



ВЕРоятностная оценка объемно-генетическим методом масштабов генерации и эмиграции углеводородов рифейского комплекса Анабаро-Ленской краевой системы

Д.В. ПЕСКОВ^{1*}, А.М. ЖАРКОВ¹, М.А. КРАВЧЕНКО², И.Н. ЛУКОГОРСКИЙ³, Е.Н. ЧЕЛНАКОВА¹

¹ ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II»
2, 21 линия, Васильевский остров, Санкт-Петербург 199106, Россия

² ООО «Газпром добыча Оренбург», 1/2, ул. Чкалова, Оренбург 460058, Россия

³ ООО «Газпром инвест», 6, лит. Д, ул. Стартовая, Санкт-Петербург 196210, Россия

АННОТАЦИЯ

Введение. Анабаро-Ленская краевая система характеризуется предпосылками нефтегазоносности рифейских осадочных отложений. В этой связи наиболее остро стоит вопрос о наличии достаточно богатого источника нефти и газа для формирования залежей углеводородов. Слабая изученность докембрийской части разреза не позволяет использовать более точные методы расчета объемов генерации и эмиграции углеводородов (УВ) из нефтегазоматеринских пород (НГМП). При этом вероятностный анализ объемно-генетическим методом позволяет оценить диапазон объемов углеводородов, которые могли генерировать отложения, обогащенные органическим веществом.

Цель. Оценка масштабов генерации и эмиграции жидких и газообразных УВ из мукунской и билляхской серий, а также хастахской свиты рифейского возраста.

Материалы и методы. Вероятностная оценка объемно-генетическим методом сгенерированных и эмигрированных УВ из НГМП Анабаро-Ленской краевой системы.

Результаты. Суммарно рифейские НГМП северной краевой системы Сибирской платформы могли генерировать порядка 33,1–86,5 млрд т нефти и 57,7–174,2 трлн м³ газа.

Заключение. Проведенный анализ позволяет предположить, что в рифейских нефтегазоматеринских породах могло генерироваться значимое количество углеводородов для формирования скоплений нефти и газа. В этой связи наиболее актуальным и противоречивым вопросом может выступать оценка сохранности углеводородов в пунктах конечной миграции — ловушках, а также методология их поиска.

Ключевые слова: нефтегазоносность докембрия, краевые системы, объемно-генетический метод, Анабаро-Ленская краевая система, Лено-Анабарский регион

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Финансирование: исследование не имело спонсорской поддержки.

Для цитирования: Песков Д.В., Жарков А.М., Кравченко М.А., Лукогорский И.Н., Челнакова Е.Н. Вероятностная оценка объемно-генетическим методом масштабов генерации и эмиграции углеводородов рифейского комплекса Анабаро-Ленской краевой системы. *Известия высших учебных заведений. Геология и разведка*. 2026;68(1):79–89. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2026-68-1-79-89> EDN: [HOINEG](https://www.edn.ru/)

Статья поступила в редакцию 19.01.2026

Принята к публикации 22.01.2026

Опубликована 30.04.2026

* Автор, ответственный за переписку

GENERATION AND EXPULSION OF HYDROCARBONS FROM THE RIPHEAN COMPLEX OF THE ANABAR–LENA MARGINAL SYSTEM: PROBABILISTIC ESTIMATE USING THE VOLUMETRIC–GENETIC APPROACH

DMITRY V. PESKOV^{1,*}, ALEXANDER M. ZHARKOV¹, MILENA A. ANTONOVA², IVAN N. LUKOGORSKY³,
EKATERINA N. CHELNAKOVA¹

¹ *Empress Catherine II Saint Petersburg Mining University II
2, 21 line, Vasilevsky island, Saint Petersburg, 199106, Russia*

² *000 «Gazprom Dobycha Orenburg», 1/2, Chkalova str., Orenburg, 460058 Russia*

³ *000 «Gazprom Invest», 6, lit. D, Startovaya str., Saint Petersburg, 196210, Russia*

ABSTRACT

Background. The Anabar-Lena marginal system exhibits conditions favorable for the hydrocarbon prospectivity of Riphean sedimentary deposits. In this regard, the question about the presence of a sufficiently rich oil-and-gas source to form hydrocarbon deposits here is most acute. Poor knowledge of the Precambrian part of the section prevents using more accurate methods for estimating the volume of hydrocarbons generated and expelled from the source rocks. In this case, a probabilistic volumetric-genetic analysis is appropriate for estimating the range of hydrocarbon volumes that could be generated by organic-rich deposits.

Aim. To estimate the magnitude of generation and expulsion of liquid and gaseous hydrocarbons from the Mukun and Billiakh series, as well as the Riphean Khastakh formation.

Materials and methods. The probabilistic estimate of hydrocarbons generated and expelled from the source rocks of the Anabar-Lena marginal system was performed using the volumetric-genetic method.

Results. In total, the Riphean source rocks of the northern marginal system of the Siberian Platform could have generated about 33.1–86.5 billion t of oil and 57.7–174.2 trillion m³ of gas.

Conclusion. The performed analysis suggests that the Riphean source rocks may have generated a significant volume of hydrocarbons capable of forming oil-and-gas accumulations. In this regard, the most relevant and controversial issue may be the assessment of hydrocarbon preservation in traps, i.e., sites of their final expulsion, as well as and the methodology for their detection.

Keywords: Precambrian hydrocarbon prospectivity, marginal systems, volumetric-genetic method, Anabar-Lena marginal system, Lena-Anabar region

Conflict of interest: the authors declare no conflict of interest.

Financial disclosures: no financial support was provided for this study.

For citation: Peskov D.V., Zharkov A.M., Antonova M.A., Lukogorsky I.N., Chelnakova E.N. Generation and expulsion of hydrocarbons from the riphean complex of the Anabar-Lena marginal system: probabilistic estimate using the volumetric-genetic approach. *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*. 2026;68(1):79–89. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2026-68-1-79-89> EDN: HOIHEG

Manuscript received 19 January 2026

Accepted 22 January 2026

Published 30 April 2026

* Corresponding author

Введение

Сибирская платформа (Лено-Тунгусская нефтегазоносная провинция) занимает особое место среди территорий с выявленной нефтегазоносностью. Залежи нефти и газа ассоциируются преимущественно с вендским терригенным и кембрийским карбонатным комплексами. Помимо традиционных скоплений УВ на севере платформы выявлены многочисленные битумные поля [10] и сланцевая куонамская формация [6], выступающая аналогом доманика Восточно-Европейской платформы [21].

Активное освоение Сибирской платформы началось в 2008 г. с запуском нефтепроводной системы Восточная Сибирь — Тихий океан. До этого момента промышленная добыча углеводородов практически не осуществлялась. Близость территории к материковому Китаю как одному из главных потребителей углеводородного сырья [11] стимулирует наращивание ресурсной базы Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции. При этом отмечаются очевидные трудности при освоении северных районов, с точки зрения транспортной доступности которых единственной транспортной артерией служит Северный морской путь.

Гетерогенность Сибирской платформы определяет районы с разными толщинами осадочного чехла (краевые системы и центральная часть). Так, например, толщина осадочного чехла в центральной части в среднем не превышает 2–4 км, уменьшаясь до 0 км в пределах щитов. В краевых системах (КС) и рифтовых структурах толщина осадочного чехла возрастает до 5–10 км и более, что обеспечивает благоприятные условия для формирования глубоко залегающих залежей углеводородов [22]. Наибольшие перспективы открытия новых промышленно значимых месторождений УВ связывают с КС платформы, большая часть осадочного чехла которых выполнена осадками рифейского возраста, возрастающими к краю платформы (рис. 1).

Материалы и методы

Исследования последних лет показали, что в осадочных отложениях краевых систем начиная с рифейского возраста накапливались породы с повышенными концентрациями органического вещества. В этой связи наиболее остро стоит вопрос о сохранности сгенерированных, эмигрированных и аккумуляровавшихся углеводородов.

Краевые системы подвержены внутриплитным деформациям, в результате которых структурные ловушки предыдущей генерации либо переформируются (в литологические, структурно-литологические

и тектонически экранированные), либо разрушаются, обеспечивая перетоки УВ в верхние этажи нефтегазоносности.

В результате структурных перестроек формируется новая система ловушек. При этом в случае с Анабаро-Ленской КС основная фаза миграции УВ произошла до формирования антиклинальных поднятий [4, 16], отчетливо фиксирующихся методами современной сейсморазведки. В таком случае первоочередными объектами поиска будут выступать палеоподнятия фундамента базального структурно-формационного комплекса, ассоциирующегося с начальным этапом осадконакопления.

Оценка масштабов генерации выполнена объемно-генетическим методом. Данная методика хорошо применима для регионов со слабой геолого-геофизической изученностью и позволяет установить максимальный возможный объем прогнозных ресурсов [17]. Сложность подобного прогноза заключается в неоднозначности влияния внутриплитных деформаций в передовых частях платформы.

Помимо этого, в работе используется метод Монте-Карло, который позволяет проанализировать данные при известных приблизительных входных параметрах и информации об их статистическом распределении. Для проведения анализа генерируется большое число случайных значений параметров, для каждого такого значения выполняется расчет и формируется статистическое распределение для результата. Наибольшей неопределенностью характеризуется картирование толщин осадочных отложений в условиях низкокачественной сейсморазведки, не позволяющей проследить отражающие границы. В условиях единичных данных, отобранных на больших расстояниях, высокой неопределенностью характеризуются концентрации ОВ в породе.

С позиций современных геохимических исследований генерация и аккумуляция углеводородов возможна при содержании органического вещества в породе от 0,5–1 %, в редких случаях понижаясь до 0,2 % [2]. При меньших концентрациях микро-нефть будет рассеиваться в осадочном чехле, не образуя скоплений углеводородов.

Для пород с повышенными концентрациями ОВ характерен некомпенсированный тип осадконакопления, свойственный для КС платформ, мелко-водных (умеренно глубоководных) карбонатных отложений и надрифтовых осадочных бассейнов. В нефтегазоматеринских свитах данных областей содержание органического вещества варьируется от пороговых значений до 15 % и более.

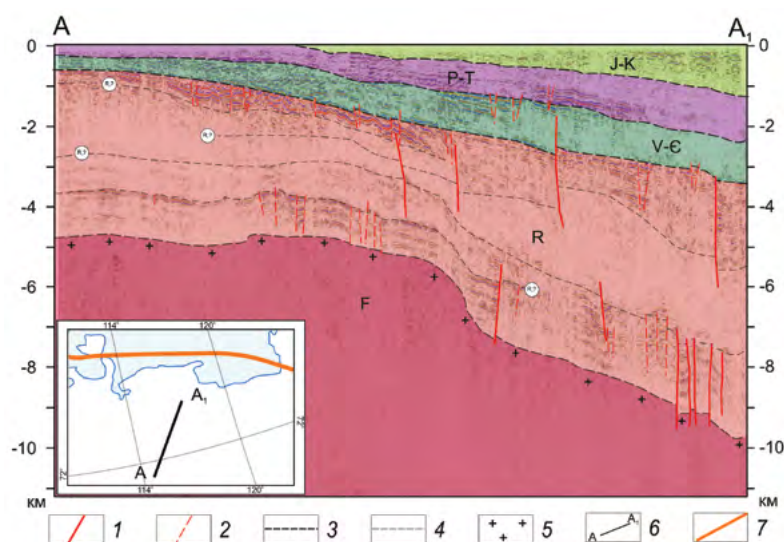


Рис. 1. Разрез по профилю А-А₁, (интерпретация авторов по материалам Росгео, 2019): 1 — разрывные нарушения; 2 — слабопроявленные разрывные нарушения; 3 — четкие сейсмические границы; 4 — нечеткие сейсмические границы; 5 — кристаллический фундамент; 6 — линия профиля; 7 — предполагаемая граница Сибирской платформы

Fig. 1. Section along profile A-A₁, (authors' interpretation based on Rosgeo materials, 2019): 1 — faults; 2 — weak faults; 3 — clear seismic boundaries; 4 — unclear seismic boundaries; 5 — crystalline basement; 6 — profile line; 7 — presumed boundary of the Siberian platform

Еще одним важным фактором, непосредственно влияющим на масштабы генерации нефти и газа, является степень преобразованности органического вещества, а также время нахождения пород в главной зоне нефте- или газогенерации. В случае присутствия в разрезе катагенетического несогласия расположенные ниже НГМП могут не генерировать УВ [1].

Наиболее дискуссионным параметром объемно-генетического метода является величина аккумуляции углеводородов. Для решения этой задачи обычно используют эмпирически определяемый коэффициент аккумуляции — долю аккумулярованных в ловушках УВ от общей их массы, образовавшейся и эмигрировавшей в коллектор [14]. Однако величину эмпирического коэффициента аккумуляции можно определить только уже для полностью разведанного бассейна или для изолированной нефтегазосборной площади с расположенной в ней ловушкой, в которой оценены промышленные запасы УВ.

Для слабоизученных объектов остается только один путь — использование коэффициентов аккумуляции, определенных для аналогичных геологических структур. Величины эмпирических коэффициентов аккумуляции разными авторами для различных геологических объектов определялись в весьма широком диапазоне — от 1–2 до 20 %, что, естественно, вносит большую неопределенность при оценке потенциальных ресурсов УВ.

что, естественно, вносит большую неопределенность при оценке потенциальных ресурсов УВ.

Нефтегазоматеринские породы

К нефтегазоматеринским свитам региона рифейского возраста можно отнести мукунскую и билляхские серии, а также хастахскую свиту. Помимо этого, к НГМП по результатам исследований керна скважин Хастахская-930 и Бурская-3410 относят хайпахскую и дебенгдинскую свиты. Последующее уточнение стратиграфического положения [20] не позволяет относить результаты исследований к данным горизонтам в скважинах. В результате данные свиты не рассматривались в работе, поскольку данный вопрос требует дополнительного уточнения.

Мукунская серия представлена преимущественно обломочными породами рифейского возраста. Накопление серии началось не ранее 1680 млн лет назад, а закончилось до 1500 млн лет назад, на что указывает U-Pb возраст обломочного циркона из низов разреза и возраст даек и силлов, прорывающих доломиты вышележащей билляхской серии [9, 19]. Естественные обнажения пород отмечены в пределах Анабарского щита. Состоит серия из трех свит: ильинской, бурдурской и лабазтахской. В составе отложений присутствуют гравелиты, песчаники, алевролиты и аргиллиты. Серия

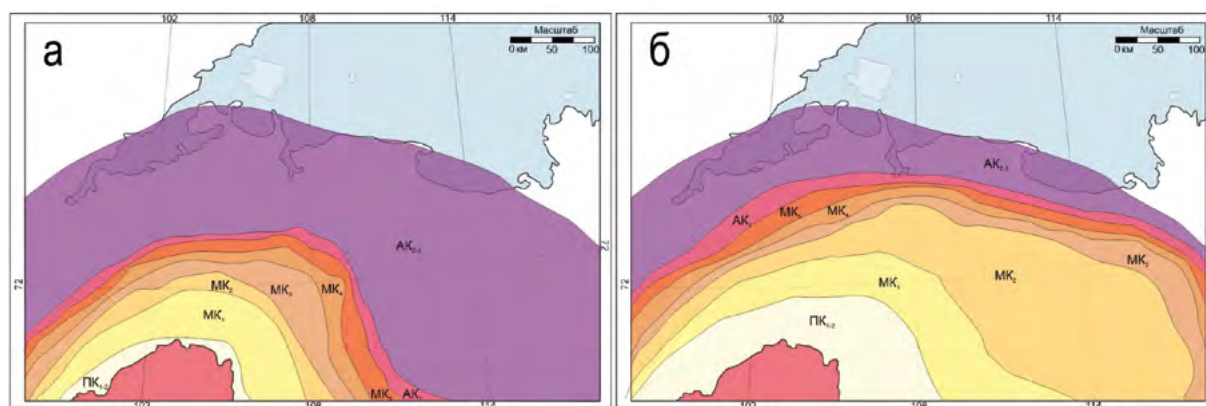


Рис. 2. Схемы катагенетической зональности: а — по кровле отложений раннерифейского возраста; б — по кровле отложений позднерифейского возраста (составлено авторами)

Fig. 2. Catagenetic zonation maps: а — at the top (roof) of Early Riphean deposits; б — at the top (roof) of Late Riphean deposits (compiled by the authors)

залегает с угловым несогласием на породах архейского возраста или нижнепротерозойских корах выветривания.

Билляхская серия рифейского возраста (1500–1400 млн лет [7]). Наиболее полный разрез представлен в районе Анабарского поднятия. Отложения связаны с мукунской серией постепенным переходом; нижняя ее граница условно проводится по появлению в разрезе первого горизонта строматолитовых доломитов [15]. Серия сложена тремя свитами: усть-ильинской, котуйканской и юсмастаской. В основании серии (усть-ильинская свита) преобладают аргиллиты и алевролиты. Далее разрез становится преимущественно карбонатным: преобладают доломиты и мергели.

Хастахская свита верхнерифейского возраста. Она выделяется пестроцветной окраской и сложена переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов [5].

Параметры моделирования

Ввиду слабой изученности глубоким бурением имеются точечные (единичные) данные о нефтегазоматеринских свойствах пород, что существенно ограничивает возможность моделирования процессов нефтегазообразования другими методами.

Моделирование масштабов генерации, эмиграции нефти и газа, а также плотности генерированных и эмигрировавших углеводородов проводилось с рядом допущений. Площадь распространения пород принята по результатам картирования территории миллионного масштаба, изложенных в объяснительных записках государственных геологических карт S49–52 и R49–52.

Концентрации органического вещества ($C_{\text{орг}}$) мукунской серии взяты из работы [18]. В качестве средних значений принято 2%, максимальных — 2,5%. Минимальные значения приняты граничными для НГМП. Для билляхской серии концентрации $C_{\text{орг}}$ изменяются в диапазоне от 1,83 до 4,87% [8], для хастахской диапазон изменения концентраций ОВ принят от 0,24 до 1,72% [12]. Кероген всех НГМП региона относится ко II типу [3].

Широкий разброс граничных значений приводит как к недооценке, так и переоценке генерационного потенциала НГМП. Кроме того, отсутствие достаточно представительной выборки данных усиливает чувствительность результатов к одиночным аномалиям, таким как редкие зоны с экстремально высоким или низким содержанием ОВ. В итоге такие аномалии могут искажать общую картину, делая моделирование менее надежным.

Для количественной оценки объемов генерации и эмиграции приняты формулы и коэффициенты, разработанные во ВНИГРИ (Санкт-Петербургский филиал ВНИГНИ). Табличные значения [13] подобраны с учетом степени преобразованности ОВ и включают в себя: коэффициенты генерации и эмиграции нефти и газа, остаточную массу ОВ и концентрации углерода в остаточном ОВ на рассматриваемой стадии катагенеза. Применяемые коэффициенты ориентированы на кероген II типа.

Катагенетическая зрелость ОВ определена по данным историко-эволюционного анализа с моделированием температурной эволюции региона. По результатам данного моделирования построены карты катагенетической зональности по кровле нижнерифейских (рис. 2а) и верхнерифейских (рис. 2б) отложений.

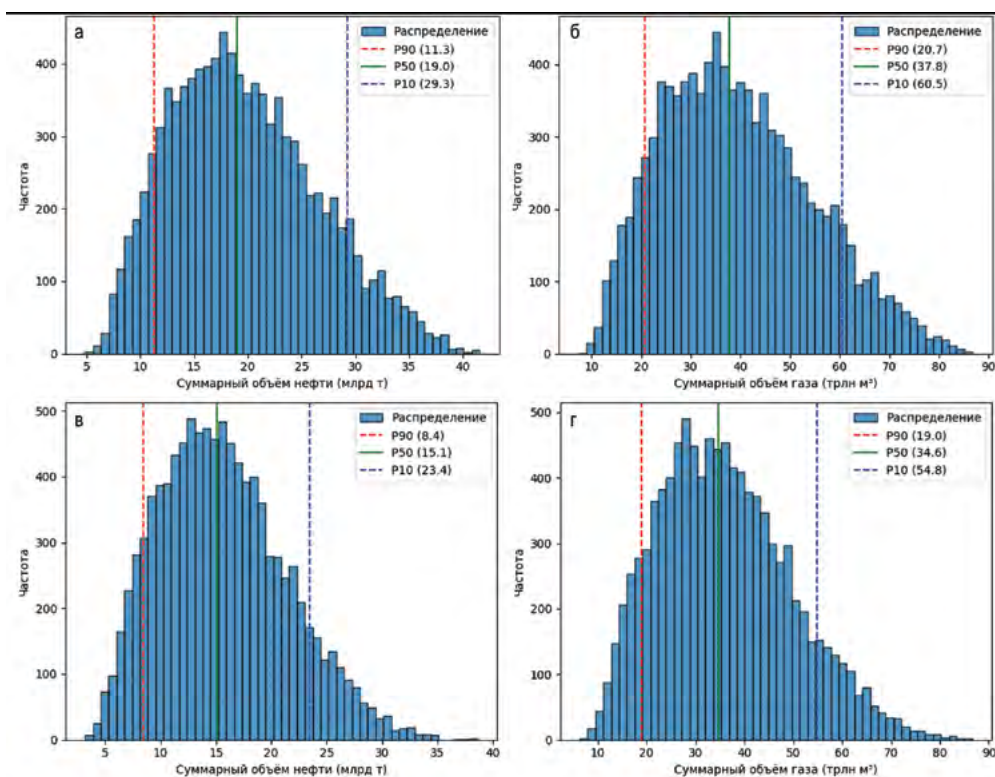


Рис. 3. Гистограмма суммарных объемов генерации: (а — нефти и б — газа) и эмиграции (в — нефти и г — газа) из НГМП мукунской серии (составлено авторами)

Fig. 3. Histogram of total volumes of generation (a — oil and б — gas) and emigration (в — oil and г — gas) from the source rocks of the Mukun Series (compiled by the authors)

Катагенез ОВ закономерно снижается по направлению к внутреннему полю платформы, что объясняется снижением глубин залегания рифейских осадочных отложений, а также снижением палеотеплового потока к центру платформы. Необходимо отметить, что нижнерифейские отложения по результатам бассейнового моделирования достигли температур и глубин процессов нефтеобразования в рифейское время и существенно реализовали свой генерационный потенциал еще до предвендской эрозии. Верхнерифейские НГМП также достигли пика нефтегазогенерации до предвендского перерыва в осадконакоплении, но в результате размыва отложений повторно верхняя часть верхнерифейских НГМП достигла условий нефтегазогенерации в позднепалеозойский-раннемезозойский этап геологического развития, что существенно могло сказаться на их генерационном потенциале.

Результаты

Согласно вероятностной оценке объемно-генетическим методом отложения мукунской серии могли сгенерировать значимое количество углеводородов. Объемы генерации составляют

от 11,3 до 29,3 млрд т нефти, с наиболее вероятными значениями 19,0 млрд т (рис. 3а). Объемы генерации газа оцениваются от 20,7 до 60,5 (P50 = 37,8) трлн м³ (рис. 3б). Масштабы эмиграции составляют от 8,4 до 23,4 (P50 = 15,1) млрд т жидких УВ (рис. 3в) и в диапазоне от 19,0 до 54,8 (P50 = 34,6) трлн м³ газообразных (рис. 3г). Плотность генерации (P50) оценивается от 44,4 до 349,7 тыс. т/км² нефти и от 41,5 до 765,7 млн м³/км² газа. Плотность эмиграции (P50) жидких углеводородов могла составлять 2,2–286,7 тыс. т/км² и 37,2–680,1 млн м³/км² газообразных.

Отложения билляхской серии могли генерировать от 20,0 до 54,2 млрд т нефти с наиболее вероятными значениями 34,5 млрд т нефти (рис. 4а) и от 34,9 до 110,4 (P50 = 66,5) трлн м³ газа (рис. 4б). Из НГМП могло эмигрировать 13,9–43,5 (P50 = 26,1) млрд т жидких УВ (рис. 4в) и от 31,4 до 100,8 (P50 = 60,2) трлн м³ газообразных (рис. 4г). Медианные значения плотности генерации (P50): от 88,7 до 680,3 тыс. т/км² нефти и от 82,9 до 1517,7 млн м³/км² газа. Плотность эмиграции жидких УВ могла составлять 4,4–578,1 тыс. т/км² и 74,5–1369,6 млн м³/км² газообразных.

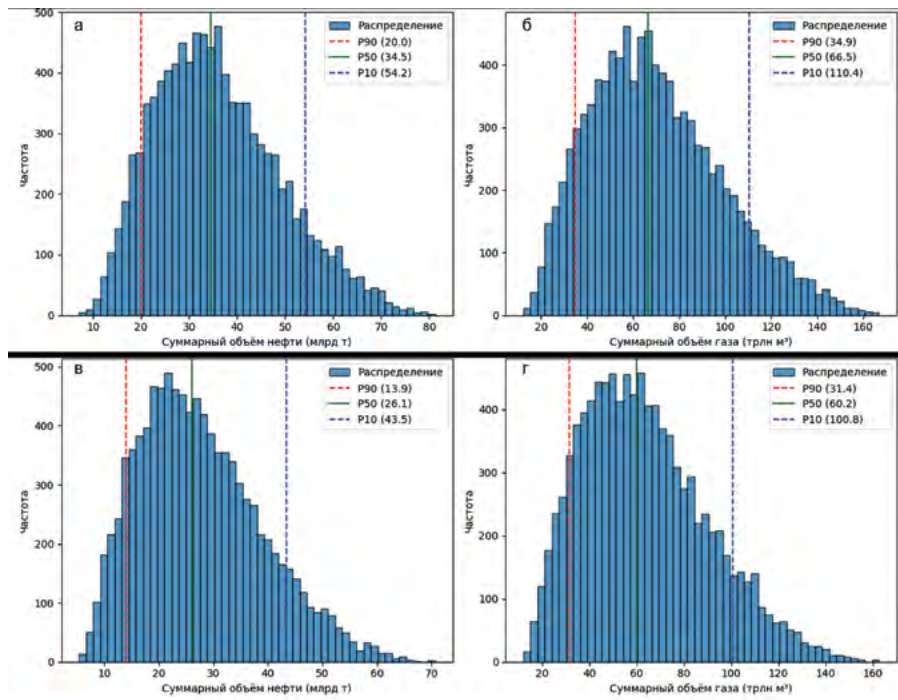


Рис. 4. Гистограмма суммарных объемов генерации (а — нефти и б — газа) и эмиграции (в — нефти и г — газа) из НГМП билляхской серии (составлено авторами)

Fig. 4. Histogram of total volumes of generation (а — oil and б — gas) and emigration (в — oil and г — gas) from the source rocks of the Billyakh Series (compiled by the authors)

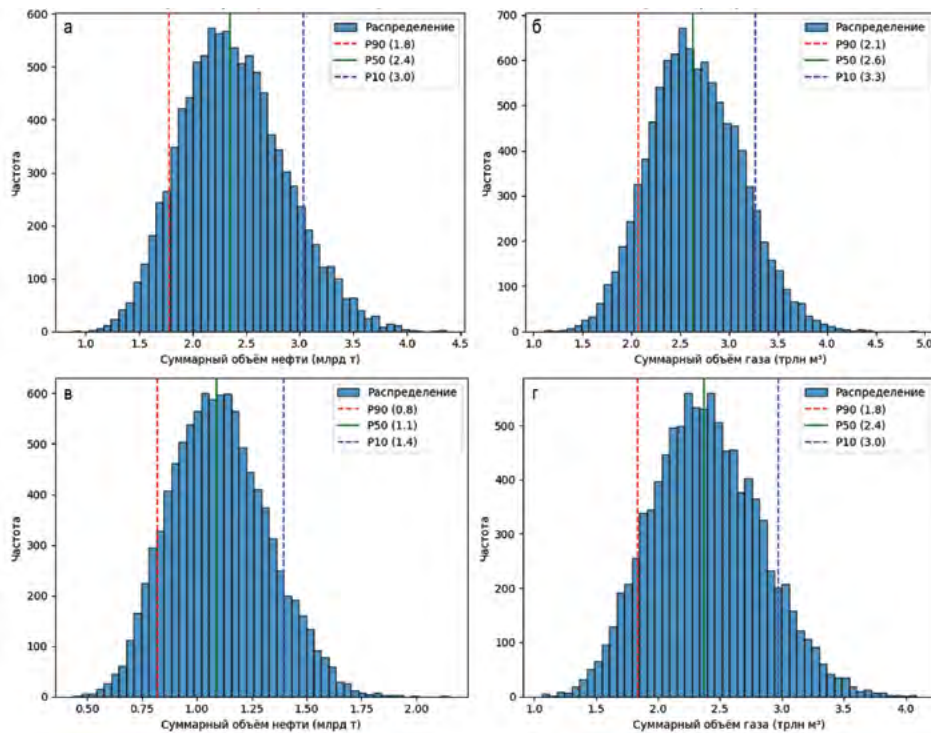


Рис. 5. Гистограмма суммарных объемов генерации (а — нефти и б — газа) и эмиграции (в — нефти и г — газа) из НГМП хастахской свиты (составлено авторами)

Fig. 5. Histogram of total volumes of generation (а — oil and б — gas) and emigration (в — oil and г — gas) from the source rocks of the Hastakh formation (compiled by the authors)

ГЕОЛОГИЯ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ / GEOLOGY AND PROSPECTING FOR HYDROCARBON RESERVES

Хастахская свита могла генерировать жидкие углеводороды в диапазоне от 1,8 до 3,0 (с наиболее вероятными значениями 2,4 млрд т (рис. 5а)) и 2,1–3,3 (P50 = 2,6) трлн м³ газообразных (рис. 5б). Масштабы эмиграции, полученные вероятностным анализом объемно-генетического метода, варьируют от 0,8 до 1,4 (P50 = 1,1) млрд т нефти (рис. 5в) и 1,8–3,0 (P50 = 2,4) трлн м³ газа (рис. 5г). Плотность генерации (P50) составляет 42,2–337,6 тыс. т/км² нефти и 40,1–801,1 млн м³/км² газа. Плотность эмиграции (P50) составляет 2,1–302,7 тыс. т/км² и 35,9–716,7 млн м³/км² для нефти и газа соответственно.

Выводы

В результате проведенных исследований получены возможные масштабы генерации и эмиграции жидких и газообразных УВ. Суммарно выявленные НГМП рифейского

возраста могли генерировать от 33,1 до 86,5 млрд т нефти и от 57,7 до 174,2 трлн м³ газа. При этом мигрировала из НГМП большая часть углеводородов: от 23,1 до 68,3 млрд т нефти и от 52,2 до 158,6 трлн м³ газа.

Данных объемов достаточно (с учетом пессимистических оценок, что в процессе миграции рассеивалось 95–99% углеводородов) для формирования крупных скоплений нефти и газа в верхнепротерозойской системе ловушек. Ключевым фактором выступает целостность (сохранность) древних ловушек. Длительная геологическая история региона, включавшая периоды тектонической активизации, поднятий и эрозии, могла привести к нарушению герметичности покрышек и полному или частичному разрушению ранее сформированных месторождений. Полученные результаты могут быть использованы при планировании геолого-разведочных работ на нефть и газ в пределах Анабаро-Ленской краевой системы.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Баженова Т.К., и др.* Масштабы нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции на юго-западе Сибирской платформы. Разведка и охрана недр. 2014. № 10. С. 12–17.
2. *Большакова М.А. и др.* О классификации нефтегазоматеринских пород. Георесурсы. 2025. Т. 27. № 2. С. 54–63. DOI: 10.18599/grs.2025.2.5
3. *Большакова М.А., Ситар К.А., Кожанов Д.Д.* Об особенностях состава и свойств древних нефтегазоматеринских отложений. Записки Горного института. 2024. Т. 269. С. 700–707. EDN: MKTALQ
4. *Ботнева Т.А., Фролов С.В.* Условия образования углеводородных скоплений в осадочном чехле Енисей-Ленской системы прогибов. Геология нефти и газа. 1995. № 5. С. 32–38.
5. *Вараксина И.В., Шаваров Р.Д.* Литология и коллекторские свойства докембрийских отложений Лено-Анабарской нефтегазоносной области. Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2020. Т. 331. № 9. С. 159–169.
6. *Горлов Д.А., Левшунова С.П.* Прогноз зон раздельного нефтегазоаккумуляции в отложениях кунямской и иниканской свит нижнего-среднего кембрия Восточной Сибири. Геология нефти и газа. 2022. № 2. С. 67–77. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-2-67-77
7. *Горохов И.М. и др.* Раннерифейская билляхская серия Анабарского поднятия, Северная Сибирь: изотопная С, О геохимия и Pb-Pb возраст доломитов. Стратиграфия. Геологическая корреляция. 2019. Т. 27. № 5. С. 19–35. DOI: 10.31857/S0869-592X27519-35
8. *Калабин В.В., Лопатин Н.В., Горшков А.С., Тихонов И.В.* Нефтегазовые информационные системы Анабаро-Хатангской седловины. Геоинформатика. 2013. № 1. С. 21–27.
9. *Карпинчик Г.О., Савельев А.Д., Середа Е.Е.* Петрографические особенности и реконструкция источников сноса нижнерифейских песчаников мукунжской серии юго-востока Анабарского щита. Литосфера. 2025. Т. 25. № 3. С. 373–397.
10. *Каширцев В.А., Конторович А.Э., Сафронов А.Ф., Иванов В.Л.* Месторождения природных битумов на северо-востоке Сибирской платформы (Российский сектор Арктики) Геология и геофизика. 2010. Т. 51. № 1. С. 93–105.
11. *Конторович А.Э., Буриштейн Л.М., Губин И.А., Парфенова Т.М., Сафронов П.И.* Глубокопогруженные нефтегазовые системы нижнего палеозоя на востоке Сибирской платформы: геолого-геофизическая характеристика, оценка ресурсов углеводородов. Записки Горного института. 2024. Т. 269. С. 721–737. EDN: WDBEOS
12. *Лежнин Д.С., Афанащенко А.П., Соболев П.Н., Найденов Л.Ф.* Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности рифей-палеозойских отложений Хатангско-Ленского междуречья. Геология нефти и газа. 2021. № 4. С. 7–28. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-4-7-28
13. *Неручев С.Г., Моисеева О.Б., Климова Л.И., Смирнов С.В.* Моделирование процессов миграции и аккумуляции нефти и газа в ловушках. Геология и геофизика. 2000. Т. 41. № 8. С. 1145–1164.
14. *Неручев С.Г., Смирнов С.В.* Оценка потенциальных ресурсов углеводородов на основе моделирования процессов их генерации и формирования месторождений нефти и газа. Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2007. Т. 2. С. 13.

15. Нижняя граница рифея и строматолиты афебия. Труды Геологического института. Вып. 312. М.: Наука, 1978.
16. Песков Д.В., Жарков А.М., Антонова М.А., Мартынов А.В. Углеводородный потенциал древних ловушек Лено-Анабарского региона и условия его реализации. Научный журнал Российского газового общества. 2024. № 4(46). С. 28–35.
17. Прищепа О.М. Комплексный способ количественной оценки ресурсов нефти и газа в зонах нефтегазонакопления. Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2011. Т. 6. № 4. С. 14.
18. Савченко В.И., Ступакова А.В., Перетолчин К.А. О перспективах наличия крупных месторождений нефти и газа на Восточном Таймыре. Георесурсы. 2017. № Спецвыпуск, ч. 1. С. 186–193. DOI: 10.18599/grs.19.19
19. Khudoley A.K. et al. Anabar-Lena composite tectono-sedimentary element, northern East Siberia. Geological Society, London, Memoirs. 2025. Vol. 57. No. 1. P. M57–2021–29. DOI: 10.1144/M57-2023-4
20. Nagovitsin K.E., Rogov V.I., Marusin V.V., Karlova G.A., Kolesnikov A.V., Bykova N.V., Grazhdankin D.V. Revised Neoproterozoic and Terreneuvian stratigraphy of the Lena-Anabar Basin and north-western slope of the Olenek Uplift, Siberian Platform. Precambrian Research. 2015. Vol. 270. P. 226–245. DOI: 10.1016/j.precamres.2015.09.012
21. Prischepa O., Nefedov Y., Nikiforova V., Ruiming X. Raw material base of Russia's unconventional oil and gas reserves (hydrocarbons shale strata). Frontiers in Earth Science. 2022. Vol. 10. P. 22. DOI: 10.3389/feart.2022.958315
22. Prischepa O., et al. Theoretical and methodological approaches to identifying deep accumulations of oil and gas in oil and gas basins of the Russian Federation. Frontiers in Earth Science. 2023. Vol. 11. P. 22. DOI: 10.3389/feart.2023.1192051

REFERENCES

1. Bazhenova T.K., et al. Scales of oil and gas generation and oil and gas accumulation in the southwest of the Siberian Platform. Exploration and Conservation of Mineral Resources. 2014. No. 10. Pp. 12–17 (In Russ.).
2. Bolshakova M.A., et al. On the classification of oil and gas source rocks. Georesursy. 2025. Vol. 27. No. 2. Pp. 54–63 (In Russ.). DOI: 10.18599/grs.2025.2.5
3. Bolshakova M.A., Sitar K.A., Kozhanov D.D. On the features of composition and properties of ancient oil and gas source deposits. Journal of Mining Institute. 2024. Vol. 269. P. 700–707 (In Russ.). EDN: MKTALQ.
4. Botneva T.A., Frolov S.V. Conditions for the formation of hydrocarbon accumulations in the sedimentary cover of the Yenisei-Lena system of troughs. Geology of Oil and Gas. 1995. No. 5. P. 32–38 (In Russ.).
5. Varaksina I.V., Shavarov R.D. Lithology and reservoir properties of Precambrian deposits in the Leno-Anabar oil and gas bearing area. Bulletin of Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering. 2020. Vol. 331. No. 9. P. 159–169 (In Russ.).
6. Gorlov D.A., Levshunova S.P. Forecast of zones of separate oil and gas accumulation in the deposits of the Kuonam and Inikan suites of the Lower-Middle Cambrian in Eastern Siberia. Geology of Oil and Gas. 2022. No. 2. P. 67–77 (In Russ.). DOI: 10.31087/0016-7894-2022-2-67-77
7. Gorokhov I.M., et al. Early Riphean Billyakh Series of the Anabar Uplift, Northern Siberia: isotopic C, O geochemistry and Pb-Pb age of dolomites. Stratigraphy and Geological Correlation. 2019. Vol. 27. No. 5. P. 19–35 (In Russ.). DOI: 10.31857/S0869-592X27519-35
8. Kalabin V.V., Lopatin N.V., Gorshkov A.S., Tikhonov I.V. Oil and gas information systems of the Anabar-Khatanga saddle. Geoinformatics. 2013. No. 1. P. 21–27 (In Russ.).
9. Karpinchik G.O., Savel'ev A.D., Sereda E.E. Petrographic features and reconstruction of provenance of Lower Riphean sandstones of the Mukun Series in the southeast of the Anabar Shield. Lithosphere. 2025. Vol. 25. No. 3. P. 373–397 (In Russ.).
10. Kashirtsev V.A., Kontorovich A.E., Safronov A.F., Ivanov V.L. Deposits of natural bitumens in the northeast of the Siberian Platform (Russian sector of the Arctic). Russian Geology and Geophysics. 2010. Vol. 51. No. 1. P. 93–105 (In Russ.).
11. Kontorovich A.E., Burstein L.M., Gubin I.A., Parfenova T.M., Safronov P.I. Deeply buried oil and gas systems of the Lower Paleozoic in the east of the Siberian Platform: geological and geophysical characteristics, assessment of hydrocarbon resources. Journal of Mining Institute. 2024. Vol. 269. P. 721–737 (In Russ.). EDN: WDBEOS
12. Lezhnin D.S., Afanasenkov A.P., Sobolev P.N., Naidev L.F. Geological state and oil and gas potential prospects of the Riphean-Paleozoic deposits of the Khatanga-Lena interfluvium. Geology of Oil and Gas. 2021. No. 4. P. 7–28. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-4-7-28. (In Russ.)
13. Neruchev S.G., Moiseeva O.B., Klimova L.I., Smirnov S.V. Modeling of migration and accumulation processes of oil and gas in traps. Russian Geology and Geophysics. 2000. Vol. 41. No. 8. P. 1145–1164 (In Russ.).
14. Neruchev S.G., Smirnov S.V. Estimation of potential hydrocarbon resources on the basis of modelling the processes of their generation and formation of oil and gas fields. Oil and Gas Geology. Theory and practice. 2007. No. 2. P. 13 (In Russ.).
15. Lower boundary of the Riphean and Aphyebia stromatolites. Proceedings of the Geological Institute. Iss. 312. Moscow: Nauka, 1978 (In Russ.).

ГЕОЛОГИЯ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ / GEOLOGY AND PROSPECTING FOR HYDROCARBON RESERVES

16. Peskov D.V., Zharkov A.M., Antonova M.A., Martynov A.V. Hydrocarbon potential of ancient traps in the Leno-Anabar region and conditions for its realization. *Scientific Journal of the Russian Gas Society*. 2024. No. 4(46). P. 28–35 (In Russ.).
17. Prishchepa O.M. Comprehensive method for quantitative assessment of oil and gas resources in oil and gas accumulation zones. *Petroleum Geology: Theory and Practice*. 2011. Vol. 6. No. 4. P. 14 (In Russ.).
18. Savchenko V.I., Stupakova A.V., Peretolchin K.A. On the prospects for the presence of large oil and gas fields in Eastern Taimyr. *Georesursy*. 2017. No. Special issue pt. 1. P. 186–193 (In Russ.). DOI: 10.18599/grs.19.19
19. Khudoley A.K., et al. Anabar-Lena composite tectono-sedimentary element, northern East Siberia. *Geological Society, London, Memoirs*. 2025. Vol. 57. No. 1. P. M57–2021–29 (In Russ.). DOI: 10.1144/M57-2023-4
20. Nagovitsin K.E., Rogov V.I., Marusin V.V., Karlova G.A., Kolesnikov A.V., Bykova N.V., Grazhdankin D.V. Revised Neoproterozoic and Terreneuvian stratigraphy of the Lena-Anabar Basin and north-western slope of the Olenek Uplift, Siberian Platform. *Precambrian Research*. 2015. Vol. 270. P. 226–245 (In Russ.). DOI: 10.1016/j.precamres.2015.09.012
21. Prishchepa O., Nefedov Y., Nikiforova V., Ruiming X. Raw material base of Russia's unconventional oil and gas reserves (hydrocarbons shale strata). *Frontiers in Earth Science*. 2022. Vol. 10. P. 22. DOI: 10.3389/feart.2022.958315
22. Prishchepa O., et al. Theoretical and methodological approaches to identifying deep accumulations of oil and gas in oil and gas basins of the Russian Federation. *Frontiers in Earth Science*. 2023. Vol. 11. P. 22. DOI: 10.3389/feart.2023.1192051

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Песков Д.В. — выполнил оценку генерационного потенциала рифейских осадочных отложений объемно-генетическим методом, обработал статистические данные и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Жарков А.М. — разработал концепцию статьи, подготовил раздел «Введение», окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Кравченко М.А. — проанализировала исходную информацию, подготовила раздел «Нефтегазоматеринские свиты», а также участвовала в написании раздела «Материалы и методы» и согласна взять на себя ответственность за все аспекты работы.

Лукогорский И.Н. — подготовил перевод аннотации на английский язык, участвовал в подготовке раздела «Параметры моделирования» и согласен взять на себя ответственность за все аспекты работы.

Челнакова Е.Н. — участвовала в написании раздела «Параметры моделирования», а также подготовке списка литературы и согласна взять на себя ответственность за все аспекты работы.

Dmitry V. Peskov — performed the assessment of the generative potential of the Riphean sedimentary deposits using the volumetric-genetic method, processed the statistical data, and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

Alexander M. Zharkov — developed the conceptual framework of the paper, prepared the Introduction section, approved the final version of the manuscript for publication, and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

Milena A. Kravchenko — analyzed the source data, prepared the section «Source rock suites», contributed to writing the «Materials and Methods» section, and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

Ivan N. Lukogorsky — prepared the English translation of the abstract, participated in preparing the «Modeling Parameters» section, and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

Ekaterina N. Chelnakova — participated in writing the section «Modeling parameters», as well as preparing the list of references and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Песков Дмитрий Владимирович* — инженер проблемной лаборатории «Наука о Земле» ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II».
2, 21 линия, Васильевский остров, Санкт-Петербург 199106, Россия
e-mail: Peskov_DV@pers.spmi.ru
тел.: +7 (812) 328-81-77, внутр. 1177
SPIN-код: 7709-5734
ORCID: <https://orcid.org/0009-0006-8905-5519>

Жарков Александр Михайлович — доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры геологии нефти и газа, ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II».
2, 21 линия, Васильевский остров, Санкт-Петербург 199106, Россия
e-mail: Zharkov_AM@pers.spmi.ru
тел.: +7 (812) 328-81-77, внутр. 1177
SPIN-код: 7092-0109
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-7326-1664>

Кравченко Милена Алексеевна — инженер I категории отдела геолого-гидродинамического моделирования службы разработки месторождений и геолого-разведочных работ инженерно-технического центра ООО «Газпром добыча Оренбург».
1/2, ул. Чкалова, Оренбург, 460058, Россия
e-mail: m.kravchenko@gdo.gazprom.ru
тел.: +7 (3532) 73-10-18

Лукогорский Иван Николаевич — инженер 1 категории отдела геолого-буровых работ ООО «Газпром инвест».
6, лит. Д, ул. Стартовая, Санкт-Петербург, 196210, Россия
e-mail: lukogorskyy@mail.ru
тел.: +7 (812) 455-17-00, внутр. 34324
ORCID: <https://orcid.org/0009-0008-6485-938X>

Челнакова Екатерина Николаевна — аспирант кафедры геологии нефти и газа ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II».
2, 21 линия, Васильевский остров, Санкт-Петербург 199106, Россия
e-mail: etchelnakova@yandex.ru

Dmitry V. Peskov* — Engineer, Earth Science Problem Laboratory, Empress Catherine II Saint Petersburg Mining University.
2, 21st Line, Vasilievsky Island, St. Petersburg, 199106, Russia
e-mail: Peskov_DV@pers.spmi.ru
tel.: +7 (812) 328-81-77, ext. 1177
SPIN-code: 7709-5734
ORCID: <https://orcid.org/0009-0006-8905-5519>

Alexander M. Zharkov — Dr. Sci. (Geol.-Mineral.), Professor, Department of Geology of Oil and Gas Empress Catherine II Saint Petersburg Mining University.
2, 21st Line, Vasilievsky Island, St. Petersburg, 199106, Russia
e-mail: Zharkov_AM@pers.spmi.ru
tel.: +7 (812) 328-81-77, ext. 1177
SPIN-code: 7092-0109
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-7326-1664>

Milena A. Kravchenko — 1st-category Engineer, Department of Geological-Hydrodynamic Modeling, Field Development and Geological Exploration Service, Engineering and Technical Center, Gazprom Dobycha Orenburg LLC.
1/2, Chkalova str., Orenburg, 460058, Russia
e-mail: m.kravchenko@gdo.gazprom.ru
tel.: +7 (3532) 73-10-18

Ivan N. Lukogorsky — 1st-category Engineer, Department of Geological and Drilling Operations, Gazprom Invest LLC.
6, lit.D, Startovaya str., St. Petersburg, 196210, Russia
e-mail: lukogorskyy@mail.ru
tel.: +7 (812) 455-17-00, ext. 34324
ORCID: <https://orcid.org/0009-0008-6485-938X>

Ekaterina N. Chelnakova — Post-graduate student, Department of Geology of Oil and Gas, Empress Catherine II Saint Petersburg Mining University.
2, 21st Line, Vasilievsky Island, St. Petersburg, 199106, Russia
e-mail: etchelnakova@yandex.ru