

УДК 551 (571.56)

DOI 10.41748/0016-7894-2023-5-43-52

## Проблема перспектив нефтегазоносности слабоизученных северных областей Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции

© 2023 г. | П.Н. Соболев<sup>1</sup>, Ф.А. Мигурский<sup>2</sup>, З.З. Акимова<sup>2</sup>, Д.А. Горлов<sup>2</sup><sup>1</sup>АО «СНИИГГИМС», Новосибирск, Россия; SobolevPN@rusgeology.ru;<sup>2</sup>ФГБУ "Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт", Москва, Россия; fam@vnigni.ru; akimova@vnigni.ru; gorlov@vnigni.ru

Поступила 30.08.2023 г.

Доработана 06.09.2023 г.

Принята к печати 08.09.2023 г.

**Ключевые слова:** Ангаро-Котуйский прогиб; Анабарский щит; Курейская синеклиза; Катангская седловина; аянская толща; берейская толща; усть-ильинская свита.

**Аннотация:** Значительные масштабы развития отложений рифея в осадочном чехле на фоне открытий промышленных залежей нефти и газа в докембрийских отложениях на западе Сибирской платформы (Юрубчено-Тохомское, Куюмбинское, Собинско-Пайгинское месторождения и др.) обуславливают рассмотрение общей региональной проблемы перспектив нефтегазоносности слабоизученных, но на протяжении более полувека высоко оцениваемых северо-западных и северных нефтегазоносных областей в первую очередь с точки зрения исследования очагов нефтегазовой генерации, в том числе рифейского возраста. Перспективы нефтегазоносности могут быть связаны в значительной степени с очагом (возможно очагами), приуроченным к восточному борту Ангаро-Котуйского погребенного прогиба. Характер распространения нефтегазоматеринских свит рифейского возраста, их выдержанность, изменения генерационных свойств до настоящего времени являются недоизученными. Существует необходимость создания современной геологической модели строения исследуемой территории и реконструкции основных событий формирования нефтегазовых скоплений. Для дальнейшего планирования региональных геолого-разведочных работ в слабоисследованных областях Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции необходимо четко обозначить существующую проблему количественной ресурсной оценки этих земель и для ее решения выполнить реконструкции нефтегазовых осадочно-миграционных процессов, основанные на построении геологической модели исследуемой территории.

Для цитирования: Соболев П.Н., Мигурский Ф.А., Акимова З.З., Горлов Д.А. Проблема перспектив нефтегазоносности слабоизученных северных областей Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции // Геология нефти и газа. – 2023. – № 5. – С. 43–52. DOI: 10.41748/0016-7894-2023-5-43-52.

## Underexplored northern regions of Lena-Tungusky Petroleum Province: vision of petroleum potential

© 2023 | P.N. Sobolev<sup>1</sup>, F.A. Migurskii<sup>2</sup>, Z.Z. Akimova<sup>2</sup>, D.A. Gorlov<sup>2</sup><sup>1</sup>Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Raw Materials, Novosibirsk, Russia; SobolevPN@rusgeology.ru;<sup>2</sup>All-Russian Scientific-Research Geological Oil Institute (VNIGNI), Moscow, Russia; fam@vnigni.ru; akimova@vnigni.ru; gorlov@vnigni.ru

Received 30.08.2023

Revised 06.09.2023

Accepted for publication 08.09.2023

**Key words:** Angaro-Kotuisky trough; Anabarsky shield; Kureisky syncline; Katangsky saddle; Ayansky series; Bereisky series; Ust'-Il'insky Formation.

**Abstract:** Against the commercial oil and gas pool discovery in pre-Cambrian formations of western Siberian Platform (Yurubcheno-Tokhomsky, Kuyumbinsky, Sobinsky-Paiginsky fields, etc.), Riphean deposits in the sedimentary cover have a considerable scale of occurrence. This fact dictates consideration of common regional problem of petroleum potential of underexplored although highly valued for more than half a century north-western and northern petroleum districts, mainly in the context of studies of kitchen areas, including those Riphean. Their petroleum potential may be to a large extent related to the kitchen (kitchens) associated with the eastern shoulder of the buried Angaro-Kotuisky trough. The pattern of Riphean oil and gas source formation distribution, their persistence, and changes in generation properties are still underexplored. There is a need for creation of actual geological model of the study area structure and reconstruction of main events of oil and gas accumulation. With the purpose of planning regional geological exploration activities in underexplored areas of Lena-Tungusky Petroleum Province, it is necessary to clearly depict the existing problem of quantitative resource assessment of the territory. To solve this problem, reconstruction of oil and gas-related deposition and migration processes, which is based in building geological model of the study area, is required.

For citation: Sobolev P.N., Migurskii F.A., Akimova Z.Z., Gorlov D.A. Underexplored northern regions of Lena-Tungusky Petroleum Province: vision of petroleum potential. *Geologiya nefi i gaza*. 2023;(5):43–52. DOI: 10.41748/0016-7894-2023-5-43-52. In Russ.

## Введение

По результатам последней Государственной количественной оценки (на 01.01.2021 г.) извлекаемые начальные суммарные ресурсы нефти Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции оцениваются в 13 млрд т. По этому параметру Лено-Тунгусская нефтегазоносная провинция является одной из самых перспективных в РФ. Степень разведанности составляет всего 24,4 %. Однако необходимо отметить, что сотни миллионов тонн начальных суммарных ресурсов УВ слабоизученных областей этой провинции, таких как Северо-Тунгусская, Сюдджерская, Анабарская нефтегазоносные области (НГО), не изменяются и не переходят в запасы на протяжении десятилетий. За эти годы на данной территории так и не было открыто месторождений УВ. Вероятно, существует проблема ресурсной оценки указанных НГО. Требуются научные исследования, результаты которых смогут обосновать или опровергнуть нефтегазовую перспективность слабоизученных НГО Лено-Тунгусской провинции.

## Методология региональных геолого-разведочных работ на УВ

Представления о перспективах нефтегазоносности отдельных регионов в большинстве современных научных работ основываются на анализе нефтегазовых систем, предполагающем изучение таких процессов, как генерация, миграция, аккумуляция, сохранность УВ [1, 2]. Исследование очагов нефтегазовой генерации при отсутствии открытий скоплений нефти и газа в возможных областях аккумуляции является важнейшей частью анализа нефтегазовых систем, в зависимости от результатов которого решается вопрос о необходимости продолжения геолого-разведочных работ.

Таким образом, сценарии выполнения геолого-разведочных работ регионального этапа следует разделять на два возможных варианта. В обоих случаях на начальной стадии акцент делается на изучение областей аккумуляции. Подготавливаются и разбуриваются площади и ловушки, способные содержать и контролировать крупные скопления нефти или газа. В первом, оптимистическом варианте, когда достигнуты положительные результаты, дальнейшие работы планируются с учетом полученных данных: масштаба залежей и притоков, степени заполненности отдельных ловушек, характера нефте- или газонасыщения и, как следствие, расположения предполагаемых нефтяной и газовой зон нефтегазовой системы и т. п. После получения основных данных об особенностях геологического строения осадочного бассейна с помощью региональных сейсмических профилей и глубоких опорных скважин в наиболее перспективных областях аккумуляции (на антеклизмах и т. п.) выполняются структурные построения для стратифицированных горизонтов основных региональных резервуаров нефтегазоносных комплексов. Возможные самые перспективные крупные структурные ловушки

(реже стратиграфически или литологически экранированные), являющиеся типовыми для отдельных зон нефтегазоаккумуляции, оцениваются с помощью параметрического и поискового бурения. Основным результатом таких работ будет оценка нефтегазоносности систем ловушек, зон нефтегазоаккумуляции, т. е. объектов региональных геолого-разведочных исследований [3].

В ином случае, если исследования перспективных областей аккумуляции не дают положительных результатов, притоки не получены, возникает необходимость пройти длительную, затратную и часто экономически некупаемую процедуру обоснования бесперспективности (перспективности) территории. В этих случаях необходимо начать исследования очагов нефтегазовой генерации, которые И.О. Брод называл «седиментационными прогибами» [1, 4]. Они могут отличаться наличием и характером материнских отложений, концентрациями ОВ, термобарическими и геохимическими параметрами. Если нефтегазовых систем не будет обнаружено (отсутствуют потенциально нефтегазоматеринские свиты или они не реализовали свой генерационный потенциал, или имеются следы палеомиграций, но все палеозалежи расформированы и т. д.), исследованные земли следует признать бесперспективными, высокорисковыми и исключить из перечня территорий, пригодных для постановки государственных региональных геолого-разведочных работ.

## Проблема ресурсной оценки слабоизученных НГО

Именно второй вариант исследований нефтегазовых систем, вероятно, необходим для слабоизученных НГО Сибирской платформы, таких как Северо-Тунгусская, Катангская, Анабарская и Сюдджерская. В 1960–1970-е гг. на этой территории были выделены крупные положительные структуры I порядка: Лебянский, Аянский, Анамский, Юктелыйский, Кочечумский, Турунский и Илимпейский своды, многие из которых были изучены глубоким бурением. В эти годы были пробурены Туринская, Учаминская, Кирамкинская, Вивинская и другие опорные и параметрические скважины. В течение 1980-х и начала 1990-х гг. здесь был заложен ряд параметрических скважин, в том числе в отдаленных северных частях региона, где до этого глубокое бурение вообще не проводилось. В 1990–1992 гг. здесь пробурены Чириндинская и Лебянская параметрические скважины. В целом на территории Северо-Тунгусской НГО пробурено 5 опорных, 13 параметрических и 1 поисковая скважина. В 2021 г. аварией выведена из бурения Чамбэнская параметрическая скважина, заложенная на месте такой же неудачной скв. Средне-Таймуринская-272. Продолжается бурение параметрической скв. Канандинская-1. В целом плотность бурения изменяется от 0,1 м/км<sup>2</sup> в районах Северо-Тунгусской и Анабарской НГО до 2 м/км<sup>2</sup> в промышленно

нефтегазоносной Катангской НГО. Таким образом, признавая весьма низкую опосредованность осадочного чехла центральных и северных частей Сибирской платформы, вероятно, следует признать и то, что оценка нефтегазоносности, в том числе достаточно крупных и надежно картируемых объектов, перспективных зон аккумуляции УВ, не увенчалась успехом на этой территории и дальнейшие исследования требуется проводить уже на иной научной основе.

В связи с этим следует указать, что, несмотря на низкую изученность, существует несколько благоприятных факторов, предопределяющих высокие перспективы нефтегазоносности ниже-среднекембрийских и, возможно, ордовикских и силурийских отложений.

Во-первых, с юга Северо-Тунгусскую НГО ограничивает Великая Сибирская система барьерных рифов [5], в состав которой входит Западно-Якутский барьерно-рифовый комплекс. Биогермы этой зоны и связанные с ними ловушки, возможно контролируемые неоткрытые залежи УВ, могут рассматриваться в качестве перспективной зоны нефтегазоаккумуляции.

Во-вторых, определенные перспективы нефтегазоносности связывают не только с генерационным потенциалом куонамской свиты, способной генерировать и направлять миграционные потоки УВ в прилегающие к очагам транзитные коллекторы и затем в резервуары ловушек. Возможны также промышленно значимые скопления автохтонной нефти в самих слабопроницаемых существенно глинистых коллекторах нефтегазоматеринских пород этого уровня [6].

В-третьих, существуют возможности миграции нефти и газа в перекрывающий куонамскую свиту клиноформный комплекс. Проницаемые части клиноформ, сформированные в майском веке в пределах Северо-Тунгусской НГО, оказались перекрыты глинисто-карбонатными шельфовыми отложениями среднего – верхнего кембрия, которые могут выступать в роли надежного флюидоупора [7].

В работе А.Э. Конторовича с соавторами [5] показано, что критический момент реализации генерационного потенциала куонамской свиты на территории Туринской впадины пришелся на середину палеозоя. Поэтому проблемой является факт того, что образовавшиеся в центральных, западных и северо-западных районах залежи УВ, весьма вероятно, оказались в значительной мере разрушены, в меньшей степени переформированы на рубеже перми и триаса в результате весьма активной тектономагматической деятельности [5]. Существенно снижает перспективы сохранности залежей УВ на территории, прилегающей к Туринскому очагу, отсутствие нижнекембрийского экрана солей (рис. 1).

В связи с этим наилучшими перспективами, вероятно, обладают восточная часть Северо-Тунгусской, западные части Анабарской, Слюджерской и

особенно подсолевые территории Катангской НГО. Кроме того, для всех этих районов важным аспектом является наличие генерационного потенциала докембрийских отложений, в первую очередь пород рифея, выполняющих так называемый Ангаро-Котуйский погребенный прогиб.

Советскими, а затем и российскими геологами природа этого прогиба рассматривалась исключительно с точки зрения его дивергентного, рифтогенно-авлакогенного происхождения<sup>1,2</sup> [8]. Однако такая общепринятая точка зрения существенно противоречит, с одной стороны, данным глубинных сейсмических и буровых исследований, показавшим высокую степень дислоцированности и метаморфической преобразованности западного «борта» этого погребенного прогиба.

С другой стороны, целая система аналогичных докембрийских прогибов известна для южных материков земного шара, фрагментов древнего материка Гондвана [9]. Для этих континентов также характерны многочисленные региональные неопротерозойские линейные синформы. Часто они доступны для исследований на поверхности. Практически во всех случаях они имеют прискладчатые, дислоцированные орогенезом ограничения, характерные для краевых (предгорных) прогибов, и интерпретируются в качестве предгорных прогибов складчатых поясов, коллизионно спаявших воедино архей-протерозойские древние ядра кратонов [9]. В свете этих фактов весьма вероятно, что борта Ангаро-Котуйского погребенного прогиба имеют разную геологическую природу и перспективы нефтегазоносности западной и восточной периферий значительно отличаются в пользу востока [10].

### Генерационный потенциал рифейских отложений

Для рифейского стратиграфического уровня результаты исследований, свидетельствующие о наличии интервалов осадочного чехла с высокими показателями  $C_{орг}$ , изложены в многочисленных публикациях. Например, известно, что на восточном борту прогиба, а именно на западном и северном склонах Анабарской антеклизы, в качестве нефтегазоматеринской породы рассматриваются отложения усть-ильинской свиты [10–12].

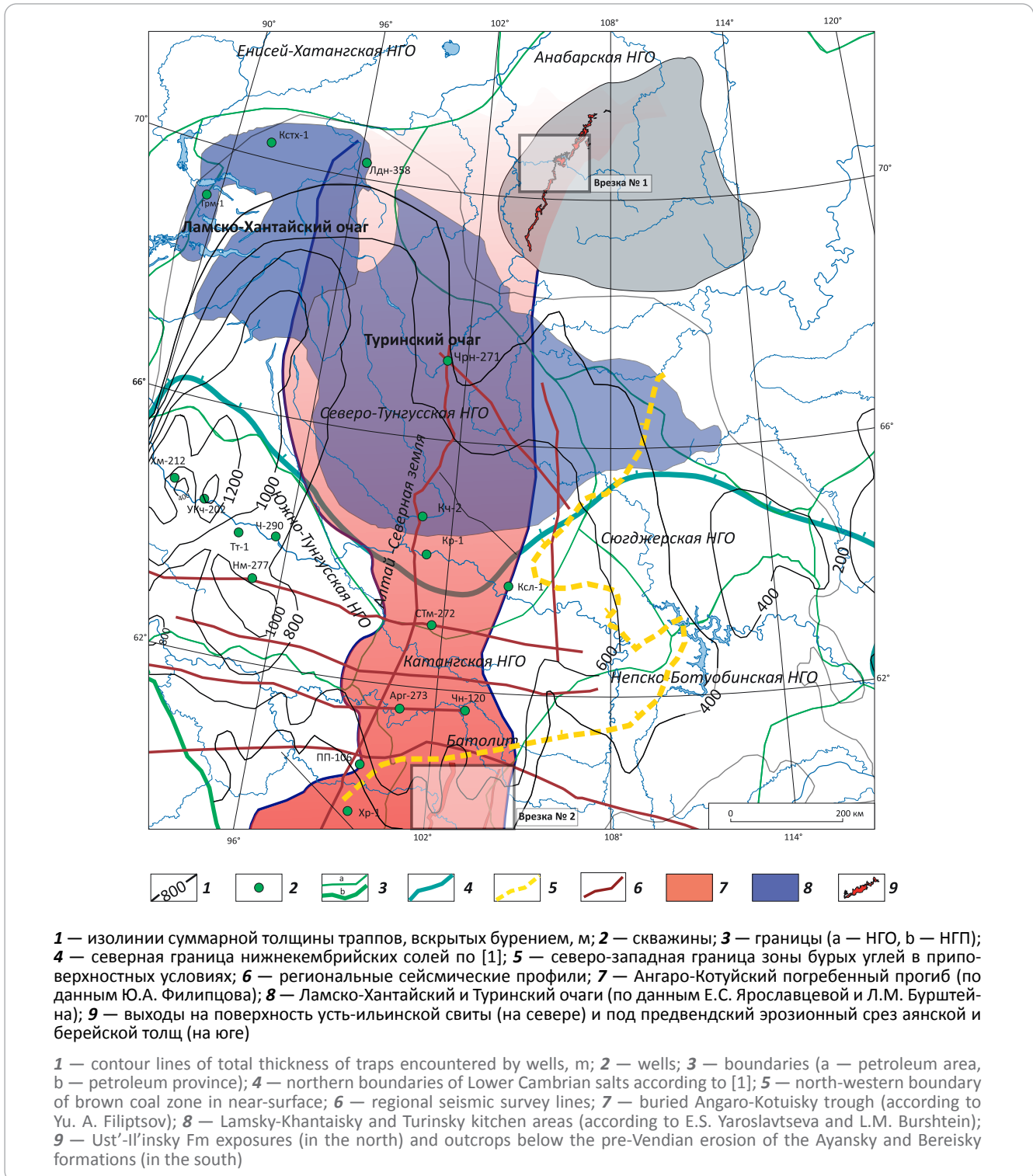
Базальные песчаники низов усть-ильинской свиты характеризуются очень низким содержанием ОВ, доля  $C_{орг}$  в них составляет сотые процента. Аналогичные его концентрации отмечены в прослоях карбонатных пород, в доломитовых мергелях, глинистых доломитах. Максимальные концентрации рассеянного ОВ типичны для аргиллитов этой

<sup>1</sup>Процко А.Н. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности рифейских отложений междуречья Нижней и Подкаменной Тунгусок: автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. – 2019. – 128 с.

<sup>2</sup>Филипцов Ю.А. Нефтегазоносность верхнего протерозоя западной части Сибирской платформы: автореф. дис. ... д-ра геол.-минерал. наук. – Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 2015. – 40 с.



**Рис. 1.** Карта распространения очагов нефтегазовой генерации северо-запада Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции  
**Fig. 1.** Map of oil and gas kitchen area occurrence in the north-western part of Lena-Tungusky Petroleum Province



свиты. Содержание  $C_{орг}$  в них меняется довольно значительно — от 0,02 до 2,19 %, в среднем 0,45 %. Преобладают значения 0,3–0,6 %. В алевролитах и глинистых алевролитах среднее содержание  $C_{орг}$  ниже — 0,28 %, его значение варьирует от 0,02 до 2,36 % [15].

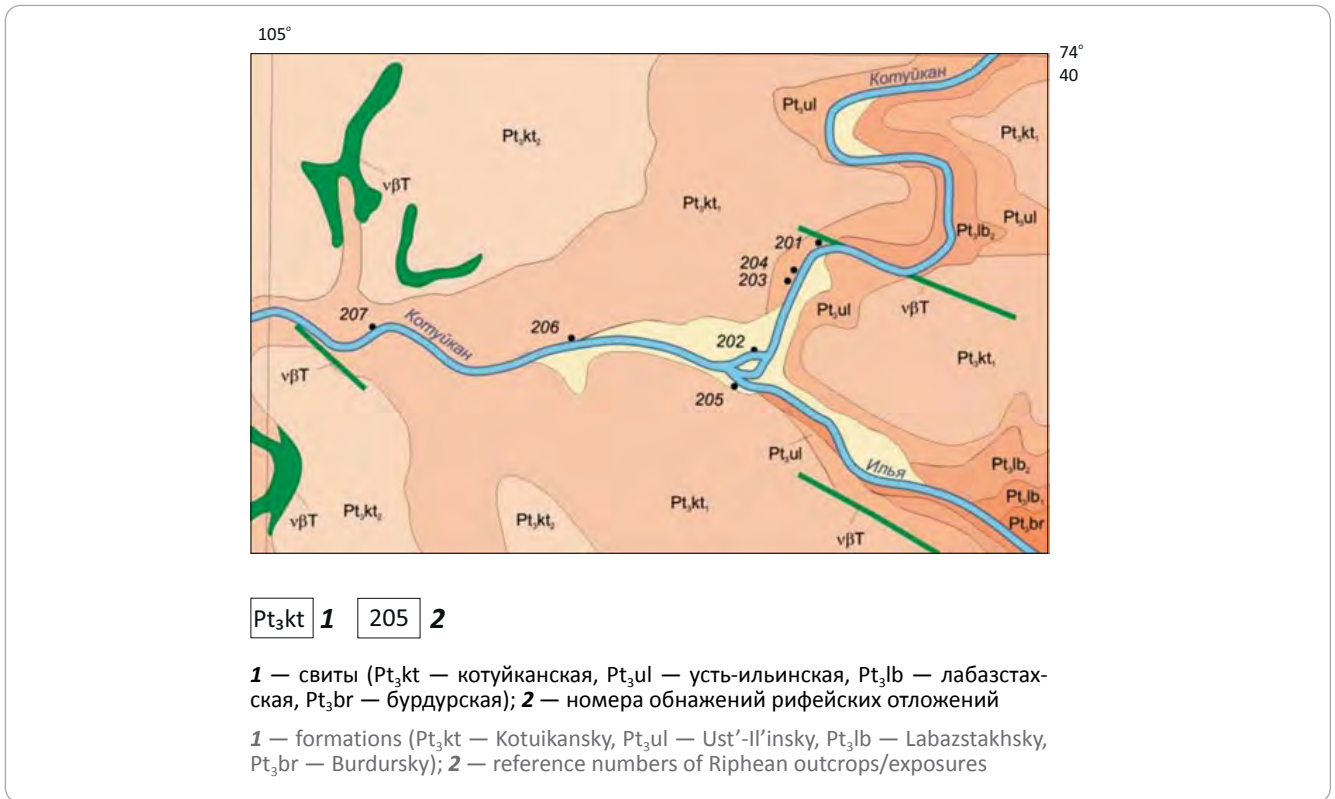
Следует отметить, что приведенные аналитические данные отличаются от более ранних сведений

других авторов. Так, в работе [13] отмечается, что средние концентрации  $C_{орг}$  в аргиллитах и алевроаргиллитах усть-ильинской свиты составляют 0,6–0,7 %, а максимальные достигают 6–7 %.

В целом, согласно проведенным аналитическим исследованиям пород усть-ильинской свиты, можно констатировать, что рассеянное ОВ этих отложений сходно с ОВ, вероятно, более моло-

**Рис. 2.** Места отбора образцов усть-ильинской свиты по данным [15] (см. рис. 1, врезка № 1, основа — геологическая карта, лист R-48-XV, XVI)

**Fig. 2.** Stations of Ust'-Il'insky Fm sampling according to [15] (Fig. 1, frame #1, the base is geological map, R-48-XV, XVI Sheet)



дых рифейских нефтематеринских пород южной части Ангаро-Котуйского погребенного прогиба (аянская толща) и Алдано-Майской впадины (малгинская свита). Судя по пиролитическим данным, оно обладает несколько пониженным генерационным потенциалом по сравнению с этими нефтематеринскими породами<sup>2</sup>.

При этом, вероятно, общей проблемой рифейских нефтегазоматеринских пород Сибирской платформы является выдержанность и прослеживаемость не только обогащенных ОВ прослоев, но и стратиграфических единиц (толщ, свит, подсвит), относимых к нефтегазоматеринским. Например, верхнемалгинская подсвита, содержащая черносланцевые пачки, обнажается и описана лишь в одном месте — Малгинских скалах, в среднем течении р. Мая. Также непросто обстоит дело и с усть-ильинской свитой, обнажающейся в правом борту р. Котуйкан, в 2 км выше устья его левого притока р. Илья. Если взглянуть на геологическую карту (рис. 2, лист R-48-XV, XVI), можно заметить, что усть-ильинская свита в полном составе резко выпадает из разреза по левому берегу р. Котуйкан, в 2 км выше обнажения, и по левому берегу р. Илья, сразу выше ее устья. Вполне возможно, что такое картирование может быть объяснено качеством геологической съемки, однако этот вопрос требует специальных исследований.

Верхнемалгинская подсвита среднерифейской малгинской свиты рассматривается многими ис-

следователями в качестве весьма перспективной в плане нефтегенерации. Она изучена в районе среднего течения р. Мая (Малгинские скалы) в пределах Алдано-Майской впадины, на востоке Сибирской платформы, не имеет твердо доказанного широкого распространения по площади и не представляет интереса для рассматриваемого в настоящей статье региона.

В то же время на Собинском валу и в северной части Катангской седловины скважинами вскрыта **аянская толща**, согласно залегающая на нижележащих отложениях. Эрозионный выход толщи под отложения венда протягивается вдоль выступа кристаллического фундамента Непско-Ботубобинской антеклизы. При этом сама она моноклинально погружается в западном направлении. Ааянская толща изучена в керне двух скважин — Копоктинская-134, Верхнечамбинская-1 и на всю толщину вскрыта скв. Собинская-131, где ее мощность составила 140 м. Шлам этой скважины был исследован геохимиками СНИИГГиМС [11] и ВНИИгеосистем [14]. В скв. Собинская-131 верхняя часть ааянской толщи в интервале 3040,5–3055,6 м сложена аргиллитами зелеными и зеленовато-серыми, с прослоями (до 3 см) черных аргиллитов. Ниже породы приобретают более темную окраску, и с глубины 3070,7 м черные аргиллиты становятся преобладающими. Пачка черных аргиллитов прослеживается до глубины около 3090 м. Ниже, до глубины 3099,4 м, опять наблюдаются зеленоватые аргиллиты. Следующий отбор керна в скв. Собинская-131 был произведен

в интервале 3130,2–3145,6 м, где были вскрыты красно-бурые аргиллиты с прослоями зеленоватых.

Таким образом, в скв. Собинская-131 нижняя часть аянской толщи представлена красноцветными породами, не содержащими ОВ в значимых количествах. Пачка углеродистых черных аргиллитов прослежена по керну в интервале 3070,7–3090 м. Это подтверждают анализы шлама, выполненные А.И. Ларичевым в СНИИГГиМС, согласно которым содержания  $C_{орг}$  аргиллитов в интервале 3041,5–3087,6 м оставляют 1,28–3,2 % [11]. Также соответствует описанию, представленному выше, выполненный Н.В. Лопатиным пиролиз образцов кернa во ВНИИгеосистем, в соответствии с которым зеленоватые и красно-бурые аргиллиты имеют содержания  $C_{орг}$  0,15–0,7 и 0,13 % соответственно, а черные углеродистые аргиллиты — 1,25–2,18 % [14].

Скважина Копоктинская-134 вскрыла аянскую толщу в интервале более 100 м. Породы представлены преобладающими черными доломитистыми аргиллитами тонкослоистыми с очень тонкими (до 2–3 мм мощностью) подчиненными слойками зеленоватого аргиллита. Черные аргиллиты обогащены  $C_{орг}$  до 2,16–3,19 %. Такие же углеродистые аргиллиты подняты на поверхность в керне из призабойной части скв. Верхнекамбинская-1. Таким образом, пачка углеродистых аргиллитов аянской толщи имеет доказанную керном мощность в скв. Собинская-131 около 20 м, а в скв. Копоктинская-134 — около 70 м (с некоторыми пропусками в отборе кернa)<sup>2</sup>.

Скважина Собинская-41 была заложена в зоне развития на предвендской эрозионной поверхности отложений ушиктинской толщи, перекрывающей аянскую. После вскрытия ушиктинских доломитов мощностью около 9 м скв. Собинская-41 вскрыла аргиллиты аянской толщи. Проведенное Н.В. Лопатиным изучение вскрытых отложений подтвердило, что аянская толща в скв. Собинская-41 также обогащена  $C_{орг}$  до 0,88–3,93 %<sup>2</sup>.

Проба из скв. Собинская-131, отобранная с наибольшей глубины, на которой были вскрыты аянские отложения, практически совпадает по всем замеренным параметрам с пробами из скважин Вехнекамбинская и Копоктинская. В пробах из скважин Собинские-9, 10 с меньших глубин отбора фиксируется меньшая степень катагенеза ОВ. Особенно низкими показателями, соответствующими градации  $MK_2$ , отличаются пробы из скв. Собинская-9, отобранные на самой малой глубине, в керогене которых концентрации углерода составляют 79,8–82,5 %. Эти данные свидетельствуют о том, что преобразованность ОВ аянской толщи на время эрозионного предвендского этапа развития территории была невысокой (не выше градации  $MK_2$ , по данным имеющихся анализов аянской толщи) [11].

Кроме аянской, в пределах Катангской седловины обогащенные ОВ прослои и пачки установлены также в берейской толще, залегающей в среднери-

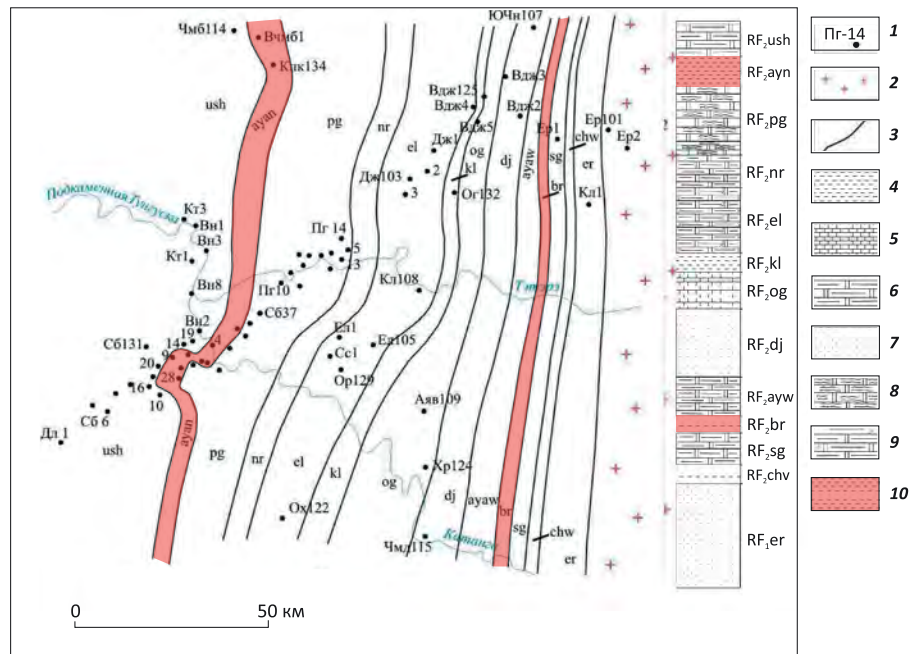
фейском интервале ниже аянской<sup>2</sup>. Берейская толща полностью пересечена скв. Южно-Чуньская-107, а ее верхняя часть вскрыта скв. Чемдальская-115. Полученные сведения о катагенетической преобразованности берейской толщи из скв. Чемдальская-115 — также до градации  $MK_2$  — позволяют сделать обоснованный вывод о том, что ОВ залегающей стратиграфически выше аянской толщи к началу вендского этапа осадконакопления было еще менее преобразовано и не вошло в зону массовой генерации нефти, по крайней мере в широкой полосе, протягивающейся с севера на юг вдоль границы Ангаро-Котуйского рифейского прогиба: от выхода аянской толщи в предвендский эрозионный срез и далее на запад, где она была погружена в то время на небольшую глубину.

К приведенным выше фактам можно добавить, что имеются материалы по скв. Чуньская-120, пробуренной в северной части Катангской седловины (см. рис. 1). Здесь, в верхней части рифейских отложений, в интервале глубин 3982,4–3983,1 м, согласно аналитическим данным, отмечены прослои аргиллитов с содержаниями  $C_{орг}$  2,38–9,99 %. По мнению специалистов КНИИГГиМС, в этой скважине вскрыты аналоги ирэмэкэнской свиты, сохранившиеся от предвендского размыва. Однако, если посмотреть на карту расположения Чуньской скважины на рис. 1, можно допустить сопоставление вскрытых скважиной обогащенных ОВ прослоев с продолжениями в предвендском эрозионном срезе субмеридиональных выходов аянской или берейской толщ (рис. 3; см. рис. 1).

При погружении территории в венде – фанерозое на значительной восточной части Ангаро-Котуйского прогиба ОВ аянской толщи (сохранившейся от предвендского размыва) достигло наблюдаемой в настоящее время катагенетической преобразованности. В пределах Катангской седловины это произошло на этапе наибольших палеопогружений в раннем триасе. Сейсмические данные о геологическом строении территории свидетельствуют о том, что отложения аянской толщи протягиваются в северном направлении с Собинского вала (современные глубины 2710–2750 м) через Ванаварский структурный залив (глубины 3400–3500 м в скважинах Верхнекамбинская-1 и Копоктинская-134) еще далее на север, погружаясь на глубины 4,5–5 км и более<sup>2</sup>.

Это может означать, что богатый нефтегенерационный потенциал аянской толщи, еще не реализованный к началу вендского этапа осадконакопления, был частично (на Собинском валу и к северу от него) и полностью (существенно западнее линии выхода на эрозионную предвендскую поверхность, в пределах глубокопогруженной части на северном склоне Катангской седловины и в Курейской синеклизе) реализован к концу раннего триаса. Генерированные аянской толщей значительные объемы нефти, а в более погруженных районах — газа должны были аккумулироваться в ловушках верхней части рифейского комплекса отложений и

**Рис. 3.** Схематическая геологическая карта предвендской эрозионной поверхности Катангской седловины (по Ю.А. Филипцову [13]) (см. рис. 1, врезка № 2)  
**Fig. 3.** Schematic geological map of the pre-Vendian erosion surface within the Katangsky saddle (according to Yu. A. Filiptsov [13]) (Fig. 1, frame #2)



**1** — нефтегазовые скважины; **2** — гранитоиды кристаллического фундамента; **3** — геологические границы распространения толщ рифея на предвендской поверхности; **4** — аргиллиты; **5** — доломиты; **6** — глинистые доломиты; **7** — песчаники; **8** — пластово-строматолитовые доломиты; **9** — глинистые доломиты со строматолитами; **10** — возможные нефтегазоматеринские толщи.

Толщи: RF<sub>2</sub>ush — ушиктинская, RF<sub>2</sub>ayn — аянская, RF<sub>2</sub>pg — пайгинская, RF<sub>2</sub>nr — нерюндинская, RF<sub>2</sub>el — елохтинская, RF<sub>2</sub>kl — кулиндинская, RF<sub>2</sub>og — огневская, RF<sub>2</sub>dj — джелиндуконская, RF<sub>2</sub>ayw — аявинская, RF<sub>2</sub>br — берейская, RF<sub>2</sub>sg — сегочамбинская, RF<sub>2</sub>chv — чуварская, RF<sub>1</sub>er — ереминская

**1** — oil and gas wells; **2** — granitoids of crystalline Basement; **3** — geological boundaries of Riphean series occurrence at pre-Vendian surface; **4** — claystone; **5** — dolomite; **6** — argillaceous dolomite; **7** — sandstone; **8** — stratal-stromatolite dolomite; **9** — argillaceous dolomite with stromatolites; **10** — possible source formations.

Sequences: RF<sub>2</sub>ush — Ushiktinsky, RF<sub>2</sub>ayn — Ayansky, RF<sub>2</sub>pg — Paiginsky, RF<sub>2</sub>nr — Neryundinsky, RF<sub>2</sub>el — Elokhtinsky, RF<sub>2</sub>kl — Kulindinsky, RF<sub>2</sub>og — Ognevsky, RF<sub>2</sub>dj — Dzhelindukonsky, RF<sub>2</sub>ayw — Ayavinsky, RF<sub>2</sub>br — Bereisky, RF<sub>2</sub>sg — Segochambinsky, RF<sub>2</sub>chv — Chuvarsky, RF<sub>1</sub>er — Ereminsky

в перекрывающих подсолевых отложениях венда. Граница распространения пород усть-ильинской свиты нижнего (среднего?) рифея носит прогнозный, предположительный характер. Особенно неясно ее продолжение в западном и южном направлениях — в зоны глубокого погружения в Курейской синеклизе и по простиранию выходов на погребенную эрозионную поверхность рифея. В крайней северной части Анабарской антеклизы, у границы с Анабаро-Хатангской седловиной, глубоким бурением вскрыты возможные аналоги пород усть-ильинской свиты. В скв. Костроминская-1, в интервале 1560–1720 м, вскрыта толща темноцветных до черных сланцеватых аргиллитов с содержанием C<sub>орг</sub> до 1,46 % [15]. Еще севернее, в скв. Хорудулахская-1, в интервале 2680–2920 м, вскрыта толща темных глинистых доломитов с прослоями черных мергелей и аргиллитов. По единичным определениям содержание C<sub>орг</sub> в этих породах 1,69–2,17 %. Таким образом, можно предполагать, что в северном направлении

от бассейна р. Котуйкан при увеличении общей толщины свиты в ее составе возрастает доля карбонатного материала.

В восточном направлении, в сторону Анабарского щита, и южном направлении граница свиты определяется положением среднепалеозойского [15, 16] и предвендского эрозионного среза. Возможности распространения нефтегазоматеринской породы усть-ильинской свиты в юго-западном направлении неясны, но представляют наибольший интерес, поскольку не исключено их продолжение в южную часть Курейской синеклизы. В этом случае потенциал рассматриваемой территории повышается [13].

Аянская, в большей степени берейская толщи и усть-ильинская свита занимают близкое геолого-стратиграфическое положение в рифейском разрезе восточного борта Ангаро-Котуйского прогиба. Однако отсутствие геологической модели этой масштабной погребенной структуры в настоящее время

не позволяет выполнить реконструкции процессов генерации, миграции, аккумуляции, сохранности УВ. Соответственно, нефтегазовые перспективы северных НГО Сибирской платформы до настоящего времени не являются в достаточной степени изученными и обоснованными. Для исследования этой проблемы представляется необходимым решить целый ряд задач.

В первую очередь нужно собрать сейсмические данные, материалы бурения, в том числе и по колонковым скважинам, выполнить корреляцию основных отражающих горизонтов докембрийской части разреза, уточнить старые и выполнить новые структурные построения по отражающим горизонтам, связанным со стратифицированными образованиями докембрия, включая максимально приближенные к положению в разрезе усть-ильинской свиты и аянской толщи.

На основе выполненных структурных построений требуется создать геологическую модель с учетом всех геолого-геохимических, литологических и фильтрационно-емкостных показателей, полученных по результатам анализа скважинных данных и материалов полевых исследований.

Важным вопросом, требующим решения, является также оценка масштабов денудации рифейских, вендских и нижнепалеозойских образований на западном склоне Анабарского мегасвода.

С точки зрения геохимических критериев перспектив нижней части осадочного чехла, в том числе и венда – рифея, важно провести сравнительное изучение рассеянного ОВ вероятных нефтегазоматеринских пород (усть-ильинская, аянская, мадринская, ирэмэкэнская свиты) и миграционных нефтидов из наиболее крупных поверхностных их скоплений. Таких скоплений известно два. Эти нефтиды, к сожалению, до сих пор не изучены современными аналитическими методами. Одно из таких скоплений относительно доступно. Оно находится в 60 км от пос. Байкит, в бассейне р. Чунку (правый приток р. Подкаменная Тунгуска). Здесь нефтиды связаны с зонами дизъюнктивных нарушений в верхнеордовикских отложениях (известно как чункинское скопление битумов).

Второе скопление (медвеженское) находится в бассейне одноименной р. Медвежья (правый приток р. Котуй), несколько севернее р. Котуйкан. Здесь скопления битумов установлены в ордовикских и верхнекембрийских отложениях. Максимальная концентрация битумов отмечена в пластах крупнокаверновых доломитов. Размеры каверн, выполненных битумом, достигают  $45 \times 10$  см, обычно  $3 \times 4$  см и менее. Пористость пород от 0,5 до 7,5 %, проницаемость  $(0,05-0,3) \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. По составу битумы относятся к асфальтитам, асфальтам и мальтам. Это скопление битумов по морфологическим признакам занимает промежуточное положение между пластовым и трещиноватым типами, но генетически связано с типом трещинных залежей [17].

Существование таких скоплений, очевидно, свидетельствует о разгрузке залежей УВ. В обоих случаях глубины залегания кристаллического фундамента позволяют рассчитывать на то, что такие залежи (скорее всего нефтяные) на доступной для бурения глубине могут быть связаны либо с терригенным комплексом венда (тирский, непский горизонты), либо с карбонатными коллекторами верхней части рифея.

По результатам такого изучения можно установить возможные генетические связи между нефтидами и нефтегазоматеринскими породами (очагами нефтегазообразования), доказать реальность процессов нефтегазообразования и оценить направления миграции.

Для чункинских нефтидов возможные пары для генетических корреляций – рассеянное ОВ аналогов ирэмэкэнской, аянской и, может быть, мадринской свит. Для нефтидов медвеженского скопления – рассеянное ОВ усть-ильинской свиты.

Результатом предлагаемых исследований должен стать прогноз перспектив нефтегазоносности территорий, прилегающих к восточному борту Ангаро-Котуйского рифейского погребенного прогиба и Курейской синеклизы над ним.

## Выводы

1. В настоящее время существует необходимость корректной ресурсной оценки таких слабоизученных областей Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции, как Северо-Тунгусская, Сюдджерская, Анабарская НГО. Требуются современные научные исследования, результаты которых смогут обосновать или опровергнуть нефтегазовую перспективность этой территории.

2. Перспективы нефтегазоносности указанных слабоизученных НГО Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции могут быть связаны в значительной степени с очагом нефтегазовой генерации, приуроченным к восточному борту Ангаро-Котуйского рифейского погребенного прогиба проблемного генезиса.

3. Для оценки масштабов возможной нефтегазоносности земель, прилегающих к восточному борту Ангаро-Котуйского погребенного прогиба (западного склона Анабарской антеклизы, восточного борта Курейской синеклизы, северной части Катангской седловины), необходимо выполнить реконструкции нефтегазовых осадочно-миграционных процессов, основанные на построении геологической модели исследуемой территории.

4. По результатам предлагаемых исследований можно установить возможные генетические связи между нефтидами и нефтегазоматеринскими породами (очагами нефтегазообразования), доказать реальность процессов нефтегазообразования, наметить направления миграции, вероятные области аккумуляции УВ, обосновать или опровергнуть нефтегазовую перспективность исследуемой территории.



## Литература

1. Мельников Н.В. Венд-кембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы (стратиграфия, история развития). – Изд. 2-е, доп. – Новосибирск : СНИИГГИМС, 2018. – 177 с.
2. Demaison G., Huizinga H.J. Genetic classification of petroleum systems using three factors: charge, migration and entrapment // The Petroleum System from Source to Trap. AAPG Memoir. – 1994. – Т. 60. DOI: 10.1306/m60585c4.
3. Мигурский Ф.А. Нефтегазовые системы юго-востока и запада Сибирской платформы // Сб. науч. тр. – М. : Перо, 2023. – С. 219–224.
4. Брод И.О., Еременко Н.А. Основы геологии нефти и газа. – М. : Изд-во Московского университета, 1953. 1953. – 339 с.
5. Губин И.А., Конторович А.Э., Моисеев С.А., Фомин А.М., Ярославцева Е.С. Выделение очагов генерации углеводородов в куонамской свите в северо-Тунгусской НГО с использованием сейсмических данных // Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология. Интерэкспо GEO-Сибирь : мат-лы XIV Международного научного конгресса (Новосибирск, 23–27 апреля 2018 г.). – Новосибирск, 2018. – С. 47–55.
6. Мельников Н.В., Вымятнин А.А., Мельников П.Н., Смирнов Е.В. Возможности открытия новых крупных залежей нефти в главном поясе газонефтеносности Лено-Тунгусской провинции // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55. – № 5–6. – С. 701–720.
7. Сухов С.С., Фомин А.М., Моисеев С.А. Характеристика рифовых комплексов в центральной части Сибирской платформы // Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология. Интерэкспо GEO-Сибирь : мат-лы XIV Международного научного конгресса (Новосибирск, 23–27 апреля 2018 г.). – Новосибирск, 2018. – С. 47–54.
8. Старосельцев В.С. Проблема выделения рифтогенных прогибов — перспективных тектонических элементов активного нефтегазообразования // Геология и геофизика. – 2009. – Т. 50. – № 4. – С. 475–483.
9. Hoffman P.F. The break-up of Rodinia, birth of Gondwana, true polar wander and the snowball Earth // Journal of African Earth Sciences. – 1999. – Т. 28. – № 1. – С. 17–33. DOI: 10.1016/S0899-5362(99)00018-4.
10. Соборнов К.О. Рифейские бассейны и суперзоны нефтегазоаккумуляции платформ Северной Евразии // Геология нефти и газа. – 2023. – № 3. – С. 9–24. DOI: 10.41748/0016-7894-2023-3-9-24.
11. Ларичев А.И., Чеканов В.И. Изучение генерационно-аккумуляционного потенциала зоны сочленения южного борта Курейской синеклизы с Байкитской и Непско-Ботубинской антеклизмами с целью оценки прогнозных ресурсов нефти и газа. – СПб. : ФГУП ВСЕГЕИ, 2010. – 627 с.
12. Ларичев А.И., Стасова О.Ф., Ларичкина Н.И. и др. Особенности состава реликтовых углеводородов нефтей рифея и венда Сибирской платформы // Нефтегазовая геология на рубеже веков. Прогноз, поиски, разведка и освоение месторождений : сб. докладов. – СПб. : ВНИГРИ, 1999. – Т. 1. – С. 280–289.
13. Мельников Н.В., Филиппов Ю.А., Вальчак В.И. и др. Перспективы нефтегазоносности Чуньского рифей-вендского осадочного бассейна на западе Сибирской платформы // Геология и геофизика. – 2008. – Т. 49. – № 3. – С. 235–243.
14. Лопатин Н.В., Емец Т.П. Пиролиз в нефтегазовой геохимии. – М. : Наука, 1987. – 144 с.
15. Пономарева О.С., Соболев П.Н. Геохимические исследования органического вещества нижнерифейской усть-ильинской свиты Западного Прианбарья (Ангаро-Котуйский рифейский палеопрогиб) // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2013. – № 3. – С. 63–67.
16. Брафгогель Ф.Ф. Геологические аспекты кимберлитового магматизма северо-востока Сибирской платформы. – Якутск : ЯФ СО АН СССР, 1984. – 128 с.
17. Битнер А.К., Поздняков В.А. Новые технологии геологической разведки. Месторождения углеводородов Сибирской платформы и прилегающих территорий. – Красноярск : СФУ, 2017. – 322 с.

## References

1. Mel'nikov N.V. Vend-kembriiskii solenosnyi bassein Sibirskoi platformy (stratigrafiya, istoriya razvitiya). Izd. 2-e, dop. [Vendian-Cambrian salt basin of the Siberian platform (stratigraphy, history of development)]. Novosibirsk: SNIIGGIMS; 2018. 177 p. In Russ.
2. Demaison G., Huizinga H.J. Genetic classification of petroleum systems using three factors: charge, migration and entrapment. In: The Petroleum System from Source to Trap. AAPG Memoir. Vol. 60. 1994. DOI: 10.1306/m60585c4.
3. Migurskii F.A. Neftegazovye sistemy yugo-vostoka i zapada Sibirskoi platformy [Oil and gas systems in the southeast and west of the Siberian platform]. In: sb. nauch. tr. Moscow: Pero, 2023. pp. 219–224. In Russ.
4. Brod I.O., Eremenko N.A. Osnovy geologii nefti i gaza [The outlines of oil and gas geology]. Moscow: Izd-vo Mosk. un-ta, 1953. 339 p. In Russ.
5. Gubin I.A., Kontorovich A.E., Moiseev S.A., Fomin A.M., Yaroslavtseva E.S. Vydelenie ochagov generatsii uglevodorodov v kuonamskoi svite v severo-Tungusskoi NGO s ispol'zovaniem seismicheskikh dannykh [Identification of hydrocarbon generation sources in the Kuonamsky formation in the North Tunguska oil and gas region using seismic data]. In: Nedropol'zovanie. Gornoe delo. Napravleniya i tekhnologii poiska, razvedki i razrabotki mestorozhdenii poleznykh iskopaemykh. Ekonomika. Geoekologiya. Interekspo GEO-Sibir' : mat-ly XIV Mezhdunarodnogo nauchnogo kongressa (Novosibirsk, 23–27 April 2018). Novosibirsk; 2018. pp. 47–55. In Russ.
6. Mel'nikov N.V., Vymyatnin A.A., Mel'nikov P.N., Smirnov E.V. Predicted new large oil pools in the main petroliferous belt of the Lena-Tunguska province. *Russian Geology and Geophysics*. 2014;55(6):544–561. DOI: 10.1016/j.rgg.2014.05.003.
7. Sukhov S.S., Fomin A.M., Moiseev S.A. Kharakteristika rifovykh kompleksov v tsentral'noi chasti Sibirskoi platformy [Characteristics of reef complexes in the central part of the Siberian Platform]. In: Nedropol'zovanie. Gornoe delo. Napravleniya i tekhnologii poiska, razvedki i razrabotki mestorozhdenii poleznykh iskopaemykh. Ekonomika. Geoekologiya. Interekspo GEO-Sibir' : mat-ly XIV Mezhdunarodnogo nauchnogo kongressa (Novosibirsk, 23–27 April 2018). Novosibirsk; 2018. pp. 47–54. In Russ.
8. Starosel'tsev V.S. Identifying paleorifts as promising tectonic elements for active oil and gas generation. *Russian Geology and Geophysics*. 2009;50(4):358–364. DOI: 10.1016/j.rgg.2009.03.011.
9. Hoffman P.F. The break-up of Rodinia, birth of Gondwana, true polar wander and the snowball Earth. *Journal of African Earth Sciences*. 1999;28(1):17–33. DOI: 10.1016/S0899-5362(99)00018-4.

10. *Sobornov K.O.* Riphean basins and petroleum superplays of the North Eurasia' platforms. *Geologiya nefi i gaza*. 2023;(3):9–24. DOI: 10.41748/0016-7894-2023-3-9-24. In Russ.
11. *Larichev A.I., Chekanov V.I.* Izucheniye generatsionno-akkumulyatsionnogo potentsiala zony sochleneniya yuzhnogo borta Kureiskoi sineklizy s Baikitskoi i Nepsko-Botuobinskoi anteklizami s tsel'yu otsenki prognoznykh resursov nefi i gaza [Assessment of undiscovered oil and gas resources: investigation of generation and accumulation potential of the zone of Kureisky syncline southern shoulder with Baikitsky and Nepsky-Botuobinsky anteklises joint]. St. Petersburg: FGUP VSEGEI; 2010. 627 p. In Russ.
12. *Larichev A.I., Stasova O.F., Larichkina N.I. et al.* Osobennosti sostava reliktovykh uglevodorodov neftei rifeya i venda Sibirskoi platformy [Features of the relict hydrocarbons composition from Riphean and Vendian oils of the Siberian platform]. In: *Neftegazovaya geologiya na rubezhe vekov. Prognoz, poiski, razvedka i osvoeniye mestorozhdenii* : sb. dokladov. St. Petersburg: VNIGRI; 1999;(1):280–289. In Russ.
13. *Me'l'nikov N.V., Filiptsov Yu.A., Val'chak V.I. et al.* Petroleum potential of the Riphean-Vendian Chunya sedimentary basin in the western Siberian Platform. *Russian Geology and Geophysics*. 2008;49(3):176–182. DOI: 10.1016/j.rgg.2008.02.001.
14. *Lopatin N.V., Emets T.P.* Piroliz v neftegazovoi geokhimi [Pyrolysis in oil and gas geochemistry]. Moscow: Nauka; 1987. 144 p. In Russ.
15. *Ponomareva O.S., Sobolev P.N.* Geochemical studies of organic matter of the lower riphean ust-ilyinka formation, the Western Priyanabar region (riphean Angara-Kotui paleotrough). *Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri*. 2013(3):63–67. In Russ.
16. *Brakhfogel' F.F.* Geologicheskie aspekty kimberlitovogo magmatizma severo-vostoka Sibirskoi platform [Geological aspects of kimberlite magmatism in the northeast of the Siberian Platform]. Yakutsk: YaF SO AN SSSR; 1984. 128 p. In Russ.
17. *Bitner A.K., Pozdnyakov V.A.* Novye tekhnologii geologicheskoi razvedki. Mestorozhdeniya uglevodorodov Sibirskoi platformy i prilgayushchikh territorii [New technologies for geological exploration. Hydrocarbon deposits of the Siberian platform and adjacent areas]. Krasnoyarsk: SFU; 2017. 322 p. In Russ.

### Информация об авторах

#### Соболев Петр Николаевич

Кандидат геолого-минералогических наук,  
заведующий  
лабораторией  
АО «СНИИГГИМС»,  
630091 Новосибирск, пр-кт Красный, д. 67  
e-mail: SobolevPN@rusgeology.ru

#### Мигурский Феликс Анатольевич

Кандидат геолого-минералогических наук,  
заведующий отделом  
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский  
геологический нефтяной институт»,  
105118 Москва, ш. Энтузиастов д. 36  
e-mail: fam@vnigni.ru  
ORCID ID: 0000-0001-9850-567X

#### Акимова Зоя Зориковна

младший научный сотрудник  
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский  
геологический нефтяной институт»,  
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36  
e-mail: akimova@vnigni.ru

#### Горлов Денис Александрович

Руководитель группы  
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский  
геологический нефтяной институт»,  
105118 Москва, ш. Энтузиастов д. 36  
e-mail: gorlov@vnigni.ru  
ORCID ID: 0000-0003-0564-5740

### Information about authors

#### Petr N. Sobolev

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,  
Head of Laboratory  
Siberian Research Institute of Geology,  
Geophysics and Mineral Raw Materials,  
67, prospect Krasnyi, Novosibirsk, 630091, Russia  
e-mail: SobolevPN@rusgeology.ru

#### Feliks A. Migurskii

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,  
Head of Department  
All-Russian Research  
Geological Oil institute,  
36, sh. Entuziastov, Moscow, 105118, Russia  
e-mail: fam@vnigni.ru  
ORCID ID: 0000-0001-9850-567X

#### Zoya Z. Akimova

Junior Researcher  
All-Russian Research  
Geological Oil institute,  
36, sh. Entuziastov, Moscow, 105118, Russia  
e-mail: akimova@vnigni.ru

#### Denis A. Gorlov

Head of group  
All-Russian Research  
Geological Oil institute,  
36, sh. Entuziastov, Moscow, 105118, Russia  
e-mail: gorlov@vnigni.ru  
ORCID ID: 0000-0003-0564-5740