

УДК 553.98:551.24(574.1)

DOI 10.31087/0016-7894-2023-2-53-61

Зональный прогноз нефтегазоносности Северного Устьурта

© 2023 г. | М.Н. Бабашева¹, В.Н. Бабашев¹, Ф.М. Куанышев², А.П. Пронин²¹ТОО «Timal Consulting Group», Атырау, Казахстан; babasheva.m@timal.kz; victor@timal.kz;²ТОО «КазКорРесерч», Атырау, Казахстан; f.kuanyshev@zhahancompany.kz; kcr@zhahancompany.kz

Поступила 20.01.2023 г.

Доработана 31.01.2023 г.

Принята к печати 07.02.2023 г.

Ключевые слова: *фации; материнская порода; источник нефти; палеоструктура; тектоническая активность; дизъюнктив; миграция; верхний палеозой; мезозой; нефтегазоносный комплекс; формирование залежи; модель; прогнозирование.*

Аннотация: Актуальность статьи обусловлена низкой эффективностью поисковых работ на Северном Устьурте при использовании традиционных способов оценки перспектив территории – выявления наличия пород-коллекторов, флюидоупоров, современных прогибов и обрамляющих поднятий, числа подготовленных локальных структур. Бытует мнение, что решающую роль при выборе объектов для поисковых работ играет районирование современного структурного плана мезозойских отложений. Наиболее привлекательны для поисковых работ валообразные поднятия, сопряженные с прогибами. Такой подход к оценке перспектив территории не может объяснить трендовое распределение выявленных месторождений — все открытые скопления нефти образуют два тренда достаточно строгого простирания: юго-восточного и субширотного. Направленное распределение месторождений по площади совпадает с простиранием верхнепалеозойских зон карбонатакопления, в том числе нижнепермь-каменноугольного карбонатного вала юго-восточного простирания, впервые выявленного авторами статьи на Северном Устьурте по данным изучения каменного материала, на склонах которого формировались верхнепалеозойские скопления нефти — источники нефти для открытых мезозойских залежей. Оценка роли мезозойского периода в формировании юрских залежей нефти выявила существенное влияние палеотектонической активности юрского периода, создававшей благоприятные предпосылки для вертикального перетока нефти из пород верхнего палеозоя в юрские ловушки. Впервые предлагается использовать палеогеографические и палеотектонические факторы как дискриминанты участков, где с высокой вероятностью можно ожидать открытия новых месторождений нефти, что позволяет минимизировать поисковые риски. Для казахстанского сектора Северного Устьурта составлена карта распределения нефтеносных участков, учитывающая реальные условия, необходимые для нефтенакпления в юрских отложениях — положение в плане наиболее вероятного источника нефти, механизм контакта юрских отложений с источником нефти.

Для цитирования: Бабашева М.Н., Бабашев В.Н., Куанышев Ф.М., Пронин А.П. Зональный прогноз нефтегазоносности Северного Устьурта // Геология нефти и газа. – 2023. – № 2. – С. 53–61. DOI: 10.31087/0016-7894-2023-2-53-61.

Northern Ustyurt: zonal forecast of oil and gas occurrence

© 2023 | M.N. Babasheva¹, V.N. Babashev¹, F.M. Kuanyshev², A.P. Pronin²¹LLP “Timal Consulting Group” Atyrau, Kazakhstan; babasheva.m@timal.kz; victor@timal.kz;²LLP “KazKorReserch”, Atyrau, Kazakhstan; f.kuanyshev@zhahancompany.kz; kcr@zhahancompany.kz

Received 20.01.2023

Revised 31.01.2023

Accepted for publication 07.02.2023

Key words: *facies; source rock; oil source; paleostructure; tectonic activity; fault; migration; Upper Palaeozoic; Mesozoic; Play; formation of accumulation; model; prediction.*

Abstract: Topicality of the work responds to the low prospecting efficiency on the Northern Ustyurt, where the common methods of the territory potential are being used (identification of reservoir rocks, impermeables, modern troughs with bounding uplifts), as well as number of local structures prepared. There is an opinion that zoning of the modern structural geometries if the Mesozoic deposits plays crucial role in exploration object selection. In terms of exploration, ridge-like uplifts associated with troughs are the most attractive. This approach to evaluation of the territory potential cannot explain the trend in the discovered field occurrence, namely: all the identified accumulations follow south-eastern or roughly EW trending course. These directions in field occurrence over the area coincides with the extension of Upper Palaeozoic carbonate accumulation zones, including the Lower Permian-Carboniferous carbonate swell of south-eastern strike. This structure was first identified by the authors in the Northern Ustyurt from the study of rock material. Upper Palaeozoic oil accumulations were formed on the slopes of the swell; they became the oil sources for the Mesozoic pools discovered. Judging about the role of the Mesozoic in formation of the Jurassic oil accumulations showed that the Jurassic paleotectonic activity was a favourable basis for vertical oil migration from the Upper Palaeozoic rocks into the Jurassic traps was critical. The authors are the first to propose using paleogeographic and paleotectonic features as factors for identifying areas having high probability of new oil field discovery, which allows minimizing exploration risks. Map of oil and gas bearing areas is created for

the Kazakhstani sector of the Northern Ustyurt, which takes into account the actual settings required for oil accumulation in Jurassic deposits, they are: position of most likely oil source; and mechanism of the Jurassic deposits contacting with an oil source.

For citation: Babasheva M.N., Babashev V.N., Kuanyshev F.M., Pronin A.P. Northern Ustyurt: zonal forecast of oil and gas occurrence. Geologiya nefi i gaza. 2023;(2):53–61. DOI: 10.31087/0016-7894-2023-2-53-61. In Russ.

Введение

Северо-Устыуртский бассейн рассматривался исследователями как привлекательный нефтепоисковый район. Такая оценка региона базировалась на стандартном наборе благоприятных геологических предпосылок, таких как повсеместное развитие регионально-нефтеносных среднеюрских и нижнемеловых отложений, широкое развитие в разрезах средней юры и нижнего мела пород-коллекторов и пород-флюидопоров, тектоническая дифференциация мезозойского комплекса с выделением прогнутых зон и обрамляющих поднятий — нефтесборных участков, значительное число выявленных локальных структур — локальных ловушек. Были также предположения о перспективности палеозойских и верхнетриасовых отложений Северного Устыурта [1], но относительно верхнепалеозойского комплекса существуют и противоположные представления, например, по мнению Ю.А. Воложа и др. [2], палеозойские (докунгурские) отложения из-за сложной структуры, наличия магматических пород, отсутствия надежных покрышек (раскрытости), отсутствия поровых коллекторов практически не представляют поискового интереса, выявление небольших по запасам месторождений нефти возможно в прогибах на глубинах, превышающих 6 км [3].

Основные условия формирования залежей нефти

В результате выполненных поисковых работ в регионе было выявлено только 5 нефтяных месторождений в юрских отложениях (Култук, Комсомольское, Каракудук, Арыстановское, Аккулковское), поэтому Северо-Устыуртский бассейн в последние 30–40 лет не вызывал поисково-разведочного интереса у недропользователей. И для этого были все основания: десятки пробуренных поисковых скважин, не давших положительного результата, обусловили пессимистичные представления о перспективах нефтегазоносности этого региона.

Открытие в последние годы залежей нефти в мезозойских отложениях на площадях Колбас и Тепке заставляет с оптимизмом смотреть на привлекательность Северного Устыурта для поисков новых месторождений нефти и газа, особенно при том, что дебиты нефти на площади Тепке по некоторым данным превышают 600 тыс. т/сут. Следует особо отметить, что выявленные новые месторождения (Колбас и Тепке) хорошо вписываются в тренды уже открытых скоплений нефти. Очевидно, что это не случайно и решение задачи выявления закономерностей размещения в пространстве месторождений нефти для минимизации поисковых рисков пред-

ставляется актуальной задачей. Классическая схема образования скоплений УВ (источник УВ — ловушка) представляется весьма перспективным логичным механизмом для решения этой задачи. Трендовое распределение выявленных мезозойских месторождений при ограниченной изученности таких доминантных факторов, как источники УВ, период реализации их потенциала, возраст и эволюция локальных ловушек, пути сообщения ловушек с источниками нефти и газа, позволяет выделить два важных фактора зонального прогноза:

- 1) присутствие источника нефти;
- 2) наличие механизма сообщения локальной ловушки с источником нефти.

Из накопленных фактических данных важнейшими для понимания истории формирования выявленных скоплений нефти представляются следующие.

1. В триасовых отложениях не открыто ни одного месторождения. Бесперспективность триасового комплекса обусловлена главным образом отсутствием пород-коллекторов промышленных кондиций в отложениях нижнего – среднего триаса, развитых повсеместно. Основная масса изученных образцов пород-коллекторов нижнего – среднего триаса имеет открытую пористость ниже или близко к нижнему граничному порогу (10 % и меньше). Верхнетриасовые образования, содержащие пласты пород с повышенными фильтрационно-емкостными свойствами, развиты спорадически (в опущенных зонах).

2. Выявленные залежи нефти приурочены к юрским и меловым горизонтам.

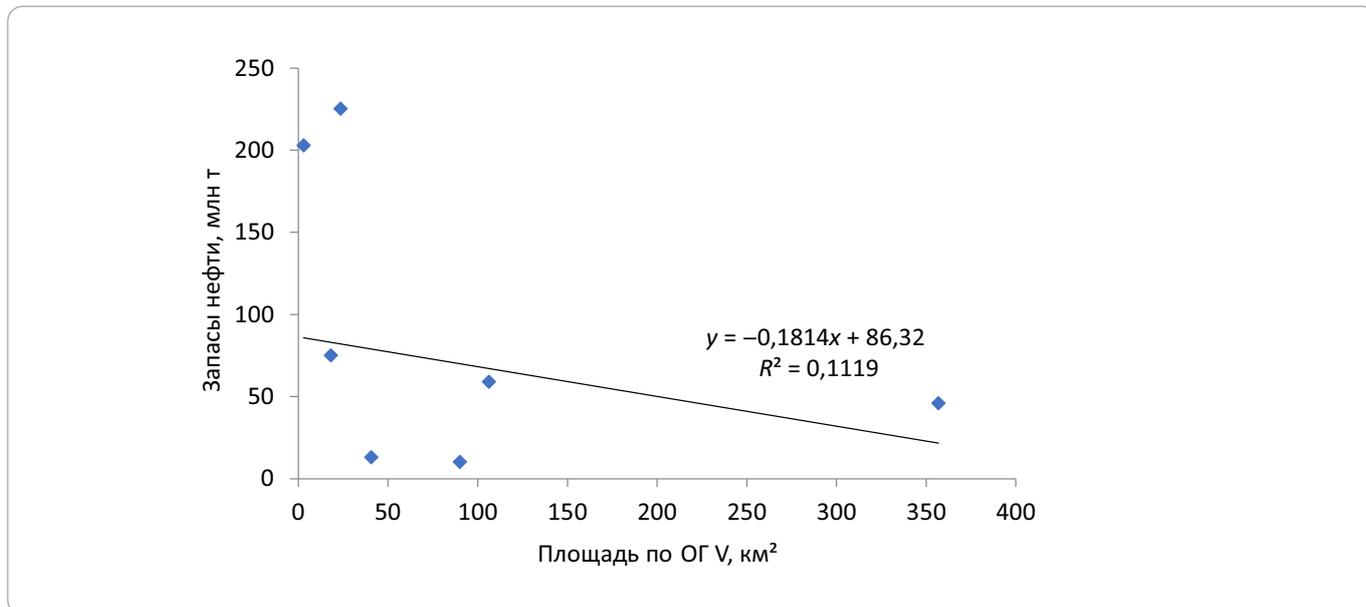
3. Все открытые месторождения связаны с ловушками, осложненными тектоническими нарушениями.

4. Запасы нефти выявленных месторождений не зависят от площади продуктивных локальных структур, более того, наблюдается обратная зависимость (рис. 1).

5. Отмечается устойчивая связь стратиграфического положения в разрезе нефтевмещающих пластов с периодом тектонической активизации. Все юрские нефтяные залежи связаны с ловушками, где дизъюнктивы погребены меловым комплексом пород (Арыстановское, Каракудук, Тепке), при наличии тектонических нарушений мелового комплекса пород основные запасы нефти сосредоточены в меловых горизонтах (Колбас).

6. Континентальный характер триасовых и нижне-среднеюрских отложений, что обусловило их бедный нефтематеринский потенциал.

Рис. 1. Зависимость запасов нефти от площади ловушки по отражающему горизонту (ОГ) V (Северный Устюрт)
Fig. 1. Oil resources as a function of trap acreage for V Reflector (Northern Ustyurt)



7. Доказанная генетическая связь мезозойских нефтей Бузачинского поднятия с верхнепалеозойскими отложениями примыкающего юго-востока Прикаспийской впадины (Турков О.С. и др., 1998). Также единый источник газа установлен по данным изучения состава газа в палеозойских и юрских коллекторах в юго-восточной (узбекской) части Северного Устюрта.

8. Модель прогрева осадочных комплексов Северного Устюрта показывает незначительную роль мезозойских пород в насыщении нефтью выявленных залежей.

Изложенные фактические данные заставляют задуматься о ключевой роли в образовании выявленных мезозойских залежей нефти на Северном Устюрте верхнепалеозойского комплекса пород как источника нефти. В связи с этим задача определения характера и фациального районирования верхнепалеозойского комплекса отложений приобретает конкретные очертания, а именно: выделение контуров фациальных зон, где аккумуляровались потенциально нефтематеринские породы и отложения, благоприятные для образования верхнепалеозойских ловушек и первичных скоплений УВ — вероятных источников нефти для формирования юрско-меловых залежей при благоприятных предпосылках для вертикального перетока. Необходимо подчеркнуть, что верхнепалеозойские отложения северной части Туранской плиты, примыкающей с юга к Прикаспийскому бассейну, до настоящего времени являются «вещью в себе». Распространена версия, что нижняя часть мезозойского комплекса Туранской плиты входит в состав переходного пермотриасового комплекса [4, 5], накопленного в период переходного этапа развития от геосинклинального к платформенному, платформенный комплекс пород начинается с юрских отложений.

Неоднозначное представление о характере пород верхнего палеозоя в казахстанском секторе Северного Устюрта вызвано слабой изученностью его разреза, вскрытого двумя скважинами — Елигажи-1 и ARL NW-1. Учитывая это обстоятельство, для генерализации модели распределения фаций и типов разрезов верхнепалеозойского комплекса в северной части Туранской плиты авторы статьи исследовали каменный материал (образцы керна и шлама) по широкому контуру пограничной зоны сочленения Прикаспийской впадины и Туранской плиты. Были изучены разрезы скважин, пробуренных на участке Жемчужины в акватории Каспийского моря, в Бузачинской зоне и, собственно, на Северном Устюрте (рис. 2–4).

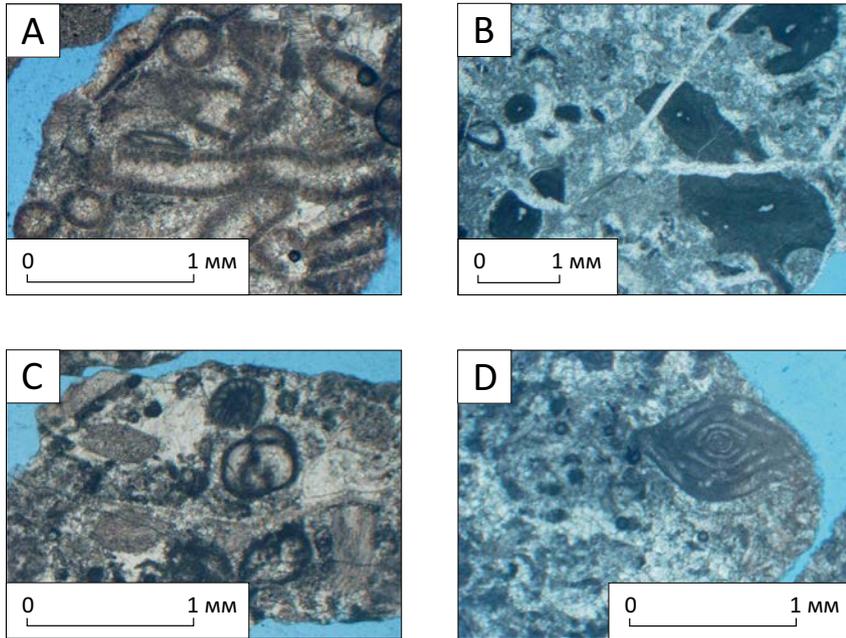
Полученные результаты не только подтвердили существование зоны карбонатакопления субширотного простираения в пограничной зоне, фрагменты которой были установлены на Северо-Каспийском поднятии и Бузачах [6, 7], но и позволили выявить протяженный карбонатный вал юго-восточного простираения на Северном Устюрте.

По данным выполненных исследований на Северном Устюрте прогнозируется две верхнепалеозойские палеогеографические зоны: обширная зона осадков глубоководного генезиса и валообразная зона накопления мелководных карбонатных пород (рис. 5).

Относительно глубоководные фациальные зоны верхнего палеозоя, занимающие большую часть территории Северного Устюрта, обладают высоким материнским потенциалом и создают благоприятную обстановку для формирования скоплений УВ в ловушках мелководной зоны.

Выделенные зоны накопления мелководных карбонатных комплексов, включая рифогенные отложения и склоновые осадки, имеют все предпо-

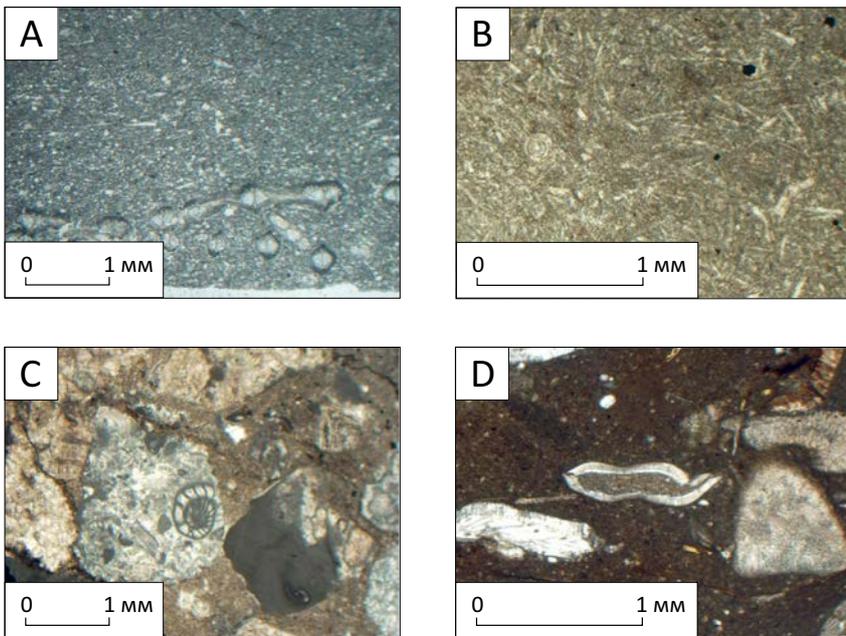
Рис. 2. Типы известняков палеозойских отложений блока Жемчужины
Fig. 2. Types of Palaeozoic limestone in the Zhemchuzhiny Block



A — грейнстоун с водорослями березелла, скв. Хазар-1, глубина 2085 м, B — баундстоун с водорослями тубифитес, скв. Ауэзов-1, глубина 2460 м, C — грейнстоун, скв. Тулпар-1, глубина 2360 м, D — грейнстоун, скв. Нарын-1, глубина 1675 м

A — grainstone with Berezella algae, Khazar-1 well, depth 2085 m, B — boundstone with Tubiphytes algae, Auevov-1 well, depth 2460 m, C — grainstone, Tulpar-1 well, depth 2360 m, D — grainstone, Naryn-1 well, depth 1675 m

Рис. 3. Типы известняков палеозойских отложений п-ова Бузачи
Fig. 3. Types of Palaeozoic limestone of the Buzachi Peninsula



A — мадстоун с фрагментами мшанок, скв. Восточный Каратурун-П-1, интервал 3496–3508 м, B — вакстоун со спикулами губок, скв. Восточный Каратурун-П-1, глубина 3454–3468 м, C — пакстоун с обломками известняков, скв. Северные Бузачи-7, глубина 2430–2435 м, D — мадстоун с члениками криноидей и раковинами остракод, скв. Арман-П-1, глубина 3306–3333 м

A — mudstone with bryozoan fragments, Eastern Karaturun-P-1 well, 3496–3508 m interval, B — wackestone with sponge spicules, Eastern Karaturun-P-1 well, 3454–3468 m interval, C — packstone with limestone fragments, Norhten Buzachi-7 well, 2430–2435 m interval, D — mudstone Crinoidea columnals and ostracode shells, Arman-P-1 well, 3306–3333 m interval

Рис. 4. Типы известняков палеозойских отложений скв. Елигажи-1
Fig. 4. Types of Palaeozoic limestone from Yeligazhi-1 well

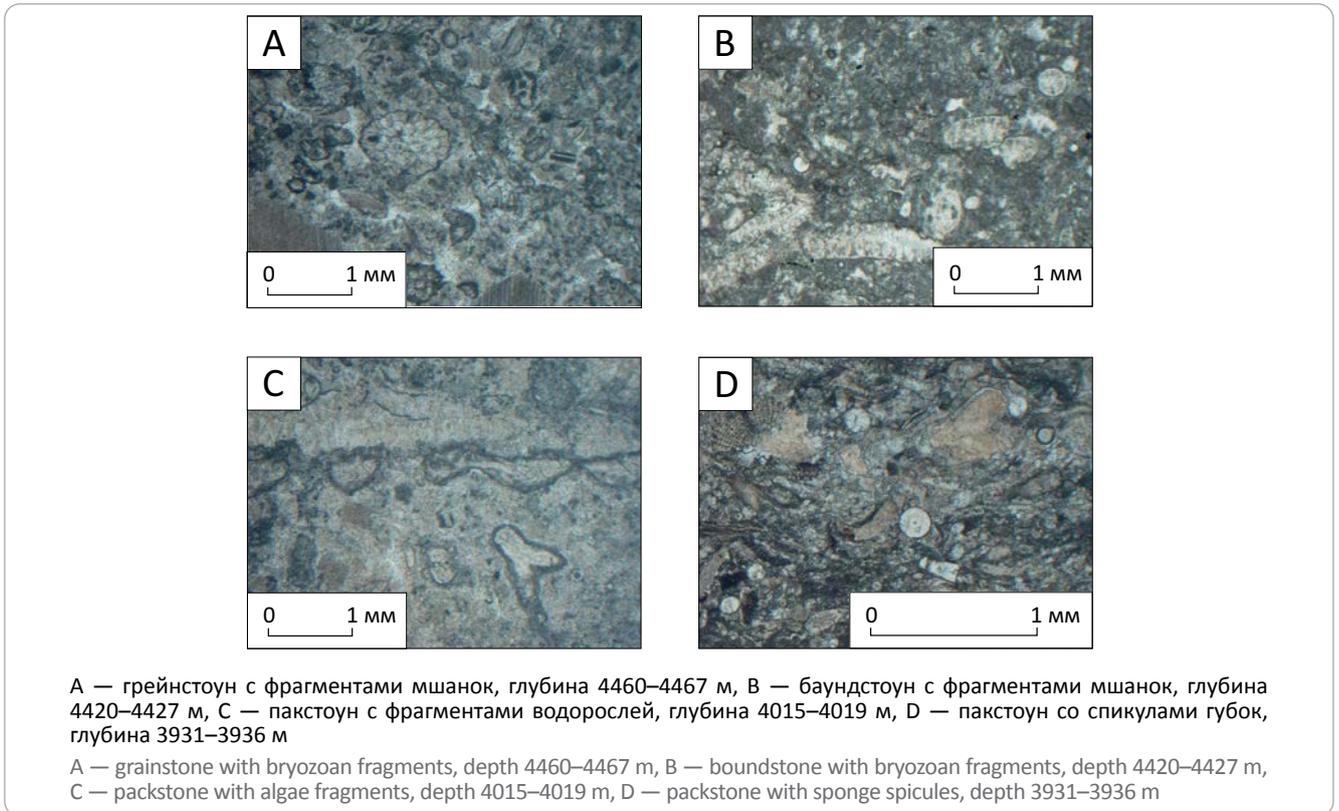
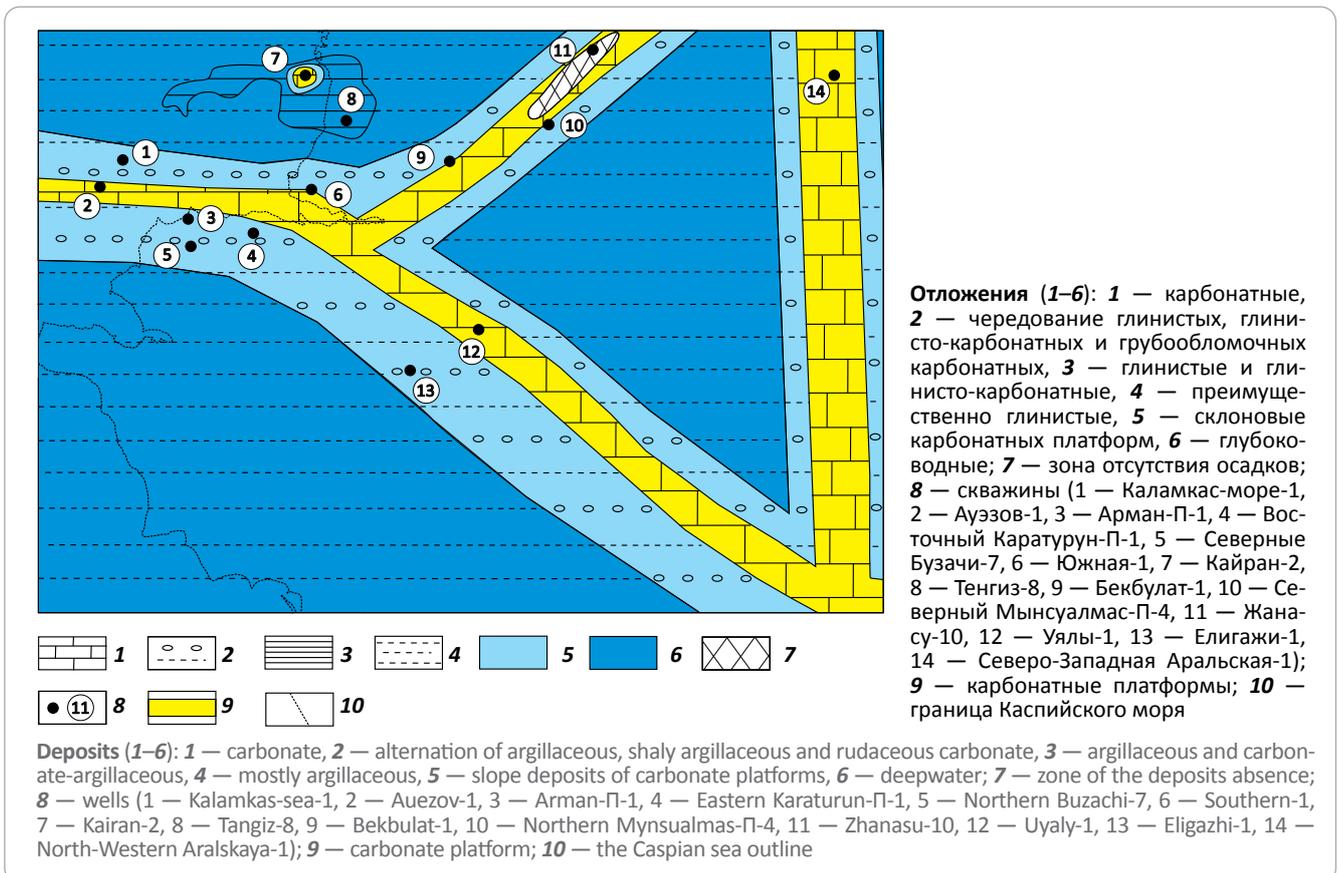


Рис. 5. Карта распределения фаций нижнепермского комплекса зоны сочленения Прикаспийской впадины и Северного Устюрта
Fig. 5. Map of Lower Permian facies occurrence in the zone of the Caspian depression and Northern Ustyurt joint



сылки для формирования палеозойских ловушек и первичных скоплений нефти.

Распознавание перспективных зон

По данным узбекских исследователей, в южной части Северного Устюрта, на Куаныш-Коскалинском (Аламбекском) валу, разделяющем Барсакельмесский и Судочий прогибы, на ряде структур из каменноугольных отложений получены притоки нефти и газа [8]. Например, в скв. Каракудук-1 (Узбекистан) из кавернозных известняков нижнего карбона (интервал перфорации 3654–3722 м), перекрытых небольшой пачкой красноцветных глин пермского возраста, в результате испытания было получено 6,5 м³ нефти и 12,5 м³ воды.

Наличие твердого битума в порах пород поздне триасового возраста, изученных авторами статьи, свидетельствует о вертикальной миграции палеозойской нефти в мезозойские отложения на ранних стадиях их накопления до образования надежного флюидоупора.

Насыщение верхнетриасовых пород-коллекторов нефтью из палеозойских отложений возможно при контакте резервуара с источником нефти в поздне триасовое время, на этапе активной фазы развития тектонического и нефтеобразовательного процессов. Преимущественно глинистый состав и низкие значения пористости и проницаемости отложений нижнего и среднего триаса, спорадическое развитие отложений верхнего триаса делают невозможным или маловероятным латеральную миграцию нефти в мезозойских отложениях.

Подъем и размыв отложений триаса в предюрский период привели к разрушению первых мезозойских скоплений нефти.

Относительная тектоническая пассивность в мезозой-кайнозойское время, благодаря удаленности от альпийской складчатой области, несомненно, отрицательно сказалась на интенсивности миграции нефти из палеозойских толщ в мезозойские. Очевидно, что благоприятные условия для насыщения пластов-коллекторов юрского и мелового комплексов в результате вертикальной миграции нефти могли возникнуть на участках дизъюнктивной тектонической активности, в результате которой происходило перераспределение УВ по разрезу, главным образом из каменноугольно-нижнепермских ловушек в юрские и (или) меловые нефтегазоносные комплексы, в зависимости от времени, интенсивности и продолжительности развития тектонических нарушений — каналов миграции нефти.

Напрашивается вывод, что для Северного Устюрта актуально влияние времени проявления тектонической активности на распределение по разрезу мигрирующей нефти.

Суммируя полученные выводы, можно определить модель формирования залежей нефти на Северном Устюрте в формализованном виде.

1-й этап — триасовый период. Верхнепалеозойские материнские породы достигли зоны «нефтяного окна», мигрирующая масса нефти, образованная в палеозойских глубоководных породах, аккумулируется в ловушках сопряженных участков развития мелководных отложений и склонов палеоподнятий. На тектонически активных участках, где развивались дизъюнктивные дислокации, осложняющие палеозой-триасовый комплекс, происходило частичное перераспределение по разрезу образованных скоплений нефти. Об этом свидетельствует присутствие твердого битума в породах верхнего триаса на месторождениях Мунайбай, Култук, Ауэзов, где содержание твердого битума в порах достигает 10–15 %, местами 30 %.

2-й этап — юрский период. На участках тектонической активности с развитием дизъюнктивной дислокации пород формирующиеся ловушки в юрском комплексе заполнились нефтью из палеозойских скоплений. Материалы корреляционного анализа подтверждают решающее влияние тектонических нарушений на размещение выявленных скоплений нефти по разрезу.

Из вышесказанного следует, что положительные палеотектонические структурные элементы отложений верхнего палеозоя, благоприятные для формирования палеозойских скоплений нефти, участки, испытавшие восходящие движения в юрский период, определяют распределение по площади нефтяных залежей в мезозойском комплексе.

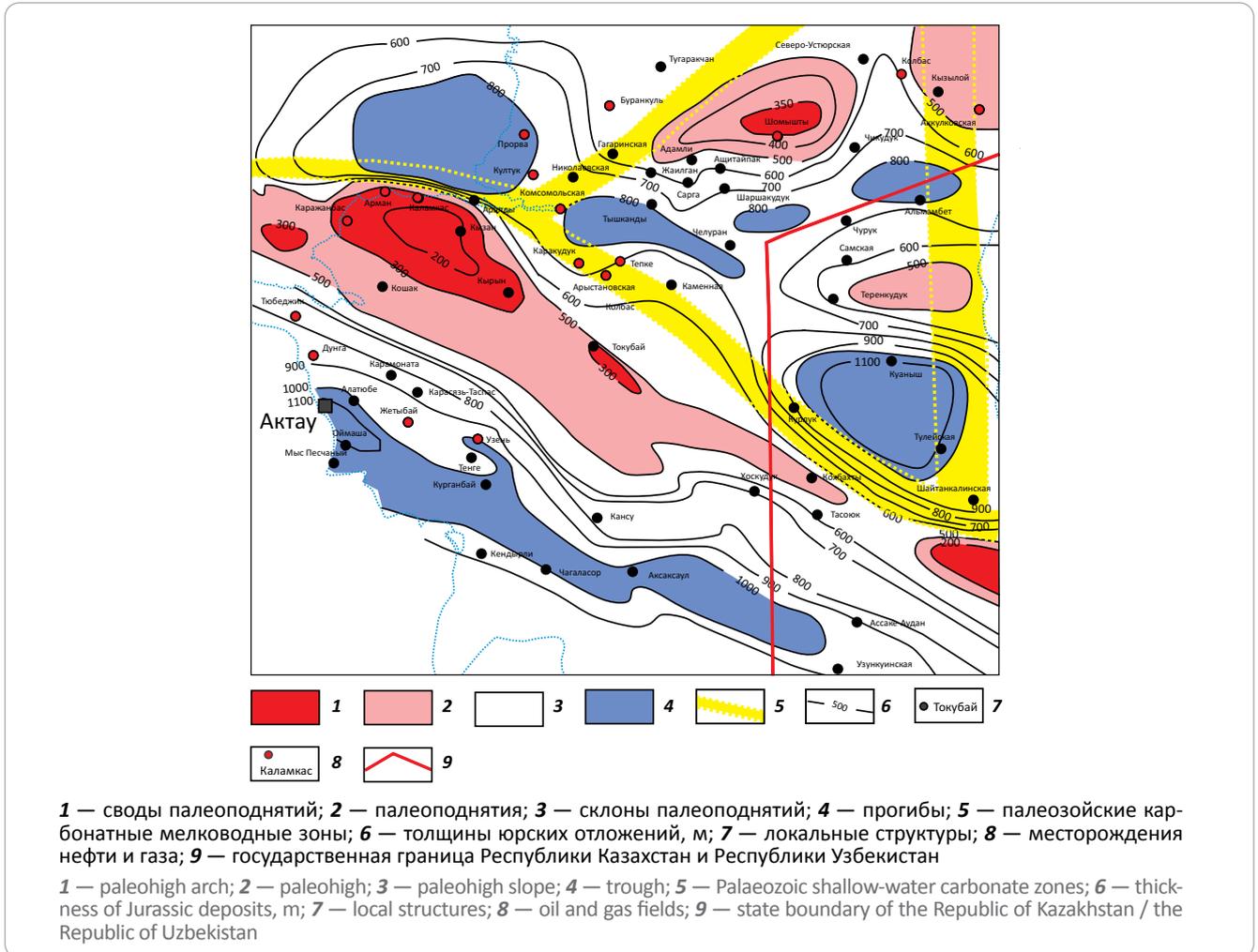
Дальнейшее развитие нефтяных систем связано с вертикальным перемещением скоплений нефти вверх по разрезу по формирующимся тектоническим нарушениям.

В упрощенной форме проблема выявления привлекательных для поисковых работ юрско-меловых зон сводится к определению участков, соответствующих в плане зоне возможного развития каменноугольно-нижнепермских ловушек (верхнепалеозойские палеоподнятия и их склоны), выступающих в качестве источников нефти, и участков, тектонически активных в юрское и последующее время.

Одним из главных инструментов оценки уровня тектонической активности и динамических напряжений в послетриасовое время является анализ распределения толщин юрских отложений, учитывая тот факт, что на начало юрского периода поверхность триасового комплекса достигла пенепленизированного состояния. Как видно из распределения толщин юрского комплекса, определяемого по разнице глубин залегания сейсмических ОГ III — кровли юрского комплекса и V — поверхности триасового комплекса и отражающего степень дислокации доюрских и юрских отложений в предмеловой период (рис. 6), четко выделяются участки активного тектонического роста, характеризующиеся толщинами отложений юры 200–300 м.

Участки высокого палеогипсометрического положения юрского бассейна обрамляются обширной

Рис. 6. Схема распределения толщин юрского комплекса Северного Устьюрта
 Fig. 6. Scheme of the Jurassic sequence depth in the Northern Ustyurt



зоной погружения (центральная часть Северного Устьюрта), где толщина юрских отложений достигает 700–1100 м. Все выявленные месторождения нефти на Северном Устьюрте приурочены к склонам палеоподнятий, сформированных в юрский период (см. рис. 6). При сопоставлении палеоструктур нижней перми и юрского периода напрашивается вывод о достаточно сильном влиянии палеотектонических условий в верхнем палеозое на палеогеографию юрского бассейна — зона прогибания, охватывающая центральную зону Северного Устьюрта, в плане соответствует зоне накопления глубоководных отложений в раннепермский период, палеосводы юрского комплекса тяготеют к зонам предполагаемого накопления мелководных осадков верхнего палеозоя.

Таким образом, широкое развитие пород-коллекторов и пород-флюидоупоров в разрезах нефтеносных среднеюрских и нижнемеловых отложений, современная тектоническая дифференциация мезозойского комплекса, выявленные локальные структуры не являются характерными признаками. Предлагаемая модель распознавания перспективных участков для поисков мезозойских место-

рождений нефти на Северном Устьюрте позволяет выявить по сейсмическим материалам нефтеперспективные зоны, тектонически активные в юрский период, осложненные дизъюнктивами и соответствующие в плане верхнепалеозойским палеоподнятиям и их склонам (рис. 7).

Выводы

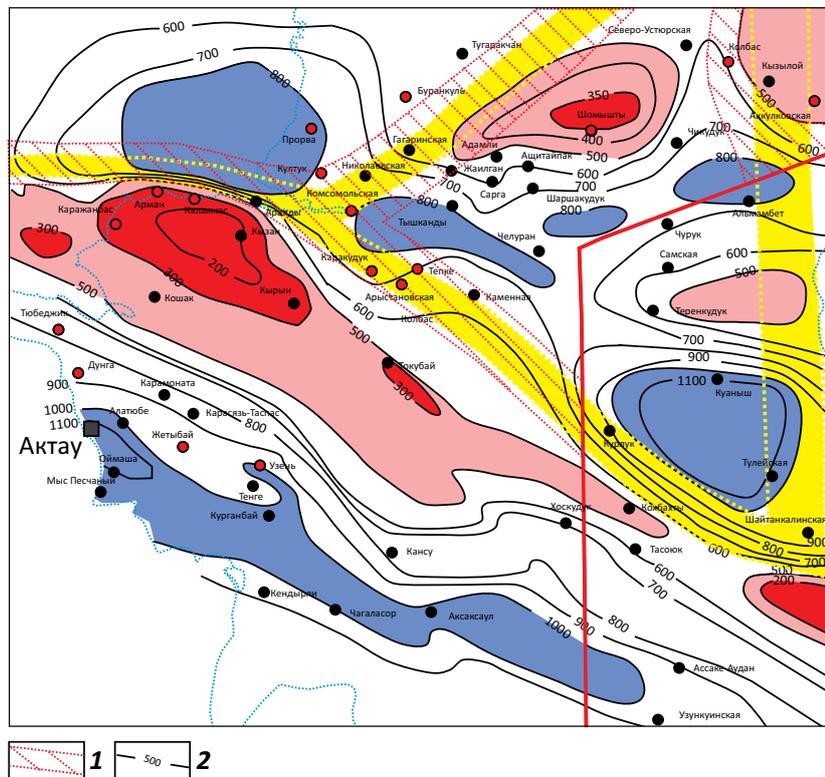
1. Очаги генерации нефти на Северном Устьюрте — верхнепалеозойские депрессионные зоны, мелководные отложения — обладают ограниченным материнским потенциалом, мезозойский комплекс пород можно не рассматривать как источник нефти, учитывая континентальный характер осадков триасового и юрского периодов до келловоя.

2. Время начала образования и активной эмиграции нефти из среднекаменноугольных и нижнепермских материнских отложений — триасовый период, определенный по результатам моделирования бассейна Северного Устьюрта.

3. Палеоподнятия в верхнепалеозойском бассейне и их склоны, сопряженные с депрессионными зонами — благоприятные участки для формирования палеозойских скоплений нефти.



Рис. 7. Карта нефтеперспективных зон мезозойского комплекса Северного Устьурта (казахстанская часть)
Fig. 7. Map of oil promising zones in the Mesozoic sequence of the Northern Ustyurt (the Kazakhstan part)



1 — перспективные зоны мезозойского комплекса; **2** — изопакиты юрского комплекса, м
 Остальные усл. обозначения см. на рис. 6

1 — promising zones of the Mesozoic sequence; **2** — the Jurassic sequence isopachs, m
 For other Legend items see Fig. 6

4. Источники нефти для формирования мезозойских залежей нефти — локальные скопления нефти в позднем палеозое.

5. Пути миграции нефти в мезозойские ловушки — тектонические нарушения в периоды тектонической активности (среди продуктивных ловушек отсутствуют локальные структуры, не осложненные тектоническими нарушениями).

6. Время поступления нефти в мезозойские ловушки — время образования тектонических нарушений. Отмечено, что если дизъюнктивные дислокации осложняют только юрский комплекс,

залежи нефти выявлены в юрских отложениях (месторождения Каракудук, Тепке, Арыстановское), если нарушения проникают в меловой комплекс — основные разведанные запасы нефти связаны с меловыми горизонтами (месторождения Аккулковское, Колбас).

7. Регионально-нефтеосны только юрский и меловой комплексы, возможно, нефтеосны отложения верхнего триаса и верхнего палеозоя.

8. Нижне- и среднетриасовые комплексы не представляют поискового интереса.

Литература

1. Волож Ю.А., Быкадоров В.А., Антипов М.П., Парасына В.С., Рыбальченко В.В., Огородников И.В. Палеозойские и триасовые отложения Устьурта (сейсмостратиграфия, палеогеография, нефтегазоносность) // Бюл. МОИП. Отд. геол. — 2011. — Т. 86. — Вып. 2. — С. 47–65.
2. Липатова В.В., Волож Ю.А., Воцалевский Э.С., Кривонос В.Н., Николенко В.П. Доюрский комплекс Северного Устьурта и полуострова Бузачи // Тр. ВНИГНИ. — Вып. 254. — М., 1985. — 133 с.
3. Бабаджанов Т.Л., Кунин Н.Я., Лук-Зильберман В.И. Строение и нефтегазоносность глубоко погруженных комплексов Средней Азии по геофизическим данным. — Ташкент: ФАН, 1986. — 184 с.
4. Летавин А.И. Фундамент молодой платформы юга СССР. — М.: Наука, 1978. — 150 с.
5. Бененсон В.А., Кунин Н.Я., Морозова М.Н. Палеозойские отложения пограничных районов Туранской и Русской плит (геоструктура и нефтегазоносность). — М.: Наука, 1978. — 102 с.

6. *Пронин А.П., Шестоперова Л.В.* Литолого-стратиграфическая характеристика доюрских отложений Северо-Каспийского поднятия // Недра Поволжья и Прикаспия. – 2019. – Вып. 99. – С. 35–47. DOI: 10.24411/1997-8316-2019-19902.
7. *Пронин А.П., Шестоперова Л.В., Мунара А.М.* Перспективы нефтегазоносности доюрских отложений северного склона Бузачинского поднятия // Нефть и газ. – 2021. – № 5. – С. 34–45. DOI: 10.37878/2708-0080/2021-5.02.
8. *Гафаров Н.А., Гулев В.Л., Карнаузов С.М., Соколов В.И., Гризик А.Я., Заболотная Ю.И., Крылов Н.А., Кучеря М.С.* Новый взгляд на перспективы нефтегазоносности Восточного Устюрта. – М. : Недра, 2010. – 261 с.

References

1. *Volozh Yu.A., Bykadorov V.A., Antipov M.P., Parasyina V.S., Rybal'chenko V.V., Ogorodnikov I.V.* Paleozoiskie i triasovye otlozheniya Ustyurta (seismostratigrafiya, paleogeografiya, neftegazonosnost') [Paleozoic and Triassic deposits of Ustyurt (seismostratigraphy, paleogeography, oil and gas potential)]. *Byul. MOIP. Otd. geol.* 2011;86(2):47–65. In Russ.
2. *Lipatova V.V., Volozh Yu.A., Votsalevskii Eh.S., Krivonos V.N., Nikolenko V.P.* Doyurskii kompleks Severnogo Ustyurta i poluostrova Buzachi [Pre-Jurassic Complex of Northern Ustyurt and the Buzachi Peninsula]. In: Tr. VNIGNI. Vyp. 254. Moscow, 1985. 133 p. In Russ.
3. *Babadzhanov T.L., Kunin N.Ya., Luk-Zil'berman V.I.* Stroenie i neftegazonosnost' gluboko pogruzhennykh kompleksov Srednei Azii po geofizicheskim dannym [Structure and oil and gas potential of deep-immersed complexes of Central Asia according to geophysical data]. Tashkent: FAN; 1986. 184 p. In Russ.
4. *Letavin A.I.* Fundament molodoi platformy yuga SSSR [Foundation of the young platform in the south of the USSR]. Moscow: Nauka; 1978. 150 p. In Russ.
5. *Benenson V.A., Kunin N.Ya., Morozova M.N.* Paleozoiskie otlozheniya pogranychnykh raionov Turanskoi i Russkoi plit (geostruktura i neftegazonosnost') [Paleozoic deposits of the border regions of the Turan and Russian plates (geostructure and oil and gas potential)]. Moscow: Nauka; 1978. 102 p. In Russ.
6. *Pronin A.P., Shestoperova L.V.* Lithological and stratigraphic characteristics of the pre-Jurassic deposits of the North Caspian uplift. *Nedra Povolzh'ya i Prikaspiya.* 2019;(99):35–47. DOI: 10.24411/1997-8316-2019-19902. In Russ.
7. *Pronin A.P., Shestoperova L.V., Munara A.M.* Oil-and-gas potential of the pre-Jurassic deposits of the Northern slope of the Buzachinsky uplift. *Neft' i gaz.* 2021;(5):34–45. DOI: 10.37878/2708-0080/2021-5.02. In Russ.
8. *Gafarov N.A., Gulev V.L., Karnaukhov S.M., Sokolov V.I., Grizik A.Ya., Zabolotnaya Yu.I., Krylov N.A., Kucherya M.S.* Novyi vzglyad na perspektivy neftegazonosnosti Vostochnogo Ustyurta [A new look at the oil and gas potential of Eastern Ustyurt]. Moscow: Nedra; 2010. 261 p. In Russ.

Информация об авторах

Бабашева Мансия Нурғалиевна

Заместитель директора, кандидат технических наук
 ТОО «Тимал Консалтинг групп»,
 063709 Республика Казахстан, Атырау, мкр-н Нурсая,
 пр-т Елорда, стр. 33
 e-mail: babasheva.m@timal.kz

Бабашев Виктор Нурғалиевич

Директор, кандидат технических наук
 ТОО «Тимал Консалтинг групп»,
 050059 Республика Казахстан, Алматы, пр-т Аль-Фараби 7,
 корп. 5
 e-mail: victor@timal.kz

Куанышев Фарухат Муханович

кандидат геолого-минералогических наук
 ТОО «КазКорРесерч»,
 060026 Республика Казахстан, Атырау, Северная промзона, д. 32
 e-mail: f.kuanyshev@zhahancompany.kz

Пронин Алексей Петрович

Менеджер
 ТОО «КазКорРесерч»,
 060026 Республика Казахстан, Атырау, Северная промзона, д. 32
 e-mail: kcr@zhahancompany.kz
 ORCID ID: 0000-0002-1285-5255

Information about authors

Mansiya N. Babasheva

Deputy Director, Candidate of Technical Sciences
 LLP "Timal Consulting Group",
 Building 33, mkr. Nursaya, prospect Yelorda, Atyrau,
 063709, Kazakhstan
 e-mail: babasheva.m@timal.kz

Viktor N. Babashev

Director, Candidate of Technical Sciences
 LLP "Timal Consulting Group",
 7, building 5A, prospect Al-Farabi, Almaty,
 050059, Kazakhstan
 e-mail: victor@timal.kz

Farukhat M. Kuanyshev

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences
 LLP "KazKorReserch",
 32, Severnaya promzona, Atyrau, 060026, Kazakhstan
 e-mail: f.kuanyshev@zhahancompany.kz

Aleksei P. Pronin

Manager
 LLP "KazKorReserch",
 32, Severnaya promzona, Atyrau, 060026, Kazakhstan
 e-mail: kcr@zhahancompany.kz
 ORCID ID: 0000-0002-1285-5255