

## Перспективные нефтегазовые объекты на северо-востоке Предпатомского прогиба

А. И. Сивцев<sup>✉,1,2</sup>, Н. Г. Тимофеев<sup>2</sup>, В. А. Мещеряков<sup>3</sup>

<sup>1</sup>ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча», г. Якутск, Российская Федерация

<sup>2</sup>Северо-Восточный федеральный университет им. М.К. Аммосова, г. Якутск, Российская Федерация

<sup>3</sup>АО «Сахатранснефтегаз», г. Якутск, Российская Федерация

✉[maraday@yandex.ru](mailto:maraday@yandex.ru)

### Аннотация

В статье рассматриваются геологическое строение и перспективы нефтегазоносности северо-восточной части Предпатомского прогиба. Анализ основан на результатах глубокого бурения и данных прямых геохимических исследований, проведенных в последние годы. Показаны особенности соотношения структурных планов верхней и нижней частей геологического разреза, обусловленные надвиговыми деформациями. Сделано предположение, что глубоким бурением в районе Улугурской структуры не достигнуты целевые продуктивные горизонты в автохтонной части разреза. Здесь, после уточняющего объема сейсморазведочных работ, предлагается заложить поисковую скважину большей глубины. В качестве другого приоритетного объекта на нефть и газ обозначена потенциальная зона выклинивания терригенных отложений венда на юго-западном склоне Сунтарского поднятия. Сделан прогноз распространения литологических ловушек, сложенных хорошо отсортированными гранулярными коллекторами венда на северных частях Эргеджейского и Улугурского лицензионных участков. В аллохтонной части разреза обозначены перспективы нефтегазоносности карбонатных отложений венда и нижнего кембрия в коллекторах, образованных за счет вторичных процессов. Сделано предположение, что надвиговые деформации могли обусловить циркуляцию агрессивных растворов с формированием вторичных трещинно-кавернозных коллекторов с последующей миграцией и накоплением в них скоплений углеводородов. Также отмечены высокие перспективы газоносности верхней части разреза, где были установлены залежи газа на вновь открытых месторождениях. Приведены результаты прямого геохимического опробования Улугурского и Эргеджейского лицензионных участков, позволяющие предварительно локализовать перспективные зоны и участки изученной территории. При этом узкие вытянутые геохимические аномалии связываются с перспективами аллохтонной части разреза, а изометричные аномалии – с автохтонной частью. Отмечена необходимость консолидации всей имеющейся геолого-геофизической информации по Предпатомскому прогибу в рамках тематических исследований.

**Ключевые слова:** Предпатомский прогиб, венд, кембрий, надвиги, аллохтон, автохтон, перспективы нефтегазоносности, геохимия

**Финансирование.** Статья подготовлена при финансовой поддержке Российского фонда фундаментальных исследований (РФФИ), проект «Государственное регулирование недропользования и охраны окружающей среды во Франции и в Арктической зоне Российской Федерации: сравнительное исследование, методология и практика» (№ 21-510-22001).

**Для цитирования:** Сивцев А.И., Тимофеев Н.Г., Мещеряков В.А. Перспективные нефтегазовые объекты на северо-востоке Предпатомского прогиба. *Природные ресурсы Арктики и Субарктики*. 2024;29(2):193–203. <https://doi.org/10.31242/2618-9712-2024-29-2-193-203>

### Original article

## Oil-and-gas potential of the northeast Predpatom trough

Alexey I. Sivtsev<sup>✉,1,2</sup>, Nikolay G. Timofeev<sup>2</sup>, Vitaly A. Meshcheryakov<sup>3</sup>

<sup>1</sup>Taas-Yuryakh Neftegazodobycha, Yakutsk, Russian Federation

<sup>2</sup>Ammosov North-Eastern Federal University, Yakutsk, Russian Federation

<sup>3</sup>Sakhatransneftegaz, Yakutsk, Russian Federation

✉[maraday@yandex.ru](mailto:maraday@yandex.ru)

### Abstract

This article discusses the geological structure and prospects of the oil and gas potential in the northeastern part of the Predpatom trough. The materials of the study included geological findings from deep drilling and data from direct

geochemical studies conducted in recent years. It describes the specific features of the structural plans of the upper versus the lower part of the geological cross-section. It is assumed that deep drilling in the area of the Ulugur structure has not reached the target productive horizons in the autochthonous part of the section. After acquiring more recent seismic data, there is a proposal to drill a deeper exploratory well in the area. As another priority target for oil and gas exploration, a potential zone of Vendian clastic deposits wedging on the southwestern slope of the Suntar uplift has been identified. A forecast has been made for the distribution of lithological traps stacked with well-sorted granular Vendian reservoirs in the northern parts of the Ergedzheysky and Ulugursky license areas. In the allochthonous part of the section, the potential for oil and gas content in carbonate deposits from the Vendian and Lower Cambrian periods is highlighted in reservoirs formed by secondary processes. It is assumed that thrust deformations could lead to the circulation of aggressive solutions, resulting in the formation of secondary fractured cavernous reservoirs. Subsequently, hydrocarbon accumulations may migrate and accumulate within these reservoirs. Good gas prospects were also noted in the upper part of the section, where gas deposits were confirmed in newly discovered fields. The results of direct geochemical testing of the Ulugur and Ergedzheysky license areas are presented, enabling the preliminary delineation of promising zones and areas in the studied territory. At the same time, narrow elongated geochemical anomalies are associated with the prospects of the allochthonous part of the section, while isometric anomalies are linked to the autochthonous part of the section. The need to consolidate all available geological and geophysical information on the Pre-Atomic deflection within the framework of case studies is noted.

**Keywords:** Predpatom basin, Vendian, Cambrian, thrusts, allochthon, autochthon, oil and gas prospects, geochemistry

**Funding.** This study was conducted with the financial support of the Russian Foundation for Basic Research (RFBR), project “State regulation of subsoil use and environmental protection in France and in the Arctic zone of the Russian Federation: a comparative study, methodology and practice” (No. 21-510-22001).

**For citation:** Sivtsev A.I., Timofeev N.G., Meshcheryakov V.A. Oil-and-gas potential of the northeast Predpatom trough. *Arctic and Subarctic Natural Resources*. 2024;29(2):193–203. (In Russ.); <https://doi.org/10.31242/2618-9712-2024-29-2-193-203>

## Введение

В настоящее время в Предпатомском прогибе на территории РС(Я) открыты Бетинчинское нефтяное, Бысахтахское, Кэдэргинское, им. И.Н. Кульбертинова, им. И.М. Меньшикова, Отраднинское газоконденсатные и Хотого-Мурбайское газовое месторождения. Большинство месторождений открыто в последнее время в связи с активизацией геологоразведочных работ в регионе. Большой интерес недропользователей к данной территории обусловлен, прежде всего, близостью к магистральным трубопроводам Восточная Сибирь–Тихий океан и «Сила Сибири», а также относительно высоким потенциалом суммарных ресурсов углеводородов [1].

В пределах рассматриваемой территории АО «Сахатранснефтегаз» в лице дочерних компаний ООО «Улугурнефтегаз» и ООО «ГДК Ленскгаз» принадлежат два лицензионных участка – Улугурский и Эргеджейский. В 2018–2022 гг. на этих участках проведены прямые геохимические исследования вдоль проектируемых сейсмических профилей для предварительного выделения нефтегазоперспективных объектов. Работы выполнялись АО «ВНИГРИ» с использованием стандартных методов сбора и компьютерной обработки геолого-геофизической и геохимической информации.

Целью данной работы является рассмотрение с общегеологических позиций перспектив нефтегазоносности северо-восточной части Предпатомского прогиба и сопоставление их с данными прямых геохимических опробований.

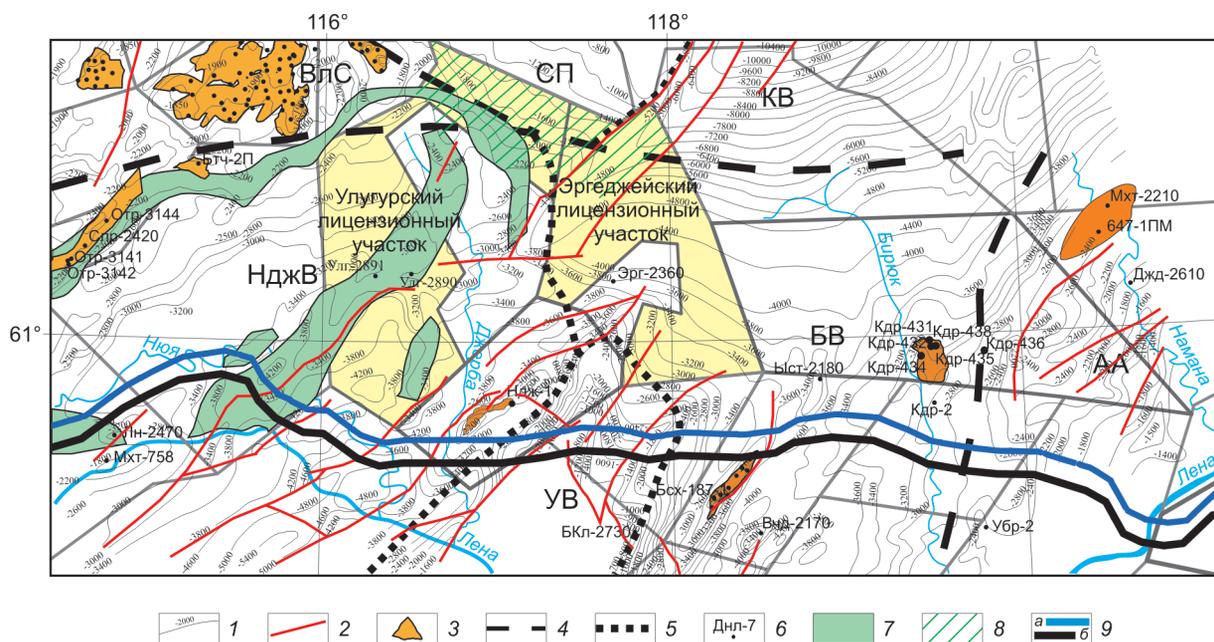
## Особенности геологического строения

В составе Предпатомского прогиба выделяют Нюйско-Джербинскую и Березовскую впадины, которые разделены Уринским антиклинорием.

Нюйско-Джербинская впадина отделяет Непско-Ботуобинскую антеклизу от складчатых сооружений Патомского нагорья, вытянута в северо-восточном направлении на 300 км при средней ширине около 120 км и имеет площадь более 40 тыс. км<sup>2</sup> [2].

Березовская впадина отделяет Алданскую антеклизу от структур Байкало-Патомского складчатого пояса и является незамкнутой структурой, раскрывающейся в сторону Кемпендяйской впадины. Впадина вытянута в субмеридиональном направлении на 350 км при средней ширине около 100 км; ее площадь превышает 36 тыс. км<sup>2</sup> [2].

Надо заметить, что на существующих тектонических картах условная граница между Нюйско-Джербинской и Березовской впадинами практически проходит по границе между Улугурским и Эргеджейским лицензионными участками (рис. 1).



**Рис. 1.** Структурная схема по отражающему горизонту КВ северо-восточной части Предпатомского прогиба и расположение Улуğурского и Эргеджейского лицензионных участков.

1 – изогипсы отражающего горизонта КВ (крыша терригенного венда), 2 – разрывные нарушения, 3 – месторождения углеводородов, 4 – границы надпорядковых тектонических элементов, 5 – границы структур 1-го порядка, 6 – скважины и их номера, 7 – зоны развития надвиговых складок, представляющие основной нефтегазопромысловый интерес в подсолевой карбонатной толще (аллохтон), 8 – зоны выклинивания перспективных отложений на юго-западе Сунтарского поднятия, 9 – газопровод «Сила Сибири» (а) и нефтепровод ВС-ТО (б). Желтым цветом показаны площади лицензионных участков. Влс – Вилочанская седловина, ВС – Вилуйская синеклиза, АА – Алданская антеклиза, НджВ – Нъюско-Джербинская впадина, УВ – Уринский выступ, БВ – Березовская впадина, СП – Сунтарское поднятие, КВ – Кемпендяйская впадина

**Fig. 1.** Structural diagram of the KV reflecting horizon in the northeastern part of the Predpatomsky trough and location of the Uluğursky and Ergedzheysky license areas.

Symbols: 1 – isohypses of the reflecting horizon of the KV (roof of the terrigenous vendian), 2 – discontinuous faults, 3 – hydrocarbon deposits, 4 – boundaries of superorder tectonic elements, 5 – boundaries of structures of the 1st order, 6 – wells and their numbers, 7 – zones of development of thrust folds representing the main oil and gas exploration interest in subsalt carbonate column (allochthon), 8 – zones of wedging of promising deposits in the south-west of the Suntar uplift, 9 – the Power of Siberia gas pipeline (a) and the VS-TO oil pipeline (b). The yellow color shows the area of the licensed areas.

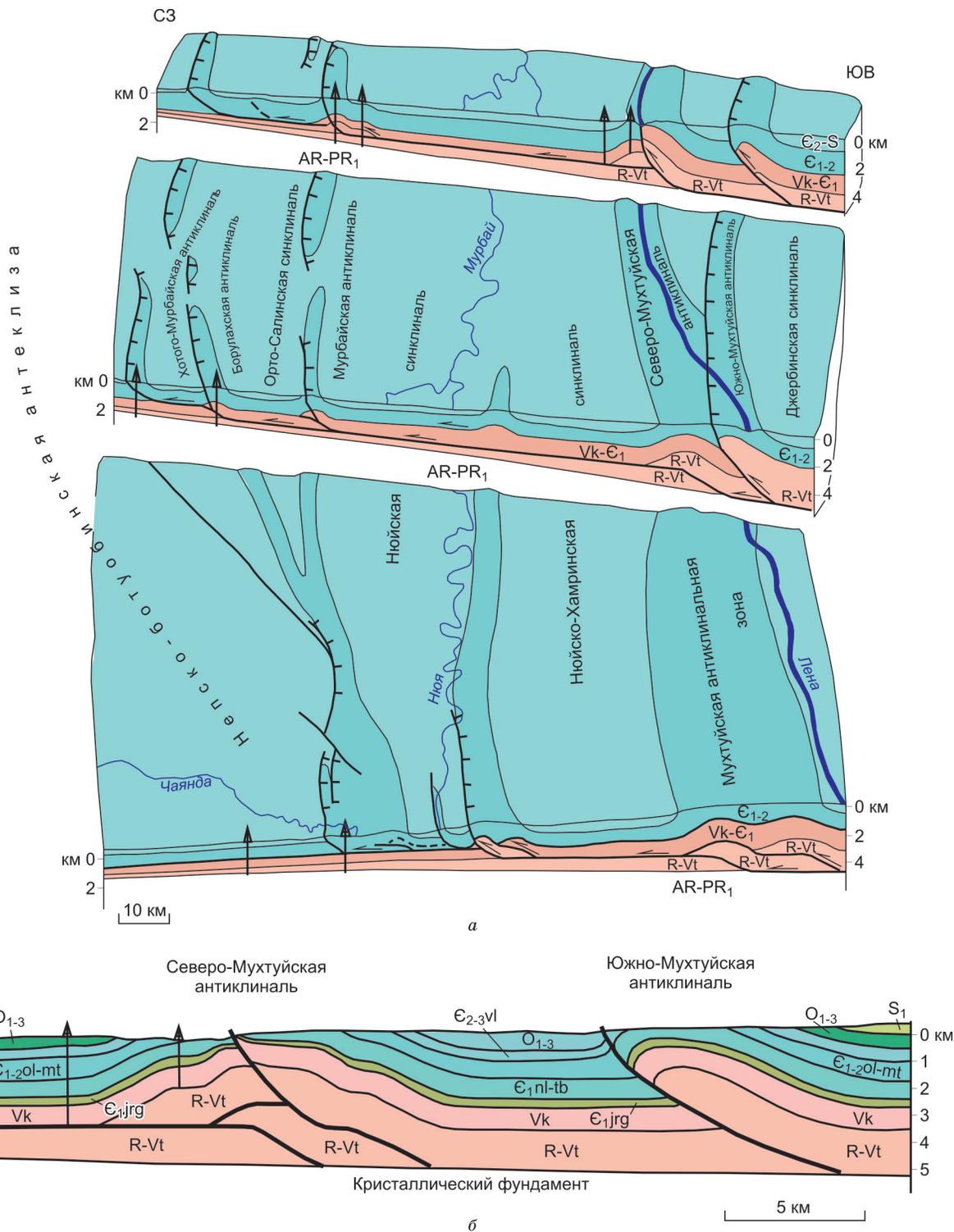
Designations: Влс – Vilyuchanskaya saddle, ВС – Vilyuyskaya syncline, АА – Aldan anteclise, НджВ – Nyuisko-Djerbinsky depression, УВ – Urinsky ledge, БВ – Berezovskaya depression, СП – Suntar uplift, КВ – Kempendyai depression

Осадочный чехол в пределах изучаемой территории имеет толщину 2000–7000 м и представлен пятью структурно-литологическими комплексами: рифейским – 2000–3000 м, бетинчино-сералахским (терригенный вендский) – 300–900, бюкско-билирским (карбонатный венд-нижнекембрийский) – 650–1000, юрегинско-метегерским (нижне-среднекембрийский карбонатно-галогенный) – 1000–1500 и верхоленско-нерюктейским (среднекембрийско-среднепалеозойский карбонатный) – 1500–1800 м.

Главной отличительной чертой Предпатомского прогиба является широкое развитие надвиговых деформаций, разделяющих разрез на автохтонную и аллохтонную части. Надвиговые

деформации достоверно установлены в пределах Нъюско-Джербинской впадины [3, 4]. К формационным особенностям Предпатомского прогиба относится появление в бюкской свите венда солей (торсальская пачка), а также то, что на внешнем борту терригенные отложения венда залегают на кристаллическом фундаменте Сибирской платформы, а во внутренней части подстилаются породами рифея.

Раздел между аллохтоном и автохтоном проходит по базальному срыву (детachment), ступенчато переходящему на все более высокие горизонты от внутренних частей Байкало-Патомского пояса к его фронту [5]. В Предпатомском прогибе detachment трассируется по соленосным



**Рис. 2.** Блок-диаграмма Ньюско-Джербинской впадины (а) и геологический разрез через Мухтуйскую антиклинальную зону (б) [3].  
 R-Vt – рифей-венд-терригенный, Vk – венд-карбонатный, E<sub>1jrg</sub> – юрегинская свита (нижний кембрий), E<sub>1nl-tb</sub> – нелбинско-толбачанский карбонатный (нижний кембрий), E<sub>1-2ol-mt</sub> – олекминско-метегерский галогенно-карбонатный (нижний-средний кембрий), E<sub>2-3vl</sub> – верхоленская карбонатная серия свит (средний-верхний кембрий), O – карбонатный ордовик, S – карбонатный силур

**Fig. 2.** *a)* Block diagram of the Nyu-Djerbin depression, *b)* geological section through the Mukhtuy anticline zone [3]. Symbols: R-Vt – Riphean-wend-terrigeneous, Vk – wend-carbonate,  $C_{1jrg}$  – Yureginsky formation (Lower Cambrian),  $C_{1nl-tb}$  – Nelbinsk-Tolbachan carbonate (Lower Cambrian),  $C_{1-2ol-mt}$  – Olekminsko-Metegersky halogen-carbonate (lower-Middle Cambrian),  $C_{2-3vl}$  – Verkholenskaya carbonate series of formations (Middle-Upper Cambrian), O – carbonate Ordovician, S – carbonate Silurian

отложениям торсальской пачки венда. По мере ее выклинивания детачмент переходит на соленосные отложения нижнего кембрия [5].

В Нюйско-Джербинской впадине автохтонный и аллохтонный структурные комплексы характеризуются резко выраженным несовпадением структурных планов, обусловленным нарушением аллохтона контрастными складчато-надвиговыми деформациями.

Аллохтон характеризуется развитием линейных складчато-надвиговых деформаций преимущественно северо-восточного простирания, разделенных синклиналиями с ненарушенной внутренней структурой (рис. 2). Количество и ширина деформированных участков увеличиваются от платформы в сторону Байкало-Патомского складчатого пояса [1]. Отмечается упрощение структурных форм вниз по разрезу автохтона, тогда как породы аллохтона могли быть неоднократно деформированы в процессе продвижения надвиговых пластин.

Надвиговые деформации предполагаются и в Березовской впадине. В 80-х годах XX века был пробурен ряд параметрических и поисковых глубоких скважин на выявленных положительных структурах в южной части впадины [6]. К сожалению, проведенные работы не увенчались открытием новых скоплений углеводородов, были зафиксированы только незначительные прямые признаки нефтегазоносности и выделены отдельные хорошо проницаемые пласты. Впоследствии, после проведения детальных сейсморазведочных работ предполагаемые на уровне проектных венд-нижнекембрийских продуктивных горизонтов положительные структуры не были обнаружены. Было сделано предположение, что несовпадение структурных планов обусловлено надвиговыми деформациями [6].

Таким образом, для обеих впадин основной проблемой картирования перспективных структур является несовпадение структурных планов нижней и верхней частей разреза. Выделенные в пределах Предпатомского прогиба структуры имеют преимущественно узкие линейно-вытянутые формы, совпадающие по простиранию с генеральным простиранием впадин.

### Перспективы нефтегазоносности

Традиционно основные перспективы нефтегазоносности прогиба связываются с не затронутыми надвиговыми деформациями отложениями автохтона. Строение автохтона в Нюйско-Джербинской впадине по отражающему горизонту КВ (кровля терригенного венда) характеризуется достаточно спокойным моноклиальным погружением пород в юго-юго-восточном направлении с градиентом наклона 15–20 м/км, и лишь на крайнем северо-востоке наклон пород постепенно сменяется на юго-западный. Структурный план по КВ осложнен редкими локальными поднятиями, структурными носами и заливами [5].

В автохтоне перспективы нефтегазоносности связываются с терригенно-карбонатными отложениями венда. Так, притоки нефти (4,65 м<sup>3</sup>/сут) получены из харыстанского продуктивного горизонта венда на Бетинчинском нефтяном месторождении. На Хотого-Мурбайском газовом месторождении промышленные притоки (до 143,2 тыс.м<sup>3</sup>/сут) получены из терригенного бутубинского продуктивного горизонта венда. На крупном по запасам газа и нефти Верхневилучанском нефтегазоконденсатном месторождении продуктивные горизонты также приурочены к терригенному вендскому (вилучанский и харыстанский продуктивные горизонты) [7] и карбонатному венд-нижнекембрийскому (юряхский продуктивный горизонт) комплексам [8].

В пределах изученной территории высокие перспективы связываются с бысахтахским продуктивным горизонтом венда. Промышленные притоки газа из этого горизонта получены на Бысахтахском и им. И.Н. Кульбертинова газоконденсатных месторождениях. Дебит газа составлял от 18,1 до 984,8 тыс. м<sup>3</sup>/сут на Бысахтахском месторождении и 79,3 тыс. м<sup>3</sup>/сут в скважине 1-П месторождения им. И.Н. Кульбертинова. Хотя пористость пород бысахтахского горизонта на месторождениях невысокая (5–7 %), хорошая проницаемость обеспечивается за счет интенсивной трещиноватости высококремнистых пород [9].

Достаточно крупная по запасам залежь Отраднинского газоконденсатного месторождения приурочена к телгеспитской карбонатной толще



**Рис. 3.** Розоватые крупнозернистые песчаники курсовской свиты венда. Скважина Шеинская 472, интервал 3750–3760

**Fig. 3.** Pinkish coarse-grained sandstones of the Kursovskaya Venda formation. Sheinskaya well 472, interval 3750–3760

венда. Здесь дебиты из телгеспитского горизонта после соляно-кислотной обработки призабойной зоны достигали 1070 тыс. м<sup>3</sup>/сут (скв. 314-2). Залежи газа в телгеспитском горизонте в изученном регионе установлены также на вновь открытых месторождениях им. И.М. Меньшикова [10] и им. И.Н. Кульбертинова (по данным ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча»).

Наибольший интерес представляют северо-восточная часть Улугурского лицензионного участка и прилегающая северная часть Эргеджейского лицензионного участка. Москвитин И.Е. [11] на основании изучения материалов глубокого бурения на Верхневиллючанской, Вилойско-Джербинской, Буягинской и Шеинской площадях установил на склонах Сунтарского поднятия последовательное увеличение мощности терригенной части вендского разреза, сложенного в основном песчаниками. Здесь прогнозируются литологические ловушки, сложенные хорошо отсортированными гранулярными коллекторами венда (рис. 3).

В аллохтонной части разреза также определенный интерес представляют зоны развития надвигов. В этих зонах могут быть обнаружены структуры различного строения и разной степени деформированности (см. рис. 1). Здесь ожидается развитие трещиновато-кавернозных карбонатных коллекторов в успунской и кудулахской свитах венда, а также в телгеспитском (венд), юряхском (венд–кембрий) и осинском (кембрий) горизонтах. По имеющимся представлениям, в рассматриваемом регионе формирование значительных по размерам залежей углеводородов в карбонатных породах верхнего докембрия и кембрия возможно только в случае следующей последовательности

процессов: формирование зоны разлома с оперяющими трещинами → циркуляция по ним агрессивных растворов с формированием вторичных трещинно-кавернозных коллекторов → вертикальная миграция и накопление УВ в образованном вторичном коллекторе [12].

Наличие достаточно мощного рифейского осадочного чехла во внутренней части Предпато́мского прогиба и крупный предвендский размыв верхов рифея [13] обуславливают преимущественно газовое насыщение разреза. Предполагается, что образованные до предвендского разрыва залежи жидких углеводородов были разрушены, а последующее накопление палеозойских отложений обусловило генерацию преимущественно газовых углеводородов.

Для локализации наиболее перспективных зон рассматриваемых участков были проведены прямые геохимические исследования вдоль проектируемых сейсмических профилей.

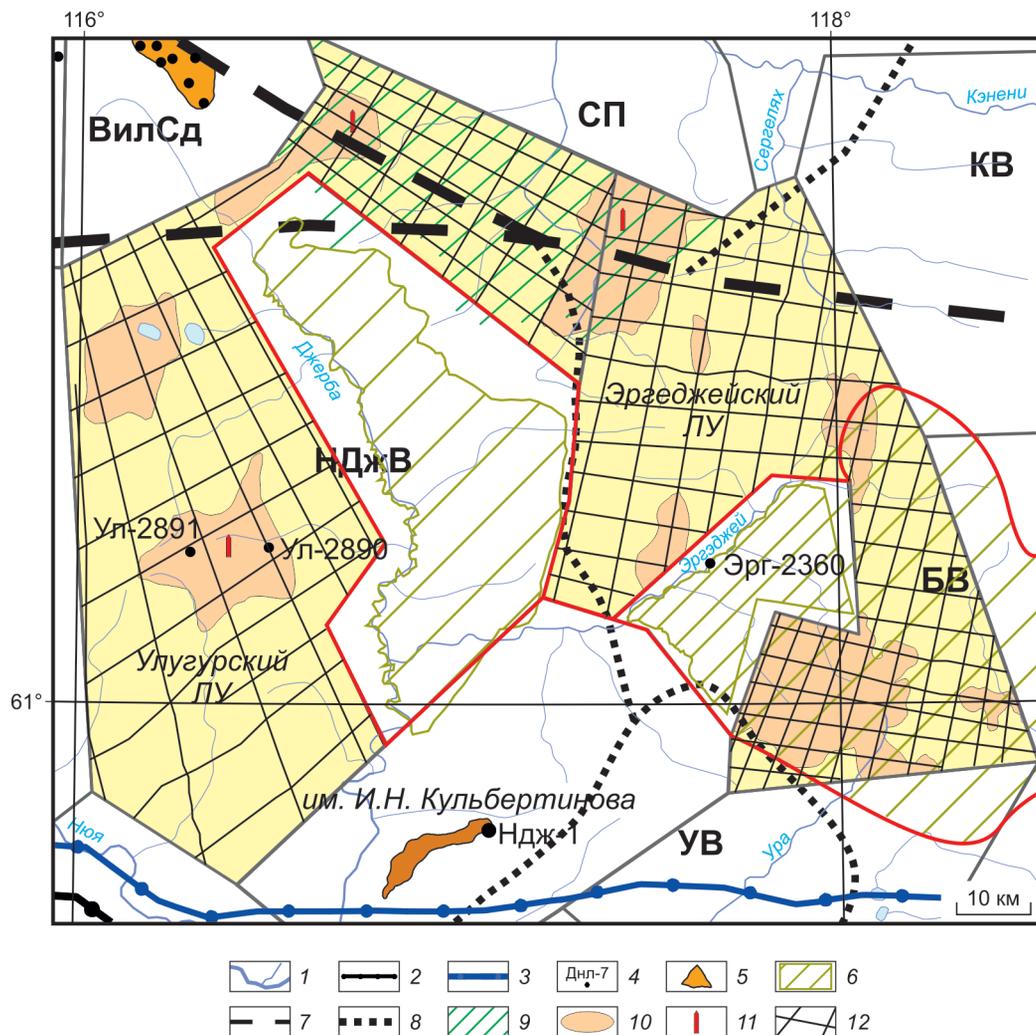
Основные результаты проведенных литогазо-геохимических опробований Улугурского и Эргеджейского лицензионных участков сводятся к следующему:

- установлены контрастные аномалии по сорбированным газам и битумам приповерхностных отложений (рис. 4, выделены красным);
- определены высокие содержания коэффициента эпигенетичности (отношение сумма предельных углеводородов/сумма нефтяных углеводородов – до 10 условных единиц), что свидетельствует о преимущественно «миграционном» составе углеводородных газов.

На рис. 4 представлена результирующая схема перспектив углеводородного насыщения изучаемого района по данным геохимических исследований.

По всей видимости, согласное простирание отдельных выделенных узких вытянутых геохимических аномалий с генеральным простиранием Ньюско-Джербинской и Березовской впадин [6] может свидетельствовать о приуроченности их к аллохтонным структурам. Более крупные и изометричные аномалии, по всей вероятности, скорее обязаны своим происхождением структурам в автохтонной части разреза.

В плане нефтегазоносности весьма перспективной является Улугурская структура (см. рис. 1 и 4). С учетом фактических забоев в 2800 и 3106 м пробуренные в ее пределах скважины, по-видимому, не достигли автохтонных отложений.



**Рис. 4.** Перспективные на обнаружение углеводородов зоны, установленные по результатам прямых геохимических опробований.

1 – гидросеть, 2 – нефтепровод ВС–ТО, 3 – газопровод «Сила Сибири», 4 – скважины и их номера, 5 – месторождения углеводородов, 6 – особо охраняемые природные территории, 7 – границы надпорядковых тектонических элементов, 8 – границы структур 1-го порядка, 9 – зоны выклинивания перспективных отложений на юго-западе Сунтарского поднятия, 10 – локализация аномалий по сорбированным газам и битумам приповерхностных отложений, 11 – рекомендуемые площади для подготовки и постановки глубокого бурения, 12 – линии геохимических опробований.

ВлСд – Вилочанская седловина, НДжВ – Нюйско-Джербинская впадина, СП – Сунтарское поднятие, КВ – Кемпендйайская впадина, УВ – Уринский выступ, БВ – Березовская впадина

**Fig. 4.** Zones with high potential for finding hydrocarbons, identified through direct geochemical testing results.

Symbols: 1 – hydro grid, 2 – VS-TO oil pipeline, 3 – the Power of Siberia gas pipeline, 4 – wells and their numbers, 5 – hydrocarbon deposits, 6 – specially protected natural territories, 7 – boundaries of superorder tectonic elements, 8 – boundaries of structures of the 1st order, 9 – zones wedging of promising deposits in the south-west of the Suntar uplift, 10 – localization of anomalies in sorbed gases and bitumen of near-surface deposits, 11 – recommended areas for the preparation and staging of deep drilling, 12 – lines of geochemical testing.

Designations: ВлСд – Vilyuchan saddle, НДжВ – Nyuisko-Djerbin depression, СП – Suntar uplift, КВ – Kempendyai depression, УВ – Urinsky ledge, БВ – Berezovskaya depression

В пределах Улугурской площади забой скважины 289-0 находится в кудулахской свите, а скважины 289-1 – в верхнебюкской подсвите венда. В скважине 289-1 отмечается сдвоение разреза венд-кембрийских отложений (от верхов куду-

лахской свиты до верхнебилирской свиты включительно) [14], что может быть связано с надвиговыми деформациями.

Восточнее рассматриваемой площади пробурена Эргеджейская скважина 236-0. В ней раз-

**Продуктивные горизонты  
открытых в 2021–2022 гг. месторождений Предпатомского прогиба**

**Productive horizons of the deposits of the Predatomsky trough discovered in 2021–2022**

Скважина	Свита	Интервал испытания, м	Дебит, тыс. м <sup>3</sup> /сут.
Среднебирюкская 1-П	Юряхская	2662–2697	115,8
	Олекминская	1450–1466	218,3
	Ичерская		78,83.
Кэдэргинская 431	Ичерская	Аварийный	>2000
Кэдэргинская 432	Ичерская	757–807	37,75
Кэдэргинская 435	Ичерская	840–852	5,27
		862–865	
Кэдэргинская 438	Ичерская	892–908	203,17
Мухтинская 647-1ПМ	Толбачанская	1193,06–1206,56	16,52
		883,0–887,0	43,64
		915,2–920,5	
		933,0–937,6	
Мухтинская 2210	Чарская	940,0–944,6	
		1092–1122	4,47
		1088–1107	28,63
		968–1022	3,07

рез верхнебюкской свиты представлен (сверху вниз): аянской ангидритовой (47 м), торсальской соляной (286 м) и телгеспитской доломитовой (130 м) пачками отложений общей мощностью 463 м.

В Улугурской скважине 289-1 разрез верхнебюкской свиты вскрыт на глубину 187 м. Если допустить, что разрез верхнебюкской свиты на Улугурской площади будет аналогичным разрезу, вскрытому на Эргеджейской площади, то до перспективного телгеспитского горизонта оставалось пробурить всего 146 м. С учетом незначительного варьирования толщин верхнебюкской свиты в регионе – максимум 300 м.

На Улугурской площади рекомендуется после проведения небольшого объема уточняющей сейсморазведки модификации МОГТ-3D заложить поисковую скважину с проектной глубиной 3600 м. При благоприятном расположении скважины 289-1 в уточненной структуре необходимо рассмотреть возможности ее углубления.

На выделяемой зоне выклинивания перспективных отложений на юго-западе Сунтарского поднятия попадают две геохимические аномалии (см. рис. 4). Здесь рекомендуется проведение сейсморазведочных работ модификации МОГТ-2D с целью оконтуривания потенциальных структур выклинивания литологических ловушек с элементами тектонического экранирования в терригенных отложениях венда для дальнейшей постанов-

ки глубокого бурения. Таким образом, проведение геолого-геофизических разведочных работ на юго-западном склоне Сунтарского поднятия имеет приоритетное значение для обоих лицензионных участков.

По остальным территориям Улугурского и Эргеджейского лицензионных участков определенные перспективы нефтегазоносности могут быть связаны с верхней частью разреза. На вновь открытых газоконденсатных месторождениях (Кэдэргинское, Мухтинское), расположенных восточнее рассматриваемой территории, промышленные залежи установлены в толбачанской, олекминской, чарской и ичерской свитах нижнего кембрия (см. таблицу).

По всей видимости, данные залежи образовались при переформировании крупных залежей из нижних этажей в верхние в ходе новейших тектонических процессов, происходивших в палеогеновое, неогеновое и неоплейстоценовое время [16]. Особенности нефтегазоносности верхней части разреза требуют дополнительных тематических исследований для более точного прогнозирования.

### Заключение

В последние годы в пределах Предпатомского прогиба разворачиваются масштабные геологоразведочные работы по поиску и разведке месторождений нефти и газа. Возможности откры-

тия новых залежей, в том числе нефтяных, на новых стратиграфических уровнях расширяют круг поисковых задач и увеличивают перспективы нефтегазоносности региона.

Имеющаяся геолого-геофизическая и геохимическая информация позволяет говорить о наличии перспектив нефтегазоносности северо-восточной части Улугурского лицензионного участка и прилегающей северной части Эргеджейского лицензионного участка, в том числе в Улугурской структуре, расположенной в центральной части одноименного лицензионного участка.

Для успешного решения задач по прогнозированию зон нефтегазового насыщения недр необходима консолидация всей имеющейся обновленной геолого-геофизической информации в рамках тематических исследований.

### Список литературы / References

1. Шемин Г.Г., Станевич А.М., Смирнов М.Ю. и др. *Перспективы нефтегазоносности региональных резервуаров Предпатомского регионального прогиба (Сибирская платформа)*. Новосибирск: Издательство СО РАН; 2018. 315 с. <https://doi.org/10.15372/PROSPECTS2018SGG>

Shemin G.G., Stanevich A.M., Smirnov M.Yu., et al. *Oil-and-gas prospects of regional reservoirs in Pre-Patom regional trough (Siberian Platform)*. Novosibirsk: SB RAS Publishing House; 2018. 315 p. (In Russ.). <https://doi.org/10.15372/PROSPECTS2018SGG>

2. Анциферов А.С., Бакин В.Е., Варламов И.П. *Геология нефти и газа Сибирской платформы*. М.: Недра; 1981. 552 с.

Anciferov A.S., Bakin V.E., Varlamov I.P. *Geology of oil and gas of the Siberian platform*. Moscow: Nedra; 1981. 552 p. (In Russ.)

3. Гайдук В.В. *Реконструкция структуры надвиговых поясов и локальная оценка их нефтегазоносности на примере Индигиро-Зырянского, Предверхоянского прогибов и Нюйско-Джербинской впадины*: Дис. ... докт. геол.-мин. наук. Новосибирск; 1995. 37 с.

Gaiduk V.V. *Reconstruction of thrust zones and local estimation of their petroleum potential on the example of Indigir-Zyryansky, PredVerkhoyansky flexures and Nyuisko-Jerbinsky valley*: Diss. ... Doct. Sci., Novosibirsk; 1995. 37 p. (In Russ.)

4. Серженков В.Г., Ситников В.С., Аржаков Н.А. и др. *Надвиговая тектоника и нефтегазоносность Предпатомского прогиба*. *Геология нефти и газа*. 1996; (9):4–10.

Serezhnikov V.G., Sitnikov V.S., Arzhakov N.A., et al. *Thrust tectonics and oil and gas potential of the Prepatom downarp*. *Geologiya nefiti i gaza = geology of oil and gas*. 1996;(9):4–10. (In Russ.)

5. Шемин Г.Г., Мигурский А.В., Смирнов М.Ю. и др. *Комплексная характеристика и количественная*

оценка перспектив нефтегазоносности региональных резервуаров нефти и газа верхневендско-нижнекембрийского аллохтонного карбонатного макрокомплекса Предпатомского регионального прогиба (Сибирская платформа). *Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири*. 2018;33(1):32–55. <https://doi.org/10.20403/2078-0575-2018-1-32-55>

Shemin G.G., Migurskij A.V., Smirnov M.Yu., et al. *Comprehensive characteristics and quantitative assessment of prospects of petroleum content in the regional oil and gas reservoirs of the upper vendian – lower cambrian allochthonous carbon-bearing macrocomplex at the Predpatom regional trough (Siberian platform)*. *Geology and mineral resources of Siberia*. 2018;33(1):32–55. (In Russ.). <https://doi.org/10.20403/2078-0575-2018-1-32-55>

6. Сивцев А.И., Ситников В.С. *О проявлениях горизонтальных тектонических движений в низах осадочного чехла Березовской впадины в связи с нефтегазоносностью*. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. 2014;(3):24–31.

Sivtsev A.I., Sitnikov V.S. *Some aspects of manifestations of horizontal tectonic movements in the bottoms of the sedimentary cover of Berezovsky depression due to oil and gas occurrence*. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*. 2014;(3):24–31. (In Russ.)

7. Рыжов А.Е., Скларова З.П., Крикунов А.И. и др. *Уточнение внутреннего строения терригенного комплекса нижнего венда Верхневилучанского нефтегазоконденсатного месторождения*. *Научно-технический сборник Вести газовой науки*. 2021;46(1):87–105.

Ryzhov A.Ye., Sklyarova Z.P., Krikunov A.I., et al. *Clarification of inner structure for Lower-Vendian terrigenous complex of Verkhnevilyuchanskoye oil-gas-condensate field*. *Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers*. 2021;46(1):87–105. (In Russ.)

8. Бузова И.А. *Карбонатные коллекторы вендско-нижнекембрийского нефтегазоносного комплекса Восточной Сибири*. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. 2010;5(2):4.

Burova I.A. *Carbonate reservoirs of the Vendian-Lower Cambrian petroleum complex, Eastern Siberia*. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika = Petroleum Geology – Theoretical and Applied Studies*. 2010;5(2):4. (In Russ.)

9. Сафронов А.Ф., Бубнов А.В., Москвитин И.Е. *Нетрадиционный коллектор Быхахтакского газоконденсатного месторождения*. В кн.: Соколов Б.А. (ред.). *Нефтегазоносные бассейны как саморазвивающиеся нелинейные системы: Труды третьей Международной конференции Новые идеи в геологии и геохимии нефти, г. Москва, 28–30 мая 1999 г.* М.: МГУ; 1999. С. 225–226.

Safronov A.F., Bubnov A.V., Moskvitin I.E. *Unconventional collector of the Bysakhtakh gas condensate field*. In: Sokolov B.A. (ed.). *Oil and gas basins as self-developing nonlinear systems: Proceedings of the 3rd International Conference New Ideas in Petroleum Geo-*

logy and Geochemistry, Moscow, May 28–30, 1999. Moscow: MSU; 1999, pp. 225–226. (In Russ.)

10. Карточка изученности месторождения им. И.М. Меньшикова. URL: <https://www.geol.irk.ru/izn/uk/AG-P50-53> (дата обращения: 22.08.2023)

Menshikov Field Study Card. URL: <https://www.geol.irk.ru/izn/uk/AG-P50-53> (accessed: 22.08.2023)

11. Москвитин И.Е., Ситников В.С., Михайлов В.А. и др. Строение, развитие и нефтегазоносность Сунтарского поднятия. В кн.: Микуленко К.И. (ред.). *Тектоника и нефтегазоносность Якутии: Сборник научных трудов*. Якутск: ЯНЦ СО АН СССР; 1989. С. 59–67.

Moskvitin I.E., Sitnikov V.S., Mikhailov V.A., et al. Structure, development and oil and gas potential of the Suntar uplift. In: Mikulenko K.I. (ed.). *Tectonics and oil and gas potential of Yakutia: Collection of scientific papers*. Yakutsk: YaSC SB of the USSR Academy of Sciences; 1989, pp. 59–67. (In Russ.)

12. Ivanova Z.E., Sivtsev A.I. Peculiarities in the distribution of hydrocarbons in carbonate sediments of Vendian and Cambrian. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. 988 032042. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/988/3/032042>

13. Баженова Т.К., Дахнова М.В., Можегова С.В. Верхний протерозой Сибирской платформы – основной источник нефтегазоносности ее домезозойского мегабассейна. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. 2011;6(2):2.

Bazhenova T.K., Dakhnova M.V., Mozhegova S.V. Upper proterozoic formations of Siberian Platform – main source of oil and gas of pre-mesozoic megabasin. *Neftega-*

*zovaya Geologiya. Teoriya i Praktika = Petroleum Geology – Theoretical and Applied Studies*. 2011;6(2):2. (In Russ.)

14. Ларионова Т.И. Палинспатические реконструкции складчато-надвиговых дислокаций Нюйско-Джербинской впадины – перспективных объектов нефтегазопромысловых работ (Сибирская платформа). *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. 2011;(12):32–37.

Larionova T.I. Palaeozoic reconstructions of fold thrust dislocations in Nyuy-Dzherba depression – promising targets for petroleum exploration (Siberian platform). *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*. 2011;(12):32–37. (In Russ.)

15. Мельников П.Н., Погодаев А.В., Матвеев А.И. и др. Открытие нового нефтегазоносного района на северо-западном склоне Алданской антеклизы Сибирской платформы. *Геология нефти и газа*. 2023;(2):5–16. <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2023-2-5-16>

Mel'nikov P.N., Pogodaev A.V., Matveev A.I., et al. Discovery of new Petroleum District on north-western slope of Aldansky Syncline (Siberian Platform). *Geologiya nefi i gaza = geology of oil and gas*. 2023;(2):5–16. (In Russ). <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2023-2-5-16>.

16. Ситников В.С., Спектор В.Б. Новейшая тектоника нефтегазоносных территорий на юго-западе Якутии. *Тихоокеанская геология*. 2004;23(6):45–54.

Sitnikov V.S., Spektor V.B. Neotectonics of oil and gas territories in South-Western Yakutia. *Tikhookeanskaya geologiya = Russian Journal of Pacific Geology*. 2004;23(6):45–54 (In Russ.)

#### Об авторах

**СИВЦЕВ Алексей Иванович**, кандидат геолого-минералогических наук, главный специалист сектора ресурсной базы, аудита запасов; доцент кафедры «Недропользование» Геологоразведочного факультета, <https://orcid.org/0000-0001-8386-2383>, ResearcherID: F-1077-2014, Scopus Author ID: 56287496100, SPIN: 8676-4888, e-mail: maraday@yandex.ru

**ТИМОФЕЕВ Николай Гаврильевич**, кандидат технических наук, заведующий кафедрой «Недропользование» Геологоразведочного факультета, <https://orcid.org/0000-0002-1422-2304>, ResearcherID: E-1025-2017, Scopus Author ID: 56670953800, SPIN: 7505-7570, e-mail: yakutsk\_09@mail.ru

**МЕЩЕРЯКОВ Виталий Алексеевич**, начальник Управления геологии и недропользования, <https://orcid.org/0009-0001-1180-8924>, e-mail: ugn07@mail.ru

#### Вклад авторов

**Сивцев А.И.** – разработка концепции, проведение исследования, создание и редактирование рукописи, получение финансирования

**Тимофеев Н. Г.** – визуализация, администрирование проекта

**Мещеряков В.А.** – ресурсное обеспечение исследования

#### Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

#### About the authors

**SIVTSEV, Alexey Ivanovich**, Cand. Sci. (Geol. and Mineral.), Chief Specialist, Resources Sector and Reserves Audit; Associate Professor, Subsoil Use Department, Faculty of Geology and Survey, [202](https://orcid.org/0000-</a></p></div><div data-bbox=)

0001-8386-2383, ResearcherID: F-1077-2014, Scopus Author ID: 56287496100, SPIN: 8676-4888, e-mail: maraday@yandex.ru

**TIMOFEEV, Nikolay Gavrilovich**, Cand. Sci. (Eng.), Head, Subsoil Use Department, Faculty of Geology and Survey, <https://orcid.org/0000-0002-1422-2304>, ResearcherID: E-1025-2017, Scopus Author ID: 56670953800, SPIN: 7505-7570, e-mail: yakutsk\_09@mail.ru

**MESHCHERYAKOV, Vitaly Alekseevich**, Head, Geology and Subsoil Use Department, <https://orcid.org/0009-0001-1180-8924>, e-mail: ugn07@mail.ru

#### *Authors' contribution*

**Svitsev A.I.** – conceptualisation, investigation, original draft, review & editing, funding acquisition

**Timofeev N.G.** – visualization, project administration

**Meshcheryakov V.A.** – resources

#### *Conflict of interest*

The authors declare no conflict of interest.

*Поступила в редакцию / Submitted 29.08.2023*

*Поступила после рецензирования / Revised 12.03.2024*

*Принята к публикации / Accepted 22.04.2024*