

УДК 553.044

DOI 10.31087/0016-7894-2022-3-29-38

## Северо-Тунгусская нефтегазоносная область — приоритетный объект регионального изучения нефтегазоносности недр Восточной Сибири

© 2022 г. | В.А. Кринин, И.И. Порозов, Ю.В. Шеходанова

Красноярский отдел Новосибирского филиала ФГБУ «ВНИГНИ», Красноярск, Россия; vkrinin@vnigni.ru; iporozov@vnigni.ru; yshehodanova@vnigni.ru

Поступила 15.03.2022 г.

Доработана 18.03.2022 г.

Принята к печати 23.03.2022 г.

**Ключевые слова:** *Северо-Тунгусская нефтегазоносная область; Курейская синеклиза; Пutorанский нефтегазоперспективный район; Ледянская площадь; количественная оценка; структурный план; ловушка; нефтегазоперспективный резервуар; планирование геолого-разведочных работ; параметрическое бурение.*

**Аннотация:** Одной из крайне малоизученных нефтегазоперспективных территорий Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции до сих пор остается северная часть Северо-Тунгусской нефтегазоносной области. В пределах плато Пutorана на площади более 290 000 км<sup>2</sup> не пробурено ни одной параметрической скважины, в связи с чем не выяснены ключевые геологические, геохимические параметры отложений осадочного чехла, без которых невозможна адекватная оценка его нефтегазоносности. Тем не менее, принимая во внимание современные представления о ресурсном углеводородном потенциале Северо-Тунгусской нефтегазоносной области, полученные по результатам количественной оценки, проведенной российскими институтами в 2017 г., данная нефтегазоносная область нуждается в первостепенном комплексном изучении современными геолого-геофизическими методами в рамках стадии прогноза нефтегазоносности регионального этапа. Рекомендуемые в статье приоритетные направления, методы и объемы геолого-разведочных работ позволят в полной мере решить основные поставленные задачи.

*Для цитирования:* Кринин В.А., Порозов И.И., Шеходанова Ю.В. Северо-Тунгусская нефтегазоносная область — приоритетный объект регионального изучения нефтегазоносности недр Восточной Сибири // Геология нефти и газа. — 2022. — № 3. — С. 29–38. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-3-29-38.

## North Tungusky Petroleum Area: object of priority in regional studies of oil and gas occurrence in East Siberian subsurface

© 2022 | V.A. Krinin, I.I. Porozov, Yu.V. Shekhodanova

Krasnoyarsk Department of All-Russian Research Geological Oil Institute Novosibirsk Branch, Krasnoyarsk, Russia; vkrinin@vnigni.ru; iporozov@vnigni.ru; yshehodanova@vnigni.ru

Received 15.03.2022

Revised 18.03.2022

Accepted for publication 23.03.2022

**Key words:** *North Tungusky Petroleum Area; Kureisky syncline; Putoransky oil and gas promising region; Ledyansky area; quantitative assessment; structural geometry; trap; oil and gas promising region; geological exploration planning; stratigraphic drilling.*

**Abstract:** Northern part of the North Tungusky Petroleum Area is still one of the extremely underexplored oil and gas promising territories in the Lena-Tungusky Petroleum Province. Never a one stratigraphic well has been drilled within the Putorana Plateau area that exceeds 290 000 km<sup>2</sup>; therefore, the key geological, geochemical parameters of sedimentary cover deposits, without which the appropriate assessment of its oil and gas potential is impossible, are not determined. Nevertheless, given the current understanding of the hydrocarbon resource potential of the North Tungusky Petroleum Area, which are based on a quantitative assessment carried out by Russian institutes in 2017, integrated studies of this oil and gas bearing area using modern geological and geophysical methods is a top priority task within the framework of oil and gas occurrence prediction in the regional stage. Focus areas, methods, and scope of geological exploration recommended in this paper will make it possible to solve the main tasks in full.

*For citation:* Krinin V.A., Porozov I.I., Shekhodanova Yu.V. North Tungusky Petroleum Area: object of priority in regional studies of oil and gas occurrence in East Siberian subsurface. *Geologiya nefi i gaza*. 2022;(3):29–38. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-3-29-38. In Russ.

## Введение

Северо-западная часть Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (НПП) в геоморфологическом отношении охватывает значительную по размерам площадь Среднесибирского плоскогорья и практически полностью базальтовое плато Путорана. В начале 1990-х гг. с запада от района г. Игарка, в бассейне р. Курейка, началось строительство профиля параметрических скважин вглубь плато для изучения геологического разреза Курейской синеклизы и оценки перспектив ее нефтегазоносности. Однако, из-за распада СССР, на этом профиле удалось закончить строительство только двух скважин: Мундуйская-401 и Дегенская-402. Одновременно начались работы по бурению профиля параметрических скважин на севере плато Путорана от п. Хатанга в бассейне р. Аякли, на котором была закончена строительством только одна параметрическая скважина из пяти запланированных — Ледянская-358. Таким образом, основная цель — изучение центральных районов синеклизы — на этом этапе в полном объеме не была завершена. За последние три десятилетия, уже в России, по периферии рассматриваемой территории проведены комплексные геофизические и геохимические работы по региональным опорным профилям: Алтай — Северная Земля (до Чиридинской площади), скв. Хошонская-256 — р. Мойеро, Диксон — оз. Хантайское, скв. Хантайская-405 — скв. Тынепская-215. По результатам этих работ получены важные геолого-геофизические данные о бортовых частях синеклизы [1], но и им в большинстве случаев не хватает параметризации геологических разрезов. Задачи по изучению центральных районов региона по-прежнему остаются нерешенными.

Между тем оценки перспектив нефтегазоносности северо-западной части Лено-Тунгусской НПП, сделанные разными учеными, выглядят весьма оптимистично [2–7]. В работе [7], помимо оценки извлекаемых ресурсов нефти и газа Северо-Тунгусской нефтегазоносной области (НГО), которые авторы статьи представляют весьма завышенными (нефть — 10,6 млрд т, свободный газ — 11,4 трлн м<sup>3</sup>), коллективом авторов ИНГГ СО РАН предложена программа геолого-разведочных работ регионального этапа изучения комплексом геолого-геофизических методов.

## Результаты

Согласно нефтегазогеологическому районированию, в северо-западной части Лено-Тунгусской НПП выделяется самая крупная по площади (около 400 000 км<sup>2</sup>) Северо-Тунгусская НГО, соответствующая большей части надпорядкового структурно-тектонического элемента — Курейской синеклизе [8]. По результатам последней количественной оценки (2017), выполненной для этой НГО, ее ресурсный УВ-потенциал составляет: нефти с конденсатом (геологические/извлекаемые) — 6729,5/2586,3 млн т; свободного

газа — 5295,7 млрд м<sup>3</sup>, газа растворенного (извлекаемого) — 238 млрд м<sup>3</sup>.

В пределах Северо-Тунгусской НГО наибольший УВ-потенциал связывается с Путоранским нефтегазоперспективным районом (НППР), который авторы статьи выделяют на территории, охватывающей центральную и восточную части плато Путорана с бассейнами рек Аякли, Аян, верховья Курейки, Тунчань, Виви, Тембенчи, Котуя [9]. С позиций современного структурно-тектонического районирования в этот район входят структуры I и II порядков: Путоранский свод, Анамское куполовидное поднятие, восточная часть Бильчанского куполовидного поднятия, юго-западная часть Ядунского свода, а также пограничные части Ламо-Хантайского мегапрогиба, Нижнетунгусского прогиба, Курейской котловины и Верхнекочечумской впадины (рис. 1).

Вышеназванные положительные структурно-тектонические элементы характеризуются высокой плотностью начальных геологических ресурсов УВ, оцениваемой в пределах 50–100 тыс. т/км<sup>2</sup>, что сравнимо с аналогичным показателем для Байкитской и Непско-Ботуобинской антеклиз, где открыты и разрабатываются месторождения нефти и газа (рис. 2).

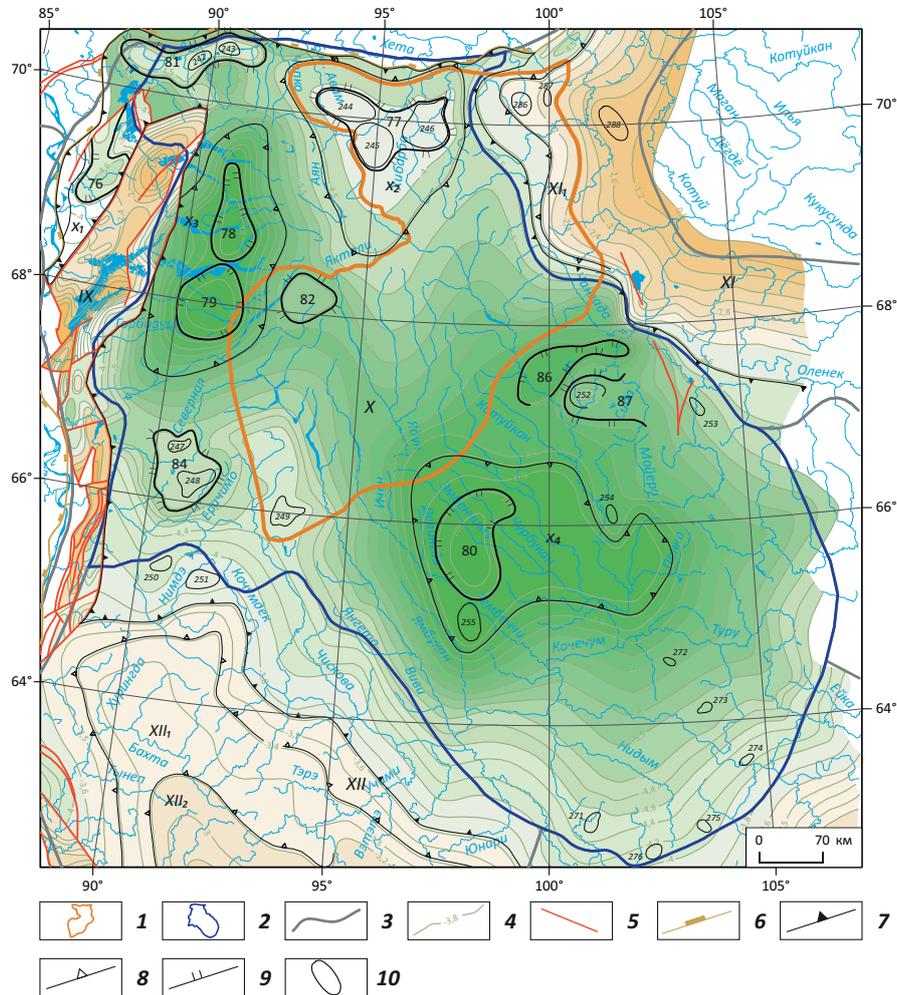
Между тем геолого-геофизическая изученность Северо-Тунгусской НГО до настоящего времени остается одной из самых низких в Лено-Тунгусской НПП. При этом в наиболее нефтегазоперспективном Путоранском районе, в его крайней северной части, пробурена только одна параметрическая и три колонковых скважины. Изученность сейсморазведочными работами окраинных частей рассматриваемого района едва ли достигает 0,012 км/км<sup>2</sup> (рис. 3).

Общие представления о структурно-тектоническом, фациальном, нефтегазогеологическом районировании до сих пор основываются на результатах геологических съемок масштабов 1 : 200 000, 1 : 1 000 000, структурно-геологических съемок масштаба 1 : 100 000 по лавовым покровам, мелкомасштабных гравиметрической и аэромагнитной съемок, точечного сейсмического зондирования МОВ, гидрогазогеохимических исследований рекогносцировочной стадии.

Для получения представлений о возможном потенциале локализованных ресурсов Путоранского НППР авторы статьи приняли за основу структурную карту, построенную на рассматриваемую территорию по методике сейсмогравимагнитного моделирования, разработанной В.И. Казаисом [10]. Структурный план, отражающий строение части осадочного чехла по отложениям нижнего палеозоя, представлен на этой схеме в основном пликативными формами структурных элементов положительного и отрицательного знаков, местами осложненными дизъюнктивными дислокациями (рис. 4). При этом отмечается высокая (сотни метров) контрастность структурных элементов, несвойственная платформенным условиям, что мож-

**Рис. 1.** Фрагмент структурно-тектонической карты северо-западной части Сибирской платформы в упрощенном варианте (под ред. Кренина В.А., 2002)

**Fig. 1.** Fragment of the structural and tectonic map, north-western part of the Siberian Platform, the simplified version (ed. Krinin V.A., 2002)



**Границы (1–3):** 1 — Пutorанского НГПР, 2 — Северо-Тунгусской НГО, 3 — НГО Лено-Тунгусской НГПР; 4 — изогипсы опорного сейсмического горизонта Б — кровля тэтэрской свиты венда — нижнего кембрия; 5 — тектонические нарушения; **структурно-тектонические границы (6–10):** 6 — Сибирской платформы, 7 — надпорядковых элементов (IX — Туруханско-Норильская гряда, X — Курейская синеклиза, XI — Анабарская антеклиза, XII — Байкитская антеклиза), 8 — элементов I порядка ( $X_1$  — Норильско-Хараелахский мегапрогиб,  $X_2$  — Пutorанский свод,  $X_3$  — Ламско-Хантайский мегапрогиб,  $X_4$  — Туринский мегапрогиб,  $X_1$  — Маймечинский мегавыступ,  $XI_1$  — Бахтинский мегавыступ,  $XI_2$  — Кузьмовский мегавыступ), 9 — элементов II порядка (76 — Хараелахский прогиб, 77 — Пастагинский вал, 78 — Кетский прогиб, 79 — Верхнекулюмбинская котловина, 80 — Эмбинчиминская котловина, 81 — Самоедский вал, 82 — Верхнекурейское поднятие, 83 — Нижнекурейский выступ, 84 — Северореченское поднятие, 85 — Муруктинский прогиб, 86 — Чириндинский выступ), 10 — локальных поднятий (242 — Иконское, 243 — Самоедское, 244 — Никитовское, 245 — Дакитское, 246 — Мегунское, 247 — Верхнехугдуканское, 248 — Северное, 249 — Бильчанское, 250 — Аяглинское, 251 — Верхненимдинское, 252 — Чириндинское, 253 — Тардэхское, 254 — Хоктамское, 255 — Зондовое, 271 — Чамбэнское, 272 — Верхнехоиктинское, 273 — Онкоиктинское, 274 — Канандинское, 275 — Чунигское, 276 — Алатчеринское, 286 — Романихинское, 287 — Нерокенское, 288 — Верхненалинское)

**Boundaries (1–3):** 1 — Putoransky oil and gas promising area, 2 — North Tungusky petroleum area, 3 — oil and gas promising areas of Leno-Tungusky petroleum province; 4 — structural contours of seismic reference horizon Б — Top of Vendian – Lower Cambrian Tetersky Fm; 5 — faults; **structural and tectonic boundaries (6–10):** 6 — Siberian Platform, 7 — super-order elements (IX — Turukhano-Noril'skaya ridge, X — Kureisky syncline, XI — Anabarsky antecline, XII — Baikitsky antecline), 8 — I-st order elements ( $X_1$  — Noril'sky-Kharaelakhsky megatrough,  $X_2$  — Putoransky arch,  $X_3$  — Lamsky-Khantaisky megatrough,  $X_4$  — Turinsky megatrough,  $X_1$  — Maimechinsky mega-uplift,  $XI_1$  — Bakhtinsky mega-uplift,  $XI_2$  — Kuzmovsky mega-uplift), 9 — II-nd order elements (76 — Kharaelakhsky trough, 77 — Pastaginsky swell, 78 — Ketsky trough, 79 — Verkhnekukyumbinsky basin, 80 — Embinchiminsky basin, 81 — Samoedsky swell, 82 — Verkhnekureisky uplift, 83 — Nizhnekureisky rise, 84 — Severorechensky uplift, 85 — Muruktinsky trough, 86 — Chirindinsky rise), 10 — local highs (242 — Ikon'sky, 243 — Samoedsky, 244 — Nikitov'sky, 245 — Dakitsky, 246 — Megun'sky, 247 — Verkhnehugdyukansky, 248 — Severny, 249 — Bilchansky, 250 — Ayaglinsky, 251 — Verkhnenimdinsky, 252 — Chirindinsky, 253 — Tardekhsky, 254 — Khoktamsky, 255 — Zondovy, 271 — Chambensky, 272 — Verkhnehoiktinsky, 273 — Onkoiktinsky, 274 — Kanandinsky, 275 — Chunigsky, 276 — Alatcherinsky, 286 — Romanikhinsky, 287 — Nerokensky, 288 — Verkhnenalinsky)



**Рис. 2.** Карта плотности начальных суммарных геологических ресурсов УВ северо-западной части Сибирской платформы (по данным АО «СНИИГГИМС», 2017)

**Fig. 2.** Density map of total initial in-place resources of hydrocarbons, north-western part of Siberian Platform (according to SNIIGGIMS, 2017)



но объяснить особенностями методики. Принимая во внимание специфику методики, авторы статьи допускают, что рассматриваемая схема принципиально отражает современный структурный план, который может использоваться для ориентировочной оценки локализованных ресурсов ловушек структурного типа с залежами УВ пластового, сводового и массивного типов.

В качестве основных нефтегазоперспективных резервуаров на всей территории приняты ордовикский и силурийский, в восточной части, примыкающей к Анабарской антеклизе, — средне-ниж-

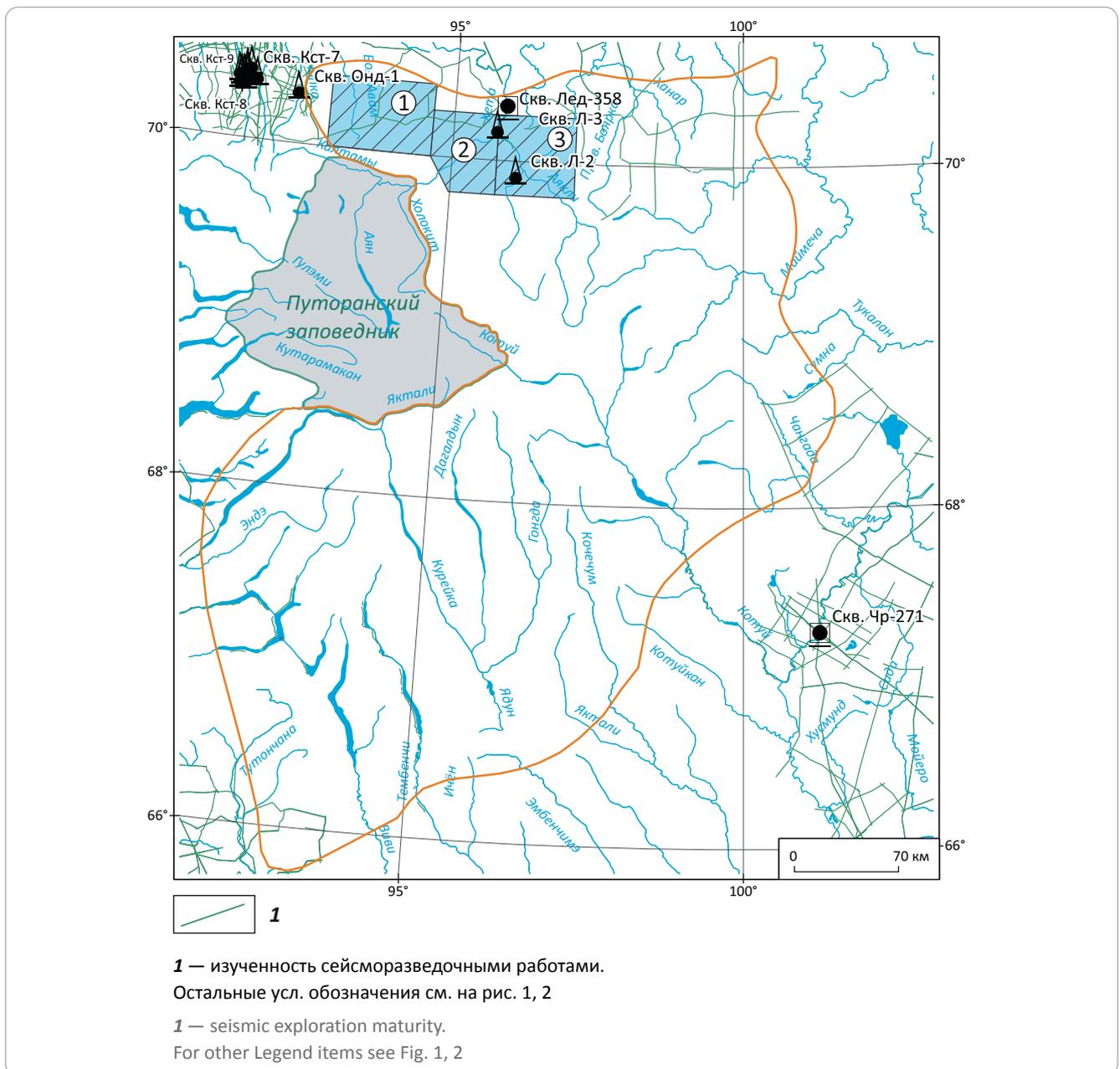
некембрийский, залегающий на умеренных по термодинамическим условиям глубинах (рис. 5).

К оцениваемым перспективным горизонтам отнесены: в кембрийской части разреза стратиграфический аналог таначинского и дельтулинского горизонтов, продуктивных на Таначинской и Моктаконской площадях Бахтинского мегавыступа; в ордовикском и силурийском интервалах разреза — соответственно, байкитский и венлокский горизонты, промышленная нефтегазоносность которых в Лено-Тунгусской НГП не установлена, но на Ледянской площади в них получены явные признаки нефтенасыщения. Перспективность байкитского и венлокского резервуаров данного района повышается, по сравнению с другими, за счет распространения здесь соленосных отложений нижнего и среднего девона [11] и наличия в подстилающих отложениях лlandoверийского яруса нижнего силура и куонамской свиты нижнего – среднего кембрия нефтематеринских пород с высоким содержанием органического углерода. Основные очаги нефтегазогенерации при этом находятся в Ламско-Хантайском прогибе, Верхнекочечумской и Туринской впадинах.

Заполнение ловушек в ордовик-силурийском разрезе осадочного чехла предполагается преимущественно нефтью в силу положения основных нефтематеринских толщ в зоне нефтеобразования и, по-видимому, отсутствия в разрезе высококачественных флюидоупоров, способных удерживать в ловушках газообразные УВ. Подсчетные параметры для оценки ресурсного потенциала ловушек принимались по данным скважин, пробуренных на Ледянской площади и Бахтинском мегавыступе. При этом для всех оцениваемых ловушек коэффициент заполнения УВ принимался не более 70 %. Результаты весьма ориентировочной оценки локализованных извлекаемых ресурсов каждой ловушки по всему рассматриваемому району приведены в таблице.

Данные количественной оценки УВ Северо-Тунгусской НГО в целом и, в частности, локализованных ресурсов Путоранского НГПР гипотетически свидетельствуют о возможном значительном УВ-потенциале рассматриваемого региона. Однако необходимо иметь в виду, что достоверность их прогноза весьма слабо подкреплена фактической геолого-геофизической информацией. Ее отсутствие объясняется беспрецедентно низкой изученностью, не отвечающей даже требованиям регионального этапа. В связи с этим стратегической задачей для современной геологической отрасли необходимо считать выявление реального УВ-потенциала Северо-Тунгусской НГО и его экономического значения для России. Решение этой стратегической задачи возможно только путем планирования и реализации программы геолого-разведочных работ регионального этапа, включающей современный комплекс аэрогеофизических и геохимических методов, профильные сейсморазведочные и электроразведочные работы (4000 км) в сочетании с бурением 7 колонко-

**Рис. 3.** Изученность Северо-Тунгусской НГО бурением и сейсморазведкой  
**Fig. 3.** Drilling and seismic exploration maturity of the North Tungusky Petroleum Area



вых скважин (10 500 м) и 3 параметрических скважин с общей проходкой 16 500 м (рис. 6).

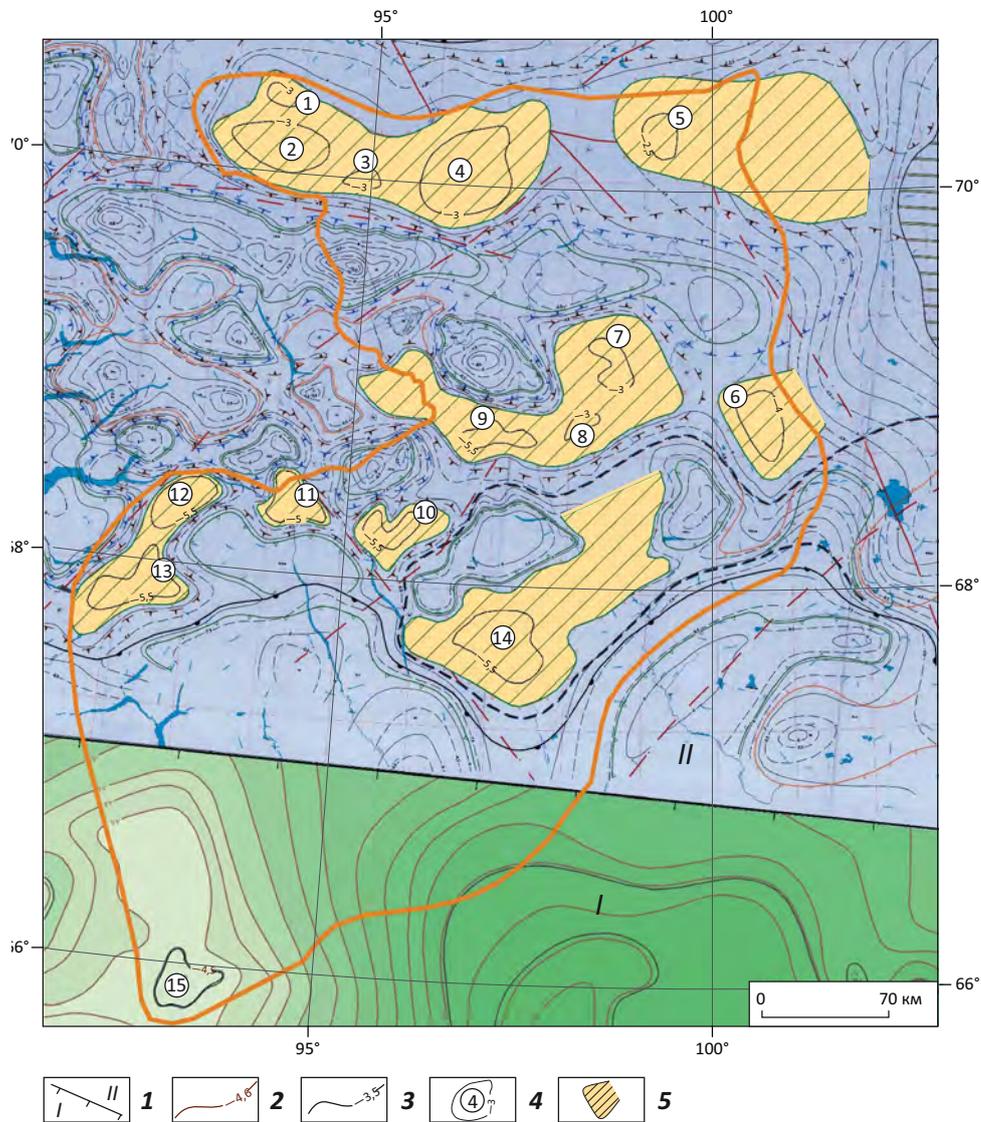
При этом необходимо учитывать, что рассматриваемая территория большей своей частью находится в пределах плато Путорана с исключительно сложным для всех видов транспорта рельефом. Поэтому планированию геолого-разведочных работ, особенно в части строительства глубоких параметрических скважин и проведения сейсморазведочных работ, должны предшествовать детальная рекогносцировка площади работ и тщательная проработка проектных решений. Принимая во внимание широкое распространение в регионе разветвленной речной сети и особенно крупных, протяженностью до 100 км, глубоководных озер,

возможно рассматривать выполнение сейсморазведочных работ в водном варианте.

Отработку рассматриваемой территории целесообразно осуществлять в два этапа, каждый продолжительностью 3 года. На первом этапе провести работы на Западно-Путоранской площади, на втором — Восточно-Путоранской. Проведение сейсморазведочных работ желательно совместить с бурением структурно-колонковых скважин на нижнедевонские отложения (зубовский стратиграфический горизонт). В данном контексте первоочередной параметрической скважиной является Верхне-Тутончанская-403 с проектным горизонтом — фундаментом и проектной глубиной — 5500 м (рис. 6).



**Рис. 4.** Схема ловушек, выделенных по результатам сейсмогравимагнитного моделирования в пределах Пutorанского НГПР  
**Fig. 4.** Scheme of traps identified using the results of seismo-gravity-magnetic modelling within the Putoransky oil and gas promising region



**1** — граница смены структурных построений (I — структурно-тектоническая карта западной части Сибирской платформы (под ред. Кринина В.А., 2002), II — по данным сейсмогравимагнитного моделирования (Кзаис В.И., 1996–2003); **2** — изогипсы отражающего горизонта Б — кровли тэтэрской свиты венда — нижнего кембрия, км; **3** — изогипсы горизонта в низах палеозоя по данным сейсмогравимагнитного моделирования, км; **4** — поднятия, для которых оценены извлекаемые ресурсы нефти по категории D<sub>n</sub> (1 — Васковское, 2 — Никитовское, 3 — Дакитское, 4 — Мегунское, 5 — Романихинское, 6 — Сагданское, 7 — Мирюканское, 8 — Себякинское, 9 — Харипчинское, 10 — Эрупчинское, 11 — Шадринское, 12 — Северо-Дюпкунское, 13 — Южно-Дюпкунское, 14 — Южно-Хакомское, 15 — Бильчанское); **5** — валообразные структуры II порядка, выделенные по результатам сейсмогравимагнитного моделирования.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 1

**1** — boundary between different structural images (I — structural and tectonic map, western part of the Siberian Platform (eds. Krinin V.A., 2002), II — according to data of seismo-gravity-magnetic modelling (Kazais V.I. (1996–2003); **2** — structural contours of Б Reflector — Top of Vendian – Lower Cambrian Tetersky Fm, km; **3** — structural contours in Palaeozoic basal part according to the results of seismo-gravity-magnetic modelling, km; **4** — uplifts for which the recoverable oil reserves are assessed in D<sub>n</sub> Category (1 — Vaskovsky, 2 — Nikitovsky, 3 — Dakitsky, 4 — Megunsky, 5 — Romanikhinsky, 6 — Sagdansky, 7 — Miryukansky, 8 — Sebyakinsky, 9 — Kharipchinsky, 10 — Erupchinsky, 11 — Shadrinsky, 12 — North Dyupkunsky, 13 — South Dyupkunsky, 14 — South Khakomsky, 15 — Bilchansky); **5** — ridge-like II-nd order structures identified using the results of seismo-gravity-magnetic modelling.

For other Legend items see Fig. 1

**Рис. 5.** Оцениваемые нефтегазоперспективные горизонты в разрезе Путоранского НГПР  
**Fig. 5.** Estimated oil and gas promising horizons in the column of the Putoransky oil and gas promising region

Система	Отдел	Ярус	Нефтегазоносный комплекс	Перспективный горизонт	Флюидоупор, проницаемый комплекс
ДЕВОНСКАЯ	D <sub>1</sub>	Эмский D <sub>1e</sub>			1
		Пражский D <sub>1p</sub>			
		Лохковский D <sub>1l</sub>			
СИЛУРИЙСКАЯ	S <sub>2</sub>	Пржидольский S <sub>2p</sub>	Силурийский	Венлокский	2
		Лудловский S <sub>2ld</sub>			
	S <sub>1</sub>	Венлокский S <sub>1w</sub>			
		Лландоверийский S <sub>1l</sub>			
ОРДОВИКСКАЯ	O <sub>3</sub>	Ашгиллский O <sub>3aš</sub>	Ордовикский	Байкитский	1
	O <sub>2</sub>	Карадокский O <sub>2k</sub>			
		Лланвирнский O <sub>2l</sub>			
	O <sub>1</sub>	Аренигский O <sub>1a</sub>			
		Тремадокский O <sub>1t</sub>			
КЕМБРИЙСКАЯ	Є <sub>3</sub>	Батырбайский Є <sub>3bt</sub>	Нижне-средне-кембрийский	Аналог таначинского и дельтулинского горизонтов	2
		Аксайский Є <sub>3ak</sub>			
		Сакский Є <sub>3s</sub>			
	Є <sub>2</sub>	Аюсокканский Є <sub>2as</sub>			
		Майский Є <sub>2m</sub>			
		Амгинский Є <sub>2am</sub>			
	Є <sub>1</sub>	Тойонский Є <sub>1th</sub>			
		Ботомский Є <sub>1b</sub>			
		Атдабанский Є <sub>1at</sub>			
		Томмотский Є <sub>1t</sub>			

1 2

1 — флюидоупор; 2 — проницаемый комплекс

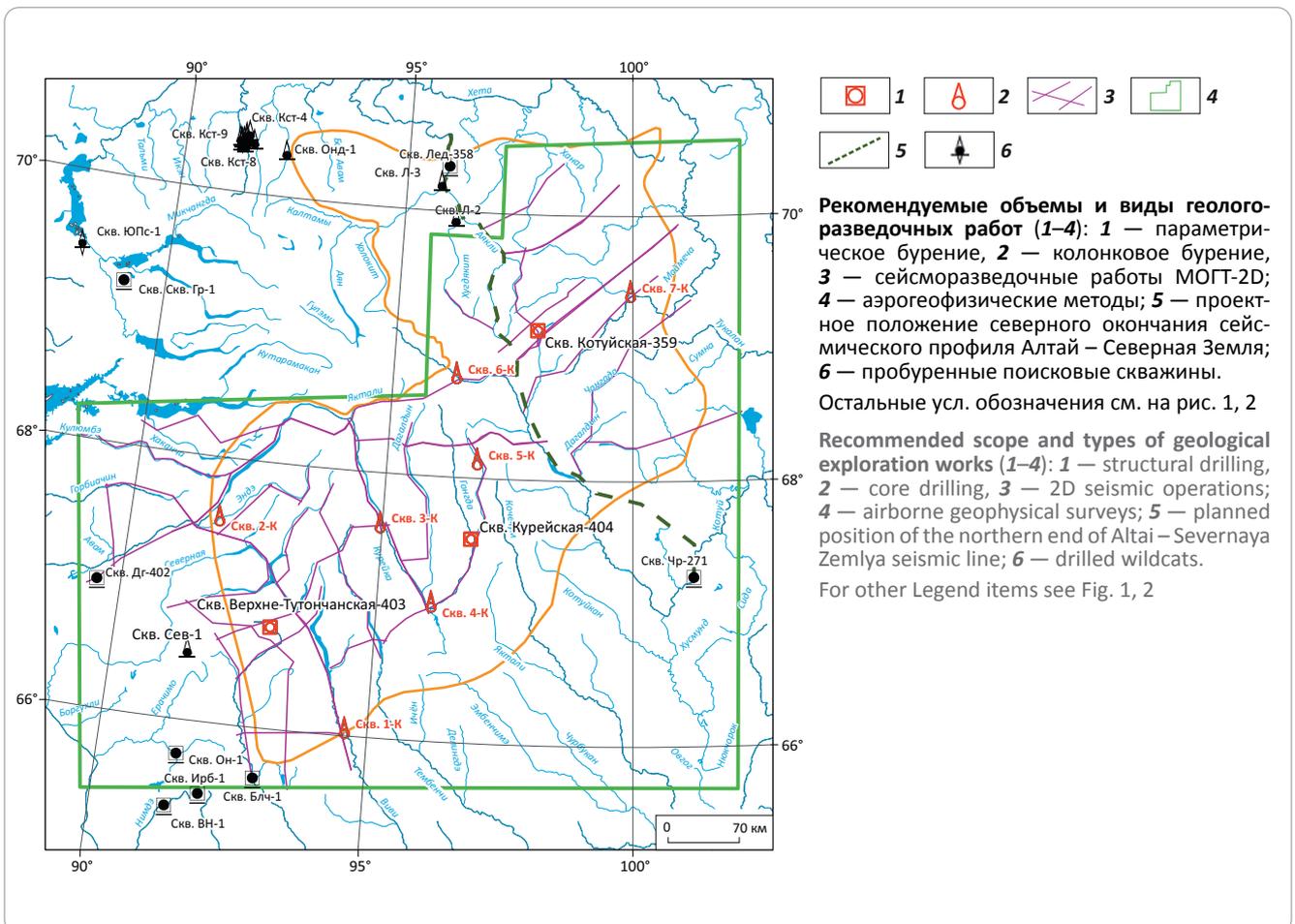
1 — impermeable bed; 2 — permeable sequence



**Таблица.** Оценка локализованных извлекаемых ресурсов нефти Путоранского НГПР, млн т  
**Table.** Estimation of localized recoverable oil reserves in the Putoransky oil and gas promising region, mln tons

Поднятие	Перспективные горизонты						Итого по поднятию, млн т
	S <sub>2</sub> ld	S <sub>1</sub> w	O <sub>2</sub> bk	Є <sub>1-2</sub>	Є <sub>1</sub>	R	
Мирюканское	–	30,79	93,98	–	–	–	124,77
Романихинское	–	–	–	55,64	–	–	55,64
Сагданское	–	–	–	103,7	–	–	103,7
Себякинское	–	8,45	25,79	–	–	–	34,24
Харипчинское	–	26,25	80,09	–	–	–	106,34
Эрупчинское	–	26,17	79,85	–	–	–	106,02
Южно-Хакомское	–	100,18	305,68	–	–	–	405,86
Бильчанское	–	30,51	93,07	–	–	–	123,58
Северо-Дюпкунское	–	29,59	90,3	–	–	–	119,89
Южно-Дюпкунское	–	37,33	113,89	–	–	–	151,22
Шадринское	–	24,58	75,02	–	–	–	99,6
Никитовское	139,94	279,89	345,17	–	931,46	103,59	1800,05
Восковское	26,99	53,98	66,57	–	55,06	13,78	216,38
Дакитское	66,97	133,95	165,19	–	87,69	21,94	475,74
Мегунское	239,9	479,81	591,73	–	1147,11	127,58	2586,13
Всего	473,8	1261,48	2126,33	159,34	2221,32	266,89	6509,16

**Рис. 6.** Схема расположения рекомендуемых геолого-разведочных работ  
**Fig. 6.** Location map of the recommended geological exploration activities



## Заключение

Предложенные выше приоритетные направления, основные методы и объемы программы геолого-разведочных работ позволят по существу разобраться в основных особенностях геологического строения и перспективах нефтегазоносности платформенного осадочного чехла северной части Северо-Тунгусской НГО, выполненного мощной

толщей отложений фанерозойского и позднепротерозойского возраста. На основе геолого-геофизического материала, полученного по результатам рекомендуемых программ геолого-разведочных работ, появится реальная возможность выполнить количественную оценку и оценить значение УВ-сырья крупнейшей территории нефтегазоперспективных земель.

## Литература

1. Филиппов Ю.А. Геологическое строение рифейских прогибов западной части Сибирской платформы // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2011. – № 4. – С. 30–47.
2. Старосельцев В.С. Тектоника базальтовых плато и нефтегазоносность подстилающих отложений. – М. : Недра, 1989. – 259 с.
3. Старосельцев В.С. Актуальные проблемы тектоники нефтегазоперспективных регионов. – Новосибирск : Наука, 2008. – 212 с.
4. Старосельцев В.С., Дивина Т.А., Муратов М.И. Тунгусское базальтовое плато и прогноз скоплений углеводородов в подстилающих отложениях // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2015. – № 2. – С. 16–25.
5. Соболев П.Н., Шиганова О.В., Дыхан С.В. Прогноз по геохимическим и гидрогеологическим данным новых зон, перспективных для выявления нефтяных залежей на территории центральных районов Лено-Тунгусской НГП // Перспективные на нефть зоны и объекты Сибирской платформы : сб. науч. тр. – Новосибирск : СНИИГГиМС, 2009. – С. 19–26.
6. Филиппов Ю.А., Мельников Н.В., Ефимов А.С. Нижне-среднекембрийский рифогенный барьер на севере Сибирской платформы объект первоочередных нефтегазопроисковых работ // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2014. – № 2. – С. 25–35.
7. Конторович А.Э., Фомин А.М., Губин И.А., Бурштейн Л.М. Перспективы нефтегазоносности и программа региональных работ на территории Северо-Тунгусской НГО // Новые вызовы фундаментальной и прикладной геологии нефти и газа — XXI век : мат-лы Всероссийской научной конференции с участием иностранных ученых (Новосибирск, 14–15 сентября 2021 г.). – Новосибирск : ИПЦ НГУ, 2021. – С. 159–162. DOI 10.25205/978-5-4437-1248-2-159-162.
8. Анциферов А.С., Бакин В.Е., Варламов И.П. и др. Геология нефти и газа Сибирской платформы. – М. : Недра, 1981. – 552 с.
9. Кринин В.А., Порозов И.И. Нефтегазоносность Путоранского свода и сопредельных территорий на северо-востоке Курейской синеклизы // Геология нефти и газа. – 2018. – № 5. – С. 5–14. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-5-5-14.
10. Казаис В.И. Методика и основные результаты сейсмогравиметрического моделирования (СГММ) при изучении глубинной тектоники трапповых областей Сибирской платформы // Минеральные ресурсы Таймырского автономного округа и перспективы их освоения : мат-лы науч.-практ. конф. – СПб. : ВСЕГЕИ, 2004. – С. 97–106.
11. Кринин В.А. Перспективы нефтегазоносности и оценка прогнозных ресурсов палеозоя территории плато Путорана // Минеральные ресурсы Таймырского автономного округа и перспективы их освоения : мат-лы науч.-практ. конф. – СПб. : ВСЕГЕИ, 2004. – С. 125–131.

## References

1. Filiptsov Yu.A. Geological structure of riphean troughs in the Western part of Siberian platform. *Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri*. 2011;(4):30–47. In Russ.
2. Starosel'tsev V.S. Tektonika bazal'tovykh plato i neftegazonosnost' podstilayushchikh otlozhenii [Tectonics of basalt plateaus and petroleum potential of subjacent formations]. Moscow: Nedra; 1989. 259 p. In Russ.
3. Starosel'tsev V.S. Aktual'nye problemy tektoniki neftegazoperspektivnykh regionov [Current problems of tectonics in oil and gas promising regions]. Novosibirsk: Nauka; 2008. 212 p. In Russ.
4. Starosel'tsev V.S., Divina T.A., Muratov M.I. Tunguska basaltic plateau and prediction of hydrocarbon accumulations in underlying deposits. *Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri*. 2015;(2):16–25. In Russ.
5. Sobolev P.N., Shiganova O.V., Dykhan S.V. Prognoz po geokhimicheskim i gidrogeologicheskim dannym novykh zon, perspektivnykh dlya vyyavleniya neftyanykh zalezhei na territorii tsentral'nykh raionov Leno-Tungusskoi NGP [Prediction of new zones promising for oil pool discovery in the central regions of the Lena-Tungusky Petroleum Province using geochemical and hydrogeological data]. In: Perspektivnye na neft' zony i ob'ekty Sibirskoi platformy : sb. nauch. tr. Novosibirsk: SNIIGGiMS; 2009. pp. 19–26. In Russ.
6. Filiptsov Yu.A., Mel'nikov N.V., Efimov A.S. Lower-middle Cambrian reef barrier in the northern Siberian platform as a target of primary exploration for oil and gas. *Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri*. 2014;(2):25–35. In Russ.
7. Kontorovich A.Eh., Fomin A.M., Gubin I.A., Burshtein L.M. Prospects for oil and gas content and the program of regional works on the territory of the north-tunguska oil and gas field. In: Novye vyzovy fundamental'noi i prikladnoi geologii nefiti i gaza — XXI vek: mat-ly Vserossiiskoi nauchnoi konferentsii s uchastiem inostrannykh uchenykh (Novosibirsk, 14–15 september 2021). Novosibirsk: IPTS NGU; 2021. pp. 159–162. DOI 10.25205/978-5-4437-1248-2-159-162. In Russ.
8. Antsiferov A.S., Bakin V.E., Varlamov I.P. et al. Geologiya nefiti i gaza Sibirskoi platform [Oil and gas geology of the Siberian Platform]. Moscow: Nedra; 1981. 552 p. In Russ.
9. Krinin V.A., Porozov I.I. Oil and gas potential of the Putorana Anticline and neighbouring lands in the north east of the Kureya Syncline. *Geologiya nefiti i gaza*. 2018;(5):5–14. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-5-5-14. In Russ.
10. Kazais V.I. Trap-rock areas in the Siberian Platform: methodology and main results of seismic-gravimetric modelling in the studies of deep-seated tectonics. In: Mineral'nye resursy Taimyrskogo avtonomnogo okruga i perspektivy ikh osvoeniya : mat-ly nauch.-prakt. konf. St. Petersburg: VSEGEI; 2004. pp. 97–106. In Russ.
11. Krinin V.A. Petroleum potential and undiscovered resources of the Palaeozoic in the Plateau territory. In: Mineral'nye resursy Taimyrskogo avtonomnogo okruga i perspektivy ikh osvoeniya : mat-ly nauch.-prakt. konf. St. Petersburg: VSEGEI; 2004. pp. 125–131. In Russ.

**Информация об авторах****Кринин Владимир Александрович**

Кандидат геолого-минералогических наук,  
ведущий научный сотрудник

Красноярский отдел Новосибирского филиала  
ФГБУ «ВНИГНИ»,

660000 Красноярск, пр-т Мира, д. 55

e-mail: vkrinin@vnigni.ru

ORCID ID: 0000-0001-6610-2884

**Порозов Игорь Игоревич**

Геолог

Красноярский отдел Новосибирского филиала  
ФГБУ «ВНИГНИ»,

660000 Красноярск, пр-т Мира, д. 55

e-mail: iporozov@vnigni.ru

ORCID ID: 0000-0001-9366-1921

**Шеходанова Юлия Васильевна**

Старший научный сотрудник

Красноярский отдел Новосибирского филиала  
ФГБУ «ВНИГНИ»,

660000 Красноярск, пр-т Мира, д. 55

e-mail: yshehodanova@vnigni.ru

**Information about authors****Vladimir A. Krinin**

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,  
Leading Researcher

Krasnoyarsk Department of All-Russian Research  
Geological Oil Institute Novosibirsk Branch,

55, prospekt Mira, Krasnoyarsk, 660000, Russia

e-mail: vkrinin@vnigni.ru

ORCID ID: 0000-0001-6610-2884

**Igor' I. Porozov**

Geologist

Krasnoyarsk Department of All-Russian Research  
Geological Oil Institute Novosibirsk Branch,

55, prospekt Mira, Krasnoyarsk, 660000, Russia

e-mail: iporozov@vnigni.ru

ORCID ID: 0000-0001-9366-1921

**Yuliya V. Shekhodanova**

Senior Researcher

Krasnoyarsk Department of All-Russian Research Geological Oil  
Institute Novosibirsk Branch,

55, prospekt Mira, Krasnoyarsk, 660000, Russia

e-mail: yshehodanova@vnigni.ru