

УДК 553.98:551.24(574.1)

DOI 10.31087/0016-7894-2022-2-79-93

Структурно-тектонические особенности строения и перспективы нефтегазоносности глубокозалегающих палеозойских горизонтов Прикаспийского бассейна

© 2022 г. | Д.К. Ажгалиев¹, Р.А. Валиуллин², А.К. Габбасова³¹НАО «Атырауский университет нефти и газа имени Сафи Утебаева», Атырау, Казахстан; dulat.azhgaliev@gmail.com;²ФГБОУ «Башкирский государственный университет», Уфа, Россия; valra@geotec.ru;³ТОО «GreenProduction», Атырау, Казахстан; gabbassova_87@mail.ru

Поступила 20.10.2021 г.

Доработана 15.11.2021 г.

Принята к печати 15.11.2021 г.

Ключевые слова: *палеозойский комплекс; отложения; объект; горизонт; структура; мегаподнятия; Прикаспийский бассейн; нефтегазоносность; разломы; поисковые работы.*

Аннотация: Высокая оценка прогнозного потенциала и низкие темпы воспроизводства минерально-сырьевой базы обуславливают необходимость повышения эффективности поисковых работ за счет изучения и освоения глубокопогруженных палеозойских горизонтов на глубинах 5,5–8 км. В данных условиях получение положительного результата позволитратно и в сжатые сроки обеспечить увеличение запасов нефти и газа и укрепить минерально-сырьевую базу углеводородов. Целью статьи является прогноз в палеозойской толще крупных объектов (поднятий и мегаподнятий) — ловушек нефти и газа, по которым накоплен значительный объем информации и кондиционных данных. Высокая перспективность девонской части разреза, особенно верхнедевон-нижнекаменноугольного интервала разреза обоснована на примере характерных крупных объектов. Методами исследования являются комплексный анализ скважинных данных, сейсморазведки, потенциальных физических полей, а также особенностей глубинной структуры палеозойских отложений, закономерностей проявления разломной тектоники. Проведен сравнительный анализ строения палеозойской толщи в разрезе северной, восточной и южной бортовых зон Прикаспийского бассейна. Выполнена оценка перспектив нефтегазоносности палеозойских горизонтов с учетом новых подходов к прогнозу крупных поисковых объектов (поднятий конседиментационного массивного типа и карбонатных построек), способных аккумулировать значительные по масштабам залежи нефти и газа. Обоснована перспективность нового типа объектов — мегаподнятий, которые определяют региональные участки и районы для эффективного планирования и развертывания поисковых работ, повышения качества прогноза и обнаружения новых месторождений углеводородов в целом. Для постановки поисковых работ рекомендованы зоны развития крупных поднятий и мегаподнятий, которые подтверждаются результатами комплексного анализа данных. В формировании крупных месторождений нефти и газа на глубинах 5,5–8 км и более благоприятное влияние оказывали глубинные разломы, которые являлись подводящими каналами и определяли необходимые условия для образования значительных по запасам скоплений углеводородов. Расширена площадь перспективной территории для постановки поисковых работ в результате обоснования высокой перспективности относительно погруженной глубоководной части Прикаспийского палеозойского бассейна, сложенного терригенными и карбонатно-терригенными осадками.

Для цитирования: Ажгалиев Д.К., Валиуллин Р.А., Габбасова А.К. Структурно-тектонические особенности строения и перспективы нефтегазоносности глубокозалегающих палеозойских горизонтов Прикаспийского бассейна // Геология нефти и газа. – 2022. – № 2. – С. 79–93. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-2-79-93.

Structural and tectonic features of structure and petroleum potential of deep-seated Palaeozoic horizons in Caspian Basin

© 2022 | D.K. Azhgaliev¹, R.A. Valiullin², A.K. Gabbasova³¹Atyrau University of Oil and Gas named after Safi Utebaeva, Atyrau, Kazakhstan; dulat.azhgaliev@gmail.com;²Bashkir State University, Ufa, Russia; valra@geotec.ru;³Green Production, Atyrau, Kazakhstan; gabbassova_87@mail.ru

Received 20.10.2021

Revised 15.11.2021

Accepted for publication 15.11.2021

Key words: *Palaeozoic series; deposits; object; horizon; structure; mega-high; Caspian Basin; oil and gas occurrence; faults; prospecting.*

Abstract: The high estimate of the predicted potential and low reserve replacement rates make it necessary to increase efficiency of prospecting activities by means of deep-seated Palaeozoic horizons studies and development at depths of 5.5–8 km. In these circumstances, a positive result would allow for a multiple and short-term increase in oil and gas reserves and

strengthening of the hydrocarbon mineral resource base. This work was aimed at prediction of large objects (highs and mega-highs) in the Palaeozoic series, namely, oil and gas traps with a considerable amount of information and accurate data accumulated for them. High prospectivity of the Devonian interval of the section and especially the Upper Devonian-Lower Carboniferous part is substantiated by the example of representative large objects. The research tool was an integrated analysis of well, seismic, and geopotential field data, as well as features of Palaeozoic deposits depth structure, and patterns of fault tectonics. Comparative analysis of Palaeozoic series architecture in the section of northern, eastern, and southern flanks of the Caspian Basin was carried out. Evaluation of petroleum potential of Palaeozoic horizons taking into account new approaches to prediction of large exploration targets (massive syn-depositional uplifts and carbonate buildups) capable of accumulating large scale oil and gas pools was carried out. Prospectivity of a new type of objects is substantiated; these are mega-highs defining regional areas and zones for efficient planning and deployment of prospecting, improving quality of forecasts, and discovering new hydrocarbon fields. Zones of large highs and mega-highs supported by the results of integrated data analysis are recommended for prospecting activities. Deep-seated faults most notably contributed to formation of large oil and gas fields at the depths 5.5–8 km and more; they played a role of feeding channels and defined the conditions necessary for accumulation of considerable (in terms of reserves) hydrocarbon pools. Area of the territory favourable for prospecting activities was expanded as a result of substantiation of high prospectivity of the relatively deeper subsea part of Palaeozoic Caspian Basin composed of terrigenous and terrigenous-carbonate sediments.

*For citation: Azhgaliev D.K., Valiullin R.A., Gabbasova A.K. Structural and tectonic features of structure and petroleum potential of deep-seated Palaeozoic horizons in Caspian Basin. *Geologiya nefi i gaza*. 2022;(2):79–93. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-2-79-93. In Russ.*

Введение

Прикаспийский бассейн общей площадью около 620–640 тыс. км², в том числе около 560 тыс. км² на территории Казахстана, является главным нефтегазоносным регионом Казахстана [1, 2]. Менее четверти общей территории на севере и западе бассейна относится к Российской Федерации. В южной части Прикаспийский бассейн представлен акваторией Каспийского моря (Северный Каспий).

Объектом исследования являются палеозойские горизонты, залегающие на глубинах 5,5–8 км, изучение которых, с учетом значительной оценки объема прогнозных ресурсов и высокой вероятности ускоренного восполнения ресурсной базы, приобретает в последние годы особую актуальность [3–5]. Высокая оценка прогнозных ресурсов и ее реализация являются в настоящее время одними из основных факторов, обеспечивающих экономическое развитие страны и определяющих необходимость дальнейшего научного обоснования эффективных направлений поисковых работ.

В этой связи использование данных, полученных за последние годы, позволяет выработать новые подходы к обоснованию перспектив нефтегазоносности глубокозалегающей части палеозойского разреза. При этом учтены как объективная оценка по последним данным о внутреннем строении и особенностях развития крупных тектонических элементов, так и благоприятные предпосылки для прогноза экологически чистых от сероводорода и других кислотных компонентов крупных скоплений нефти и газа [6, 7]. Следует отметить важность степени изученности палеозойского комплекса в различных частях Прикаспийского бассейна и необходимость ее учета в оценке перспектив нефтегазоносности. Определяющими критериями рассматриваются: благоприятное влияние разломно-блоковой тектоники на нефтегазообразование и нефтегазонакопление, характер протекания сопутствующих процессов внутри нефтегазоперспективных толщ и резервуаров в связи с зонами развития

региональных разломов, нередко выполняющих роль подводящих каналов при формировании залежей УВ на небольших глубинах [8–10].

В основе новых подходов к оценке перспективности палеозойской толщи на глубинах 5,5–8 км лежат наиболее важные результаты поисковых работ в последние годы в сравнении с исторически накопленными данными.

На ряде площадей (Кобланды, Тасым Юго-Восточный, Ширак, Урихтау, Алга, Кобяковская) по результатам бурения первых скважин получены данные о продуктивности и высокой перспективности девон-нижнепермского разреза на глубинах 5,5–8 км. Залежи УВ связаны с высокоамплитудными поднятиями и резервуарами терригенного и карбонатно-терригенного состава, не содержат повышенных концентраций сероводорода. С учетом уточненных моделей строения по данным 2D и 3D, дополнительно к этому, выделены крупные поднятия: Кузбак (Нур – Куржем – Бейбит), Новобогатинск, Сарайшик, Кошалак, Жамбай (Караколь, Жамбай-море), Тамды, Акжар-Курсай, Урихтау, Буйыргын, Кызылкудук, Кырыкмерген – Мунайлы Северный, Сарытау, представляющие повышенный поисковый интерес. Наиболее перспективные и характерные поднятия детально были рассмотрены ранее в работах [11–13].

Анализ данных по нефтегазоносности палеозойских отложений позволил наметить концептуальное направление поисковых работ, определяющее ориентиры на обнаружение бессероводородных скоплений УВ для большей части Прикаспийского бассейна [7]. Это залежи на площадях Кобяковская, Забурунье, Алга, Володарская, Биикжал, Тортай, Равнинное, Есекжал, Улькентобе Юго-Западный, Карашунгул, Маткен, Толкын-Сазтобе, Елемес, Айыршагыл, Шолькара, Урихтау, приуроченные к областям преимущественно терригенного и карбонатно-терригенного осадконакопления. В связи с этим более широкое развитие и объемы терригенных пород по сравнению с карбонатами позволяют предполагать

существенное расширение площади потенциально перспективных территорий для постановки поисковых работ.

Остается все меньше данных и доказательств в пользу широкого распространения крупных карбонатных массивов и платформ, которые могли бы содержать залежи со значительными запасами нефти и газа во внутренних районах бассейна. Поэтому основные перспективы на значительной части бассейна связываются с крупными конседиментационными поднятиями, в которых прогнозируются залежи с низким содержанием или отсутствием сероводорода в среднедевон-артинской части разреза. Предположительно крупные карбонатные платформы, как и участки с сильным «сероводородным заражением», имеют ограниченное распространение.

Новые данные с учетом возросших технических возможностей для прогноза позволяют скорректировать представления о глубинной структуре и строении палеозойского комплекса Прикаспийского бассейна. В их основе увязка результатов интерпретации потенциальных полей с приподнятым и относительно неглубоким на значительной территории залеганием перспективных девонских отложений, а также более четкая связь блокового строения фундамента со структурой и особенностями распространения верхнепалеозойской толщи. В результате более объективно расшифровываются история, характер осадконакопления и особенности строения разреза на глубинах 5,5–8 км, в первую очередь с позиции влияния разломной тектоники. С учетом данных по ряду сверхглубоких скважин (Кобланды, Урихтау, Ширак, Ансаган, Володарская, Тасым Юго-Восточный, Кузбак, Алга, Кобяковская) в качестве наиболее перспективной зоны рассматривается верхнедевон-нижнекаменноугольная часть разреза [1, 6, 14].

Особенности тектонической структуры и формирования палеозойской толщи

Уточнение особенностей внутреннего строения палеозойской толщи основывается на результатах комплексного анализа данных и учитывает ряд важных условий. Так, сложный и уникальный процесс формирования палеозойского комплекса Прикаспийского бассейна включает длительный временной интервал от раннего палеозоя (додевонский комплекс) до артинского века. Привлечение, наряду с бурением и сейсморазведкой, данных потенциальных полей (гравиметрическое поле, аномальное магнитное поле) позволило в некоторой степени дифференцировать нижнюю часть осадочного разреза (додевонские отложения, девон) за счет прослеживания и выделения выше кровли фундамента главной магнитоактивной поверхности. Граница, «скользящая» в палеозойской толще выше кровли фундамента, рассматривается в качестве устойчивого репера (Акчулаков У.А., Коврижных П.Н., Урдабаев А.Т., 2009–2013) [3]. Это стало возможным за

счет увязки областей с повышенными значениями магнитного поля с распространением девонских отложений [1]. В целом отметим, что, из-за отсутствия фактических данных, формирование и развитие территории на додевонском этапе в большей степени носит пока дискуссионный характер.

В центральных погруженных районах Прикаспийского бассейна сосредоточены глубоководные и наиболее удаленные от источников сноса осадки. На бортах развивались карбонатные платформы и рифовые массивы. Активное поступление обломков обеспечивалось мощными палеорусловыми системами с образованием «обращенных» вглубь бассейна гигантских клиноформ [15, 16]. В развитии палеозойского бассейна накопления выделяется два этапа — эпиконтинентальный (ранний палеозой, ранний – средний девон) и глубоководный среднефранско-артинский. Глубоководный, наиболее изученный по фактическим материалам, этап включает верхнедевон-нижневизейский, верхневизейско-башкирский, ассельско-сакмарский и артинский комплексы.

В формировании структуры фундамента Прикаспийского бассейна важную роль сыграли разломы, которые дифференцируются по степени проникновения и времени заложения на три основные категории. Более крупные Южно-Эмбинский, Северо-Устьюртский, Сакмаро-Кокпектинский разломы ограничивают области с различным возрастом главной складчатости (геоструктуры I порядка). Следующие по масштабам проявления разломы контролируют крупные геоблоки и отдельные структурные зоны (элементы II порядка). Далее следуют разломы разнонаправленного характера, фиксирующие отдельные крупные блоки фундамента.

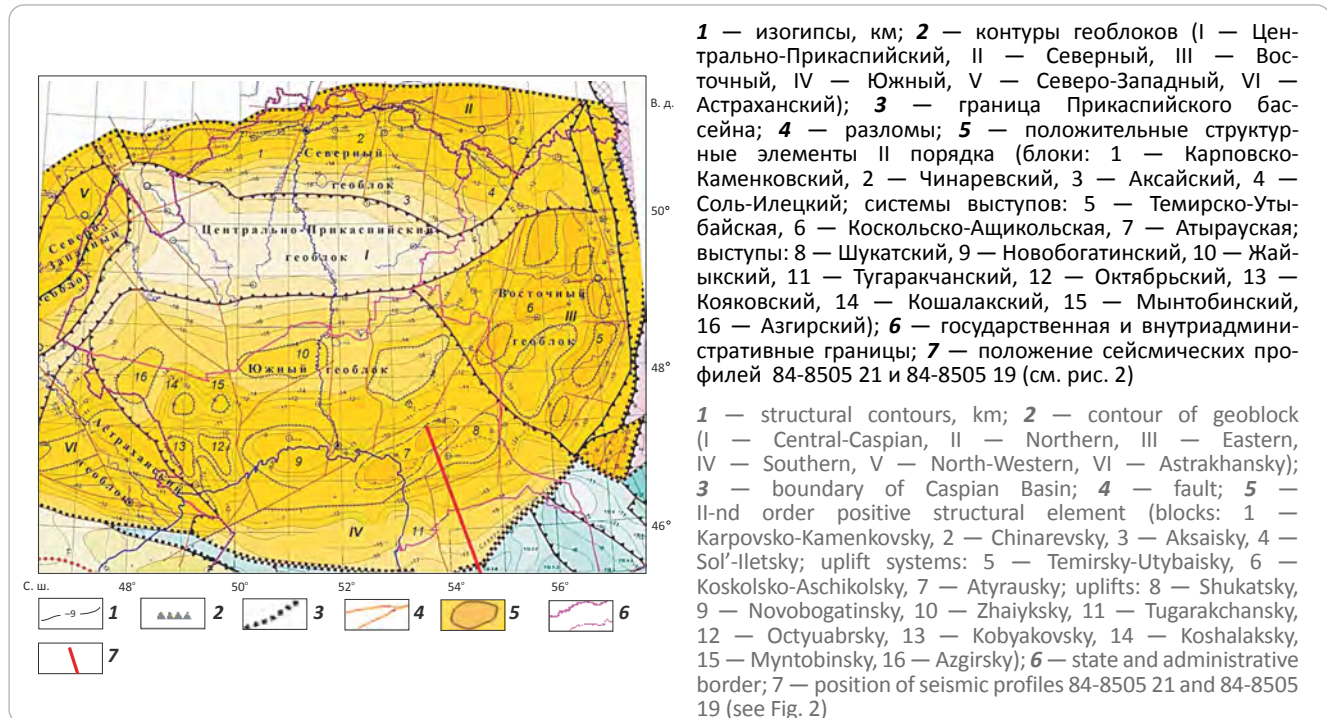
Отметка фундамента в центральных районах и бортовых зонах Прикаспийского бассейна по геофизическим данным составляет –16...–22 и –6...–15 км соответственно. Для центральной части характерна утоненная континентальная кора «переходного» типа, в основании которой залегает линза эклогитов [2]. По результатам комплексирования скважинных данных, сейсморазведки и потенциальных полей (аномального магнитного и гравиметрического поля) выделены Южный, Северный, Восточный, Астраханский, Северо-Западный и Центрально-Прикаспийский геоблоки (рис. 1). Границы геоблоков и характер прослеживания поверхности фундамента дополнительно обоснованы данными по главной магнитоактивной поверхности. Характер данной поверхности позволил получить дополнительные возможности для более четкой дифференциации и выделения в разрезе плотных коренных образований и отдельно толщ, для которых характерен выраженный осадочный генезис.

На севере бассейна фундамент представлен гранитизированной корой архей-протерозойского возраста. Характерна дифференциация пород фундамента за счет изменения их магнитных свойств. На северо-западе, юго-западе и северо-востоке цен-



Рис. 1. Структурная схема по поверхности фундамента Прикаспийского бассейна (по данным Акчулакова У.А., Абилхасимова К.Б., Ажгалиева Д.К. и др., 2009–2013)

Fig. 1. Structural scheme of the Basement Top in the Caspian Basin (according to Akchulakov U.A., Abilkhassimov K.B., Azhgaliev D.K. et al., 2009–2013)



тральная депрессия характеризуется соответственно Пачелмским, Сарпинским и Новоалексеевским авлакогеном (Акчулаков У.А., Абилхасимов К.Б., Ажгалиев Д.К. и др., 2009–2013) [16]. Переходные районы от центральной депрессии к относительно приподнятым зонам на юге, севере и северо-западе представлены Северо-Атырауской и Волгоградско-Оренбургской системами моноклиналей.

Северная бортовая зона определяется широтной полосой крупных блоков фундамента (Карповско-Каменковским, Чинаревским, Аксайским и Соль-Илецким), на которых выделяются отдельные выступы Карачаганак (–8 км) и Кобланды – Тамды (–8...–12 км).

Астраханский и Северо-Западный геоблоки выделены на юго-западе бассейна на глубинах 9–16 км. Отдельными структурными элементами выдаются Северо-Западный борт, Паласовский выступ, Волгоградская ступень.

Структура и контуры Южного и Восточного геоблоков отличаются от остальной части бассейна по характеристикам и проявлению аномального магнитного поля. Фундамент южной бортовой зоны более молодой, сложен покровно-складчатými структурами позднепротерозойского и докембрийского возраста. Главную особенность тектонического районирования по фундаменту и палеозойскому комплексу определяют некоторые черты глубинного строения, позволяющие судить о возрастном диапазоне палеозоя, в том числе районы с потенциальным распространением перспективного девонского комплекса (Атырауская система выступов,

Шукатский, Кояковский, Октябрьский и Новобогатинский выступ) на уровне отметки –7...–8 км.

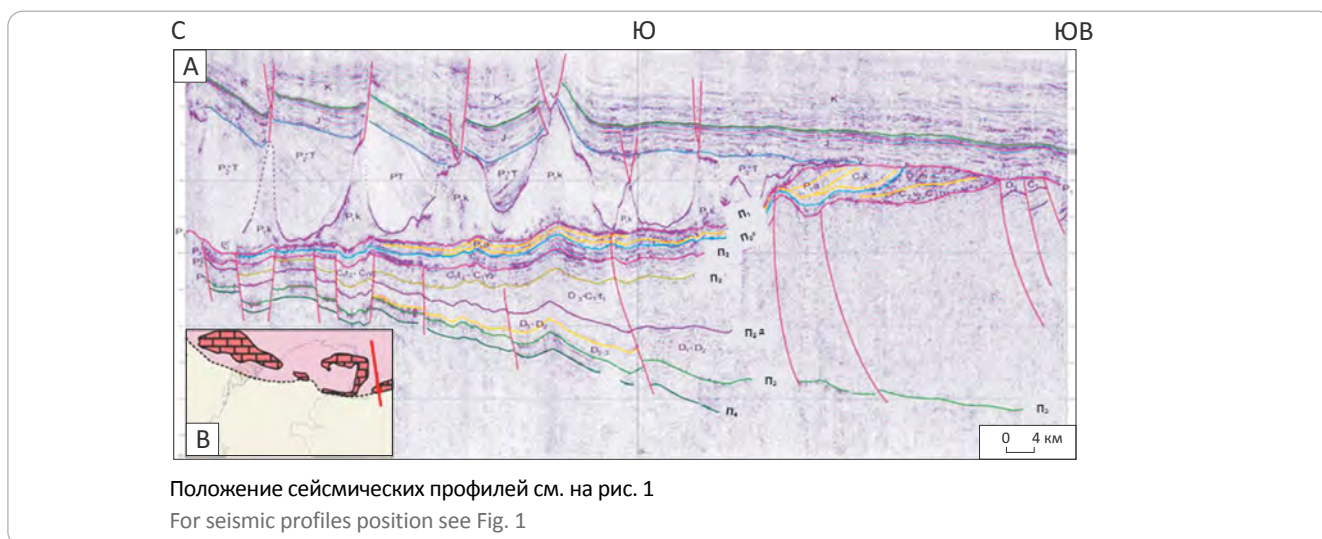
Восточный геоблок представлен Темирско-Утыбайской системой выступов (–7 км). К западу на отметке –8 км выделены Коскольско-Ащикольская и Боржер-Акжарская региональные зоны.

Привлечение данных по главной магнитоактивной поверхности для оценки особенностей залегания кровли фундамента позволило уточнить характер и региональное прослеживание отложений выше по разрезу, на уровне сейсмических горизонтов P_3 и $P_{2д}$, приуроченных к средне-верхнедевонской толще и кровле верхнего девона соответственно [1, 16]. В новом варианте построений отмечается более глубокое залегание фундамента на юге бассейна, в Южно-Эмбинском прогибе (площадь Тортай) — 12 км и широтной полосе (Атырауско-Шукатская, Кульсаринская зона) — 7–7,5 км [17]. В сумме толщина додевонского и девон-нижнепермского комплексов в разрезе этих участков увеличилась на 2,5–3 и 1–1,5 км соответственно, что существенно влияет на оценку прогнозных ресурсов в сторону их увеличения. Как видно, блоки фундамента определяют структурный план вышележающих отложений и условия формирования крупных выступов и поднятий по палеозойской толще, в том числе по кровле верхнего девона — нижнего карбона.

Положение приподнятых участков и крупных зон нефтегазонакопления (ЗНГ) в палеозойском комплексе Прикаспийского бассейна хорошо согласуется с характером распространения зон с относительно повышенным значением аномального

Рис. 2. Региональные сейсмические профили 84-8505 21 и 84-8505 19 на юго-востоке Прикаспийского бассейна (А) (по данным Ескожа Б.А., Воронова Г.В., 2008) [16] и линия их бортового пересечения в плане (В)

Fig. 2. Regional seismic lines 84-8505 21 and 84-8505 19 in the Caspian Basin south-east (A) (according to Eskozh B.A., Voronov G.V., 2008) [16] and their flank intersection line on the scheme (B)



магнитного поля. Ранее в работе [1] введено понятие и обосновано положение «геомагнитной ступени», выделенной при анализе схемы аномального магнитного поля в виде широкой полосы аномалий серповидной формы в плане, соответствующей южной, юго-восточной, восточной и частично северо-северо-западной бортовым зонам. По фактическим данным и мнению авторов статьи, «геомагнитная ступень» соответствует и характеризует распространение приподнятого залегания перспективного девонского комплекса. При анализе разреза крупных палеозойских поднятий отмечается значительное структурное развитие на уровне ОГ P_3 (верхний девон) и $P_{2д}$ (нижний карбон). Крупные поднятия приурочены к Мынтобе-Новобогатинской и Атырауской системам выступов, Темирской, Жанажол-Торткольской и Тамды-Кобландинской приподнятым зонам.

Таким образом, уточнение данных и их комплексирование позволяет более масштабно представить развитие Прикаспийского бассейна на додевонском и девонском этапе. Стратиграфическая привязка горизонта P_3 (девонская толща) по площади бассейна имеет «скользящий» характер. В погруженных частях Центрально-Прикаспийского геоблока горизонт P_3 привязан к подошве нижнего девона на отметке -14 км. Ниже выделяется додевонская толща мощностью до 8 км, внутри которой наблюдается маркирующий сейсмический горизонт P_4 (рис. 2).

При более детальном сравнении выделяется строение и установлены особенности додевонских и девонских отложений на юго-восточном борту Прикаспийского бассейна (Маткен-Биикжальская и Кульсаринская приподнятая зона) [15]. Отмечен слоистый характер верхнедевон-средневизейской толщи на уровне ОГ P_3 , $P_{2д}$ и P_{21} . Ниже горизонта $P_{2д}$ фиксируется серия эхо-сигналов, придающих

разрезу однозначно слоистый характер (нижний – средний девон). В данном случае ОГ P_3 характеризует кровлю додевонских отложений, а не границу раздела двух структурно-тектонических комплексов (фундамента и подсолевого палеозоя), как принималось ранее. Толщина отложений между ОГ P_{21} и P_3 составляет 600–800 м. По всей толще на уровне девона (ОГ P_4 и P_3) выделяются крупные поднятия структурного типа.

Отметка кровли палеозоя (ОГ P_1) по данным МОГТ и бурения изменяется в прибортовых зонах (геоблоках) от -3...-3,5 до -7,5...-8 км и далее, в центральной части бассейна, достигает отметки -10...-11 км (рис. 3). На юге, в Мынтобинско-Новобогатинской, Жамбай-Кобяковской зонах и Гурьевско-Кульсаринской ступени, отметка палеозоя составляет -4...-6 км. На крупных структурах Урихтау и Жанажол (восточный борт), Карачаганак, Тамды и Кобланды (северный борт) отмечается наиболее приподнятое залегание кровли палеозоя на отметке глубин -2,5...-5 км.

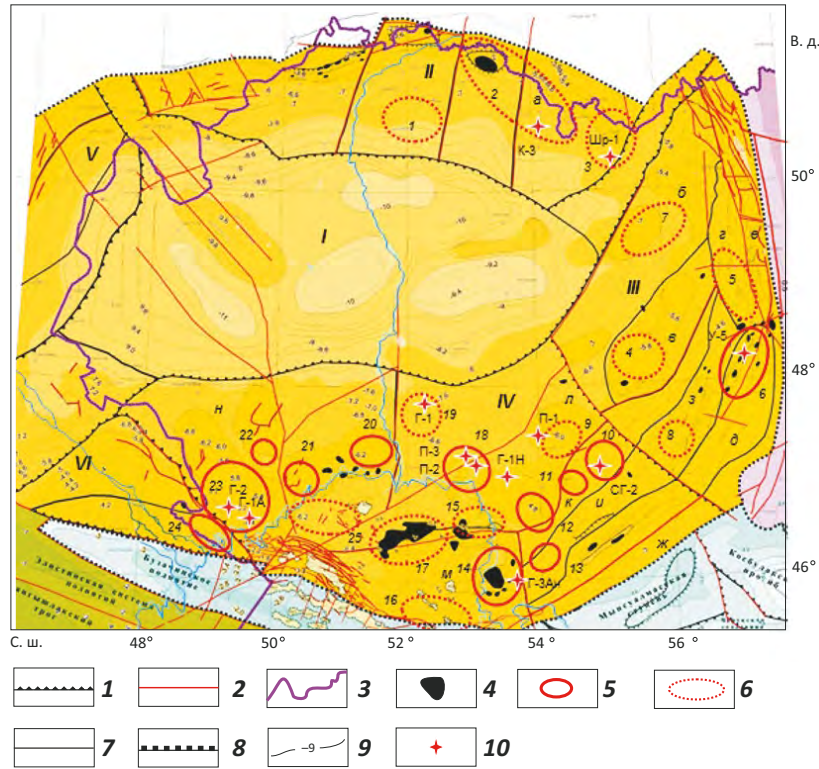
Определение и характеристика новых крупных локальных объектов

Крупные поднятия по девонским отложениям в структурном отношении тяготеют к приподнятым блокам на южном, восточном и северном бортах бассейна, чаще характеризуются конседиментационным стилем развития, значительными размерами и амплитудой. В то же время поднятия слабо отражаются на уровне горизонтов P_2 и P_1 и, как видно, имеют погребенный характер, приурочиваясь к выступам фундамента.

Представляется, что основное структурное развитие крупные поднятия получили в позднем девоне – раннем карбоне, отмечается их унаследованное положение в разрезе. По данным скважин Тасым Юго-Восточный Г-1, Кобланды К-3, Акжар

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 3. Тектоническая схема палеозойского комплекса Прикаспийского бассейна (по данным Акчулакова У.А., Абилхасимова К.Б., Ажгалиева Д.К. и др., 2009–2013)
Fig. 3. Tectonic framework of Palaeozoic series in the Caspian Basin (according to Akchulakov U.A., Abilkhasimov K.B., Azhgaliev D.K. et al., 2009–2013)



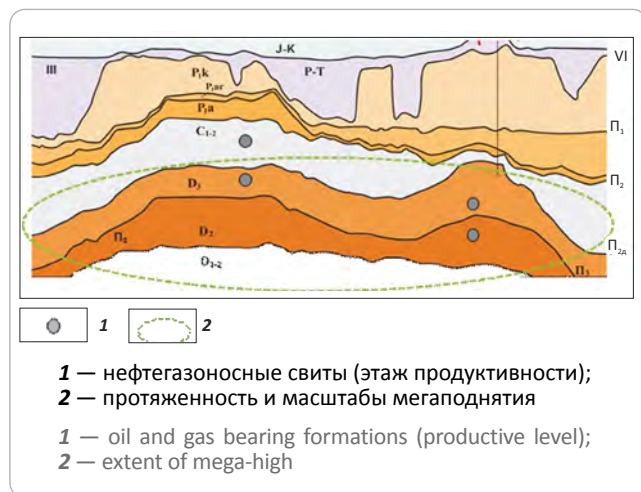
1 — граница геоблоков (I — Центрально-Прикаспийский, II — Северный, III — Восточный, IV — Южный, V — Северо-Западный, VI — Астраханский); **2** — региональные разломы и нарушения; **3** — административная государственная граница; **4** — залежи и скопления УВ; **мегаподнятия (5, 6): 5** — уверенные, **6** — прогнозные (1 — Желаяевское, 2 — Карачаганак-Тамдинское, 3 — Ширак, 4 — Косколь, 5 — Темирское, 6 — Жанажол-Урихтауское, 7 — Сарыкумакское, 8 — Боржер-Акжарское, 9 — Сарыниязское, 10 — Улькентобе-Биикжалское, 11 — Мунайлы-Адайское, 12 — Кызылкудук-Жантайское, 13 — Карашунгыл-Маткенское, 14 — Тенгиз, 15 — Жайылган, 16 — Сарытау, 17 — Кашаган, 18 — Акатколь, 19 — Тасымское, 20 — Лиман, 21 — Северо-Прибрежное, 22 — Песчаное, 23 — Кобяковско-Приморское, 24 — Едил, 25 — Жамбайское); **7** — структурные элементы II порядка: *a* — Карачаганак-Тамдинская ступень; **зоны поднятий (б-ж): б** — Егенды-Сарыкумакская, *в* — Шубаркудук-Коскольская, *г* — Темирская, *д* — Жанажол — Торткольская, *е* — Остансуковский прогиб, *ж* — Южно-Эмбинское поднятие; **ступени (з-л): з** — Боржер-Акжарская, *и* — Маткен-Биикжалская, *к* — Намазтақырская, *л* — Гурьевско-Кульсаринская; **зоны поднятий (м-н): м** — Каратон-Тенгизская, *н* — Мынтобинско-Новобогатинская; **8** — границы Прикаспийского бассейна; **9** — изогипсы по кровле палеозойского комплекса (ОГ П₁), км; **10** — скважины с аномальной отметкой вскрытия палеозоя, показавшие перспективность глубоких горизонтов палеозоя: Кобланды К-3 (6737 м), Ширак Шр-1 (6597 м), Урихтау У-5 (5374 м), Тасым Юго-Восточный Г-1 (7050 м), Акатколь П-3 (6455 м), Карсак П-2 (5499 м), Эмбинская П-1 (6203 м), Биикжал СГ-2 (6028 м), Нур-Кузбак Г-1Н (5721 м), Ансаган Г-3А (6200 м), Кобяковская Г-2 (5219 м), Алга Г-1А (6900 м).

Характерные региональные разломы I порядка: ЮЭ — Южно-Эмбинский, СУ — Северо-Устыртский, СК — Сакмаро-Кокпектинский

1 — geoblock boundary (I — Central-Caspian, II — Northern, III — Eastern, IV — Southern, V — North-Western, VI — Astrakhansky); **2** — regional faults and dislocations; **3** — state border; **4** — HC accumulations and pools; **mega-highs (5, 6): 5** — distinct, **6** — predicted (1 — Zhelaevsky, 2 — Karachaganak-Tamdinsky, 3 — Shirak, 4 — Koskol, 5 — Temirsky, 6 — Zhanazol-Urikhtausky, 7 — Sarykumaksky, 8 — Borzher-Akzharsky, 9 — Saryniyazsky, 10 — Ulkentobe-Biikzhalsky, 11 — Munaily-Adaisky, 12 — Kyzylkuduk-Zhantaisky, 13 — Karashungyl-Matkensky, 14 — Tengiz, 15 — Zhailygan, 16 — Sarytau, 17 — Kashagan, 18 — Akatkol, 19 — Tasymsky, 20 — Liman, 21 — North Pribrezhnoe, 22 — Peschanoe, 23 — Kobyakovsky-Primorskoe, 24 — Edil, 25 — Zhambaisky); **7** — II-nd order structural elements: *a* — Karachaganak-Tamdinsky flat; **zones of uplift: б** — Egendy-Sarykumaksky, *в* — Shubarkuduk-Koskolsky, *г* — Temirsky, *д* — Zhanazol-Tortkolsky, *е* — Ostansuksky trough, *ж* — South Embinsky high; **faults (з-л): з** — Borzher-Akzharsky, *и* — Matken-Biikzhalsky, *к* — Namaztaryksky, *л* — Gurievsky-Kulsarinsky; **zones of highs (м-н): м** — Karaton-Tengizsky, *н* — Myntobinsky-Novobogatinsky; **8** — Caspian Basin boundaries; **9** — structural contours over Palaeozoic Top (П₁ Reflector), km; **10** — wells with abnormal depth of Palaeozoic series penetration, which demonstrated prospectivity of deep-seated Palaeozoic horizons: Koblandy K-3 (6737 m), Shirak Шр-1 (6597 m), Urikhtau У-5 (5374 m), South Eastern Tasym Г-1 (7050 m), Akatkol П-3 (6455 m), Karsak П-2 (5499 m), Embinsky П-1 (6203 m), Biikzhalk СГ-2 (6028 m), Nur-Kuzbak Г-1Н (5721 m), Ansagan Г-3А (6200 m), Kobyakovsky Г-2 (5219 m), Alga Г-1А (6900 m).

Typical I-st order regional faults: ЮЭ — South Embinsky, СУ — North Ustyurtsky, СК — Sakmaro-Kokpektinsky

Рис. 4. Принципиальная схема мегаподнятия
Fig. 4. Cross-sectional view of mega-high (scheme)



Восточный Г-5, Кузбак Г-1, Эмбинская П-1, Акатколь (Гурьевский свод) П-3 отмечается трехчленное строение разреза, что является характерным для подсолевого комплекса Прикаспия при определении преимущественно глубоководных условий накопления осадков (терригенный и карбонатно-терригенный состав) и пластовый массивный характер строения поднятий. В этой связи представляют повышенный поисковый интерес подготовленные в последние годы по сейсмическим данным крупные поднятия Забурунье, Кобяковская, Алга, Жамбай, Новобогатинск, Сарайшик, Нур-Куржем, Кенбай, Торемурат, Айранколь, Кырыкмерген – Мунайлы Северный, Биикжал, Кызылкудук, Буйыргын, Акжар – Курсай [12, 13].

Однотипные по гипсометрии, возрасту, формированию и фильтрационно-емкостным свойствам пород-коллекторов поднятия в плане часто являются индикаторами более крупных элементов — мегаподнятий (см. рис. 3) [1].

В принципе мегаподнятия представляют обширные зоны приподнятого залегания палеозойских отложений (девон – нижний карбон). За сравнительно небольшие сроки (5–8 лет) получены данные, которые позволяют выделить на южном, восточном и северном бортах Прикаспийского бассейна более 20 крупных мегаобъектов. С учетом степени изученности большая часть мегаподнятий прослежена на юго-востоке бассейна (Тасымское, Кызылкудук-Жантайское, Мунайлы-Адайское, Акаткольское и др.). В междуречье Урал – Волга выделены мегаподнятия Едил, Кобяковско-Приморское, Северо-Прибрежное, Песчаное, Жамбайское, Лиман [12]. На 5 мегаобъектах (Тасымское, Карачаганак-Тамды, Кобяковско-Приморское, Улькентобе-Биикжалское, Жанажол-Урихтауское) получены притоки УВ. В целом мегаподнятия тяготеют к ранее обнаруженным крупным тектоническим элементам, осложняющим структуры II порядка.

Методология выделения мегаподнятий основывается на комплексном анализе региональных профилей 2D и объемной сейсморазведки 3D. Принципиальная схема формирования мегаподнятия включает структурные планы по сейсмическим горизонтам P_3 и P_2 . По ОГ P_2 (кровля карбона), серия крупных локальных поднятий соответствует крупной приподнятой зоне, а по ОГ P_3 и $P_{2д}$ в верхнедевон-нижнекаменноугольной толще — единому мегаподнятию (рис. 4).

Выделение мегаподнятий представляется важным и в практическом отношении, с учетом таких факторов, как оптимальное размещение и планирование видов работ, оценка объема прогнозных ресурсов, выделение и масштабы ЗНГН, а также для формирования единой базы данных поисковых работ и объектов.

Так, в составе мегаподнятий большинство локальных поднятий обосновано в настоящее время детальными сейсмическими моделями, частично они подготовлены к бурению. Подход к выделению мегаподнятий представляется обоснованным с учетом конкретного структурного обоснования и оправдан с практической точки зрения. Фактически мегаобъекты являются участками с «отработанной» каркасной сетью профилей 2D и сейсморазведкой 3D на отдельных более изученных структурах с оценкой прогнозных ресурсов категории D_0 и $D_{н}$, т. е. полигонами для рационального, планомерного разворота и поэтапной реализации поисковых работ, прогноза новых залежей УВ. Они способствуют формированию долгосрочного плана по изучению и комплексной оценке масштабов нефтегазоносности перспективных территорий [19–21]. С учетом благоприятного прогноза в экологическом плане (низкое содержание сероводорода) и высокого уровня качества и детальности сейсмических моделей объектов прогноз обосновываемых мегаподнятий и новых ЗНГН определяет для оперативного наращивания ресурсной базы одно из главных и стратегических направлений поисков.

В качестве альтернативного варианта в пользу вероятного существования мегаобъектов – мегаподнятий в определенной мере можно привести результаты анализа построений по ОГ P_1 и совместного анализа данных интерпретации аномалий поля силы тяжести и гравитационной составляющей по южному борту Прикаспийского бассейна. При этом удалось выявить неоднородности путем исключения аномалий, вызванных соляными куполами (остаточное поле). На основе увязки «остаточного» поля с распространением крупных поднятий и зон развития карбонатов выделены Кашаган-Каратонская, Южно-Эмбинская, Бозашинская и Восточная зоны максимума силы тяжести (Акчулаков У.А. и др., 2009–2013) [3, 17]. Ряд аномалий с повышенными плотностями пород (Приморско-Сарыниязская, Кошалакско-Дараймолинская, Коксаздинская, Имашевско-Кобяковская, Северо-Эмбинская зоны и др.) определяет положение и развитие крупных



Рис. 5. Схема тектонического районирования по фундаменту северной бортовой зоны Прикаспийского бассейна [27, 28]

Fig. 5. Scheme of the Basement Top tectonic zoning: northern flank of Caspian Basin [27, 28]



Карбонатные уступы (1–3): 1 — нижнепермский, 2 — визейско-башкирский, 3 — верхнедевон-турнейский; 4 — границы поднятий; 5 — разломы фундамента; 6 — локальные структуры; 7 — тренд крупных палеозойских поднятий (К — Кузнецовский, ВК — Восточно-Кузнецовский, Ж — Желаевская, Ф — Федоровский, Кр — Карачаганакский, Бр — Березовский, Кб — Кобландинский, Ш — Ширакский)

Carbonate benches (1–3): 1 — Lower Permian, 2 — Visean-Bashkirian, 3 — Upper Devonian-Tournaisian; 4 — uplift boundaries; 5 — Basement faults; 6 — local structures; 7 — trend of large Palaeozoic highs (K — Kuznetsovsky, BK — East Kuznetsovsky, Zh — Zhelaevsky, F — Fedorovsky, Kr — Karachaganaksky, Br — Berezovsky, Kb — Koblandinsky, Sh — Shiraksky)

приподнятых зон при вдольбортовой ориентировке, ассоциируемых авторами статьи с поясами/трендами или новыми уровнями осадконакопления. Ряд крупных объектов в составе некоторых из этих участков соответствует ранее выделенным крупным поднятиям, сложенным высокоскоростными карбонатами додевонского комплекса и девона (Жамбай, Коксазды, Кобяковская, Новобогатинское, Южная, Кошалак).

По данным В.А. Трофимова (2020–2021), аналогичные мегаобъекты–мегаподнятия обоснованы и имеют распространение в разрезе Западно-Сибирской платформы на территории РФ. Один из объектов данной категории ранее был обнаружен на севере Западной Сибири, в районе Мессояхского вала, его перспективность в последующем подтвердилась обнаружением крупных Западно- и Восточно-Мессояхского месторождений [8, 9]. В связи с этим изучение и прогноз нефтегазоносности гигантских структур – мегаподнятий являются и рассматриваются весьма перспективными направлениями поисков [22].

На крайнем юге Прикаспийского бассейна в приграничной «переходной» от суши к акватории узкой широтной полосе контрастно выделяется структурная зона Сарытау – Бурыншик – Бурыншик Восточный – Островная [10]. Выявленная пространственная связь данных структур с аномальным магнитным полем и преимущественно широтная ориентировка в плане одновременно указывают на специфику формирования крупных поднятий приграничной полосы между геоструктурами I по-

рядка. С учетом высокой амплитуды и соответствия в плане данные структуры определяют положение отдельного мегаподнятия Сарытау (см. рис. 3). Ранее, при бурении на мезозойские отложения в разрезе структур Островная и Тышканды, отмечались прямые признаки УВ, что можно расценивать как косвенный показатель, не исключающий вероятную продуктивность данных объектов на уровне палеозоя.

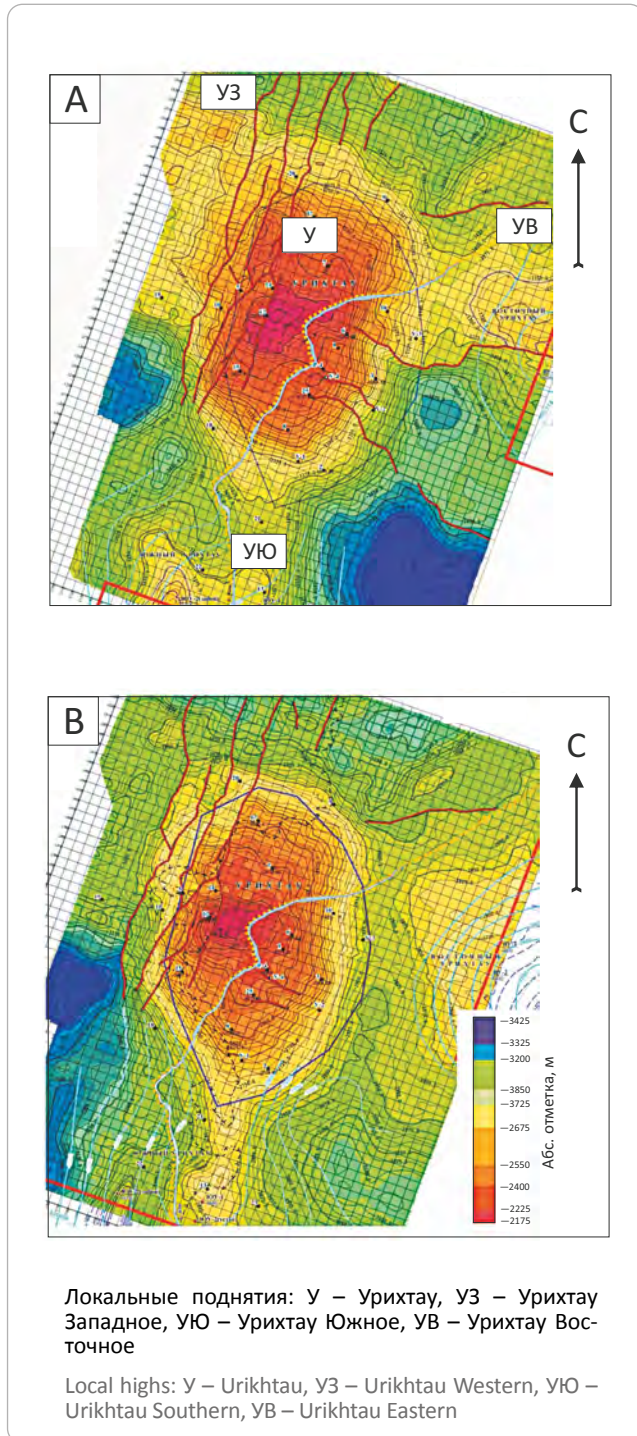
Общие закономерности строения литолого-стратиграфического разреза

В разрезе Прикаспийского бассейна, с учетом формационного состава, имеющихся перерывов и региональных несогласий, выделяется два комплекса (толщи): нижний – додевонский (рифей – нижний палеозой) и верхний – девон-артинский. Им соответствуют нижний (нижнепалеозой-франский) и верхний (фаменско-артинский) структурные этажи. Толщина нижнего и верхнего этажа по сейсмическим данным составляет 1–2 и 4–6 км соответственно. Особенности строения и состав литолого-стратиграфического комплекса позволяют выделить четыре основных борта (северный, восточный, южный и Астрахано-Тенгизский) [3, 23, 24].

Для северного борта характерно крутое падение и погружение палеозойских отложений к центру бассейна по системе протяженных разломов, вдоль которых формируются тренды крупных сводовых поднятий (Федоровский, Желаевская, Карачаганакский и др.) тектонического и седиментационного генезиса (рис. 5) [27, 28].

Рис. 6. Структурная схема по кровле карбонатной толщи КТ-II визейско-башкирского (А) и КТ-I московско-гжельского (В) возраста. Прогноз в плане Жанажол-Урихтауского мегаподнятия по толще КТ-III

Fig. 6. Structural scheme over carbonate series: Visean-Bashkirian KT-II (A) and Moscovian-Ghzelian KT-I (B). Plan view of the predicted Zhanazol-Urikhtausky mega-high over KT-III series



На восточном борту отличительными особенностями являются слоистость разреза и развитие толщ КТ-II, КТ-I визейско-башкирского и московско-гжельского возраста соответственно (Актюбинская, Остансукско-Джурунская, Темирская, Жанажол-Торткольская, Тузкум-Кожасайская зоны) [3, 25].

Распространение карбонатных толщ по площади определяется положением бортовых уступов, контролирующих границы Жанажол-Торткольской и Темирской карбонатных платформ. Получение положительного результата в карбонатах верхнего девона на поднятии Урихтау, унаследованное развитие и пластово-массивный характер залегания толщ КТ-II и КТ-I (Жанажол-Торткольская зона с учетом данных по площадям Урихтау, Алибек Восточный) позволяют обосновать прогноз толщи КТ-III (верхний девон – нижний карбон) [25, 26].

Обосновываемые прогнозы и особенности глубинной структуры палеозоя на уровне 5,5–8 км позволяют предполагать в разрезе восточного борта Прикаспийского бассейна существование мегаподнятий на уровне нижней карбонатной толщи КТ-III по сейсмическому горизонту P_3 . Предположительно крупные поднятия Урихтау, Жанажол, Кожасай, выделенные по двум верхним карбонатным толщам, развивались в контуре единого Жанажол-Урихтауского мегаподнятия, которое оконтуривается на уровне верхнего девона – нижнего карбона (рис. 6). Не подтверждается ранее предположение исследователей о повсеместном залегании толщ КТ-II и КТ-I на терригенном основании позднедевон-турнейского возраста.

На юге Прикаспийского бассейна осадконакопления (Южно-Эмбинская моноклинали, Атырауско-Шукатская и Северо-Каспийская система выступов) разрез палеозоя имеет трехчленное строение и представлен преимущественно терригенным составом: нижняя цокольная часть (верхний девон – турне, местами средний девон – нижний карбон), промежуточная карбонатно-терригенная «плита» (верхний визе – средний карбон) и верхняя нижнепермская терригенная толща (по данным скважин Гурьевский свод П-3, Эмбинская П-1, Тасым Юго-Восточный Г-1). Залегание карбонатов поздневизейско-московского и раннепермского возраста на терригенном «основании» позднедевон-турнейского возраста характерно исключительно для сводовой части Южно-Эмбинского поднятия (Жешишкекебир-Хайрулла, Южно-Молодежная, Меке-Алтыкулаш, Сарыкум, Уртатау-Сарыбулак) [29, 30].

Как показывают новые данные, разрез Астраханского свода и Каратон-Тенгизской платформы характеризуется карбонатным составом вплоть до верхнего девона. Здесь прогнозируется дальнейшее развитие карбонатов до уровня среднего девона.

Отмечено сохранение стратиграфической полноты разреза в направлении к относительно глубоководным и центральным районам подсолевого комплекса Прикаспийского бассейна. Ранее в пределах всей Атырауской и Северо-Каспийской систем выступов фундамента, с учетом данных сейсморазведки, предполагался выход пород терригенного девона под терригенную толщу нижней перми (Турков О.С., Утегалиев С.У., 1991) [1, 30]. Для Южного и Астраханского геоблоков по составу, полноте разреза, соотношению терригенных и карбо-

натных разностей выделено шесть типов разреза (тенгиз-кашаганский, южно-эмбинский, биикжальский, шукатский, имашевский, уртатау-сарыбулакский), определяющих положение соответствующих фациальных зон. Астраханский геоблок по составу разреза дифференцирован на одноименную и Междуреченскую зону [3].

С ориентацией и выходом поисковых исследований на глубокозалегающие горизонты палеозоя расширяется представление о развитии и перспективах зон во внутренних более погруженных частях Прикаспийского бассейна, связанных с областями преимущественно терригенного и карбонатно-терригенного осадконакопления. Освоение месторождений в карбонатных резервуарах, осложненных высоким содержанием сероводорода, вызывает значительный экологический риск. Поиск крупных залежей в терригенных и карбонатно-терригенных отложениях представляется целесообразным и более привлекательным в экономическом и экологическом отношениях.

На ряде крупных локальных объектов (Тасым Юго-Восточный, Кузбак, Кобланды, Ширак, Урихтау, Есекжал, Улькентобе Юго-Западный, Биикжал, Сарайшик, Забурунье, Кобяковское, Алга) по результатам поисковых работ уже получены положительные результаты и обнадеживающие данные, свидетельствующие о высокой перспективности в их разрезе верхнедевон-нижнекаменноугольных отложений [7].

В скв. Володарская-2 на северном погружении Астраханского свода с глубины 6200 м в отложениях среднего девона получены промышленные притоки легкой бессернистой нефти. К востоку от Астраханско-Имашевской ЗНГН на глубинах 5–7 км при бурении первых скважин (Кобяковская, Алга) получены притоки УВ без сероводорода.

С открытием в 2000 г. на площади месторождения Чинаревское газоконденсатной бессерватородной и малосернистой нефтяной залежи на глубине 5200 м в карбонатах бийского горизонта среднего девона закономерности регионального распространения продуктивных горизонтов в девоне, практически не содержащих сероводород, представляются уже более четкими и реалистичными. Аналогичные условия и характер притоков прогнозируются на участке поднятий Карачаганак – Кобланды – Тамды – Ширак, где выделяются крупные структурные объекты с терригенным и карбонатно-терригенным составом разреза (девон, карбон, нижняя пермь). В скв. Кобланды К-3 отмечено интенсивное газопроявление и при испытании получен пластовый флюид с пленкой нефти.

На Маткен-Биикжальской ступени (Есекжал, Улькентобе Юго-Западный, Биикжал, Маткен, Карашунгул, Елемес) ранее получены промышленные притоки в терригенных и карбонатно-терригенных отложениях нижнего и среднего карбона соответственно.

Результаты бурения на площадях Жанажол-Торткольской и Акжарской зоны на востоке Прикаспия (Жанажол, Урихтау, Акжар Восточный, Тузкум) показали низкое содержание сероводорода и, соответственно, новые резервы для достижения высокой эффективности поисковых работ на больших глубинах. В скв. Урихтау У-5 при вскрытии известняков девонского комплекса с глубины 5360 м получены фонтанные проявления УВ. Ранее в скв. Акжар Восточный-1 из терригенных отложений нижней перми в интервале 5049–5075 м получен внушительный фонтан нефти дебитом 650 м³/сут.

Во всех указанных случаях не отмечено присутствие сероводорода, в связи с чем имеющиеся материалы позволяют выработать единый подход к оценке и прогнозу на большей части Прикаспийского бассейна благоприятных зон, содержащих экологически чистые залежи нефти и газа без сероводорода и серы (рис. 7).

Направления дальнейших нефтегазописковых исследований

На северном борту Прикаспийского бассейна приоритетны периферийные участки карбонатных платформ по девонским, турнейским и башкирским отложениям, с учетом данных о нефтегазоносности девона на площадях Чинаревская и Рожковская. Целесообразно продолжение поисков на Кобланды-Тамдинском палеозойском выступе, включая детализацию строения поднятия Тамды. Огромное значение будут иметь конечные результаты по итогам строительства и испытания сверхглубоких скважин Кобланды К-3 и Ширак Шр-1 в случае полноценного завершения ранее начатых на них буровых работ и испытаний.

Акцент в поисковых работах на северном борту следует ставить на прогноз крупных поднятий в структурной полосе Кузнецовский – Желаевская – Карачаганак – Березовский – Кобланды, где перспективен весь девон-нижнепермский интервал разреза (см. рис. 5).

На юге бассейна первоочередными объектами являются крупные поднятия Мынтобинско-Новобогатинской, Гурьевско-Кульсаринской зон, Намазтакырской и Маткен-Биикжальской ступеней, характеризующиеся пластово-массивным строением, преимущественно терригенными и карбонатно-терригенными условиями седиментации. Поднятия приурочены к склонам одиночных выступов и систем выступов (Кобяковский, Октябрьский, Новобогатинский, Шукатский). Благоприятный прогноз основывается по данным площадей Тасым Юго-Восточный, Алга, Кобяковская, Акжар Восточный.

Ранее притоки УВ в карбоне – нижней перми были получены в отложениях конусов выноса в разрезе северо-западного склона Южно-Эмбинского поднятия (Шолькара, Тортай, Равнинное, Елемес, Айыршагыл). Северо-западнее и мористее рельеф палеодна морского бассейна становился более контрастным. Высокий базис эрозии в условиях обособ-

Рис. 7. Дифференциация палеозойской толщи и прогноз распространения в ней залежей с низким содержанием сероводорода (составил Ажгалиев Д.К., по данным Обрядчикова О.С., 2018)

Fig. 7. Zoning of Palaeozoic sequence and prediction of accumulations with low content of hydrogen sulphide in them (prepared by Azhgaliev D.K. according to Obryadchikov O.S., 2018)



ленного развития Маткен-Биикжалъской ступени способствовал формированию следующего уровня седиментации и накоплению отложений глубоководных конусов выноса (Ушмола, зона Улькентобе – Биикжал, Маткен, Есекжал, Машлы). Имеющиеся данные по многим регионам мира доказывают возможности обнаружения крупных по запасам залежей в отложениях глубоководных конусов выноса терригенных пород.

Повышенный интерес вызывают изучение и оценка выявленных в последние годы значительных амплитудных возвышений на уровне нижнего и среднего девона в разрезе поднятия Тенгиз. Низкие значения гравитационного поля свидетельствуют о развитии зоны разуплотнения ниже отметки ВНК –5500 м. Не исключается принадлежность поднятий Тенгиз, Королевское, Ансаган к единой карбонатной платформе (мегаподнятия), что позволяет предполагать наличие дополнительного этажа продуктивности на уровне среднего – верхнего девона. С учетом обосновываемых авторами статьи закономерностей представляются благоприятными ожидания по низкому содержанию сероводорода.

На восточном борту Прикаспийского бассейна (Темирско-Утыбайская система выступов), где толщи КТ-II и КТ-I являются основным направлением поисков, новые перспективы и возможности связываются с прогнозом толщи КТ-III девон-турнейского возраста. Наиболее подготовлены и представительны в данном отношении крупные поднятия Жанажол-Торткольской, Шубаркудук-Коскольской и Боржер-Акжарской зоны. Ранее, по данным шести скважин, было установлено развитие девонских отложений на значительной территории (Кумсай, Аккум, Бозоба, Бактыгарын, Акжар Восточный, Урихтау). Локальные поднятия по девону характеризуются конседиментационным развитием, разрез представлен преимущественно терригенными и карбонатно-терригенными отложениями.

Основные выводы исследований

1. Уточненные структурно-тектонические особенности строения определяют модель формирования и развития глубоких горизонтов палеозойского комплекса, которые основываются на результатах комплексирования данных, учитывают более «жесткую» увязку данных по кровле фундамента с верхней частью разреза, отражают связь ЗНГН и зон концентрации значительных объемов прогнозных ресурсов с особенностями глубинной структурой палеозойской толщи. Так, по результатам интерпретации данных по главной магнитоактивной поверхности и их увязки с глубиной залегания фундамента расширен глубинный диапазон палеозойской толщи, представляющей интерес для прогноза дополнительных благоприятных интервалов и объектов. Области приподнятого залегания фундамента (северный, восточный и южный борта) во многих случаях определяют новые возможности для прогноза высокой перспективности девонской толщи для выявления крупных поднятий и одиночных карбонатных построек (массивов) в районах с терригенным и карбонатно-терригенным осадконакоплением соответственно. На основе этого дополнительно обеспечиваются высокий «запас прочности» и уровень доверия к выполненным прогнозам и обоснованным моделям крупных поднятий и мегаподнятий.

2. Выявлена связь условий осадконакопления с влиянием блоковой структуры фундамента на продолжительность этапов седиментации и формирование крупных поднятий конседиментационного типа и карбонатных построек. Показана связь различий глубин залегания фундамента с изменчивостью литолого-фациального состава и мощностей отложений палеозоя. Области с приподнятым залеганием блоков фундамента (на примере южной части Прикаспийского бассейна) характеризуются широким развитием крупных структур по девон-нижнекаменноугольному комплексу отложений.

3. Залежи в ловушках на крупных поднятиях в палеозойском комплексе формировались под влиянием эффекта тектонического растяжения, благоприятствовавшего поступлению УВ снизу и насыщению интервалов вероятного нефтегазонакопления. Региональные разломы и проявления зон трещиноватости являются «подводящими» каналами при формировании крупных залежей УВ в глубоких горизонтах палеозоя.

4. В значительной мере расширена площадь перспективных земель в результате обоснования благоприятных региональных литолого-фациальных и экологических предпосылок в относительно погруженных глубоководных областях осадконакопления (за пределами бортовых зон), характеризующихся преимущественно терригенным и карбонатно-терригенным составом отложений. В связи с этим данные районы, наряду с бортовыми зонами с крупными скоплениями УВ в карбонатных резервуарах, также представляют значительный поисковый интерес для обнаружения значительных по масштабам скоплений УВ с низким содержанием или отсутствием сероводорода.

5. Обоснован прогноз мегаподнятий, объединяющих крупные локальные поднятия, на основе комплексирования данных бурения, сейсморазведки и анализа закономерностей аномалий потенциал-

ных полей, что повышает дополнительно точность и кондиционность имеющихся структурных построений. При этом учтено, что эти структурные построения базировались на данных сейсморазведки и были получены в условиях их ограниченности из-за больших глубин. Выделение мегаподнятий позволяет обосновать в них прогноз крупных и гигантских по масштабам залежей нефти и газа и в целом высокую перспективность палеозойских горизонтов на глубинах 5,5–8 км с акцентом на верхнедевон-нижнекаменноугольный интервал разреза.

6. Тренды мегаподнятий в плане определяют уровни/пояса осадконакопления в направлении от борта к центральным районам Прикаспийского бассейна, которые, в свою очередь, обязаны своим образованием влиянию вдольбортовых региональных разломов, формированию протяженных тектонических ступеней и седиментационных внутрибассейновых уступов как основным факторам осадконакопления.

7. Сохраняется стратиграфическая полнота разреза в относительно глубоководной части морского бассейна (Гурьевский свод, Жусалысай, Тасым Юго-Восточный), в которой ранее под нижнепермской толщей прогнозировался выход девонского терригенного комплекса. Не исключается возможность развития крупных тектоноседиментационных тел и мощных карбонатов (не возможна перспективность всего девон-нижнепермского диапазона разреза) в центральных районах Прикаспийского бассейна (Хобдинский, Аралсорский гравитационный максимум), по аналогии с разновозрастными объектами (поднятия и карбонатные постройки) в бортовых частях бассейна. Данный вывод существенно дополняет представления о модели строения зоны Центрально-Прикаспийской топодепрессии, которая становится в настоящее время технически доступной для глубокого бурения.

Литература

1. *Ажгалиев Д.К., Каримов С.Г.* Тектоника девонского комплекса южной части Прикаспийского бассейна (Казахстан) по данным комплекса геолого-геофизических методов // Геотектоника. – 2020. – № 4. – С. 84–100. DOI: 10.31857/S0016853X20030030.
2. *Волож Ю.А., Леонов Ю.Г., Антипов М.П., Быкадоров В.А., Хераскова Т.Н.* Консолидированная кора Каспийского региона: опыт районирования // Труды ГИН РАН. – Вып. 593. – М.: ГЕОС, 2010. – 63 с.
3. *Акчулаков У.А.* Новая ресурсная база углеводородов Республики Казахстан и пути возможной их реализации // Нефтегазоносные бассейны Казахстана и перспективы их освоения: мат-лы международной конференции «АтырауГео-2015» (Атырау, 26–27 мая 2015 г.). – Алматы: КОНГ, 2015. – С. 21–29.
4. *Ажгалиев Д.К., Каримов С.Г., Исаяев А.А.* Программа регионального изучения — следующий важный этап в оценке нефтегазосного потенциала осадочных бассейнов Западного Казахстана // Георесурсы. – 2018. – Т. 20. – № 1. – С. 16–24. DOI: 10.18599/grs.2018.1.16-24.
5. *Ажгалиев Д.К.* Основные направления поисковых исследований на нефть и газ в рамках реализации программы комплексного изучения осадочных бассейнов Казахстана (2009–2013 гг.) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 5. – С. 51–55. DOI: 10.30713/2413-5011-2019-5(329)-51-55.
6. *Аймагамбетов М.У., Жамауов Ж.К., Ескожа Б.А.* О перспективах и углеводородном потенциале девонской толщи юго-востока Прикаспийской впадины // Нефть и газ. – 2017. – Т. 101. – № 5. – С. 53–66.
7. *Искажиев К.О., Ажгалиев Д.К., Каримов С.Г.* О перспективах поисков малосернистой нефти в Казахстане // Oil and Gas of Kazakhstan. – 2014. – № 3. – С. 54–63.
8. *Трофимов В.А.* Новый подход к решению проблемы поисков нефти в палеозое Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2005. – № 12. – С. 9–15.

9. Трофимов В.А., Романов Ю.А., Хромов В.Т. Крупные радиально-кольцевые образования — перспективные объекты нефтепоисковых работ в Волго-Уральской провинции // Недра Поволжья и Прикаспия. — 1993. — Вып. 5. — С. 14–20.
10. Нуралиев Б.Б. Основа определения стратегии нефтепоисковых работ — разломная тектоника // Нефть и газ. — 2008. — № 8. — С. 42–54.
11. Ажгалиев Д.К., Каримов С.Г., Коврижных П.Н., Шагиров Б.Б. Особенности строения и развития карбонатов в палеозое на южном обрамлении Прикаспийского бассейна // Известия Уральского государственного горного университета. — 2018. — Вып. 51(3). — С. 73–82. DOI: 10.21440/2307-2091-2018-3-73-82.
12. Ажгалиев Д.К. Структурно-тектонические особенности строения палеозойских отложений Мынтобинско-Новобогатинской зоны на юго-западном обрамлении Прикаспийского бассейна // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. — 2019. — Т. 119 — № 3. — С. 19–34. DOI: 10.17122/ntj-oil-2019-3-19-34.
13. Ажгалиев Д.К. Особенности строения и прогноз перспективных палеозойских объектов в пределах Маткен-Биикжальской ступени на юго-востоке Прикаспийского бассейна // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2019. — № 4. — С. 26–34. DOI: 10.30713/2413-5011-2019-4(328)-26-34.
14. Гета С.П., Жемчужников В.Г., Нугманов Я.Д., Уваков К.А. Подсолевая структура Тасым, опыт геологоразведки глубоких горизонтов Астраханно-Актюбинской системы поднятий // Актуальные проблемы геологии и нефтегазоносности южной части Прикаспийской впадины : мат-лы Первой Международной геологической конференции «АтырауGeo-2011» (Атырау, 5–6 сентября 2011 г.). — Общество нефтяников-геологов Казахстана (ОНГК), 2011. — С. 87–88.
15. Воронов Г.В., Куантаев Н.Е. Конусы выноса и турбидиты Прикаспийской впадины — новые объекты, особенности и перспективы поисков нефти и газа // Перспективы нефтегазоносности Казахстана, проблемы, пути изучения и освоения трудноизвлекаемого нетрадиционного углеводородного сырья // Труды ОНГК. — Алматы : Общество нефтяников-геологов Казахстана (ОНГК), 2017. — Вып. 6. — С. 311–321.
16. Ескожа Б.А., Воронов Г.В. Строение подсолевого комплекса юго-востока Прикаспийской впадины // Известия Национальной академии наук Республики Казахстан. — 2008. — № 1. — С. 315–324.
17. Abilkhasimov Kh.V. Peculiarities of formation of natural tanks of Paleozoic deposits of the Caspian wax and evaluation of prospects of their oil and gas. — М. : Akademiya Yestestvoznaniya, 2016. — 244 p.
18. Ахметкалиева Г., Шестоперова Л.В. и др. Новая перспективная зона нефтегазоаккумуляции в палеозойских отложениях на южном склоне Гурьевского свода // Актуальные проблемы геологии и нефтегазоносности южной части Прикаспийской впадины : мат-лы Первой Международной геологической конференции «АтырауGeo-2011» (Атырау, 5–6 сентября 2011 г.). — Общество нефтяников-геологов Казахстана (ОНГК), 2011. — С. 87–88.
19. Исенов С.М., Караулов А.В. Технологии мультифокусинг и дифракционный мультифокусинг — новый уровень геологического изучения подсолевых карбонатных резервуаров в Прикаспийской впадине // Нефтегазовая вертикаль. — 2014. — № 22–23–24. — С. 14–15.
20. Исказиев К.О., Адилбеков К.А., Исенов С.М. Повышение качества сейсмического изображения при изучении глубоких палеозойских структур // Нефть и газ. — 2018. — Т. 103. — № 1. — С. 52–64.
21. Исенов С.М. Проблемные вопросы и пути повышения эффективности сейсморазведки // Нефть и газ. — 2021. — Т. 122. — № 2. — С. 47–75.
22. Трофимов В.А. Глубинные региональные сейсморазведочные исследования МОГТ нефтегазоносных территорий. — М. : ГЕОС, 2014. — 202 с.
23. Куандыков Б.М., Волож Ю.А., Антипов М.П. и др. Каспийский регион: проблема поисков углеводородов на больших глубинах, возможные пути ее решения // Труды ОНГК. — Алматы, 2014. — Вып. 4. — С. 20–33.
24. Куандыков Б.М. Освоение больших глубин // Нефть и газ. — 2015. — № 11. — С. 36–38.
25. Ажгалиев Д.К., Джагпаров Ж. Прогнозирование перспективных объектов в палеозойском комплексе Западного Казахстана по геофизическим данным // Известия Национальной академии наук Республики Казахстан. Серия геологии и технических наук. — 2018. — № 3. — С. 240–249.
26. Ажгалиев Д.К. Девонские отложения — перспективное направление поисковых работ на нефть и газ в Прикаспийском бассейне // Георесурсы. — 2017. — Т. 19. — № 2. — С. 111–116. DOI: 10.18599/grs.19.2.4.
27. Антипов М.П., Парасына В.С., Быкадоров В.А. и др. Прикаспийская впадина: тектонические события и седиментация на рубеже раннего-среднего карбона, формирование нефтегазоносных резервуаров // Геотектоника. — 2019. — № 3. — С. 61–78. DOI: 10.31857/S0016-853X2019361-78.
28. Матлошинский Н.Г. Нефтегазоносность девонских отложений Прикаспийской впадины // Нефть и газ. — 2013. — № 3. — С. 77–91.
29. Соловьев Б.А., Немцов Н.К., Обрядчиков О.С. и др. Модель геологического строения Арман-Елемесской зоны поднятий на юго-востоке Прикаспийской впадины // Геология нефти и газа. — 1989. — № 2. — С. 22–26.
30. Турков О.С., Николенко В.П., Волож Ю.А. и др. Опыт прогнозирования зон развития неантиклинальных ловушек в подсолевом комплексе юго-востока Прикаспийской впадины // Геология нефти и газа. — 1992. — № 7. — С. 12–16.

References

1. Azhgaliev D.K., Karimov S.G. Tectonics of the Devonian Complex of the Southern Sector of the Caspian Basin (Kazakhstan): A Set of Geological and Geophysical Methods. *Geotectonics*. 2020;(4):84–100. DOI: 10.1134/S0016852120030036.
2. Volozh Yu.A., Leonov Yu.G., Antipov M.P., Bykadorov V.A., Kheraskova T.N. Consolidate Crust of Caspian Region. In: Trudy GIN RAN. Issue 593. Moscow: GEOS; 2010. 63 p. In Russ.
3. Akchulakov U.A. Novaya resursnaya baza uglevodorodov Respubliki Kazakhstan i puti vozmozhnoi ikh realizatsii [New hydrocarbon resource base of Republic of Kazakhstan and how it can be unlocked]. In: Neftegazonosnye basseiny Kazakhstana i perspektivy ikh osvoeniya: mat-ly mezhndunarodnoi konferentsii "AtyraUGeo-2015" (Atyrau, 26–27 may 2015). Almaty: KONG; 2015. pp. 21–29. In Russ.

4. Azhgaliev D.K., Karimov S.G., Isaev A.A. Regional study is the next important stage in evaluation of oil and gas industry potential of sedimentary basins of Western Kazakhstan. *Georesources*. 2018;(1):16–24. DOI: 10.18599/grs.2018.1.16-24
5. Azhgaliev D.K. Basic directions of oil and gas prospecting research within the framework of the implementation of the complex study program of sedimentary basins in Kazakhstan (2009-2013). *Geologiya, geofizika i razrabotka neftnykh i gazovykh mestorozhdenii*. 2019(5):51–55. DOI: 10.30713/2413-5011-2019-5(329)-51-55. In Russ.
6. Aimagambetov M.U., Zhamauov Zh.K., Eskozha B.A. On prospects and potential of hydrocarbons in the Devonian formation in the South-East of pre-Caspian basin. *Neft' i gaz*. 2017;101(5):53–66. In Russ.
7. Iskaziev K.O., Azhgaliev D.K., Karimov S.G. O perspektivakh poiskov malosernistoi nefti v Kazakhstane [Opportunities of sweet oil prospecting in Kazakhstan]. *Oil and Gas of Kazakhstan*. 2014(3):54–63. In Russ.
8. Trofimov V.A. Novyi podkhod k resheniyu problemy poiskov nefti v paleozoe Zapadnoi Sibiri [New approach to solving a problem of oil prospecting in West Siberian Palaeozoic formations]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftnykh i gazovykh mestorozhdenii*. 2005;(12):9–15. In Russ.
9. Trofimov V.A., Romanov Yu.A., Khromov V.T. Krupnye radial'no-kol'tsevye obrazovaniya — perspektivnye ob'ekty neftepoiskovykh rabot v Volgo-Ural'skoi provintsii [Large ring-circular structures: oil exploration targets in Volga-Urals province]. *Nedra Povolzh'ya i Prikaspiya*. 1993;(5):14–20. In Russ.
10. Nuraliev B.B. Osnova opredeleniya strategii neftepoiskovykh rabot — razlomnaya tektonika [Fault tectonics as a basis for determining petroleum exploration strategy]. *Neft' i gaz*. 2008;(8):42–54. In Russ.
11. Azhgaliev D.K., Karimov S.G., Kovrizhnykh P.N., Shagirov B.B. Structural features of carbonates and their development in the paleozoic in the South margins of the pre-caspian basin. *News of the Ural State Mining University*. 2018;51(3):73–82. DOI 10.21440/2307-2091-2018-3-73-82. In Russ.
12. Azhgaliev D.K. Strukturno-tektonicheskie osobennosti stroeniya paleozoiskikh otlozhenii Myntobinsko-Novobogatinskoi zony na yugo-zapadnom obramlenii Prikaspiiskogo basseina [Structural and tectonic features of Palaeozoic deposits structure in Myntobinsky-Novobogatinsky zone of Caspian Basin south-western neighbourhood]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefti i nefteproduktov*. 2019;(3):19–34. In Russ. DOI: 10.17122/ntj-oil-2019-3-19-34.
13. Azhgaliev D.K. Peculiarities of the structure and forecast of perspective paleozoic objects within the limits of the matken-biikzhalsky stage in the southeast of the Pre-caspian basin. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftnykh i gazovykh mestorozhdenii*. 2019;(4):26–34. DOI: 10.30713/2413-5011-2019-4(328)-26-34. In Russ.
14. Geta S.P., Zhemchuzhnikov V.G., Nugmanov Ya.D., Uvakov K.A. Podsolevaya struktura Tasym, opyt geologorazvedki glubokikh gorizontov Astrakhano-Aktyubinskoi sistemy podnyatii [Tasym subsalt structure: experience of deep-seated horizons geological exploration in Astrakhan-Aktyubinsk system of uplifts]. In: Aktual'nye problemy geologii i neftegazonosnosti yuzhnoi chasti Prikaspiiskoi vpadiny: mat-ly Pervoi Mezhdunarodnoi geologicheskoi konferentsii «AtyraUGeo-2011» (Atyrau, 5–6 september 2011). Obshchestvo neftyanikov-geologov Kazakhstana (ONGK); 2011. pp. 87–88. In Russ.
15. Voronov G.V., Kuantaev N.E. Konusy vynosa i turbidity Prikaspiiskoi vpadiny — novye ob'ekty, osobennosti i perspektivy poiskov nefti i gaza [Fans and turbidites in Caspian Depression: new objects, features, and future directions of oil and gas prospecting]. *Trudy KONG «Perspektivy neftegazonosnosti Kazakhstana, problemy, puti izucheniya i osvoeniya trudnoizvlekaemogo netraditsionnogo uglevodorodnogo syr'ya*. Almaty Obshchestvo neftyanikov-geologov Kazakhstana (ONGK); 2017. Issue 6. pp. 311–321. In Russ.
16. Eskozha B.A., Voronov G.V. Stroenie podsolevogo kompleksa yugo-vostoka Prikaspiiskoi vpadiny [Structure of subsalt series in north-eastern part of Caspian Depression]. *Izvestiya Natsional'noi akademii nauk Respubliki Kazakhstan*. 2008;(1):315–324. In Russ.
17. Abilkhassimov Kh.B. Peculiarities of formation of natural tanks of Paleozoic deposits of the Caspian wax and evaluation of prospects of their oil and gas. *Moscow: Akademiya Yestestvoznaniya*; 2016. 244 p. In Russ.
18. Akhmetkalieva G., Shestoperova L.V. et al. Novaya perspektivnaya zona neftegazonakopleniya v paleozoiskikh otlozheniyakh na yuzhnom sklone Gur'evskogo svoda [New promising zone of oil and gas accumulation in Palaeozoic formations: southern slope of Gurievsky Arch]. In: Aktual'nye problemy geologii i neftegazonosnosti yuzhnoi chasti Prikaspiiskoi vpadiny : mat-ly Pervoi Mezhdunarodnoi geologicheskoi konferentsii «AtyraUGeo-2011» (Atyrau, 5–6 september 2011). Obshchestvo neftyanikov-geologov Kazakhstana (ONGK); 2011. pp. 87–88. In Russ.
19. Isenov S.M., Karaulov A.V. Tekhnologii mul'tifokusing i difraktsionnyi ul'tifokusing — novyi uroven' geologicheskogo izucheniya podsolevykh karbonatnykh rezervuarov v Prikaspiiskoi vpadine [Multifocusing and Diffraction Multifocusing: new level of geological studies of subsalt carbonate reservoirs in Caspian Depression]. *Neftegazovaya vertikal'*. 2014;(22–23–24):14–15. In Russ.
20. Iskaziev K.O., Adilbekov K.A., Isenov S.M. Seismic image quality improvement in studying the deep paleozoic structures. *Neft' i gaz*. 2018;103(1):52–64. In Russ.
21. Isenov S.M. Problemy voprosy i puti povysheniya effektivnosti seismorazvedki [Seismic exploration: challenging issues and ways to improve efficiency]. *Neft' i gaz*. 2021;122(2):47–75. In Russ.
22. Trofimov V.A. Glubinnye regional'nye seismorazvedochnye issledovaniya MOGT neftegazonosnykh territorii. *Moscow: GEOS*; 2014. 202 p. In Russ.
23. Kuandykov B.M., Volozh Yu.A., Antipov M.P. et al. Kaspiiskii region: problema poiskov uglevodorodov na bol'shikh glubinakh, vozmozhnye puti ee resheniya [Caspian Region: issues of hydrocarbon prospecting at great depths and possible ways to solve them]. In: *Trudy ONGK*. Almaty; 2014. Issue 4. pp. 20–33. In Russ.
24. Kuandykov B.M. Osvoenie bol'shikh glubin [Development of great depths]. *Neft' i gaz*. 2015;(11):36–38. In Russ.
25. Azhgaliev D.K., Dzhangaparov Zh. Forecasting of perspective objects using geophysical data on the Paleozoic complex of Western Kazakhstan. *Izvestiya Natsional'noi akademii nauk Respubliki Kazakhstan. Seriya geologii i tekhnicheskikh nauk*. 2018;(3):240–249. In Russ.
26. Azhgaliev D.K. Devonian deposits – prospective direction of searching for oil and gas in the subsalt complex of the Caspian basin. *Georesources*. 2017;19(2):111–116. DOI: 10.18599/grs.19.2.4. In Russ.
27. Antipov M.P., Parasyna V.S., Bykadorov V.A. et al. The Caspian Sea Basin: Tectonic Events and Sedimentation at the Turn of the Early–Middle Carboniferous and the Formation of Oil and Gas Reservoirs. *Geotektonics*. 2019;(3):356–371. DOI: 10.1134/S0016852119030051. In Russ.



28. *Matloshinskii N.G.* Neftegazonosnost' devonskikh otlozhenii Prikaspiiskoi vpadiny [Oil and gas potential of Devonian deposits in Caspian Depression]. *Neft' i gaz.* 2013;(3):77–91. In Russ.
29. *Solov'ev B.A., Nemtsov N.K., Obryadchikov O.S. et al.* Model' geologicheskogo stroeniya Arman-Elementsskoi zony podnyatii na yugo-vostoke Prikaspiiskoi vpadiny [Arman-Elementsky zone of uplifts in south-east of Caspian Depression: model of geological structure]. *Geologiya nefti i gaza.* 1989;(2):22–26. In Russ.
30. *Turkov O.S., Nikolenko V.P., Volozh Yu.A. et al.* Opyt prognozirovaniya zon razvitiya neantiklinal'nykh lovushek v podsolevom komplekse yugo-vostoka Prikaspiiskoi vpadiny [Non-anticlinal traps in subsalt sequence of south eastern Caspian Depression: experience in prediction]. *Geologiya nefti i gaza.* 1992;(7):12–16. In Russ.

Информация об авторах

Ажгалиев Дулат Калимович

Кандидат геолого-минералогических наук,
старший преподаватель

НАО «Атырауский университет нефти и газа
имени Сафи Утебаева»,

060027 Республика Казахстан, Атырау,
ул. М. Баймуханова, д. 45А, корп. 2

e-mail: dulat.azhgaliev@gmail.com

ORCID ID: 0000-0001-9770-0473

Валиуллин Рим Абдуллович

Доктор технических наук,
профессор, академик РАЕН,
заведующий кафедрой

ФГБОУ «Башкирский государственный университет»,
450074 Республика Башкортостан, Уфа, ул. Заки Валиди, д. 32

e-mail: valra@geotec.ru

Габбасова Акмарал Кенесовна

Главный геолог

ТОО «Green Production»,

060027 Республика Казахстан, Атырау, ул. Кулманова, д. 111А

e-mail: gabbassova_87@mail.ru

Information about authors

Dulat K. Azhgaliev

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Senior Teacher

Atyrau University of Oil and Gas
named after Safi Utebaeva,

45A, Bldg. 2, ul. M. Baimukhanova, Atyrau,
060027, Kazakhstan

e-mail: dulat.azhgaliev@gmail.com

ORCID ID: 0000-0001-9770-0473

Rim A. Valiullin

Doctor of Technical Sciences, professor,
Member of the Russian Academy of Natural Sciences,
Head of Department

Bashkir State University,
32 ul. Zaki Validi, Ufa, 450074, Respublika Bashkortostan,

e-mail: valra@geotec.ru

Akmaral K. Gabbasova

Senior Geologist

Green Production,

111A ul. Kulmanova, Atyrau, 060027, Respublika Kazakhstan

e-mail: gabbassova_87@mail.ru

Oil and Gas

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

AUTOMATION & DIGITALIZATION CONFERENCE 2022

12th -14th Sep 2022

100% Virtual Event

Connect With 850+ Industry And Technology
Leaders To Discuss The Future Of Digital
Transformation.