания результаты специальных геохимических исследований нефтей, выполненных в свое время В.И. Кордус (1976 г.), которые показали, что нефти Мангышлака и Северного Устюрта, с одной

стороны, и Бузачинского свода – с другой, имеют различный генезис. При этом установлено, что нефти последнего идентичны по углеводородному составу нефтям юга Прикаспийской впадины.

В предыдущих работах [9] нами было высказано мнение, поддержанное позже и другими исследователями [10 - 12], что бузачинская нефть имеет один и тот же источник, что и нефти юга Прикаспия. Учитывая тектоническую позицию Бузачинского свода, можно допустить формирование его месторождений в результате латерально-ступенчатой миграции углеводородов из более глубоко залегающих толщ Прикаспийской синеклизы в южном направлении. Такой механизм тем более реален, если учесть покровно-надвиговый характер сочленения этих гетерогенных структур [1, 2]. Далекой латеральной миграции углеводородов на юг препятствовали многочисленные надвиги с южным падением сместителей, и приуроченные к их фронтальным частям мощные зоны смятия пермо-триасового комплекса. Все это могло стать причиной заполнения углеводородами прежде всего северных дислокаций свода и удовлетворительно объясняет отсутствие скоплений нефти и газа в более южных его районах.

В пределах п-ова Бузачи известно большое количество небольших грязевых вулканов, сопок, сальз, приуроченных к сдвигам, осложняющим фронтальные складки. Вполне вероятно, что в условиях горизонтального сжатия мигрирующие в разрезе флюиды используют их в качестве каналов миграции. Подтверждается это и известными случаями повышения температур, газонасыщенности нефтей при одновременном уменьшении их вязкости в скважинах, попадающих в зоны сдвигов, а также данными геохимического бурения, фиксирующего углеводородные аномалии в приповерхностных горизонтах.

Переходя к рассмотрению перспектив обнаружения новых скоплений нефти и газа в пределах Бузачинской зоны нефтегазонакопления, отметим, что вероятность открытия существенных по запасам залежей в вы-

соко изученном платформенном чехле крайне низка. Очевидно, что в нем могут быть обнаружены незначительные по запасам скопления в неантиклинальных ловушках прежде всего в прибрежно-морских и континентальных юрских отложениях. Исключением может стать прилегающая с севера к полуострову зона предельного мелководья с глубинами моря до двух метров. Здесь могут быть продуктивны не только юрско-меловые, но и более древние отложения [9]. Детальный литологический анализ доверхнепермских отложений, вскрытых скважинами на севере п-ове Бузачи, указывает на присутствие в разрезе биоморфных известняков, содержащих многочисленные остатки рифостроящих организмов, а также грубообломочных отложений предрифовых шлейфов [13, 14]. По аналогии со смежными районами Прикаспийской впадины здесь можно ожидать обнаружение биогермных построек, содержащих скопления нефти и газа. Данная зона может стать важным объектом для постановки детальных сейсморазведочных работ с последующим бурением глубоких скважин.

Выводы

Залежи нефти и газа юрско-меловых отложениях Бузачинского свода эпигенетичны вмещающим отложениям и были образованы в результате ступенчатой (латерально-вертикальной) миграции из прилегающих с севера к своду глубоководных зон Прикаспийской синеклизы. Надвиги и мощные зоны принадвигового смятия в доюрских отложениях являлись серьезными препятствиями на пути латеральных миграционных потоков флюидов Прикаспия, в результате чего скопления нефти и газа были локализованы в ловушках северной части свода, а в более южных его районах они оказались пустыми. Главным барьером для мигрирующих на юг углеводородов послужила северная граница Центрально-Мангышлакской раннекиммерийской складчатой зоны, трассирующаяся по линии Каражанбас – Жаманорпа – Кызан.

Основные перспективы обнаружения новых скоплений нефти и газа связаны с северной прибрежной зоной п-ова Бузачи, где могут оказаться продуктивными не только отложения мезозоя, но и палеозоя.

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. Попков В.И. Тектоника доюрского осадочного комплекса запада Туранской плиты // Геотектоника. 1986. № 4. С. 106–116.
2. Хаин В.Е., Богданов Н.А., Попков В.И., Чехович П.А. Тектоника дна Каспийского моря // Геология регионов Каспийского и Аральского морей. Алматы: Казахстанское геологическое общество «КазГЕО». 2004. С. 58–78.
3. Попков В.И., Попков И.В. Ловушки углеводородов в триасовых отложениях Скифско-Туранской платформы в районах развития складчато-надвиговых дислокаций // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2023. Т. 18. № 3. Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/2023/25_2023.html (дата обращения: 07.04.2024). DOI: 10.17353/2070-5379/25_2023.
4. Воцалевский Э.С., Шлыгин Д.А. Нефтегазовые системы осадочных бассейнов Казахстанского сектора Каспийского моря // Геология Казахстана. 2004. № 3. С. 330–342.
5. Аммосов И.И., Гречишников Н.П., Горшков В.И., Волкова Т.П. Палеогеотермия и нефтеносность. М.: Наука, 1982. 108 с.
6. Грибков В.В., Калугин А.К., Аристаров М.Г., Беликова А.Р., Тамаров А.И. Перспективы нефтегазоносности доюрских отложений п-ова Бузачи и Северного Устюрта // Геология нефти и газа. 1981. № 5. С. 35–40.
7. Багдасарян Л.Л. Микроорганические остатки в нефтях полуострова Л.: 1976. С. 67–71.
8. Виноградова К.В., Цатурова А.А. Палиностратиграфия и палеогеография доюрских отложений Западного Казахстана (п-ов Бузачи) // Палинология в биостратиграфии, палеоэкологии и палеогеографии. Тезисы докладов 8-й Всероссийской палинологической конференции. М.: 1996. С. 28–29.
9. Попков В.И., Рабинович А.А., Досмухамбетова Г.Д. Геологические предпосылки проведения геологоразведочных работ в северной части п-ова Бузачи // Геология нефти и газа. 1991. № 2. С. 2–7.
10. Пронин А.П., Шестоперова Л.В., Мунара А. Перспективы нефтегазоносности доюрских отложений северного склона Бузачинского поднятия // Нефть и газ. 2021. № 5(125). С. 34–45. DOI:10.37878/2708-0080/2021-5.02.
11. Остроухов С.Б., Крашакова А.В., Бочкарев А.В. Концепция формирования залежей углеводородов Северного Каспия в юрско-меловом комплексе отложений // Геология и разработка месторождений Нижнего Поволжья и Северного Каспия. Труды «ВолгоградНИПИморнефть». Вып.70. Волгоград, 2011. С. 72–87.
12. Куандыков Б.М., Турков О.С., Шестоперова Л.В. Геологическое строение и оценка

углеводородного потенциала северо-восточного сегмента Каспийского моря (в пределах Казахстана) // Геология регионов Каспийского и Аральского морей. Алматы: «КазГео», 2004. С. 224–236.

13. Попков В.И., Попков И.В. Доверхнепермские отложения полуострова Бузачи и перспективы их нефтегазоносности // Вестник Академии наук Республики Башкортостан. 2021. Т. 40. № 3(103). С. 5–15. DOI:10.24412/1728-5283-2021-3-5-15.
14. Попков В.И., Попков И.В. Перспективы обнаружения биогермных построек в доверхнепермских отложениях северной части полуострова Бузачи и прилегающей акватории Каспийского моря // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2021. Т. 16. № 2. Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/2023/16_2023.html (дата обращения: 07.04.2024). DOI: 10.17353/2070-5379/11_2021.

References

1. Popkov V.I. Tektonika doyurskogo 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)
2. Hain V.E., Bogdanov N.A., Popkov V.I., Chekhovich P.A. Tektonika dna Kaspijskogo morya [Tectonics of the Caspian Sea bottom]. Geologiya regionov Kaspijskogo i Aral'skogo morej. Almaty: Kazhastanskoe geologicheskoe obshchestvo «KazGEO», 2004. pp. 58–78. (in Russian)
3. Popkov V.I., Popkov I.V. Lovushki uglevodorodov v triasovyh otlozheniyah Skifsko-Turanskoj platformy v rajonah razvitiya skladchato-nadvigovyh dislokacij [Traps of hydrocarbons in the Triassic deposits of the Scythian-Turan platform in the areas of development of fold-thrust dislocations]. Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika. 2023. T. 18. № 3. http://www.ngtp.ru/rub/2023/25_2023.html. DOI: 10.17353/2070-5379/25_2023 (in Russian)
4. Votsalevskii E.H.S., Shlygin D.A. Neftegazovye sistemy osadochnykh basseinov Kazhastanskogo sektora Kaspijskogo moray [Oil and gas systems of sedimentary basins of the Kazakh sector of the Caspian Sea]. Geologiya Kazhastana. 2004. № 3. pp. 330–342. (in Russian)
5. Ammosov I.I., Grechishnikov N.P., Gorshkov V.I., Volkova T.P. Paleogeotermya i neftenosnost' [Paleogeothermy and oil content]. Moscow: Nauka, 1982. 108 p. (in Russian)
6. Gribkov V.V., Kalugin A.K., Aristarov M.G., Belikova A.R., Tamarov A.I. Perspektivy neftegazonosnosti doyurskikh otlozhenii p-ova Buzachi i Severnogo Ustyurta [Prospects of oil and gas potential of the Pre-Jurassic deposits of the Buzachi peninsula and the Northern Ustyurt]. Geologiya nefi i gaza. 1981. № 5. pp.35–40. (in Russian)
7. Bagdasaryan L.L. Mikroorganicheskie ostatki v neftyakh poluostrova Buzachi [Microorganic residues in the oils of the Buzachi Peninsula]. Leningrad: 1976. pp. 67–71. (in Russian)
8. Vinogradova K.V., Tsaturova A.A. Palinostratigrafiya i paleogeografiya doyurskikh otlozhenii Zapadnogo Kazhastana (p-ov Buzachi) [Palinostratigraphy and paleogeography of the Pre-Jurassic deposits of Western Kazakhstan (Buzachi peninsula)]. Palinologiya v biostratigrafii, paleoekologii i paleogeografii. Tezisy dokladov 8-i Vserossiiskoi palinologicheskoi konferentsii. Moscow: 1996. pp. 28–29. (in Russian)
9. Popkov V.I., Rabinovich A.A., Dosmukhambetova G.D. Geologicheskie predposylki provedeniya geologorazvedochnykh rabot v severnoi chasti pova Buzachi [Geological prerequisites for geological exploration in the northern part of Buzachi peninsula]. Geologiya nefi i gaza. 1991. № 2. pp. 2–7. (in Russian)

10. Pronin A.P., Shestoperova L.V., Munara A. Perspektivy neftegazonosnosti doyurskikh otlozhenii severnogo sklona Buzachinskogo podnyatiya [Prospects of oil and gas potential of the Pre-Jurassic deposits of the northern slope of the Buzachinsky uplift]. *Neft' i gaz* 2021. № 5(125). pp. 34–45. DOI:10.37878/2708-0080/2021-5.02. (in Russian)
11. Ostroukhov S.B., Krashakova A.V., Bochkarev A.V. Kontseptsiya formirovaniya zalezhei uglevodorodov Severnogo Kaspiya v yursko-melovom komplekse otlozhenii. *Geologiya i razrabotka mestorozhdenii Nizhnego Povolzh'ya i Severnogo Kaspiya* [The concept of formation of hydrocarbon deposits of the Northern Caspian Sea in the Jurassic-Cretaceous complex of sediments]. *Trudy VolgogradNIPIImorneft'*. Vyp.70. Volgograd: 2011. pp. 72–87. (in Russian)
12. Kuandykov B.M., Turkov O.S., Shestoperova L.V. Geologicheskoe stroenie i otsenka uglevodorodnogo potentsiala severo-vostochnogo segmenta Kaspiiskogo morya (v predelakh Kazakhstana) [Geological structure and assessment of the hydrocarbon potential of the northeastern segment of the Caspian Sea (within Kazakhstan)]. *Geologiya regionov Kaspiiskogo i Aral'skogo morei*. Almaty: KaZGeO, 2004. pp. 224–236. (in Russian)
13. Popkov V.I., Popkov I.V. Doverkhnepermские otlozheniya poluostrova Buzachi i perspektivy ikh neftegazonosnosti [Upper Permian deposits of the Buzachi Peninsula and prospects for their oil and gas potential]. *Vestnik Akademii nauk Respubliki Bashkortostan*. 2021. T. 40. № 3. pp. 5–15. DOI:10.24412/1728-5283-2021-3-5-15. (in Russian)
14. Popkov V.I., Popkov I.V. Perspektivy obnaruzheniya biogermnykh postroek v doverkhnepermских otlozheniyakh severnoi chasti poluostrova Buzachi i prilegayushchei akvatorii Kaspiiskogo moray [Prospects for the discovery of biohermal structures in the Upper Permian deposits of the northern part of the Buzachi Peninsula and the adjacent Caspian Sea]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2021. T. 16. № 2. Available at: http://www.ngtp.ru/rub/2023/16_2023.html (accessed: 07.04.2024). DOI: 10.17353/2070-5379/11_2021. (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 10.03.2024

Принята к публикации 19.06.2024

Опубликована 30.06.2024