

Геология, поиски и разведка месторождений нефти и газа

Geology, prospecting and exploration of oil and gas fields

25.00.12 Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений
(геолого-минералогические науки)

DOI: 10.31660/0445-0108-2021-3-9-24

УДК 553.982.239

Перспективы нефтегазоносности Курганской области

А. А. Арсеньев¹, В. М. Александров², Д. С. Леонтьев^{2*}

¹Тюменский филиал ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по Уральскому федеральному округу», г. Тюмень, Россия

²Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

*e-mail: leontevds@tyuiu.ru

Аннотация. Территория Курганской области по факту располагается в границах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, где в пределах Тюменской, Омской, Томской и Новосибирской областей открыты промышленные запасы углеводородов и ведется их активная разработка.

В статье представлена оценка перспективности нефтегазоносности Курганской области в отложениях раннекаменноугольного возраста, зон серпентинизации ультраосновных пород, а также верхнемелового надсеноманского комплекса пород. Казалось бы, Курганская область, соседствуя и находясь в близких геологических условиях с теми областями, в которых ведется добыча углеводородов, на сегодняшний день могла бы тоже вести промышленную разработку месторождений, однако залежи нефти или газа здесь до сих пор не открыты, а изучение недр носит дискретный и бессистемный характер.

Неопределенность в судьбе курганской нефти — наследие советской геологии. Вероятно, в Курганской области не найти крупных запасов углеводородов, но прогнозные ресурсы есть, и без комплексного изучения недр их не подтвердить.

Авторы данной статьи пытаются разобраться и понять, почему в Курганской области при явных перспективах открытия на ее территории залежей углеводородов до сих пор не забил нефтяной или газовый фонтан.

Ключевые слова: Курганская область; горные породы; углеводороды

Petroleum potential of Kurgan region

Alexey A. Arsenyev¹, Vadim M. Alexandrov², Dmitry S. Leontiev^{2*}

¹Tyumen Branch of Federal State Institution "Territorial Fund of Geological Information in the Ural Federal District", Tyumen, Russia

²Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

*e-mail: leontevds@tyuiu.ru

Abstract. The territory of Kurgan region is actually located within the boundaries of the West Siberian oil and gas province, where industrial reserves of hydrocarbons are discovered and actively developed within Tyumen, Omsk, Tomsk and Novosibirsk regions.

The article presents an assessment of petroleum potential of Kurgan region (a case study of deposits of Early Carboniferous age, zones of serpentization of ultra-basic rocks, as well as the Upper Cretaceous Suprasenomanian complex of rocks). It would seem that Kurgan region today could conduct industrial development of fields, because it neighbours upon those regions in which hydrocarbon production is carried out. However, oil or gas deposits in this region have not been discovered yet, and the study of the subsurface is discrete and unsystematic.

The uncertainty in the fate of Kurgan oil is a legacy of Soviet geology. It is likely that large hydrocarbon reserves will not be found in Kurgan region, but there are forecast resources, and they cannot be confirmed without a comprehensive study of the subsurface.

The authors of the article try to understand why an oil or gas fountain has not clogged in Kurgan region yet.

Key words: Kurgan region; rocks; hydrocarbons

Введение

Территория Курганской области по факту располагается в границах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, где в пределах Тюменской, Омской, Томской и Новосибирской областей открыты промышленные запасы углеводородов и ведется их активная разработка.

Большинство разрабатываемых залежей приурочены к зоне контакта мезозоя и палеозоя, характеризующихся несогласным залеганием и расчлененным эрозионно-тектоническим рельефом.

Казалось бы, Курганская область, соседствуя и находясь в близких геологических условиях с теми областями, в которых ведется добыча углеводородов, на сегодняшний день могла бы тоже вести промышленную разработку месторождений, однако залежи нефти или газа здесь до сих пор не открыты, а изучение недр носит дискретный и бессистемный характер.

В данной статье мы пытаемся разобраться и понять, почему в Курганской области при явных перспективах открытия на ее территории залежей углеводородов до сих пор не забил нефтяной или газовый фонтан.

Неопределенность в судьбе курганской нефти — наследие советской геологии. Вероятно, в Курганской области не найти крупных запасов углеводородов, но прогнозные ресурсы есть, и без комплексного изучения недр их не подтвердить.

Объект и методы исследования

Важно отметить, что поисковые и разведочные работы на территории рассматриваемой области тесно связаны с историей нефтегазоразведки Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции и в геологическом отношении имеют одну общую черту — южная краевая часть Западно-Сибирского седиментационного бассейна [1, 2].

В 2001 г. специалистами ЗапСибНИГНИ и ТюмГНГУ (н/в ТИУ) была выполнена совместная масштабная исследовательская работа, в которой был сделан акцент на обобщении и анализе имеющейся геолого-

геофизической и геохимической информации Вагай-Ишимской впадины в границах Курганской области. Итогом работ стало литолого-стратиграфическое расчленение разреза, построена тектоническая карта доюрских комплексов, проведен анализ геолого-геохимических предпосылок нефтегазоносности изучаемой территории, обоснована количественная оценка нефтегазоносности восточной части Курганской области. Проработаны конкретные рекомендации и направления по рациональному пользованию недр: намечены два региональных сейсмопрофиля МОГТ (метод общей глубинной точки), участки для постановки детальных площадных сейсморазведочных работ, обоснована точка заложения параметрической скважины, определены перспективные лицензионные участки [3].

Далее, уже в 2006 г. ОАО «Башнефтегеофизика» выполнило полевые сейсморазведочные работы в пределах Южно-Мокроусовского и Северо-Привольного лицензионных участков^{1,2,3,4,5}. Более того, на этих территориях был выполнен геохимический комплекс работ методом газовой сейсмотомографии, в результате чего были обоснованы точки заложения скважин под бурение. В следующем году ООО «Правдинская геологоразведочная экспедиция» пробурило скв. 1 на Северо-Привольной площади глубиной 2 402 м, а в конце того же года была пробурена скв. Южно-Мокроусовская-1 глубиной 2 400 м. По результатам бурения, а также согласно лабораторно-аналитическим исследованиям было подтверждено наличие благоприятных зон в палеозойских отложениях [4, 5].

Не менее интересным остается и тот факт, что в 1935 г. в районе ж/д станции Макушино с целью водоснабжения была пробурена скв. 263, вскрывшая слоистые и трещиноватые песчаники нижнемелового возраста. В интервале глубин 620–711 м был получен фонтан газа дебитом 850 м³/сут. Газ азотно-метанового состава.

С 1927 г. жители деревни Беспалово, находящейся в Звериноголовском районе, отмечали проявления в виде желтых маслянистых пятен на поверхности реки Алабуги (приток реки Тобол), которые, по их словам, поднимались со дна реки. Спустя несколько лет, а точнее в 1936 г. А. А. Ершовым и В. Г. Чернышовым, а позднее и Н. П. Тутаевым были проведены экспедиции, в результате которых был зафиксирован и подтвержден факт выхода нефти на поверхность. В. А. Успенский, отобрав

¹ Комплексная интерпретация геолого-геофизической информации в пределах Южно-Мокроусовского и Покровского лицензионных участков. Отчет ООО «ННЦ» по договору № 08/12 от 20 июля 2012 года / Отв. исп. Н. П. Дешеня, В. А. Ордин; ТФГИ по Сибирскому федеральному округу. – Тюмень, 2012. – 80 с.

² Комплексное литолого-геохимическое и петрофизическое исследование керна и шлама из скважины № 1 Южно-Мокроусовской площади. Отчет ООО «ЗапСибГЦ» по договору № 101 / Отв. исп. М. Ю. Зубков, О. И. Дерягина. – Тюмень, 2007. – 114 с.

³ Комплексное литолого-химическое исследование шлама из скважины № 1 Северо-Привольной площади. Отчет ООО «ЗапСибГЦ» по договору № 10 от 27 июля 2007 года / Отв. исп. М. Ю. Зубков. – Тюмень, 2007. – 25 с.

⁴ Комплексная интерпретация геолого-геофизической информации в пределах Южно-Мокроусовского и Покровского лицензионных участков. Отчет по договору с ООО «Зауральская нефтяная провинция» № 08/12 от 20 июля 2012 года / В. А. Ордин [и др.]; ТФГИ по УрФО. – Тюмень: ООО «Нефтегазовый научный центр», 2012. – 82 с.

⁵ Отчет о результатах обработки и интерпретации данных ВСП по скважине № 1 Северо-Привольная / Отв. исп. С. В. Курсин. – Тюмень: ООО «Новые геотехнологии», 2007. – 49 с.

пробы и проведя необходимый комплекс лабораторных исследований, сделал неоспоримое заключение о выходе природного битума.

Чуть позднее, в период 1940–1959 гг., у береговой зоны реки Алабуги пробуренные скв. 1-К и 2-К вскрыли красноцветные породы, предположительно, пермско-триасового возраста с высоким содержанием битумов (0,8 %). Из скважин был поднят керн, насыщенный нефтью.

В 1961 г. силами Тюменского геологического управления на юге Курганской области была пробурена структурно-поисковая скв. Косолаповская 1, в которой на глубине 455–460 м также были обнаружены признаки наличия нефти.

В процессе бурения Курганской параметрической скв. 1 (ПГО «Новосибирскгеология») в интервале глубин 700–750 м на поверхности бурового раствора отмечались маслянистые пятна. Далее, при промывке скважины выделялось смолоподобное вещество в значительном объеме. В шламе, отобранным из интервала глубин 765–774 м, при выполнении лабораторного комплекса исследований обнаружены примазки битума, относящегося к типу аллюхтонного битумоида. При испытании в эксплуатационной колонне интервала глубин 743–763 м был получен самоизлив пластовых вод с растворенным горючим газом дебитом 1,33 м³/сут (газовый фактор составлял 0,89 м³/т).

В процессе бурения скважины Михайловской 2 в интервале глубин 2 350–2 370 м был вскрыт водогазовый пласт со следами миграции нефти в виде битуминозных остатков. В интервале глубин 2 400–2 450 м были отмечены выходы метана.

Приведенные выше факты заставляют задуматься о перспективности Курганской области и возможности открытия в ее недрах залежей нефти или газа, несмотря на разнообразие оценок и взглядов по вопросу нефтегазоносности этой территории у авторов не угасает надежда и уверенность в том, что в ближайшем будущем фонтаны нефти и газа появятся на просторах Курганской области^{6,7} [6].

Практическая часть

Перспективы нефтегазоносности отложений раннекаменноугольного возраста

В конце 40-х годов XX века был обоснован тезис о перспективности доюрских отложений Курганской области. В то время мезозойско-кайнозойские отложения не рассматривались как перспективные в связи с их малой толщиной. Геолого-геофизические работы, которые проводились в 1960–80-х гг., позволили выявить хорошие фильтрационно-емкостные свойства карбонатных и терригенных пород-коллекторов, коллекторов среднего и верхнего девона, а также известняков нижнего отдела каменноугольной системы. Именно здесь, в этих отложениях, и предполагаются возможные залежи и зоны аккумуляции углеводородов.

⁶ Количественная оценка суммарных начальных ресурсов (СНР) нефти, газа и конденсата северо-восточной части Курганской области. Отчет по договору № 54-00 с Комитетом природных ресурсов по Курганской области в двух томах. Том I (текст отчета) / А. В. Рыльков [и др.]; ТФГИ по Курганской области. – Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 2001. – 196 с.

⁷ Количественная оценка суммарных начальных ресурсов (СНР) нефти, газа и конденсата северо-восточной части Курганской области. Отчет по договору № 1 (54-00) с Комитетом природных ресурсов по Курганской области в двух томах. Том II (графические приложения) / А. В. Рыльков [и др.]; ТФГИ по Курганской области. – Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 2001.

Согласно разработанной в 1999 г. «Стратиграфической схеме палеозоя» Западно-Сибирской плиты, палеонтологически охарактеризованные каменноугольные отложения распространены почти во всех структурно-фациальных зонах и в основном представлены глинистыми, углисто-глинистыми, кремнистыми карбонатно-глинистыми и карбонатно-глинистыми (с эфузивами) толщами. В большинстве разрезов нижнего карбона известняки не имеют рифовой природы, хотя участками перенасыщены морской фауной: фораминиферами, радиоляриями, мшанками, водорослями, брахиоподами и др. Все они имеют признаки гравитационных отложений, четкую стратификацию и пластовую отдельность. Мощность карбона не превышает 1 100 м на севере и севере-западе, составляя в центре 200–600 м и 100–320–500 м на юго-востоке плиты. Все известные разрезы нижнего карбона в фациальном отношении относятся к отложениям шельфовых впадин и погруженного, участками глубоководного шельфа (50–150 м).

В пределах Западно-Сибирской плиты рифовая система нижнего карбона была установлена впервые в 2008 г. по данным скв. 10670 Новомостовской [7].

Палеогеографический анализ [8] позволил сделать вывод о развитии барьерных рифов нижнего карбона параллельно Уралу: от Тутлейской площади на севере до Кустанайского профиля района пос. Качар [9]. Скв. 10670 Новомостовской в интервале глубин 2 445–2 905 м вскрыт рифовый комплекс литофаций карбона с богатым набором разнообразных биогенных структур и текстур.

Фрагмент рифовой системы на юго-востоке Западно-Сибирской плиты можно увидеть на примере скв. 52 Арчинской в интервалах глубин 3 250,8–3 330,0 м, вскрывшей рифогенные отложения визей-серпуховского уровня. Коралловые калипты образованы одиночными ругозами, плащеобразными колониями ремезий, пластинами палеоаплизин. Они формировались в разных условиях: вверху в заполнителе каркаса — высокоуглеродистый пелит, к забою скважины он замещается пелмикритом, участками пелспаритом с глобоидами водорослей и фораминифер. Эти отложения, согласно принятой Стратиграфической схеме, не принадлежат ни табаганская, ни кехорегской свитам нижнего карбона, поэтому по данным скв. 52 Арчинской устанавливается новая некрасовская толща совершенно особого рифогенного типа. Каменноугольная рифовая система может быть прослежена юго-восточнее и восточнее Арчинской площади.

По геологическим материалам [10] вблизи Нижне-Табаганской площади установлены каменноугольные отложения елизаровской и табаганской свит, связанных пространственно, фациально и генетически с рифогенными образованиями скв. 52 Арчинской. В. И. Краснов и др. в 2011 г. впервые провели палеоландшафтный анализ каменноугольной системы [11]. Через год, в 2012 г., была опубликована авторская палеогеографическая модель для нижнего отдела каменноугольной системы (турнейский — серпуховский (C1 t - C1 s) ярусы) [8].

В отложениях нижнекаменноугольного комплекса Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции развиты такие рифовые системы, как Западная (или Новомостовская) и Восточная (или Арчинская). Основным отличием модели эпиконтинентальных бассейнов Сибири от типовых моделей J. L. Wilson считает развитие в карбоне и силуре своеобразной средневодной террасы с достаточно разнообразной биотой, а также троговых зон глубоководья, которые развивались также и в областях распространения крайне мелководных шельфов [12]. Именно к меридиальным зонам распространения илистой ундаформы и приурочено развитие рифовых систем каменно-

угольного возраста (раннекаменноугольных осадочных бассейнов) как на западе, так и на востоке Западно-Сибирского осадочно-породного бассейна.

Параметрическая скв. 1 Северо-Кошелевская (НСК-1) (северо-восточное окончание центрального купола Северо-Кошелевского поднятия) вскрыла верхнюю часть карбонатной толщи палеозойского разреза толщиной 125 м, стратиграфически относящуюся к верхнему девону — турнейскому ярусу. В закарстованных известняках обнаружены остатки макрофлоры, в том числе и кораллы, что предполагает возможное развитие в карбонатном разрезе палеозоя морских рифогенных фаций.

С ними связаны определенные перспективы обнаружения как продуктивных нефтегазоматеринских отложений каменноугольного-девонского возраста, так и природных резервуаров, вмещающих углеводороды (закарстованные рифы).

Перспективы нефтегазоносности зон серпентинизации ультраосновных пород

Серпентинизация ультраосновных пород — постмагматический процесс преобразования магматических пород в экзогенных условиях. Главное в этом процессе — развитие серпентина по оливину. Серпентинизация сопровождается выделением свободного водорода. Серпентинизация, как известно, интенсивно протекает при условии обработки ультраосновных пород углекислыми водами, которые служат источником углерода.

Зоны серпентинизации имеют определенный нефтегазовый потенциал. Они тяготеют к районам с тектонической активностью, что способствует развитию дизьюнктивной тектоники, формированию трещинно-поровых пород-коллекторов и миграции углеводородов по геологическому разрезу. Данные зоны влияют и на минералогический состав экранирующих эрозионно-тектонические выступы отложений в подошвенной части осадочного чехла.

Проблемой нефтегазоносности южных районов Западно-Сибирского осадочно-породного бассейна занимались многие исследователи. Первым высказал предположение о нефтегазоносности восточного склона Урала И. М. Губкин в 30-х гг. прошлого столетия. Почти за 60 лет геологоразведочных работ на юге Тюменской области накоплен огромный геологогеофизический материал (результаты геофизических исследований скважин (ГИС), исследования керна, испытания скважин, сейсмо-, гравиа-, магнитные исследования и многое другое). В связи с этим потребовалось обобщение и всесторонний анализ имеющейся геолого-геофизической информации и прежде всего ГИС, исследований керна и испытаний.

Цель анализа — выделение в разрезах скважин потенциально продуктивных пород-коллекторов порового и трещинно-кавернозного типа, пропущенных ранее при испытаниях и интерпретации ГИС, оценка перспектив нефтегазоносности зон серпентинизации ультраосновных пород.

С целью изучения особенностей строения и состава пород данного типа был построен геологический разрез (рис. 1).

Данный геологический разрез ориентирован в направлении СЗ-ЮВ, пересекает границы Приуральской и Тобольской нефтегазоносных областей. При построении использованы данные ГИС, результаты испытаний, керновые данные (скв. 1, 2 и 5 Карабашские, скв. 9 Южно-Таежная, скв. 33-П Носкинская, скв. 2 и 3 Менделеевские, скв. 1 Южно-Тобольская), а также структурные карты по целевым отражающим сейсмическим горизонтам «А», «Б», «М» и «Г».

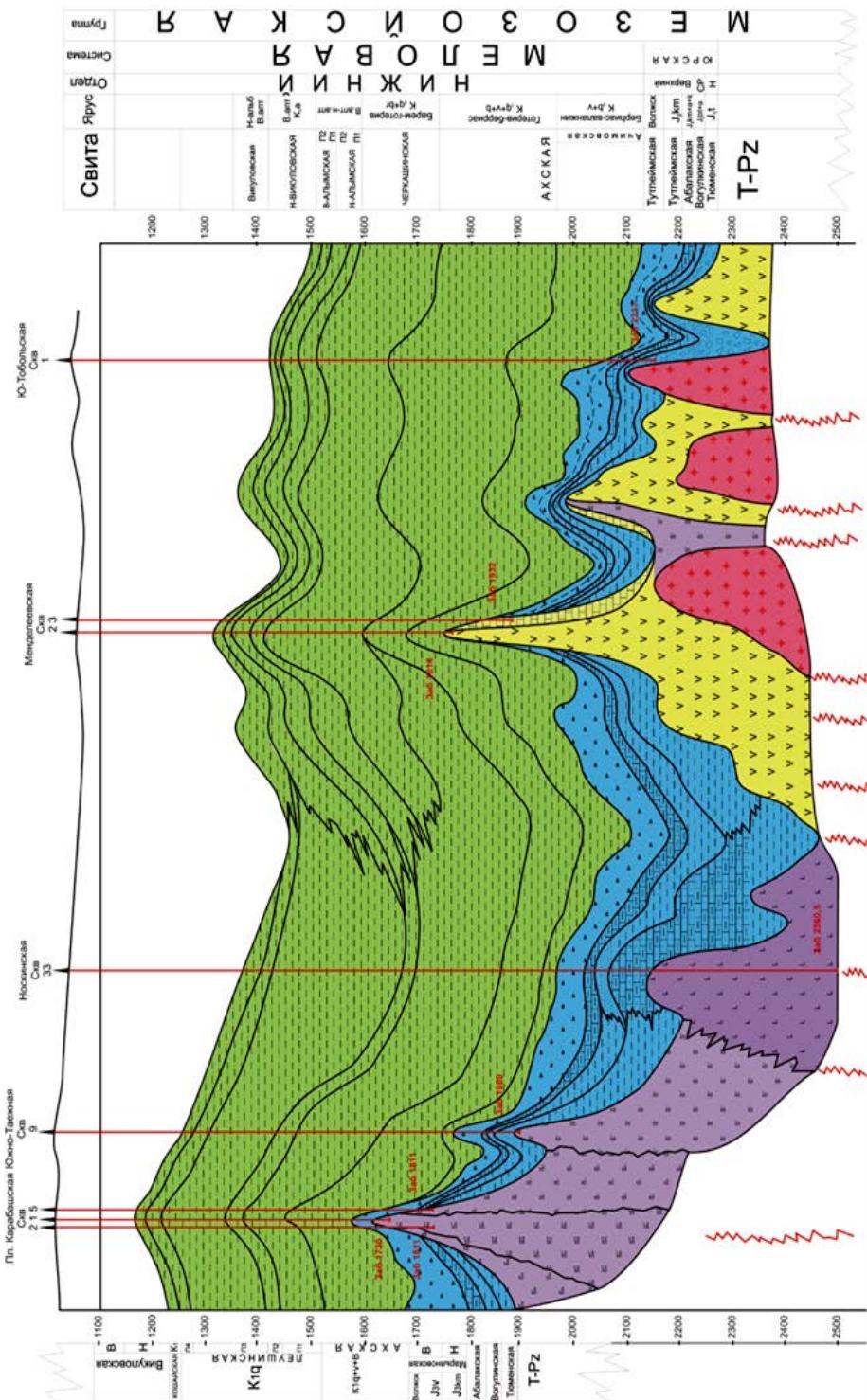


Рис. 1. Геологический разрез по линии скв. 2 Карабашская — скв. 1 Южно-Тобольская

Разрез охватывает западной частью погруженную область ранних герцинид Шадринско-Шаймского антиклиниория Уральской складчатой системы, а восточной — область каледонид Урало-Казахского прогиба и Тобольского антиклиниория северной оконечности Центрально-Казахстанской складчатой системы. Согласно тектонической карте [13], Урало-Казахский краевой прогиб является границей между Центрально-Казахстанской и Уральской складчатыми системами. В створе разреза данная граница проявляется между скв. 2 Менделеевской и 33-П Носкинской и тяготеет в сторону последней.

Породы доюрского комплекса, вскрытые скв. 33-П, представлены туфами литокристаллических порфиритов, подвергшихся сильному тектоническому воздействию и гидротермальной проработке. Обломочный материал представлен обломками основной массы базальтовых порфиритов, сцементированных мелким вулканогенным и пепловым материалом. Обломки кристаллов являются обломками и кристаллами темноцветов — оливина, моноклинного пироксена (геденбергит) и роговой обманки. Оливин, по описанию шлифов (Н. П. Алексеева, 2001 г.), полностью замещен вторичными минералами: серпентином с ярко выраженным волокнистым строением, хлоритом и рудным магнетитом.

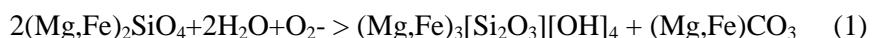
Основная цементирующая масса — пирокластический материал, гематит, гидроокислы железа и вторичные минералы — хлорит, кальцит, халцедон. Породы разбиты сериями разнонаправленных трещин. Гидротермальная проработка по разрезу (скв. 33-П) с глубиной усиливается. По аналогии с породами Северного Казахстана — Восточной зоны Урала они соответствуют отложениям триаса (Н. П. Алексеева, 2001 г.). Скв. 9 Южно-Таежная, находящаяся в створе профиля к западу от скв. 33-П Носкинской, вскрывает на глубине 1 958 м доюрские породы, которые являются корой выветривания апогарцбургитовых серпентинитов (интервал 1958–1961 м), переходящих к западу в серпентиниты гарцбургитовые (скв. 5 Карабашская, глубина фундамента — 1 744 м).

Поисковой скв. 1 вскрыта газовая залежь с дебитом 265 000 м³/сут, приуроченная к кровле тюменской свиты, vogulkinской толще, трещиноватым породам фундамента и коры выветривания, гидродинамически связанных между собой. Породы марьяновской, ахской, леушинской свит являются глинистой покрышкой Карабашской залежи, представляющей собой единую толщу, сложенную аргиллитоподобными глинами темносерого и серого цветов, преимущественно тонкоотмученными, с единичными прослойями глинистых алевролитов и известняков. Возрастное положение ахской свиты (на основании находок берриасских, валанжинских и готеривских комплексов фораминифер, спор и пыльцы) — берриас — низы готерива [14]. Природа образования пород-коллекторов Карабашской газовой залежи связывается с гидротермальным метаморфизмом туфов базальтовых порфиритов, протекающим под действием высокотемпературных растворов, образующихся путем конденсации глубинных водяных паров и несущих с собой различные компоненты, приводящих к различным изменениям окружающих пород, в данном случае — к их серпентинизации. Фундамент в области поглощения газовой залежи представлен выветрелыми рассланцованными антигоритовыми серпентинитами (скв. 1, интервал 1 695–1 707 м) [15–17].

В описании шлифов из керна пород доюрского основания, вскрытых скв. 33-П Носкинской (интервалы 2 246–2 257; 2 286–2 290; 2 545–2 550 м), представленных туфами базальтовых порфириров, а также визуально в образцах керна наблюдаются кристаллы темноцветов — оливина, моноклинного пироксена (геденбергита) и роговой обманки. Оливин замещается полностью вторичными минералами: серпентинитом с ярко выраженным волокнистым строением.

Переход оливина в серпентин происходит, как известно, с увеличением объема, а вокруг вкрапленных зерен серпентинизированного оливина в породе наблюдаются радиально расходящиеся трещинки, которые свидетельствуют о динамическом воздействии массы на окружающую среду. Наличие в серпентинитах многочисленных мелких смещений с зеркалами скольжения в самых различных направлениях является следствием разгрузки динамических напряжений, возникающих в процессе серпентинизации оливиносодержащих пород, являющихся часто причиной возникновения зон разуплотнения на окраинах массивов.

Серпентизация оливина схематически выражается уравнением



Степень серпентинизации ультраосновных пород представлена на петрохимической двухкомпонентной диаграмме Д. С. Штайнберга (рис. 2) [18].

Координаты степени серпентинизации рассчитаны в мол. долях: RO/SiO_2 , а также MgO/SiO_2 , где

$$\text{RO} = (\text{FeO} + \text{MnO} + \text{Ni} + \text{CaO} + \text{MgO} + 2\text{Fe}_2\text{O}_3) - (\text{Al}_2\text{O}_3) + \text{Cr}_2\text{O}_3$$

По мере увеличения степени преобразований (степени серпентинизации) значение параметров уменьшается.

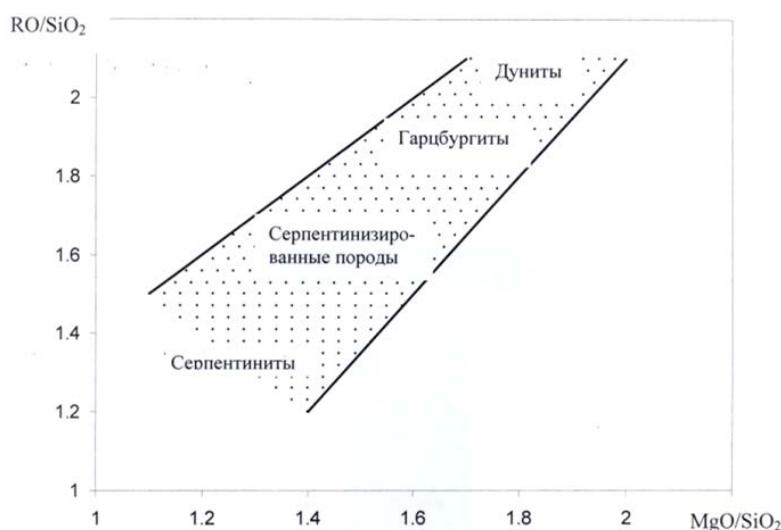


Рис. 2. Петрохимическая двухкомпонентная диаграмма Д. С. Штайнберга

Находящиеся в Карабашском нефтегазоносном районе в зоне Шадринско-Шаимского антиклинария скважины Ереминской площади вскрывают

в фундаменте серпентиниты, являющиеся продуктами гидратации гипербазитов, то есть гидротермального метаморфизма. Как сказано выше, этот процесс происходит с увеличением объема породы, вследствие чего возникают колоссальные напряжения и разрушение как самих образованных серпентинитов, так и контактирующих с ними массивов. Вследствие степени пластиичности перекрывающих глинистых отложений может происходить их дальнейшее уплотнение и образование плотной покрышки.

При достижении давлений, достаточных для дальнейших диагностических преобразований глин в аргиллиты, вследствие дегидратации происходит их рассланцевание и образование плитчато-трещинной текстуры с латерально-вертикальной сообщаемостью трещинных каналов, обеспечивающих разгрузку напряжений экранирующей толщи и миграцию из залежи водогазонефтяной смеси в вышележащие отложения. Следы миграции часто обнаруживаются в приповерхностной области разреза, что позволяет контролировать наличие таких зон поверхностным комплексом геофизико-геохимических методов. На основании опытных геофизико-геохимических исследований, проводимых в последние годы на территории Западной Сибири, в частности в районах юга Тюменской области, оптимальным является сочетание следующих методов:

- 1) определение содержания спектра углеводородов (УВ) (в частности ароматических) в грунтах (на глубине 2 м);
- 2) измерение на указанной глубине температур (T °C);
- 3) измерение естественной радиоактивности пород.

Развитие зон серпентинизации в пределах Западно-Сибирской плиты приурочено, согласно данным состава пород доюрского основания, чаще всего к границам переработанных герцинским тектогенезом областей до-карельской, карельской, байкальской складчатости и единого каледоно-герцинского складчатого основания.

Наряду с рассмотренной выше областью серпентинизации Шадринско-Шаймского антиклиниория (Ереминская площадь, Карабашское месторождение) аналогичные по своим геолого-тектонофизическим характеристикам зоны, претерпевшие или находящиеся в стадии изменения пород фундамента под действием гидротермального метаморфизма, наблюдаются и в восточной части Западно-Сибирской плиты, в частности в зоне Муромцевского прогиба, Верхне-Демьянского антиклиниория, переходящего к северу в так называемый серпентинитовый пояс (скв. 2 Болотная; скв. 1 Уурная; скв. 70 и 73 Лыхские; скв. 80 и 81 Ютымские; скв. 61 Кальчинская; скв. 2 Тай-Тымская и т. д.).

Результаты испытаний скв. 1 и 2 Болотных, находящихся в области распространения вышеназванных геолого-тектонических образований, показывают, что полученная из интервалов глинистой толщи баженовской и георгиевской свит вода с газом является, очевидно, покрышечной (надфундаментной).

Испытаний нижележащих интервалов доюрского фундамента, породы которого представлены хризотил-антigorитовыми серпентинитами (скв. 2 Болотная, интервал 2 789–2 868 м), не проводилось.

Согласно данным испытаний скв. 2 Тай-Тымской (Омская область), пробуренной в зоне с аналогичными геолого-тектоническими характеристи-

стиками и находящейся в пределах структуры, оконтуренной стратоизогипсой — 2 740 м (ОГ «А»), из отложений тюменской свиты получен приток нефти дебитом 96 м³/сут (интервал 2 600–2 620 м). Породы доюрского основания в керне представлены альбит-актинолитовыми сланцами серпентин-актинолит-талькового и кальцит-актинолит-талькового состава.

Перспективы нефтегазоносности верхнемелового надсеноманского комплекса пород

В настоящее время верхнемеловой надсеноманский комплекс пород в пределах территории Западно-Сибирского осадочно-породного бассейна привлекает все большее внимание геологов. Сейсмические материалы по верхней части разреза анализировались в работах А. А. Нежданова, В. С. Соседкова, В. А. Корнева, Н. Я. Кунина.

Вопросы корреляции ГИС изложены в статьях И. И. Нестерова, В. С. Бочкирева, Ю. В. Брадучана, М. И. Кострюкова, М. И. Мишульского, А. Л. Наумова, О. М. Нелепченко, С. Г. Галеркиной, Н. Х. Кулакметова, А. А. Нежданова, В. Г. Елисеева.

Результаты оценки перспектив нефтегазоносности применительно к надсеноманским отложениям Западной Сибири были представлены в трудах А. Э. Конторовича, И. И. Нестерова, В. А. Скоробогатова, А. С. Пережогина, Н. Н. Ростовцева, А. А. Нежданова, Г. П. Мясниковой, А. А. Трофимука, М. Я. Рудкевича, Г. П. Евсеева.

Различные вопросы геологии и газоносности надсеноманских отложений изучались И. И. Нестеровым, А. А. Неждановым, В. М. Подобиной, С. Е. Агалаковым, Ю. Н. Карагодиным, В. Н. Саксом, О. В. Бакуевым, Н. Х. Кулакметовым, Г. Н. Гогоненковым, А. Л. Наумовым, В. А. Захаровым, Г. М. Татьянином, Ю. В. Филипповичем, Ю. В. Брадучаном, С. Г. Галеркиной, М. И. Мишульским, С. А. Варяговым, М. И. Таначевой и др.

С. Е. Агалаков впервые оценил сенонские отложения как перспективный газоносный комплекс [19].

Промышленная газоносность отложений верхнего мела была доказана в пределах Александровского мегавала, где еще в 1962 г. на Охтеурьевской площади был получен фонтан газа с дебитом около 20 тыс. м³/сут.

С тех пор прошло много времени, уже появились новые геологогеофизические материалы и геохимические данные. Если вначале надсено-манские скопления УВ связывали с миграцией из подстилающих сено-манских залежей, то сейчас они обнаружены в зонах, где последние отсутствуют. Сенонские отложения в некоторых районах Западно-Сибирского мегабассейна содержат газонасыщенные резервуары и уже рассматриваются в качестве самостоятельного газоносного комплекса.

Относительно наличия углеводородных скоплений в верхнемеловом надсено-манском комплексе пород, развитом на юго-западе Западно-Сибирского осадочно-породного бассейна (Курганская область), у геологов по-прежнему определенное мнение еще не сформировалось. Говоря о перспективах открытия месторождений нефти и газа в Зауралье, одни настаивают на том, что шансы достаточно велики, другие же не торопятся делать какие-либо поспешные выводы и рекомендуют продолжать специализированные исследования.

В Курганской области газопроявления были обнаружены на Петуховской площади, где при испытании в скв. 4-Г базальных песчаников викуловской свиты (апт) толщиной 26 м, перекрытых альбскими глинами (ханты-мансийская свита), был получен газоводяной фонтан, высота которого достигала 15 м. Газопроявления наблюдались и в процессе бурения, начиная с глубины 227 м. Состав отобранного газа — азотно-метановый (86 % метана и 13 % азота, тяжелые УВ отсутствуют).

Анализ палеогеографических обстановок показывает, что в начале маастрихтского века открылся Тургайский пролив и в Западно-Сибирский палеобассейн начали поступать теплые воды, обогащенные карбонатным ионом [20]. Произошел «всплеск» органической жизни, появилось более 80 новых тетисных (не бореальных) родов и видов живых организмов. Формировались известковистые осадки, на юге до мергелей (рис. 3).

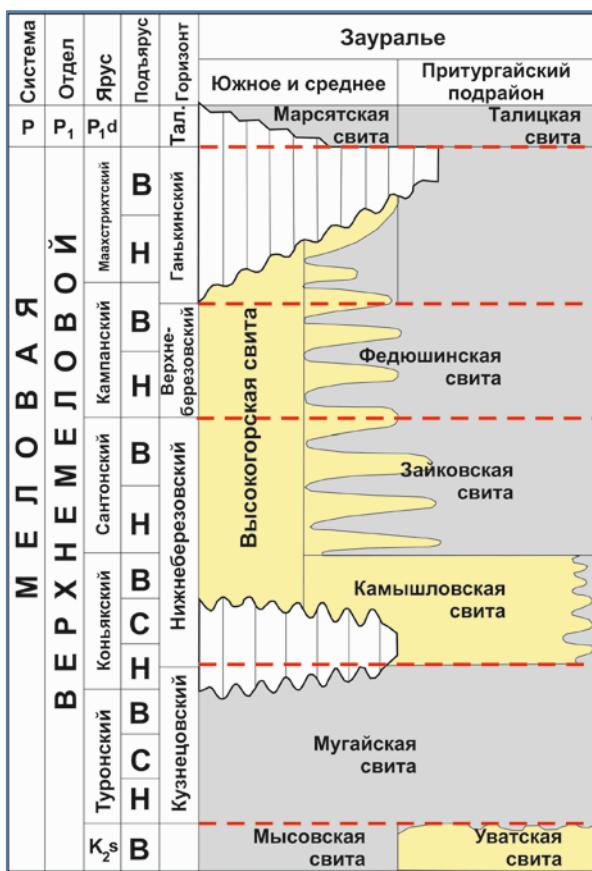


Рис. 3. Фрагмент региональной стратиграфической схемы надсенонаинских отложений Курганской области (по С. Е. Агалакову, 2019 г.; ООО «ТННЦ»)

Геолого-геофизические характеристики верхнемелового надсенонанского комплекса пород, развитых в пределах территории Курганской области, близки к аналогичным по возрасту отложениям на севере Западно-Сибирского осадочно-породного бассейна. Единственное различие заключается в глубине залегания.

Кроме того, к примеру, результаты интерпретации данных геофизических исследований по скв. КУ-1, расположенной почти на крайнем юге Курганской области, однозначно свидетельствуют о наличии в них хороших пород-коллекторов.

По данным В. Г. Мамышева, породы-коллекторы представлены высокопористыми (величина k_n от 23 до 40 % и более) водонасыщенными песчаными пластами толщиной от 2,7 до 22,0 м. По данным электрического каротажа породы-коллекторы характеризуются повышающим проникновением фильтрата промывочной жидкости в пласты, величина удельного электрического сопротивления пород-коллекторов составляет 4,8–11,9 Ом·м [3].

Окончательные выводы о наличии или отсутствии в разрезе верхнемелового надсенонанского комплекса пород условий, благоприятных для процессов генерации и аккумуляции углеводородов, неоднозначны.

Необходимость дальнейших комплексных геофизических и геологических исследований и переоценки перспектив нефтегазоносности верхнемелового надсенонанского комплекса пород (в частности отложений кампаниястрихтского возраста) очевидна.

Выводы

1. Территория Курганской области по факту располагается в границах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, где в пределах Тюменской, Омской, Томской и Новосибирской областей открыты промышленные запасы углеводородов и ведется их активная разработка.
2. Исключительный интерес в смысле нефтегазоносности представляют породы доюрского комплекса, представленные серпентинитами, контактирующими (сочлененными) с нефтематеринскими породами, имеющими достаточный нефтегенерационный потенциал.
3. Наличие зон разуплотнения и связанных с ними возможных ловушек УВ в области распространения ультраосновных пород фундамента Западно-Сибирской плиты является следствием их объемных изменений (деформаций), происходящих под действием гидротермального метаморфизма.
4. Объемное расширение в процессе новообразования серпентинитов является возможной причиной разрушения надфундаментных глинистых покрышек, перераспределения УВ из залежей в вышележащие отложения (Ереминская и Владимирская площади).
5. Сохранение малопроницаемого флюидоупора-покрышки обеспечивается высокой пластичностью и однородностью слагающих ее глинистых отложений. Действие объемного расширения, происходящее при образовании серпентинитов, приводит к их дополнительному уплотнению при минимальной плотности новообразованных трещин (например, Карабашское месторождение).
6. Основными породами-коллекторами Карабашской залежи являются антигоритовые серпентиниты, рассланцованные под действием процессов гидротермального метаморфизма.
7. Наиболее интенсивное новообразование серпентинитов имеет место в тектонически-активных районах, в областях глубинных разломов и депрессионных зон, являющихся каналами передачи глубинной тепловой энергии в зону гидротермального метаморфизма ультраосновных пород.

8. Перспективы поиска и разведки залежей углеводородов, а также дальнейшая качественная их эксплуатация в пределах территории Курганской области связана главным образом с выявлением зон проявления гидротермального метаморфизма и серпентинизации пород гетерогенного фундамента в области раннегерцинской складчатости [21, 22].

9. Наличие зон серпентинизации, как следствие гидротермального метаморфизма ультраосновных пород, является одним из важнейших поисковых признаков для локального прогноза залежей углеводородов (формирования путей миграции УВ, картирования областей аккумуляции и консервации залежей УВ).

Библиографический список

1. Геология СССР. Том XII. Пермская, Свердловская, Челябинская и Курганская области. Полезные ископаемые / Гл. редактор А. В. Сидоренко. – Москва : Недра, 1973. – 632 с. – Текст : непосредственный.
2. Геология СССР. Том XII. Пермская, Свердловская, Челябинская и Курганская области. Часть I. Геологическое описание. Книга 2 / Гл. редактор А. В. Сидоренко. – Москва : Недра, 1969. – 304 с. – Текст : непосредственный.
3. Анализ и перспективы поисково-разведочных работ на нефть и газ в Курганской области : монография / А. А. Арсеньев, В. М. Александров, А. Ю. Белоносов [и др.] ; под редакцией А. Р. Курчикова ; Тюменский индустриальный университет. – Тюмень : ТИУ, 2019. – 265 с. – Текст : непосредственный.
4. Ехлаков, Ю. А. Новые данные о геологическом строении палеозойского фундамента юга Курганской области (по данным изучения Курган-Успенской параметрической скважины) / Ю. А. Ехлаков, А. Н. Угрюмов, С. С. Санфирова. – Текст : непосредственный // Горные ведомости. – 2010. – № 5 (72). – С. 34–51.
5. Кирда, Н. П. Перспективы нефтегазоносности доюрских комплексов Зауралья / Н. П. Кирда. – Текст : непосредственный // Горные ведомости. – 2013. – № 10 (113). – С. 20–39.
6. О нефтегазоносности восточной части Курганской области (Вагай-Ишимская впадина) / А. В. Рыльков, В. В. Потериева, Н. Х. Кулахметов, А. П. Южалин. – Текст : непосредственный // Нефтяная геология и условия формирования залежей углеводородов : избранные труды. – Тюмень : Альфа-СТАМП, 2016. – С. 198–205.
7. Открытие рифовой системы в каменноугольных отложениях Западной Сибири / А. И. Кудаманов, Г. Д. Исаев, А. Р. Сайфутдинов, Э. А. Абля. – Текст : непосредственный // Георесурсы. – 2008. – № 5 (28). – С. 30–32.
8. Исаев, Г. Д. Геологическая, палеогеографическая модели палеозоя Западно-Сибирской плиты и перспективы его нефтегазоносности / Г. Д. Исаев. – Текст : непосредственный // Георесурсы. – 2012. – № 6 (48). – С. 24–30.
9. Рифогенные и сульфатоносные формации фанерозоя СССР : монография / Г. А. Беленицкая, Н. М. Задорожная, А. К. Иогансон [и др.] ; Всесоюз. н.-и. геол. ин-т им. А. П. Карпинского. – Москва : Недра, 1990. – 291 с. – Текст : непосредственный.
10. Исаев, Г. Д. Основы биоседиментологии и региональный фациальный анализ = Principles of biosedimentology and regional facies analysis / Г. Д. Исаев. – Новосибирск : Гео, 2006. – 133 с. – Текст : непосредственный.
11. Краснов, Б. И. Стратиграфия и палеоландшафты нижнего карбона Западно-Сибирской равнины / Б. И. Краснов, В. Н. Дубатолов, Л. Г. Перегоедов. – Текст : непосредственный // Материалы по палеонтологии и стратиграфии Урала и Западной Сибири. – Екатеринбург : УРО РАН, 2011. – С. 158–189.
12. Уилсон, Дж. Л. Карбонатные фации в геологической истории : монография / Дж. Л. Уилсон ; под редакцией В. Т. Фролова, перевод с английского А. С. Арсанова, Н. П. Григорьева, Б. В. Ермакова. – Москва : Недра, 1980. – 463 с. – Перевод изд.: Carbonate facies in geologic history / James L. Wilson. Berlin etc., 1975. – Текст : непосредственный.
13. Геология СССР. Том XII. Пермская, Свердловская, Челябинская и Курганская области. Часть I. Геологическое описание. Книга 1 / Гл. редактор А. В. Сидоренко. – Москва : Недра, 1969. – 724 с. – Текст : непосредственный.
14. Геология нефти и газа Западной Сибири / А. Э. Контоворович, И. И. Нестеров, Ф. К. Салманов [и др.]. – Москва : Недра, 1975. – 680 с. – Текст : непосредственный.

15. Наседкина, В. А. К стратиграфии верхнего девона на восточном склоне Среднего Урала / В. А. Наседкина, М. В. Постоялко, А. А. Плюснина [и др.]. – Текст : непосредственный // Проблемы стратиграфии Урала. Девонская система. – Свердловск : ИГиГ УрО РАН, 1990. – С. 22–33.
16. Тевелев, А. В. (2005). Геодинамические обстановки формирования каменноугольных вулканических комплексов Южного Урала и Зауралья / А. В. Тевелев, П. Л. Тихомиров, К. Е. Дегтярев [и др.]. – Текст : непосредственный // Очерки по региональной тектонике. – Москва : Наука, 2005. – Т. 1. Южный Урал. – С. 213–247. – (Тр. ГИН РАН, Вып. 561).
17. Геохронологические исследования фундамента Западно-Сибирского нефтегазоносного мегабассейна ; итоги 50 лет изучения / К. С. Иванов, Ю. Н. Федоров, Ю. Л. Ронкин, Ю. В. Ерохин. – Текст : непосредственный // Литосфера. – 2005. – № 3. – С. 117–135.
18. Штейнберг, Д. С. Серпентинизация ультрабазитов / Д. С. Штейнберг, И. С. Чашухин. – Москва : Наука, 1977. – 312 с. – Текст : непосредственный.
19. Агалаков, С. Е. Газоносность сенонских отложений Севера Западной Сибири / С. Е. Агалаков. – Текст : непосредственный // Сборник научных трудов. Проблемы нефтегазового комплекса – забота молодых (23-я научно-техническая конференция молодых ученых) / ВНИИГАЗ. – Москва, 1990. – С. 75–76.
20. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в меловом периоде / А. Э. Конторович, С. В. Ершов, В. А. Казаненков [и др.] – Текст : непосредственный // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55, № 5–6. – С. 745–776.
21. Пумпянский, А. М. Каменноугольные отложения Курганского Зауралья / А. М. Пумпянский. – Текст : непосредственный // Топорковские чтения. – Вып. IV. – Рудный, 1999. – С. 55–62. – Текст : непосредственный.
22. Кирда, Н. П. Особенности геологического строения, перспективы нефтегазоносности Тургайского прогиба и задачи региональных геолого-геофизических работ / Н. П. Кирда, П. И. Краев, С. К. Курманов. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 1971. – № 7. – С. 29–33.

References

1. Sidorenko, A. V. (Ed.) (1973). Geologiya SSSR. Tom XII. Permskaya, Sverdlovskaya, Chelyabinskaya i Kurganskaya oblasti. Poleznye iskopaemye. Moscow, Nedra Publ., 632 p. (In Russian).
2. Sidorenko, A. V. (Ed.) (1969). Geologiya SSSR. Tom XII. Permskaya, Sverdlovskaya, Chelyabinskaya i Kurganskaya oblasti. Chast' I. Geologicheskoe opisanie. Kniga 2. Moscow, Nedra Publ., 304 p. (In Russian).
3. Arsenyev, A. A., Aleksandrov, V. M., Belonosov, A. Yu., Zakirov, N. N., Mamyshev, V. G., Mulyavin, S. F.,..., Yagafarov, A. K. (2019). Analiz i perspektivy poiskovo-razvedochnykh rabot na neft' i gaz v Kurganskoy oblasti. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., 265 p. (In Russian).
4. Ekhlakov, Yu. A., Uglyumov, A. N., & Sanfirova, S. S. (2010). Novye dannye o geologicheskem stroenii paleozoyskogo fundamenta yuga Kurganskoy oblasti (po dannym izucheniya Kurgan-Uspenskoy parametricheskoy skvazhiny). Gornye vedomosti, (5(72)), pp. 34-51. (In Russian).
5. Kirda, N. P. (2013). Perspektivy neftegazonosnosti doyurskikh kompleksov Zaural'ya. Gornye vedomosti, (10(13)), pp. 20-39. (In Russian).
6. Rylkov, A. V., Poteryaeva, V. V., Kulakhmetov, N. Kh., & Yuzhalin, A. P. (2016). O neftegazonosnosti vostochnoy chasti Kurganskoy oblasti (Vagay-Ishimskaya vpadina). Neftyanaya geologiya i usloviya formirovaniya zalezhey uglevodorodov: izbrannye trudy. Tyumen, Alfa-STAMP Publ., pp. 198-205. (In Russian).
7. Kudamanov, A. I., Isaev, G. D., Saifutdinov, A. R., & Ablya, E. A. (2008). Reef system in the carboniferous sediments of Western Siberia. Georesursy, (5(28)), pp. 30-32. (In Russian).
8. Isaev, G. D. (2012). Geological and paleogeographic models and prospects of oil-and-gas bearing capacity of the Paleozoic of the Western Siberian plate. Georesursy, (6(48)), pp. 24-30. (In Russian).
9. Belenitskaya, G. A., Zadorozhnaya, N. M., Ioganson, A. K., Antoshkina, A. I., Belyaeva, G. V., Vagapov, S. U.,..., Yaroshenko, A. V. (1990). Rifogeny i sul'fatonozy formatsii fanerozooya SSSR. Moscow, Nedra Publ., 291 p. (In Russian).
10. Isaev, G. D. (2006). Principles of biosedimentology and regional facies analysis Novosibirsk, Geo Publ., 133 p. (In Russian).

11. Krasnov, B. I., Dubatolov, V. N., & Peregoedov, L. G. (2011). Stratigrafiya i paleoland-shafty nizhnego karbona Zapadno-Sibirskoy ravniny. Materialy po paleontologii i stratigrafi Urala i Zapadnoy Sibiri. Ekaterinburg, URO RAN Publ., pp. 158-189. (In Russian).
12. Wilson, J. L. (1975). Carbonate facies in geologic history. Berlin etc., 471 p. (In English). Available at: <https://doi.org/10.1007/978-1-4612-6383-8>
13. Sidorenko, A. V. (Ed.) (1969). Geologiya SSSR. Tom XII. Permskaya, Sverdlovskaya, Chelyabinskaya i Kurganskaya oblasti. Chast' I. Geologicheskoe opisanie. Kniga 1. Moscow, Nedra Publ., 724 p. (In Russian).
14. Kontorovich, A. E., Nesterov, I. I., Salmanov, F. K., Surkov, V. S., Trofimuk, A. A., & Erv'e, Yu. G. (1975). Geologiya nefti i gaza Zapadnoy Sibiri. Moscow, Nedra Publ., 680 p. (In Russian).
15. Nasedkina, V. A., Postoyalko, M. V., Plyusnina, A. A., Zenkova, G. G., Petrova, L. G., Stepanova, T. I.,..., Shirshova, D. I. (1990). K stratigrafi verkhnego devona na vostochnom skлоне Srednego Urala. Problemy stratigrafi Urala. Devonskaya sistema. Sverdlovsk, IGIG UrO RAN Publ., pp. 22-33. (In Russian).
16. Tevelev, A. V., Tikhomirov, P. L., Degtyarev, K. E., Kosheleva, I. A., Moseychuk, V. M., Pravikova, N. V., & Surin, T. N. (2005). Geodinamicheskie obstanovki formirovaniya kamennougl'nykh vulkanicheskikh kompleksov Yuzhnogo Urala i Zaural'ya. Ocherki po regional'noy tektonike. Tom 1. Yuzhnyy Ural. Moscow, Nauka Publ., pp. 213-247. (In Russian).
17. Ivanov, K. S., Fedorov, Yu. N., Ronkin, Yu. L., & Erokhin, Yu. V. (2005). Geochronological researches of the West-Siberian oil and gasbearing megabasin's basement; Results of 50-year studying. Litosfera, (3), pp. 117-135. (In Russian).
18. Steinberg, D. S., & Chaschukhin, I. S. (1977). Serpentinizatsiya ul'trabazitov. Moscow, Nauka Publ., 312 p. (In Russian).
19. Agalakov, S. E. (1990). Gazonosnost' senonskikh otlozheniy Severa Zapadnoy Sibiri. Sbornik nauchnykh trudov. Problemy neftegazovogo kompleksa - zabora molodykh (23rd nauchno-tehnicheskaya konferentsiya molodykh uchenykh). Moscow, pp. 75-76. (In Russian).
20. Kontorovich, A. E., Ershov, S. V., Kazanenkov, V. A., Karogodin, Y. N., Kontorovich, V. A., Lebedeva, N. K.,..., Shurygin, B. N. (2014). Cretaceous paleogeography of the West Siberian sedimentary basin. Russian Geology and Geophysics, (55(5-6)), pp. 745-776. (In Russian).
21. Pumpyanskiy, A. M. (1999). Kamennougl'nye otlozheniya Kurganskogo Zaural'ya. Toporkovskie chteniya. Vypusk. IV. Rudnyy, pp. 55-62. (In Russian).
22. Kirda, N. P., Kraev, P. I., & Kurmanov, S. K. (1971). Osobennosti geologicheskogo stroeniya, perspektivnye neftegazonosnosti Turgayskogo progiba i zadachi regional'nykh geologo-geofizicheskikh rabot. Oil and gas geology, (7), pp. 29-33. (In Russian).

Сведения об авторах

Арсеньев Алексей Аркадьевич, заместитель начальника отдела первичной геологической информации, эксперт, Тюменский филиал ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по Уральскому федеральному округу», г. Тюмень

Александров Вадим Михайлович, к. г.-м. н., доцент кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, главный геолог АО «Тандем», г. Тюмень

Леонтьев Дмитрий Сергеевич, к. т. н., ассистент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: leontevds@tuuiu.ru

Information about the authors

Alexey A. Arsenyev, Deputy Head of the Department of Primary Geological Information, Expert, Tyumen Branch of Federal State Institution "Territorial Fund of Geological Information in the Ural Federal District"

Vadim M. Alexandrov, Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, Chief Geologist, Tandem JSC, Tyumen

Dmitry S. Leontiev, Candidate of Engineering, Assistant at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen, e-mail: leontevds@tuuiu.ru