

УДК 553.9; 550.8 (470.54/.56+57)

DOI 10.47148/0016-7894-2024-5-89-104

## Строение и нефтегазоносность фаменско-нижнекаменноугольных отложений Южного Зауралья (Кустанайская седловина)

© 2024 г. | В.А. Быкадоров, М.П. Антипов, А.А. Ткачева

Геологический институт РАН, Москва, Россия; vbykadorov@yandex.ru; mpantipov@yandex.ru; a.a.tkacheva1@yandex.ru

Поступила 12.04.2024 г.

Доработана 15.04.2024 г.

Принята к печати 25.05.2024 г.

**Ключевые слова:** Южное Зауралье; Боровская зона; Вагай-Ишимская зона; фаменско-нижнекаменноугольные отложения; структура; история развития; коллекторы; нефтепроявления; перспективы нефтегазоносности.

**Аннотация:** Длительные нефтепоисковые работы в Южном Зауралье на Кустанайской седловине оказались безрезультатными. Несмотря на это в ряде последних публикаций нефтегазоносность палеозойских отложений этого региона оценивается как высокоперспективная. Это обосновывается наличием нефтепроявлений, недостаточной изученностью сейсморазведкой, сходством разрезов палеозоя региона с Предуральем, наличием залежей нефти в палеозойских отложениях Западной Сибири. На основании всестороннего анализа накопленных материалов в статье показана необоснованность таких представлений. Проявления нефти и газа установлены в фаменско-нижнекаменноугольных отложениях Боровской и Вагай-Ишимской зон площадью 15 и 10 тыс км<sup>2</sup>. Обе зоны располагались в обширном задуговом бассейне на активной окраине Казахстанского микроконтинента в тылу Валерьяновской вулканической дуги. В этом бассейне в шельфовых условиях имелись условия для первоначального нефтегазонакопления. Но последующая активная «жизнь» региона привела к разрушению гипотетических залежей. В течение среднего карбона – ранней перми шли коллизионные процессы с горообразованием, магматизмом и последующей интенсивной денудацией вплоть до турона. Палеозойские породы Боровской и Вагай-Ишимской зон смяты в узкие линейные складки с крутыми углами падения. Возможные нефтегазоносные пласти выведены на домеловую эрозионную поверхность и разбиты многочисленными разломами. Из-за вторичных процессов минералообразования отсутствуют коллекторы, а также и надежные покрышки. Разрушенная залежь нефти установлена на Новонежинской площади. Это нефтепроявление в некоторых работах именуется месторождением. Нефть там запечатана вторичным кальцитом в отдельных гнездах. Испытания двух скважин показали, что извлечение нефти возможно только путем разрушения породы или с применением соляно-кислотных ванн. Следует также отметить, что залежи нефти в выступах палеозойских отложений в Западной Сибири и в Южном Тургае обязаны вышележащим юрским нефтегазоматеринским породам. В Южном Зауралье выступы палеозойских отложений перекрыты пестроцветными породами верхнего мела с очень низким коэффициентом газонасыщения. Таким образом, палеозойские отложения Южного Зауралья не могут быть отнесены в разряд нефтегазоперспективных объектов.

Для цитирования: Быкадоров В.А., Антипов М.П., Ткачева А.А. Строение и нефтегазоносность фаменско-нижнекаменноугольных отложений Южного Зауралья (Кустанайская седловина) // Геология нефти и газа. – 2024. – № 5. – С. 89–104. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-5-89-104.

Финансирование: Исследования проведены в рамках государственного задания ФГБУН ГИН РАН.

## Famennian-Lower Carboniferous deposits of Southern Trans-Urals (Kustanaisky saddle): architecture and hydrocarbon potential

© 2024 | В.А. Bykadorov, М.П. Antipov, А.А. Tkacheva

Geological Institute of Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; vbykadorov@yandex.ru; mpantipov@yandex.ru; a.a.tkacheva1@yandex.ru

Received 12.04.2024

Revised 15.04.2024

Accepted for publication 25.05.2024

**Key words:** Southern Trans-Urals; Borovsky zone; Famennian-Lower Carboniferous deposits; structure; evolution history; reservoir; oil show; petroleum potential.

**Abstract:** Long-term oil exploration activities in Kustanaisky saddle of Southern Trans-Urals turned out to be unsuccessful. Nevertheless, hydrocarbon potential of the Palaeozoic sediments of this region is assessed as highly promising in a number of recent publications. The argumentation is: presence of oil shows; insufficient seismic exploration maturity; similarity of Southern Trans-Urals and Pre-Urals Palaeozoic sections; existence of oil accumulations in West Siberian Palaeozoic formations. On the basis of a comprehensive analysis of the accumulated materials, the authors show the weakness of these views. Oil and gas shows were observed in Famennian-Lower Carboniferous deposits of Borovsky and Vagai-Ishimsky zones (areas of 15 and 10 thousand km<sup>2</sup>). Both zones are situated in a large backarc basin on the active margin of the Kazakhstan



microcontinent to the rear of the Valer'yanovsky volcanic arc. In this basin, there were conditions favourable for early oil and gas accumulation in a shelf settings. However, the subsequent "active life" of the region caused destruction of hypothetical accumulations. Collision processes accompanied by orogenesis, magmatism, and subsequent intensive denudation occurred during Middle Carboniferous – Early Permian up to Turonian. Palaeozoic rocks of Borovsky and Vagai-Ishimsky zones are bent into narrow linear folds dipping at high angles. Potential oil and gas bearing beds were brought to the pre-Cretaceous erosion surface and were broken by numerous faults. Reservoirs and reliable seals are lacking because of the processes of secondary mineral formation. A fractured oil accumulation was observed in Novonezhinsky area. This oil show is referred to as a field in some works. Oil is sealed in separate nests with secondary calcite. Testing of two wells showed that oil recovery is possible only by rock destruction or acid treatment. It should be noted that oil accumulations in Palaeozoic uplifts of Western Siberia and Southern Turgai owe their existence to the overlying Jurassic source rocks. Palaeozoic uplifts in Southern Trans-Urals are overlapped by variegated Upper Cretaceous rocks having very low gas saturation coefficient. Thus, the Palaeozoic deposits of Southern Trans-Urals cannot be classified as oil and gas promising objects.

*For citation: Bykadorov V.A., Antipov M.P., Tkacheva A.A. Famennian-Lower Carboniferous deposits of Southern Trans-Urals (Kustanaisky saddle): architecture and hydrocarbon potential. *Geologiya nefti i gaza*. 2024;(5):89–104. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-5-89-104. In Russ.*

*Funding: The research was conducted within the framework of the state assignment of the Federal State Budgetary Scientific Institution Geological Institute of the Russian Academy of Sciences.*

## Введение

В тектоническом отношении Южное Зауралье охватывает Кустанайскую седловину с глубинами залегания палеозойских отложений 200–500 м, перекрытых песчано-глинистыми образованиями верхнего мела – палеогена. Седловина разделяет Западно-Сибирскую и Южно-Тургайскую впадины с мощными юрско-кайнозойскими чехлами, содержащими многочисленные залежи УВ, в том числе и в верхних выветрелых частях палеозойского разреза. Территориально седловина охватывает смежные части областей (российской Курганской и казахстанской Кустанайской). Маломощные платформенные мел-кайнозойские отложения здесь беспersпективны на нефть и газ. Изучение нефтегазоносности палеозойских отложений велось с 1940-х гг. Были обнаружены проявления нефти и газа в карбонатах верхнего девона – нижнего карбона. Но месторождений выявлено не было. Из-за высокой дислокированности и эродированности этого комплекса, отсутствия гранулярных коллекторов, надежных покрышек и ловушек министерства геологии РФ и РК в 1970-х гг. прекратили нефтепоисковые работы. Но ряд исследователей продолжал положительно оценивать перспективы нефтегазоносности. В результате после 30-летнего перерыва нефтепоисковые работы на отдельных блоках Кустанайского и Курганского Зауралья были возобновлены. Результаты этих работ подтвердили негативные оценки перспектив нефтегазоносности. Тем не менее в ряде недавних публикаций утверждается высокая перспективность палеозойских отложений Южного Зауралья. Причем во всех положительных рекомендациях не уделяется должного внимания особенностям нефтепроявлений, результатам испытаний, условиям залегания (структуре) и сохранения возможных залежей нефти или им не придается существенного значения. В нефтяной геологии перечисленные аспекты представляют основу для достоверного прогнозирования. В то же время изученность палеозойских отложений региона достаточна для достоверной оценки перспектив нефтегазоносности.

## Краткие сведения изученности

Первые предположения о нефтегазоносности палеозойских отложений Зауралья, в том числе и Кустанайского района, были высказаны еще в 1930-х гг. в связи с открытием месторождений нефти в палеозойских отложениях Волго-Уральской провинции. Они были основаны на сходстве карбонатных разрезов палеозоя. В девонских и каменноугольных осадочных породах Зауралья местами также были обнаружены твердые битумы.

В 1958 г. в картировочной скв. 100 на Новонежинской площади в визейско-серпуховских известняках отмечены мелкие полости с густой нефтью [1]. Это послужило основанием для смены стратегии геолого-разведочных работ. В 1959–1973 гг. выполнены значительные объемы работ по изучению строения и нефтегазоносности палеозойских отложений Кустанайской области. Геофизические работы с бурением колонковых скважин проведены на Кустанайском опорном профиле протяженностью около 130 км. Выход керна составлял около 80 %, что позволило подробно изучить разрезы палеозоя и их нефтегазоносность. Всего было пробурено около 250 скважин глубиной от 400 до 1600 м. Детально со стущением скважин до 0,5–1 км изучены Новонежинская, Лесная и Щербаковская площади, где отмечено большое количество нефтепроявлений, а в скв. 119 при испытании получена тяжелая нефть. На участках детальных работ исследованы состав и структура палеозойских отложений, составлены разрезы и геологические карты, подробно изучены состав нефей и битумов, коллекторы, ОВ, водоносность [2, 3]. На Кустанайском опорном профиле и Новонежинском участке отрабатывались сейсмические профили МОВ и в опытном порядке – МОГТ с кратностью 72. Опорные горизонты и протяженные отражающие площадки отсутствовали, что связано со сложными геолого-тектоническими условиями. Для изучения глубоких горизонтов отложений палеозоя в 3,8 км к западу от скв. 119 в 1971–1973 гг. Актюбинским трестом пробурена параметрическая скв. П-2 глубиной 2951 м со вскрытием вулканогенно-осадочных пород нижнего – среднего девона, однако нефтепроявлений и коллекторов выявлено не было.

В Курганском Зауралье изучение нефтегазоносности палеозойских отложений в значительных объемах также проводилось в XX в. В 1970–1985 гг. пробурено более 60 скважин глубиной от 950 до 2800 м, среди них 12 параметрических со вскрытием палеозойских пород на многие сотни метров и с высоким выходом керна: залежей и существенных нефтепроявлений установлено не было [4, 5].

В начале XXI в. после длительного перерыва начался новый виток изучения нефтегазоносности палеозойских отложений Южного Зауралья силами мелких частных компаний и при поддержке некоторых исследователей-оптимистов [6].

В Кустанайской области в 2005–2008 гг. проведены сейсморазведочные работы МОГТ в объеме 170 пог. км, северо-западнее оз. Кушмурун пробурена сухая скважина глубиной 2800 м. Затем в 2010–2011 гг. на Новонежинской площади по результатам сейсмических исследований пробурено три скважины. Сейсморазведка МОГТ, как и ранее, оказалась малоинформативной из-за крутых углов падения. Первые две скважины заложены на аномалии типа залежи на востоке Новонежинской площади, в пределах развития вулканогенно-осадочной триасовой туринской свиты, которая рассматривалась как покрышка. Первая скважина прошла вулканогенно-осадочные образования туринской серии и на глубине 1615 м вскрыла терригенные осадки предположительно карбона без нефтепроявлений. Вторая скважина глубиной 2250 м не вышла из триасовых отложений. Обе скважины сухие. Третья скв. Н-1 (Новонежинская) глубиной 1496 м пробурена рядом со скв. 119 и из нее после соляно-кислотной ванны получено около 2 т тяжелой нефти. В восточной части Курганской области в 2007–2008 гг. в Вагай-Ишимской зоне по результатам проведенных с высокой кратностью сейсмических исследований на условно выделенных структурах пробурены глубокие скважины – Северо-Привольная-1 (2402 м), Южно-Мокроусовская-1 (2400 м), Михайловская-2 (2897 м), Курган-Успенская-1 (2503 м). Существенных признаков УВ в палеозойских отложениях в новых, как и в ранее пробуренных, скважинах не обнаружено. Следует отметить, что в недавних работах по Курганскому Зауралью подробно представлены сведения о составе, коллекторах, флюидах, геохимии, результатах опробования по множеству глубоких скважин [4, 5]. Эти материалы не дают оснований для положительной оценки нефтегазоносности.

### Структура верхнедевон-нижнекаменноугольных толщ и история их формирования

Рассматриваемый район расположен в пределах Кустанайской седловины, перекрытой чехлом платформенных верхнемел-кайнозойских отложений толщиной до 500 м. Поверхность палеозойских отложений (подошва чехла) седловины характеризуется незначительными уклонами на север и юг и подъемами на запад и восток (рис. 1).

Палеозойские отложения района имеют сложное строение. Здесь сочленяются герциниды Урала и каледониды Казахстана. Соединение происходит по субмеридиональной сутуре, которая с востока ограничена Валерьяновской окраинно-континентальной вулканической дугой, сложенной осадочными, вулканогенными и интрузивными образованиями среднего палеозоя. Валерьяновская дуга (зона) маркирует внешнюю границу активной окраины Казахстанского микроконтинента и Уральского палеоокеана (рис. 2). Особенность активного вулканизма в ее пределах отмечается в позднеизейско-серпуховском и башкирском веках [7–9].

Восточнее дуги доюрский комплекс представлен нижнепалеозойскими и докембрийскими интенсивно дислоцированными и метаморфическими образованиями, перекрытыми с перерывом и угловым несогласием преимущественно осадочными складчатыми отложениями верхнего девона – нижнего карбона платформенного облика. Накопление этого складчатого комплекса происходило на западной окраине Казахстанского микроконтинента, в задутовых сравнительно неглубоких морских бассейнах, покрывающих весь Тургайский прогиб и значительные площади Центрального Казахстана.

Карбонатно-терригенные фаменско-нижнекаменноугольные отложения на значительных площадях были частично или полностью уничтожены из-за длительной эрозии (пермь – ранний мел). Только в двух менее приподнятых зонах Боровской и Вагай-Ишимской сохранились наиболее полные фаменско-нижнекаменноугольные разрезы (см. рис. 1). Более интенсивной эрозии подверглась Вагай-Ишимская зона, здесь от эрозии сохранились фаменско-турнейские и местами нижневизейские отложения. В Боровской зоне установлены отложения от фаменских до серпуховских и башкирских.

На остальной (большей) части Тургайского прогиба и Центрального Казахстана рассматриваемые отложения сохранились только в разрозненных синклинальных структурах.

Боровская зона имеет субмеридиональную ориентировку, она расположена между Валерьяновской осадочно-вулканогенной зоной (окраинно-континентальной дугой) и Убоганской антиклинальной зоной с Кушмурунской триасовой депрессией. Она начинается в 60 км севернее Костаная, простирается на юг на 300 км при ширине 40–60 км и занимает площадь приблизительно 15 тыс. км<sup>2</sup>. Севернее и южнее на продолжении Боровской зоны на домеловую поверхность выходят нижнепалеозойские образования с мелкими останцами фаменско-каменноугольных пород [10–12].

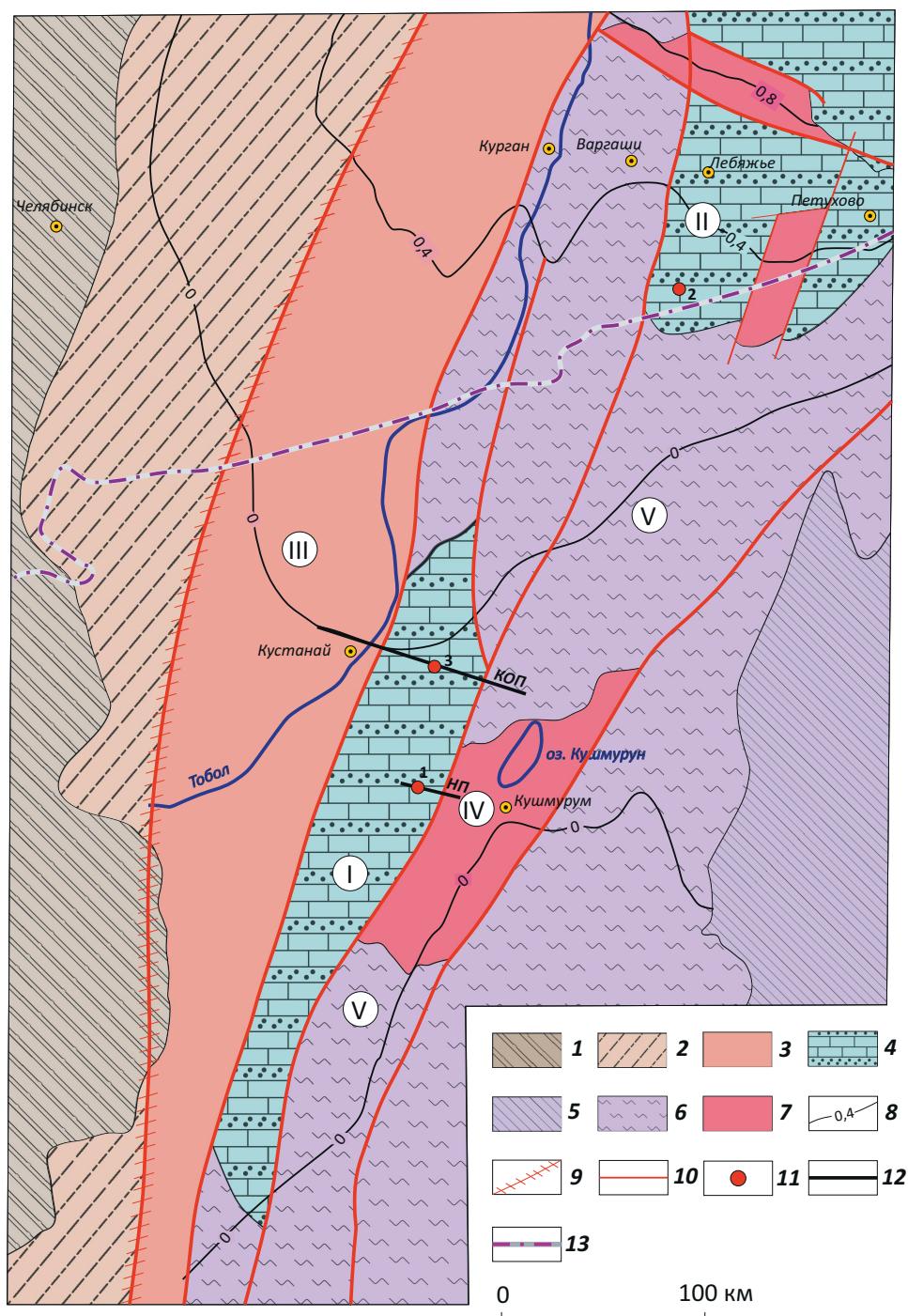
Вагай-Ишимская зона сплошного развития фаменско-нижнекаменноугольных отложений находится на продолжении Убоганской тектониче-



## OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 1. Схема строения палеозойских образований Южного Зауралья

Fig. 1. Scheme of Palaeozoic formations, the Southern Trans-Urals

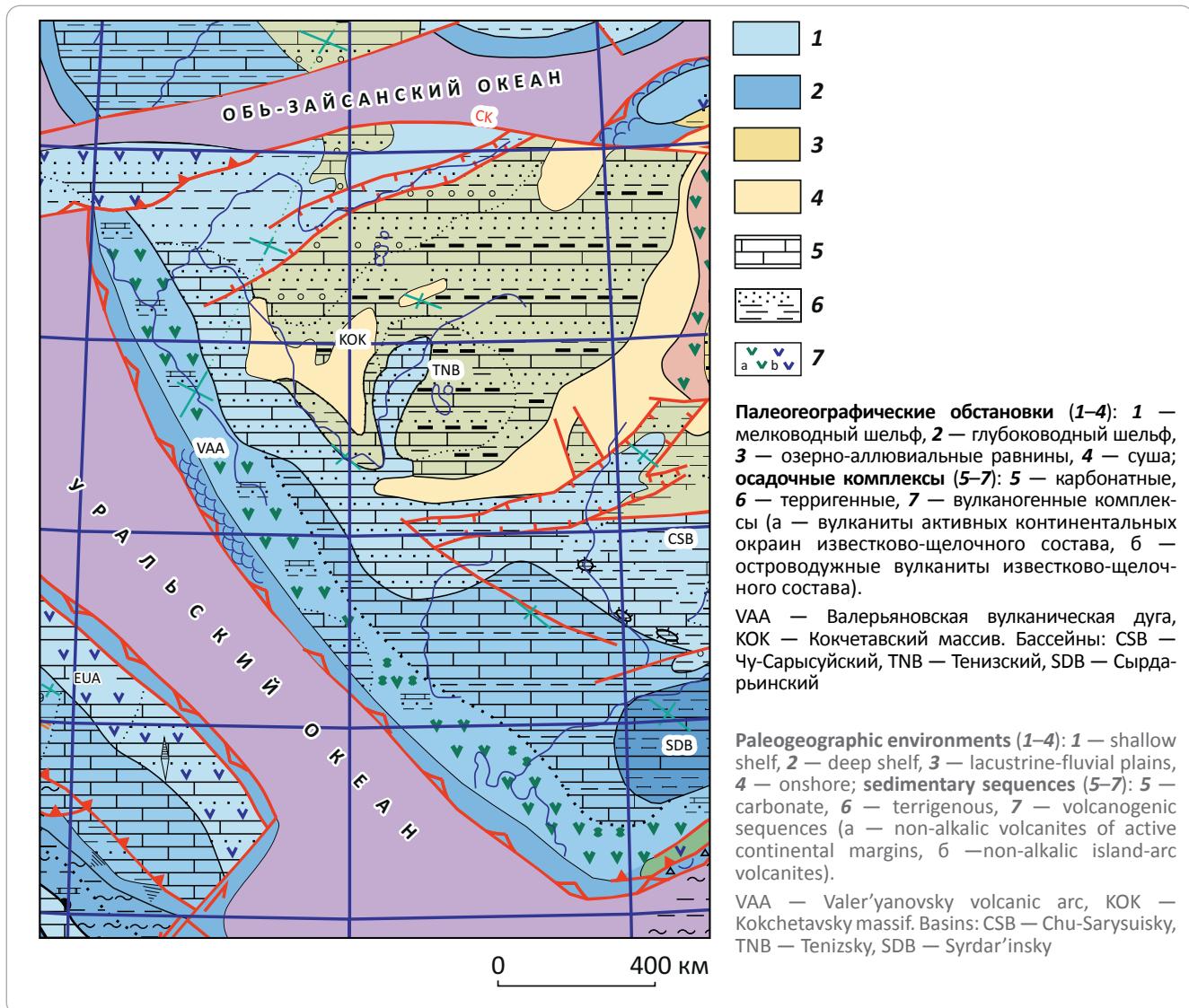


**Складчатые комплексы Урала (герциниды) (1, 2):** 1 — на дневной поверхности, 2 — под чехлом мела – кайнозоя; 3 — Валерьяновская осадочно-вулканогенная зона (дуга); 4 — шельфовые терригенно-карбонатные комплексы  $D_3$ fm- $C_1$ s (I — Боровская зона, II — Вагай-Ишимская зона); **дислоцированные комплексы PR-D<sub>2</sub> (каледониды Казахстана) (5, 6):** 5 — на поверхности, 6 — под чехлом мела – кайнозоя (V — Убоганская зона); 7 — вулканогенно-осадочные породы триаса под чехлом мела (IV — Кушмурунский грабен); 8 — изогипсы поверхности палеозоя, км; 9 — Валерьяновская сутура; 10 — основные разломы; 11 — скважины: 1 — Н1 и 119, 2 — КУ1, 3 — Щербаковская; 12 — разрезы: КОП — Кустанайский, НП — Новонежинский; 13 — граница Кустанайской (РК) и Курганской (РФ) областей

**Fold complexes of the Urals (Hercynides) (1, 2):** 1 — at day surface, 2 — under Cretaceous – Cenozoic cover; 3 — Valer'yanovsky sedimentary-igneous zone (arc); 4 — shelf terrigenous-carbonate sequences  $D_3$ fm- $C_1$ s (I — Borovsky zone, II — Vagai-Ishimsky zone); **faulted and folded sequences PR-D<sub>2</sub> (Caledonides of Kazakhstan) (5, 6):** 5 — at day surface, 6 — under Cretaceous – Cenozoic cover (V — Ubogansky zone); 7 — Triassic igneous-sedimentary rocks under the Cretaceous cover (IV — Kushmurny graben); 8 — structural contours of Palaeozoic Top, km; 9 — Valer'yanovsky suture; 10 — major faults; 11 — wells: 1 — H1 and 119, 2 — KU1, 3 — Scherbakovskaya; 12 — cross-sections: KOP — Kustanay, NPI — Novonezhinsky; 13 — boundary of Kustanay (Republic of Kazakhstan) and Kurgan (RF) regions

Рис. 2. Палинспастическая схема конца визейского времени [7]

Fig. 2. Palinspastic scheme of the Visean time end [7]



ской зоны. Ее площадь в пределах Кустанайской седловины, где отсутствуют юрские и нижнемеловые отложения, составляет около 10 тыс. км<sup>2</sup> [4, 5].

Складчатый фаменско-нижнекаменноугольный комплекс в обеих зонах сложен преимущественно карбонатными породами: светло- и темно-серыми пелитоморфными и органогенно-детритовыми известняками с маломощными прослоями рифогенных, глинистых и кристаллически-зернистых известняков, доломитов, ангидритов, вулканомиктовых песчаников и алевролитов, туффитов, темно-серых и черных мергелей и кремнистых аргиллитов. Визейские известняки местами битуминозные, черные, окремненные. По скважинным данным и магнитным аномалиям выделяется серия мелких штоков и даек диабазов, диабазовых порфириев и диоритов.

На отдельных участках сохранились континентальные пестроцветные терригенные и вулканогенно-терригенные породы среднего – верхнего

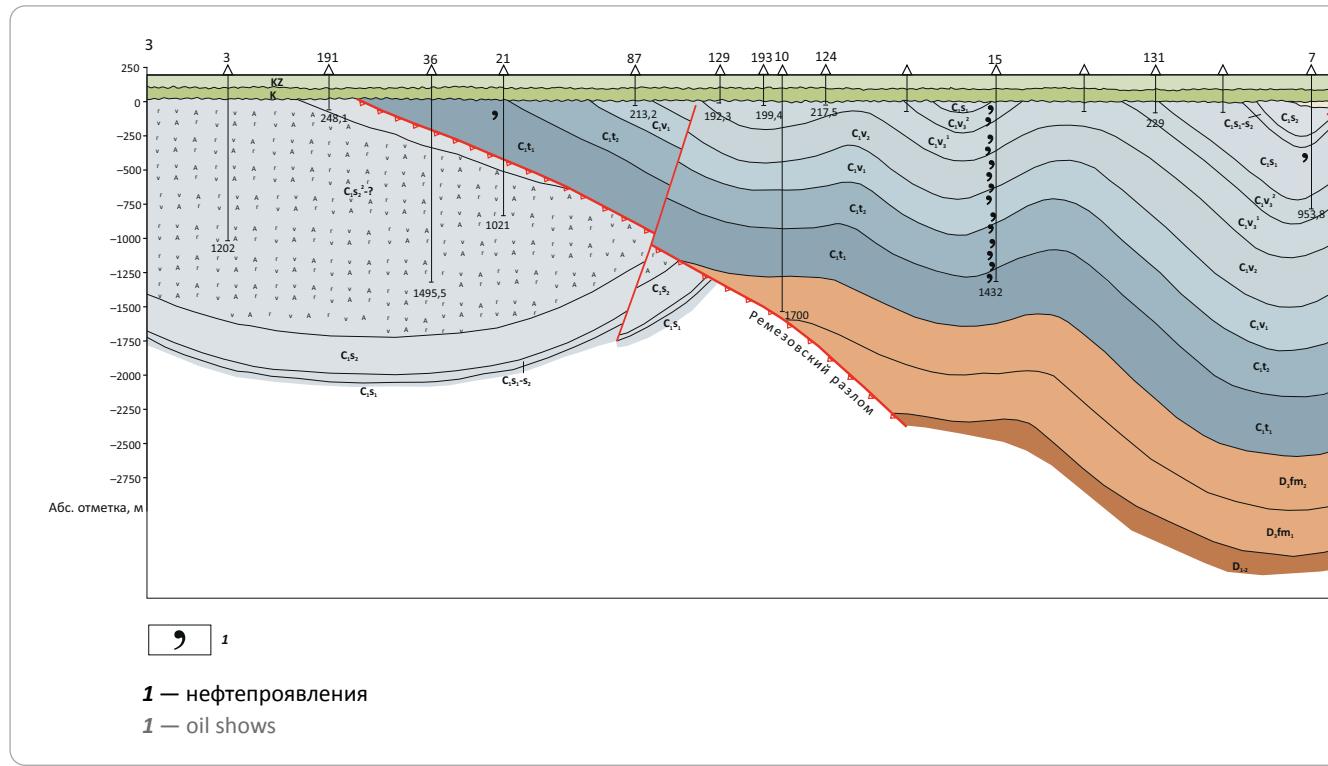
карбона с телами андезитобазальтовых порфириев общей толщиной в сотни метров. Пермские отложения в районе достоверно не установлены. В Кушмурунской депрессии и в небольших грабенах Вагай-Ишимской зоны известны осадочно-вулканогенные образования триаса (туринская серия). Они с резким угловым несогласием залегают на терригенно-карбонатной толще карбона или более древних породах и перекрыты меловыми и кайно-зойскими отложениями. Туринская серия представляет собой многократное чередование горизонтов терригенных континентальных пород, базальтов и липаритов общей толщиной до 1500 м.

В среднем карбоне Уральский палеоокеан закрылся, начались коллизия и орогенез Казахстанского и Восточно-Европейского континентов. Орогенез со складкообразованием продолжалась до конца перми. Наиболее интенсивные дислокации в это время произошли в Валер'янской зоне – фронтальной части орогенеза [13].



## OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

**Рис. 3.** Геологический разрез Боровской зоны по Кустанайскому опорному профилю  
**Fig. 3.** Geological cross-section along the Kustanaisky base survey line, the Borovsky zone



В Боровской и Вагай-Ишимской зонах складкообразование также было достаточно интенсивным. Там широко проявлена дизъюнктивная тектоника, в том числе сдвиги и сдвигонадвиги. Палеозойские породы обеих зон смяты в узкие линейные складки с углами падения в среднем 35–45, редко 15–20°. Это подтверждено замерами углов напластования во всех скважинах по Кустанайскому опорному профилю с одинаковым вертикальным и горизонтальным масштабами (рис. 3).

Палеозойские отложения Боровской зоны севернее и южнее Кустанайского опорного профиля детально изучены по материалам многих десятков скважин и данным геофизических исследований, в результате построена схематическая геологическая карта (рис. 4), на которой четко видны субмеридиональные узкие складки с крутыми углами падения и многочисленные разломы. В сводах антиклиналей залегают турнейские или фаменские известняки, а в южной антиклинали — эфузивы  $D_{1-2}$  [3].

Возможно нефтегазоносные пласти выходят на домеловую эрозионную поверхность и нарушены многочисленными разломами. На сейсмических разрезах, проведенных через Боровскую и Вагай-Ишимскую зоны, наблюдаются разломы и короткие отражающие площадки с углами падения палеозойских слоев до 30° (рис. 5, 6). Более протяженные отражения с меньшими наклонами относятся к триасовым менее дислоцированным отложениям. Слои с более крутыми углами падения по данным сейсморазведки МОГТ характеризуются «прозрачной» сейсмической записью; например, в районе

скважин 2П-Н-1 по керну углы падения составляют от 40 до 60° (см. рис. 5).

Скважинные материалы подтверждают высокую дислоцированность и раздробленность палеозойских отложений и в Вагай-Ишимской зоне. Так, в скв. КУ-1 (Курган-Успенская) глубиной 2503 м, пробуренной вблизи с границей Казахстана, под меловыми отложениями начиная с глубины 500 м трижды вскрыты палеонтологически обоснованные фаменские карбонаты, надвинутые на турнейские слои с фораминиферами [14, 15]. Углы падения в верхних блоках составляют 10–30°, в средних 30–70° и ниже 2000 м снова 10–30°. На глубине 1177–1318 м вскрыто тело базальтов и долеритов. Нижняя пластина с малыми углами наклона слоев, вероятно, является автохтонной, а верхние более дислоцированные альлохтонные, опрокинутые и надвинутые.

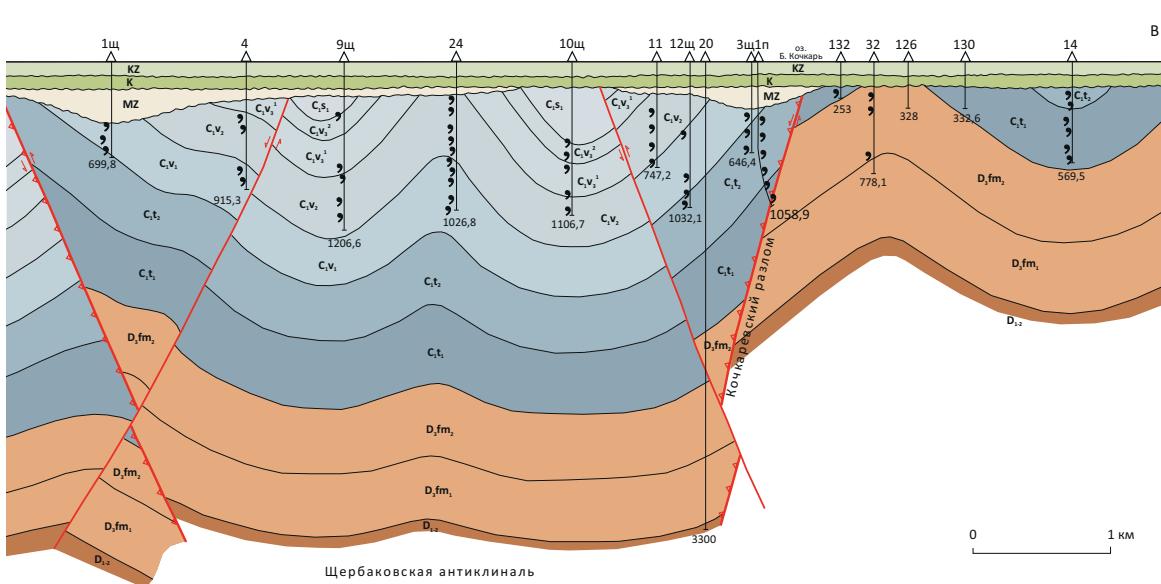
В скв. Лебяжьевская-2 (также с повышенным выходом керна) под триасовыми базальтами на глубине 650–1100 м залегают фаменско-турнейские известняки с двумя пластами базальтов, толщина каждого составляет приблизительно 10 м. Углы падения пород от 45 до 75°. Палеозойские отложения Вагай-Ишимской зоны осложнены триасовыми грабенами, выступами дофаменских пород, многочисленными разломами (рис. 7), что неблагоприятно для сохранения залежей УВ.

#### Нефтепроявления, результаты испытаний

В Боровской зоне отмечены многочисленные нефте- и реже газопроявления из фаменско-нижнекаменноугольных карбонатных и терригенно-кар-

Рис. 3, окончание

Fig. 3, end.



бонатных отложений (рис. 8; см. рис. 3, 4). Наиболее значительные проявления жидкой и полужидкой нефти наблюдались около Кушмурунской депрессии с триасовыми трапами на Новонежинской площади, где согласно ряду публикаций открыто Новонежинское месторождение [5, 17]. Но в литературе отсутствует подробная информация об особенностях этих проявлений. Без этого трудно оценить их значение для прогноза. Поэтому приведем подробную характеристику новонежинских нефтепроявлений с выводом о разрушенном месторождении.

Первые существенные нефтепроявления на Новонежинской площади отмечены в картировочной скв. 100 глубиной 1004 м, в 11 км севернее пос. Новонежинка. Скважина вскрыла терригенно-карбонатную визейско-серпуховскую толщу, по данным ГИС коллекторы отсутствуют. На глубине 418–501 м в отдельных пустотах известняков размером 2–3 см встречается полужидкая нефть. В призабойной части среди известняков вскрыто 50 м диабазов. К востоку и к западу от скв. 100 в 1–2,5 км пробурено девять скважин глубиной от 615 до 1055 м при толщине мел-палеогеновых отложений до 200 м. Диаметр скважин колонкового бурения изменялся от 131 до 91 мм. На профиле выявлена полоса известняков нижнего карбона, слагающая здесь антиклиналь с крутыми углами падения. Две восточные скважины вскрыли триасовые трапы (см. рис. 8). В карбонатах и вулканитах отмечались проявления УВ в виде битумов и мелких скоплений нефти (2–3 см). По ГИС коллекторы отсутствуют.

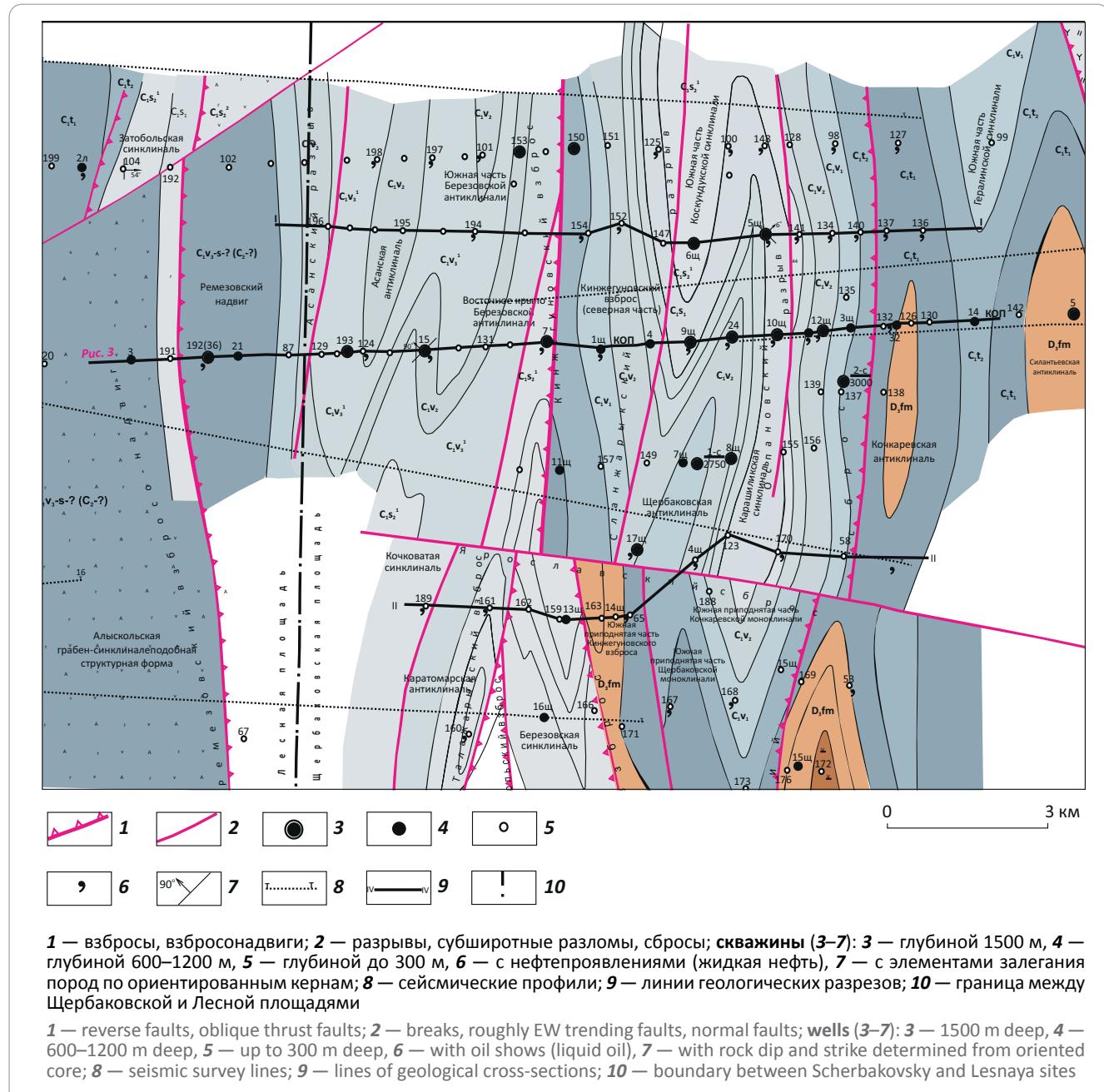
Поэтому испытания на приток флюидов не проводились.

В скв. 119 в интервале глубин от 481 до 625 м (забой) вскрыты визейско-серпуховские известняки с мелкими гнездами, содержащими нефть. С глубины 524 м и до забоя во время бурения с промывочной водой выходила нефть в виде пленок. Испытания открытого забоем проводились 1,5 месяца в интервале 481–625,2 м. Обсадная колонна диаметром 108 мм посажена до 481 м и зацементирована на 270 м от башмака. Сначала на глубине 555 м закачивалась горячая вода и поставлена соляно-кислотная ванна. За девять дней получено 220 л нефти. В дальнейшем проводилось торпедирование перспективного интервала, дополнительное закачивание горячей воды, постановка соляно-кислотных ванн с концентрацией кислоты 12–14 %. Уровень воды был снижен до 600 м. При этом дебит нефти снизился с 30 до 3–4 л/сут. После этого в скважине трижды взрывали торпеды, при этом наблюдалось незначительное повышение дебита нефти. За 1,5 месяца получено около 1 т нефти. Уровень воды восстанавливался очень медленно, с декабря 1959 г. по ноябрь 1960 г. он поднялся с 470 до 240 м, при этом сверху образовался столб нефти высотой 19 м. Нефть тяжелая с плотностью 0,911 г/см<sup>3</sup>, смолистая (10 %), парафинистая (5,3 %), содержание серы 0,45 %. Выход легких фракций низкий: до 200 °C – 0,8 %, до 300 °C – 14 %, содержание масел (мазута) – 50,8 %. По УВ-составу нефть относится к группе нафтеново-метановых со значительным количеством ароматических УВ [2, 3, 18].

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

**Рис. 4.** Геологическая карта палеозойских отложений Боровской зоны в районе Кустанайского опорного профиля и Щербаковского участка [3]

**Fig. 4.** Geological map of Palaeozoic deposits in the area of Kustanaisky base survey line and Scherbakovskiy site, the Borovsky zone [3]

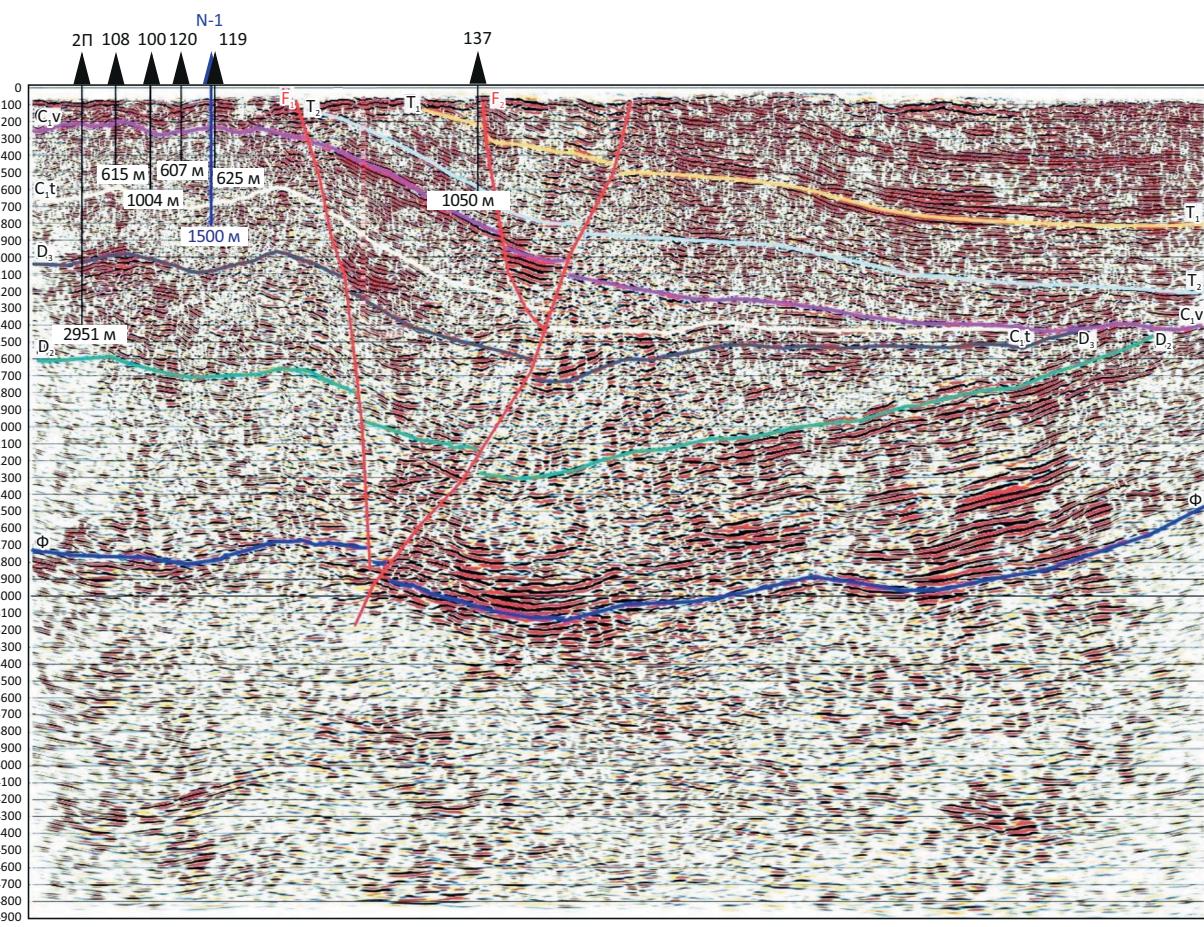


Для изучения нефтегазоносности всего карбонатного фаменско-нижнекаменноугольного разреза на Новонежинском профиле в 1970–1973 гг. трехсторонней Актюбинефтегазразведкой пробурена глубокая скв. 2П (2951 м), расположенная в 3,8 км западнее скв. 119 в присводовой части условно выделенной по картировочным скважинам Новонежинской антиклинали (см. рис. 8). Скважина вскрыла весь разрез нижнего карбона и фамена и на глубине 2734 м вошла в вулканогенный комплекс D<sub>1-2</sub>. С глубины от 1270 до 2660 м вскрыто шесть даек диабазов мощностью в первые метры. Углы падения пород составляют 15–20°.

При бурении визейских и верхнетурнейских известняков в глинистом растворе наблюдались газопроявления. По газовому каротажу также отмечены повышения до 2,5 %. Газ с глубины 1255 м метановый, содержит пентан (2,4 %) и гексан (27,6 %). Три выделенных по ГИС интервала по 10–16 м на глубинах от 1252 до 1705 м были перфорированы и испытаны пластоиспытателем КИИ-146. Притоков флюидов не получено. В фаменских и нижнетурнейских отложениях коллекторов, нефте- и газопроявлений не отмечено. Таким образом, в скв. 2П не установлено коллекторов, притоков нефти, газа, воды и существенных признаков нефтегазоносности.

Рис. 5. Сейсмический разрез по Новонежинскому профилю

Fig. 5. Seismic time section along the Novonezhinsky Line

*t, мс*

Видны тектоническая раздробленность фаменско-нижнекаменноугольных отложений и неоднозначность первичной интерпретации за исключением подошвы триаса ( $T_2$ ). Длина разреза — 30 км

One can see tectonic fragmentation of Famennian-Lower Carboniferous deposits and ambiguity of initial interpretation (except for Triassic Base,  $T_2$ ). Cross-section length is 30 km

сти, кроме отмеченных выше признаков газа. По керну все породы плотные, массивные, разбиты частыми трещинами, залеченными вторичным кальцитом.

В 2012–2013 гг. на Новонежинском участке пробурена и испытана скв. N-1 глубиной 1496 м. Она расположена вблизи скв. 119 (см. рис. 5). С глубины 562–567 м поднят известняк темно-серый, органогенно-обломочный, трещиноватый. В трещинах наблюдаются обильные проявления жидкой нефти. В скважине в течение ноября – февраля проведена перфорация шести интервалов по 2–5 м на глубинах 549–640 м и выполнено свабирование, притока флюидов не получено. В марте – апреле 2013 г. скважина обработана соляно-кислотным раствором с концентрацией 18 %, в результате получено около 2,5 м<sup>3</sup> нефти. Нефть тяжелая (920 кг/м<sup>3</sup>), с высоким содержанием парафина, смол и асфальтенов.

Итак, результаты испытаний скважин 119 и N-1 оказались аналогичными. Притоков флюидов не

получено или они незначительны, что указывает на отсутствие коллекторов или их очень низкое качество. И в глубокой скв. 2П, вскрывшей весь фаменско-нижнекаменноугольный разрез, коллекторские горизонты также не установлены. Нефть в небольших количествах удалось получить только после обработки разреза соляной кислотой. Кислота растворила вторичный кальцит, который запечатывал мелкие гнезда нефти. Все это указывает на то, что на Новонежинской площади обнаружено не месторождение нефти, как считают некоторые геологи, а следы разрушенной в конце палеозоя – начале триаса залежи. К такому же выводу по результатам испытания скв. 119 раньше пришел и известный нефтяник А.А. Клубов [18].

На Кустанайском опорном профиле и Щербаковской площади нефтепроявления отмечены в 46 скважинах (см. рис. 3, 4). Наиболее четкие нефтепроявления зафиксированы на Щербаковской площади. Проявления в основном встречены в визей-



## OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 6. Сейсмические разрезы в Вагай-Ишимской зоне

Fig. 6. Seismic sections in Vagai-Ishimsky zone

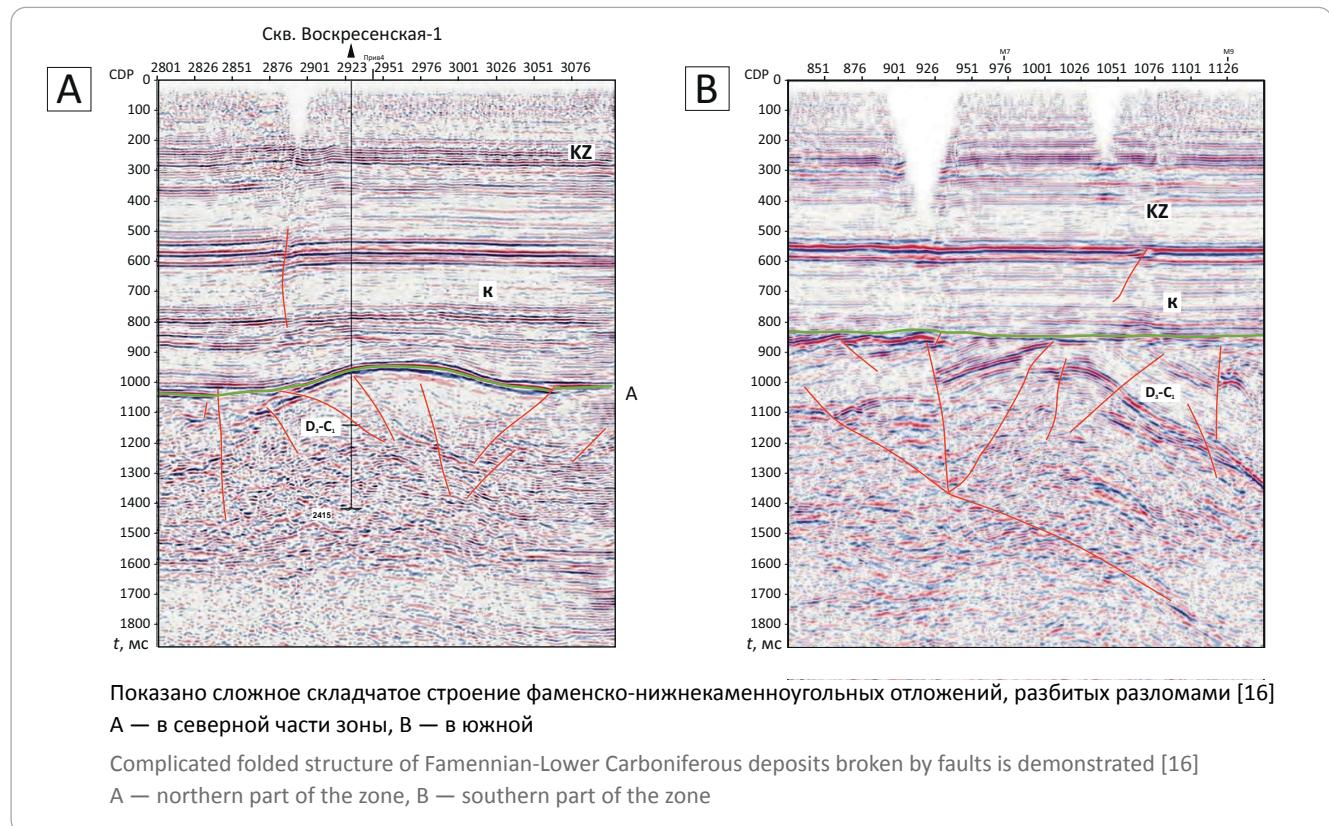
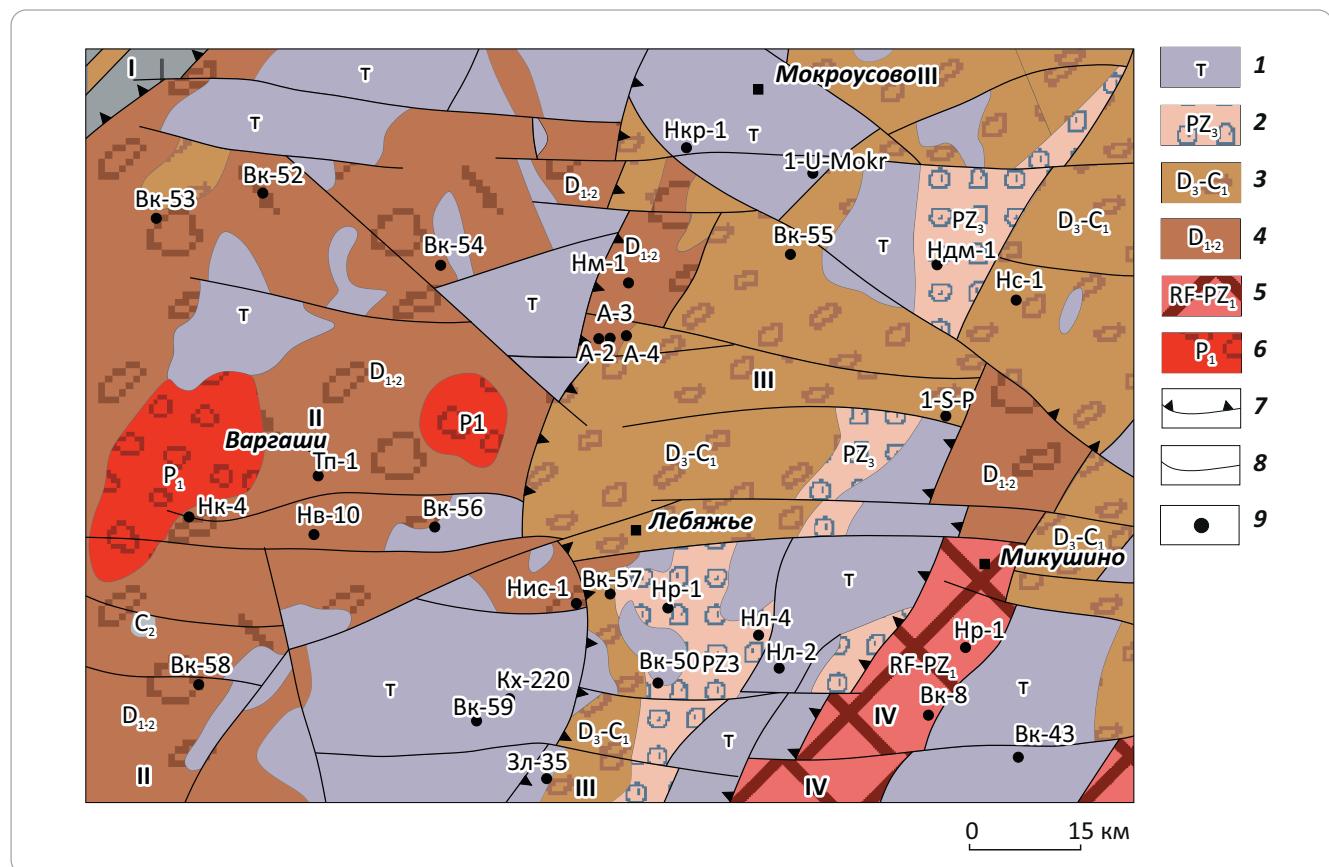


Рис. 7. Геологическая схема восточной части Курганского Зауралья [5]

Fig. 7. Geological framework of the eastern part of Kurgansky Trans-Urals [5]



Усл. обозначения к рис. 7

Legend for Fig. 7

**1** — триасовые эфузивно-осадочные отложения; **2** — верхнепалеозойские пестроцветные терригенные отложения, порфиры андезитобазальтовые; **3** — верхнедевон-нижнекарбоновые терригенно-карбонатные отложения; **4** — нижне-среднедевонские красноцветные терригенные отложения, вулканиты; **5** — сланцы, кварциты, эфузивы, карбонаты рифея — нижнего палеозоя; **6** — нижнепермские граниты; **7** — границы основных структур; **8** — разломы; **9** — глубокие скважины

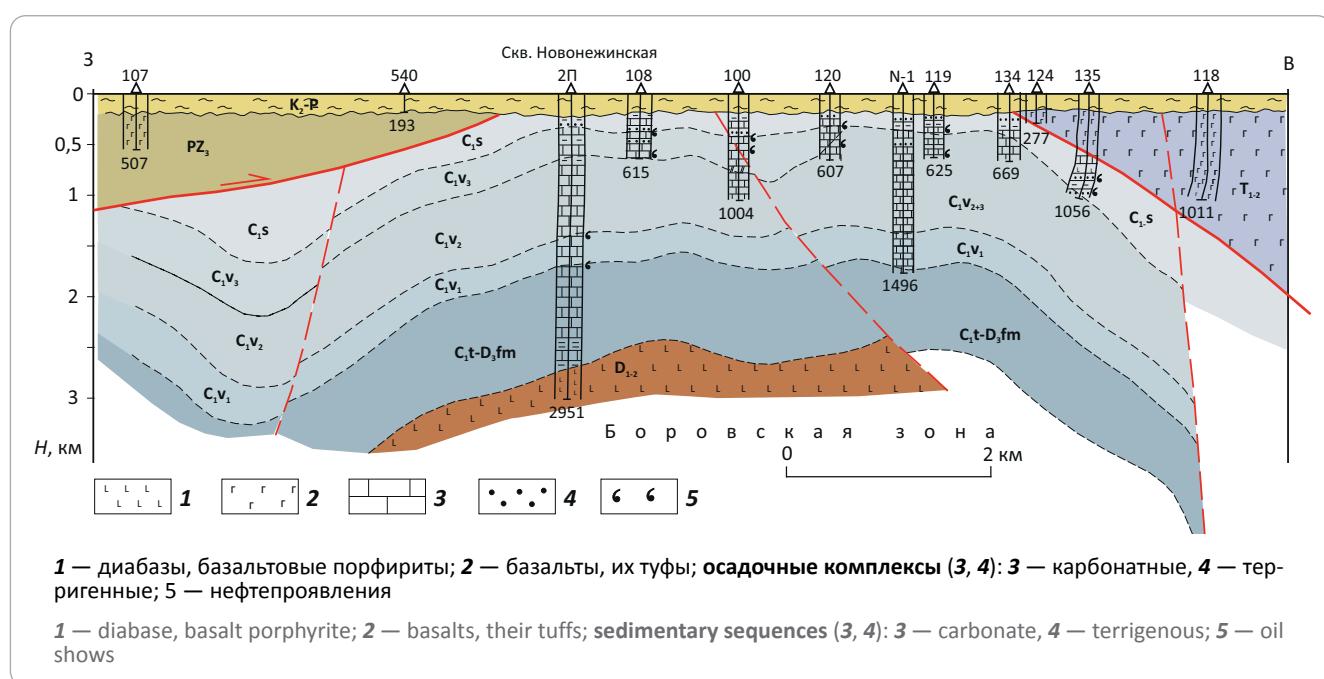
Зоны: I — Валерьяновская, II — Боровская, III — Вагай-Ишимская, IV — Петуховская

**1** — Triassic sedimentary-volcanic deposits; **2** — Upper Palaeozoic variegated terrigenous deposits, andesite-basalt porphyry; **3** — Upper Devonian-Lower Carboniferous deposits; **4** — Lower-Middle Devonian red-coloured terrigenous deposits, volcanites; **5** — Riphean-Lower Permian shale, quartzite, volcanic rocks, carbonates; **6** — Lower Permian granite; **7** — boundaries of major structures; **8** — faults; **9** — deep wells

Zones: I — Valer'yanovsky, II — Borovsky, III — Vagai-Ishimsky, IV — Petukhovsky

Рис. 8. Геологический разрез по Новонежинскому профилю Боровской зоны

Fig. 8. Geological cross-section along the Novonezhinsky Line of Borovsk zone



ско-серпуховских карбонатах. Поровые коллекторы обычно отсутствуют или характеризуются очень низкими параметрами. Общая пористость составляет 5,6–8 % (открытая 1,8–4,7 %) при проницаемости 0,0037 мД и нефтенасыщенности 0,2–0,24 %. Основные проявления битумов и вязкой нефти установлены в виде гнезд, запечатанных вторичным кальцитом, в трещинах и мелких кавернах. Более частые нефтепроявления выявлены в скважинах, пробуренных вблизи крупных разломов. Нефти тяжелые, нафтеново-метановые, маслянистые, частично окисленные. На Щербаковской площади в скв. 3Щ (интервал 522–637 м) при полном осушении ствола получен приток азотно-метанового газа дебитом 8–10 м<sup>3</sup>/сут [19, 2, 3].

В Курганском Зауралье в пределах Вагай-Ишимской зоны визейско-серпуховские отложения, с которыми связаны основные нефтепроявления в Боровской зоне, размыты. В Боровской зоне в Курганском Зауралье фаменско-нижнекаменно-

угольные отложения не выявлены [4, 14]. В большинстве скважин Вагай-Ишимской зоны коллекторы и нефтепроявления в фамене – турне отсутствуют. Местами зафиксированы только слабые признаки нефтегазоносности. В скв. Михайловская-2 (рис. 9) отмечены незначительные выходы метана в процессе бурения, а в интервале 2350–2370 м наблюдались битуминозные примазки. В скв. Лебяжьевская-2 под триасовыми траппами из закарстованных турнейских известняков в интервале 680 м отмечено разгазирование глинистого раствора метаном [19].

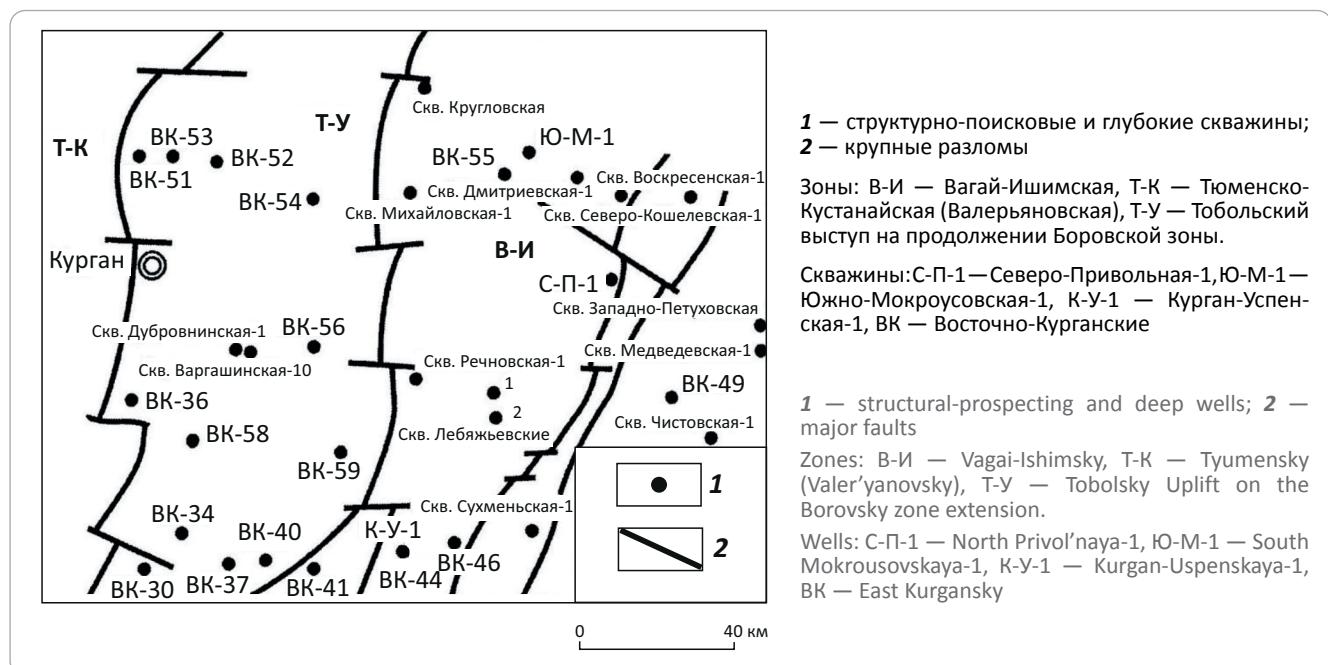
### Генерация и сохранение УВ

По скважинам Кустанайского опорного профилля и Новонежинской площади средние содержания  $C_{opr}$  в терригенных фаменско-нижнекаменноугольных отложениях составляют 0,4 % при единичных значениях до 1 % [3]. По содержанию  $C_{opr}$  потенциал для генерации УВ оценивается от слабого до удовлетворительного. Генерация УВ подтверждается



Рис. 9. Схема расположения скважин, вскрывших палеозойские отложения в восточной части Курганской области [15]

Fig. 9. Location map of wells that encountered Palaeozoic deposits in the eastern part of the Kurgansky region [15]



как выявленными нефтегазопроявлениями, так и наличием битумов. Наибольшее количество битумоидов (0,013–0,018 %) отмечено в верхнетурнейских, нижне- и средневизейских отложениях.

Коллекторские свойства Кустанайского Зауралья изучены по многочисленным образцам из скважин Новонежинского участка и Кустанайского опорного профиля. Результаты указывают на фактическое отсутствие поровых коллекторов. Открытая пористость обычно не превышает 2,4 %, а в образцах с пористостью до 8–10 % практически нет проницаемости, за исключением единичных образцов.

Таким образом, в палеозойских отложениях Кустанайского района возможны только трещинный, карстовый или трещинно-карстовый типы коллекторов. Результаты исследований многочисленных скважин (испытания, откачки) показывают, что и такие коллекторы встречаются редко. Как показали материалы глубокой скв. Новонежинская-2П, на глубинах более 0,8–1 км отсутствуют и трещинно-карстовые коллекторы; четыре выделенных по каротажу объекта в этой скважине на глубинах от 1252 до 1760 м при испытании оказались сухими. Пласти возможно продуктивных отложений D<sub>3</sub>fm-C<sub>1</sub> в пределах выявленных антиклиналей имеют углы падения от 10–15 до 40–60° и выходят на эродированную домезозойскую поверхность, что приводит к разрушению залежей.

В Курганском Зауралье в недавно пробуренной скв. Курган-Успенская-1 с высоким выходом керна в дислоцированных фаменско-нижневизейских отложениях исследования ОВ и битумоидов выполнены под руководством известного геохимика Н.В. Лопатина [4]. В большинстве образцов

карбонатов и аргиллитов содержание органического углерода варьирует от 0,1 до 0,5 % при содержании битумоидов меньше 0,005 %. Не установлено толщи, которые могли быть отнесены даже к бедным источникам нефти и газа. Катагенез ОВ палеозойского комплекса в этой и других скважинах Вагай-Ишимской зоны высокий — от мезокатагенеза до апокатагенеза (АК<sub>3-5</sub>). Сделан вывод, что в районе скв. Курган-Успенская-1 нефтегенерация завершилась в конце карбона. При таком уровне зрелости ОВ могли формироваться только скопления газа. Однако тектоническая нарушенность палеозойских отложений, их неудовлетворительные коллекторские свойства и покрышки не способствовали накоплению и сохранению и таких залежей.

В скв. КУ-1 по ГИС в фаменско-турнейских карбонатах в интервале 1560–2460 м выделено четыре объекта для испытаний толщиной по 7–13 м. На всех четырех объектах проводились снижения уровня жидкости от 810 до 890 м, при этом уровни оставались неизменными, что указывает на отсутствие коллекторов.

О низкой емкости коллекторов палеозоя в Южном Зауралье свидетельствуют и гидрогеологические данные. Притоки воды в скважинах Новонежинского участка и Кустанайского опорного профиля отсутствуют или не превышают 0,3 л/с. Водоносность палеозойских пород связана только с открытой трещиноватостью и карстами в верхней части разреза палеозоя (до глубин 500–700 м). Верхнемеловой водоносный горизонт гидравлически связан с зоной трещиноватости палеозойских пород. Региональным водоупором для единого палеозой-мелового водоносного комплекса являются палеогеновые глины. Воды хлоридно-сульфатно-

натриевые с минерализацией от 3 до 15–46 г/л. В формировании вод превалировала инфильтрация, седиментационные воды до глубин 700 м уничтожены, ниже воды нет. Это означает, что до этих глубин разрушены и возможно существовавшие до триаса (перми) залежи УВ. Не получено притоков воды из палеозойских отложений глубже 1000 м при испытании в ряде скважин Вагай-Ишимской зоны. Так, в параметрической скв. Дмитриевская-1 (Ндм-1) проведено испытание палеозойских отложений в открытом стволе в интервале 1058–2735 м, представленном переслаиванием эфузивных и терригенно-карбонатных пород. Притока флюида не получено. Параметрическая скв. Воскресенская-1 (НВС-1) на глубине 1100–2415 м вскрыла битуминоznые известняки и глинистые фаменско-турнейские сланцы. Из интервалов 1057–1094 и 1126–1175 м получено соответственно 1 и 3,4 м<sup>3</sup> глинистого раствора.

### Заключение

Поисковые работы на палеозойские залежи нефти в Южном Зауралье с перерывами проводились начиная с 1950-х гг. За полувековую историю изучения пробурено более 300 скважин глубиной от 500 до 1500 м и около 15 глубиной 2500–3000 м. В результате установлены структурные условия и емкостные свойства, неблагоприятные для формирования и сохранения залежей УВ. Несмотря на отрицательные результаты геолого-разведочных работ, в ряде последних публикаций перспективы нефтегазоносности палеозойских отложений Южного Зауралья снова оцениваются положительно. Это обосновывается наличием нефтепроявлений и Новонежинского "месторождения", недостаточной изученностью сейморазведкой, сходством разреза палеозоя региона с Предуральем и его слабой дислоцированностью, наличием залежей нефти в Западной Сибири [4, 16, 17, 19]. При этом по палеозою Кустанайской области прогнозные ресурсы оцениваются в 5,44 млрд т усл. топлива [20], а по Курганской — 600 млн т усл. топлива [4]. Предлагается продолжить детальные сейсмические исследования и бурение. Однако это противоречит изложенным выше результатам анализа накопленных материалов.

Проявления нефти и газа установлены в многочисленных скважинах Боровской и Вагай-Ишимской зон, характеризующихся практически сплошным развитием дислоцированных и в разной степени эродированных фаменско-нижнекаменноугольных терригенно-карбонатных отложений толщиной до 3–4 км. Первая зона площадью около 15 тыс км<sup>2</sup> расположена в Кустанайской области, вторая площадью 10 тыс. км<sup>2</sup> — в Курганской.

Обе зоны находились в обширном задуговом бассейне на активной окраине Казахстанского макроконтинента в тылу Валерьяновской окраинно-континентальной вулканической дуги. В этом бассейне в щельфовых условиях накапливались

карбонатные и терригенные отложения и существовали условия для первоначального нефтегазонакопления.

Наличие нефтепроявлений в верхней части разреза палеозоя является указанием на то, что нефть существовала до периода денудации, т. е. до конца раннего карбона. Однако коллизионные процессы с интенсивным складкообразованием и магматизмом в конце карбона и последующая длительная денудация до середины мела разрушили гипотетические залежи УВ или препятствовали их формированию.

В процессе коллизии фаменско-нижнекаменноугольные отложения были разбиты многочисленными разломами и смяты в довольно крутые складки. При этом происходило разрушение залежей, а возможная миграция УВ шла в основном в атмосферу. Одновременно вторичные процессы вели к ликвидации поровых и трещинных коллекторов. Разрушению залежей, наряду с тектонической раздробленностью, способствовал выход крутозалегающих перспективных пластов на эрозионную поверхность. На разгерметизацию пластов и потерю ими УВ указывает и их очень низкая газонасыщенность.

В течение поздней перми – раннего мела продолжалась активная денудация, уничтожившая на значительных площадях фаменско-нижнекаменноугольные отложения. Сохранились две сравнительно крупные зоны с этими отложениями — Боровская и Вагай-Ишимская. Но интенсивная дислоцированность палеозойских отложений не позволяет изучить их структуру современными геофизическими методами, в том числе сейсморазведкой МОГТ.

В триасе излияния траппов и обновление разломов привели к возобновлению слабой миграции нефти в верхней трещиноватой части разреза (500–700 м). На это указывает приуроченность основных нефтепроявлений к краям Кушмурунского грабена и к триасовым эфузивам. Из-за вторичных процессов минералообразования отсутствуют коллекторы, проявления нефти находятся в отдельных мелких емкостях, запечатанных вторичным кальцитом. Отсутствуют надежные покрышки.

Одна из разрушенных залежей обнаружена вблизи кушмурунских траппов на Новонежинской площади. Это нефтепроявление в некоторых работах именуется месторождением. Тяжелая нефть там запечатана вторичным кальцитом в отдельных гнездах. Испытания показали, что извлечение такой нефти возможно только путем разрушения породы или с использованием соляно-кислотных ванн.

Для сравнения отметим, что в детально изученной Шу-Сарысуйской впадине, расположенной в центре Казахстанского микроконтинента, сходная морская нижнекаменноугольная терригенно-карбонатная толща слабо дислоцирована и охватывает площадь около 200 тыс км<sup>2</sup>. В местах развития соленосных пермских отложений установлены ме-



сторождения газа с разведанными запасами менее 100 млрд м<sup>3</sup>.

Следует также отметить, что залежи нефти в палеозойских отложениях Западной Сибири обязаны своим существованием юрским нефтегазоматеринским породам, примыкающим к выветрелым доюрским карбонатным выступам. В Южном Заура-

лье выступы палеозойских отложений перекрыты пестроцветными терригенными породами верхнего мела с очень низким коэффициентом газонасыщения.

Таким образом, по сумме факторов палеозойские отложения Южного Зауралья не могут быть отнесены к нефтегазоперспективным объектам.

### Литература

1. Удрик К.П. Геологическая карта СССР. Масштаб 1 : 200 000. Лист N-41-XXXV. – Л.: Недра, 1962.
2. Геология СССР. Т. 34. Тургайский прогиб. Кн. 2. Полезные ископаемые. – М. : Недра, 1975. – С. 304.
3. Кирда Н.П. Геологические результаты бурения структурно-поисковых, структурно-картировочных и картировочных скважин на Кустанайском опорном профиле, Шербаковской, Новонеженской и Лесной площадях, выполненного за период с 1963 по 1973 гг. – Астана, 1973.
4. Арсеньев А.А., Александров В.М., Белоносов А.Ю. и др. Анализ и перспективы поисково-разведочных работ на нефть и газ в Курганской области. – Тюмень : ТИУ, 2019. – С. 265.
5. Александров В.М., Арсеньев А.А., Закиров Н.Н. и др. Нефть и газ Курганского Зауралья: прошлое, настоящее и будущее. – Тюмень : ТИУ, 2021. – С. 362.
6. Бекмагамбетов Б.И., Рылов Ю.И., Якубовский В.И. Перспективы нефтеносности верхнего девона-нижнего карбона Торгайского прогиба // Геология и охрана недр. – 2002. – № 1. – С. 9–15.
7. Атлас литолого-палеогеографических, структурных, палинспастических и геоэкологических карт Центральной Евразии / Под ред. С.Ж. Даукеева и др. – Алматы : НИИ Природных Ресурсов ЮГГЕО, 2002. – 26 с., 37 л.
8. Bykadorov V.A., Fedorenko O.A., Volozh Y.A. и др. Ordovician-permian palaeogeography of Central Eurasia: development of palaeozoic petroleum-bearing basins // Journal of Petroleum Geology. – 2003. – Т. 26. – № 3. – С. 325–350. DOI: 10.1111/j.1747-5457.2003.tb00033.x.
9. Быкадоров В.А., Волож Ю.А., Милетенко Н.В., Морозов А.Ф. и др. Палеогеографические аспекты формирования палеозойских нефтегазоносных бассейнов Казахстана и смежных районов // Геология и охрана недр. – 2004. – № 1. – С. 4–12.
10. Абдуллин А.А., Цирельсон Б.С., Быкадоров В.А. и др. Тектоника области сочленения структур Урала, Тянь-Шаня и Центрального Казахстана. – Алматы : Наука, 1976. – 238 с.
11. Геология СССР. Т. 34. Тургайский прогиб. Кн. 1. Геология. – М. : Недра, 1975. – С. 536.
12. Захаров А.М. Структурно-фацальная зональность западной части Тургайского прогиба // Изв. АН Каз. ССР, сер. Геол. – 1977. – № 1 – С. 13–21.
13. Волож Ю.А., Быкадоров В.А., Антипов М.П., Сапожников Р.Б. Особенности строения палеозойских отложений Тургайско-Сырдарьинского и Устюртского регионов (в связи с перспективами нефтегазоносности глубоких горизонтов осадочного чехла) [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2016. – № 4. – С. 1–4. – Режим доступа: [https://www.ngtp.ru/rub/4/41\\_2016.pdf](https://www.ngtp.ru/rub/4/41_2016.pdf) (дата обращения: 26.03.2024). DOI: 10.17353/2070-5379/41\_2016.
14. Мизенс Г.А., Кучева Н.А., Степанова Т.И. и др. Стратиграфия и условия образования девонских и каменноугольных отложений Тобольско-Убоганского поднятия и Вагай-Ишимской впадины // Литосфера. – 2011. – № 4. – С. 20–44.
15. Степанова Т.И., Кучева Н.А., Мизенс Г.А. и др. Стратиграфия палеозойского разреза, вскрытого параметрической скважиной Курган-Успенская-1 // Литосфера. – 2011. – № 3. – С. 3–21.
16. Трифонов В.А., Белоносов А.Ю., Новиков А.В. Стоит ли возобновлять геологоразведочные работы на нефть и газ в Курганской области? // Недропользование. – 2020. – № 4. – С. 202–214.
17. Жолтаев Г.Ж., Налибаев М.И. Геодинамическая модель и перспективы нефтегазоносности Северо-Тургайского бассейна // Изв. НАН Казахстана, сер. Геология и технич. н. – 2018. – № 3. – С. 290–299.
18. Клубов А.А. Геология и нефтегазоносность Тургайского прогиба. – Л. : Недра, 1973. – 151 с.
19. Кирда Н.П. Перспективы нефтегазоносности доюрских комплексов Зауралья // Горные ведомости. – 2013. – № 10. – С. 20–38.
20. Таскинбаев К.М., Нурсултанова С.Н., Курметов Б.К. и др. Палеозойский комплекс осадочных бассейнов запада Туранской плиты и территории к востоку от Уральской складчатой системы // Геофизика. – 2020. – № 1. – С. 60–69.

### References

1. Udris K.P. Geologicheskaya karta SSSR [Geological map of the USSR]. Masshtab 1 : 200 000. List N-41-XXXV. Leningrad: Nedra, 1962.
2. Geologiya SSSR. T.34. Turgaiskii progib. Kn. 2. Poleznye iskopаемye [Geology of the USSR. Vol. 34. Turgai trough. Book 2. Useful minerals]. Moskva: Nedra; 1975. p. 304.
3. Kirda N.P. Geologicheskie rezul'taty burenija strukturno-poiskovykh, strukturno-kartirovочных i kartirovочных skvazhin na Kustanaiskom opornom profile, Shcherbakovskoi, Novonezhenskoi i Lesnoi ploschchadyakh, vypolnennogo za period s 1963 po 1973 gg [Geological results of drilling structural prospecting, structural mapping and mapping wells on the Kustanai reference profile, Shcherbakovskaya, Novonezhenskaya and Lesnaya areas, carried out over the period from 1963 to 1973]. Astana, 1973.

4. Arsen'ev A.A., Aleksandrov V.M., Belonosov A.Yu. et al. Analiz i perspektivy poiskovo-razvedochnykh rabot na neft' i gaz v Kurganskoi oblasti [Analysis and prospects for oil and gas exploration in the Kurgan region]. Tyumen': TIU, 2019. p. 265.
5. Aleksandrov V.M., Arsen'ev A.A., Zakirov N.N. et al. Neft' i gaz Kurganskogo Zaural'ya: proshloe, nastoyashchee i budushchee [Oil and Gas of Kurgan Trans-Urals: Past, Present and Future]. Tyumen': TIU, 2021. p. 362.
6. Bekmagambetov B.I., Rylov Yu.I., Yakubovskii V.I. Perspektivy neftenosnosti verkhnego devona-nizhnego karbona Torgaiskogo progiba [Oil-bearing prospects of the Upper Devonian-Lower Carboniferous Torgai trough]. *Geologiya i okhrana nedr*. 2002;(1):9–15.
7. Atlas litologo-paleogeograficheskikh, strukturnykh, palinspastichesteskikh i geoekologicheskikh kart Tsentral'noi Evrazii [Atlas of lithology and paleogeography, depth, palinspastic and geoecological maps of the Central Eurasia]. In: S.Zh. Daukeeva, et al. eds. Almaty: NII Prirodnykh Resursov YuGGeo; 2002. 26 p., 37 sheets. In Russ.
8. Bykadorov V.A., Fedorenko O.A., Volozh Y.A. et al. Ordovician-permian palaeogeography of Central Eurasia: development of palaeozoic petroleum-bearing basins. *Jurnal of Petroleum Geology*. 2003;26(3):325–350. DOI: 10.1111/j.1747-5457.2003.tb00033.x.
9. Bykadorov V.A., Volozh Yu.A., Miletenko N.V., Morozov A.F. et al. Paleogeograficheskie aspekty formirovaniya paleozoiskikh neftegazonosnykh basseinov Kazakhstana i smezhnykh raionov [Paleogeographical aspects of Paleozoic oil and gas basins formation in Kazakhstan and adjacent areas]. *Geologiya i okhrana nedr*. 2004;(1):4–12.
10. Abdullin A.A., Tsirel'son B.S., Bykadorov V.A. et al. Tektonika oblasti sochleneniya struktur Urala, Tyan'-Shanya i Tsentral'nogo Kazakhstana [Tectonics of the junction area of the Urals, Tien Shan and Central Kazakhstan structures]. Almaty: Nauka; 1976. 238 p. In Russ.
11. *Geologiya SSSR*. T. 34. Turgaiskii progib. Kn. 1. *Geologiya* [Geology of the USSR. T. 34. Turgai trough. Book 1. Geology]. Moscow: Nedra; 1975. p. 536.
12. Zakharov A.M. Strukturno-fatsial'naya zonal'nost' zapadnoi chasti Turgaiskogo progiba [Structural and facies zoning of the western part of the Turgai trough]. *Izv. AN Kaz. SSR, ser. geol.* 1977;(1):13–21.
13. Volozh Yu.A., Bykadorov V.A., Antipov M.P., Sapozhnikov R.B. Paleozoic sections of Turgai-Syrdarya and Ustyurt region — structural features (related to the petroleum potential of the cover's deep layers). *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2016;(4):1–4. Available at [https://www.ngtp.ru/rub/4/41\\_2016.pdf](https://www.ngtp.ru/rub/4/41_2016.pdf) (accessed 26.03.2024). DOI: 10.17353/2070-5379/41\_2016.
14. Mizens G.A., Kucheva N.A., Stepanova T.I. et al. Stratigrafiya i usloviya obrazovaniya devonskikh i kamennougl'nykh otlozhenii Tobol'sko-Uboganskogo podnyatiya i Vagai-Ishimskoi vpadiny [Stratigraphy and formation conditions of the Devonian and Carboniferous deposits of the Tobolsk-Ubogen uplift and the Vagay-Ishim depression]. *Litosfera*. 2011;(4):20–44.
15. Stepanova T.I., Kucheva N.A., Mizens G.A. et al. Stratigrafiya paleozoiskogo razreza, vskrytogo parametricheskoi skvazhinoi Kurgan-Uspenskaya-1 [Stratigraphy of the Paleozoic section opened by the parametric well Kurgan-Uspenskaya-1]. *Litosfera*. 2011;(3):3–21.
16. Trifonov V.A., Belonosov A.Yu., Novikov A.V. Stoit li vozobnovlyat' geologorazvedochnye raboty na neft' i gaz v Kurganskoi oblasti? [Should geological exploration for oil and gas in the Kurgan region be resumed?]. *Nedropol'zovanie*. 2020;9;(4):202–214.
17. Zholtayev G.Zh., Nalibayev M.I. Geodynamic model and oil and gas potential of the North-Torgai basin. *Izv. NAN Kazakhstana, ser. geologii i tekhnich. n.* 2018;(3):290–299.
18. Klubov A.A. Geologiya i neftegazonosnost' Turgaiskogo progiba [Geology and oil and gas potential of the Turgai trough]. Leningrad: Nedra, 1973. 151 p.
19. Kirda N.P. Perspektiv neftegazonosnosti doyurskikh kompleksov Zaural'ya [Prospects for oil and gas potential of pre-Jurassic complexes of the Trans-Urals]. *Gornye vedomosti*. 2013;(10):20–38.
20. Taskinbaev K.M., Nursultanova S.N., Kurmetov B.K. et al. Paleozoic complex of sedimentary basins west of the Turan plate and the territory to the east of the Ural folded system. *Geofizika*. 2020;(1):60–69. In Russ.

## Информация об авторах

**Быкадоров Виталий Алексеевич**  
 Кандидат геолого-минералогических наук,  
 старший научный сотрудник  
 Геологический институт РАН,  
 119017 Москва, Пыжевский пер., д. 7, стр. 1  
 e-mail: vbykadorov@yandex.ru  
 ORCID ID: 0000-0002-7011-7728  
 SCOPUS ID: 6507118699

**Антипов Михаил Петрович**  
 Кандидат геолого-минералогических наук,  
 старший научный сотрудник  
 Геологический институт РАН,  
 119017 Москва, Пыжевский пер., д. 7, стр. 1  
 e-mail: mpantipov@yandex.ru  
 SCOPUS ID: 6603570959

## Information about authors

**Vitalii A. Bykadorov**  
 Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,  
 Senior Researcher  
 Geological Institute of Russian Academy of Sciences,  
 7, Pyzhevskiy per., Moscow, 119017, Russia  
 e-mail: vbykadorov@yandex.ru  
 ORCID ID: 0000-0002-7011-7728  
 SCOPUS ID: 6507118699

**Mikhail P. Antipov**  
 Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,  
 Senior Researcher  
 Geological Institute of Russian Academy of Sciences,  
 7, Pyzhevskiy per., Moscow, 119017, Russia  
 e-mail: mpantipov@yandex.ru  
 SCOPUS ID: 6603570959

**Ткачева Анастасия Александровна**

Научный сотрудник

Геологический институт РАН,

119017 Москва, Пыжевский пер., д. 7, стр. 1

e-mail: a.a.tkacheva1@yandex.ru

**Tkacheva Anastasiya Aleksandrovna**

Researcher

Geological Institute of Russian Academy of Sciences,

7, Pyzhevskiy per., Moscow, 119017, Russia

e-mail: a.a.tkacheva1@yandex.ru