УДК 553.98+(550.8.011+550.8.013)

DOI: 10.17122/ngdelo-2021-3-28-35

КУОНАМСКИЙ КОМПЛЕКС КАК НОВОЕ НАПРАВЛЕНИЕ ПО НАРАЩИВАНИЮ МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ УГЛЕВОДОРОДОВ НА ТЕРРИТОРИИ ЛЕНО-ВИЛЮЙСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ

THE KUONAM FORMATION: A NEW DIRECTION FOR THE DEVELOPMENT OF THE HYDROCARBON RESOURCES SECTOR IN THE LENO-VILYUI OIL AND GAS PROVINCE

А. Ю. Космачева
Alina Yu. Kosmacheva

Институт нефтегазовой
геологии и геофизики
им. А.А. Трофимука
Сибирского отделения
Российской академии наук,
г. Новосибирск,
Российская Федерация

A. A. Trofimuk Institute
of Petroleum Geology
and Geophysics,
Siberian Branch, Russian
Academy of Sciences,
Novosibirsk, Russian Federation

М. О. Федорович
Marina O. Fedorovich

Институт нефтегазовой
геологии и геофизики
им. А.А. Трофимука
Сибирского отделения Российской
академии наук,
г. Новосибирск,
Российская Федерация

A. A. Trofimuk Institute
of Petroleum Geology
and Geophysics,
Siberian Branch, Russian
Academy of Sciences,
Novosibirsk, Russian Federation

В работе проведено бассейновое моделирование, которое направлено на восстановление катагенетической истории, определение очагов генерации углеводородов и количественную оценку генерационного потенциала куонамского комплекса в пределах Виллюйской гемисинеклизы, в административном отношении расположенной на территории Республики Саха (Якутия). Согласно нефтегазогеологическому районированию Сибирской платформы, Виллюйская гемисинеклиза приурочена к Лено-Виллюйской нефтегазоносной провинции. Одним из значительных резервов по наращиванию минерально-сырьевой базы на востоке Сибирской платформы могут стать куонамские породы нижне-среднекембрийского возраста. Соответствующие отложения рассматриваются, с одной стороны, как нефтегазоматеринские с высокими содержаниями органического вещества, с другой стороны, как толща с трудноизвлекаемыми запасами. В результате было установлено, что отложения куонамского комплекса вошли в главную зону нефтеобразования в позднем кембрии. Преобразованность органического вещества куонамской свиты и ее стратиграфических аналогов на современном этапе соответствует стадиям мезокатагенеза в наиболее приподнятых северной и южной частях гемисинеклизы, что предполагает процессы образования углеводородов. Количество генерированных углеводородов породами куонамского комплекса в пределах Лено-Виллюйской нефтегазоносной провинции составляет 8 трлн т, нереализованный углеводородный потенциал — 1 трлн т условных углеводородов.

The paper is aimed at the basin and petroleum systems modeling in the Vilyui hemisyncline located in the Republic of Sakha (Yakutia). The modeling identifies maturity history of organic matter, kitchen areas, and quantitative evaluation of generation power of the Kuonam Formation. According to the oil-and-gas zoning of the Siberian platform, the Vilyui hemisyncline is confined to the Leno-Vilyui oil and gas province. Lower and Middle Cambrian Kuonam rocks can become one of the new directions for the development of the hydrocarbon resources sector in the

Ключевые слова

куонамский комплекс;
Лено-Виллюйская
нефтегазоносная провинция;
Виллюйская гемисинеклиза;
нетрадиционные запасы;
бассейновое моделирование

Keywords

Kuonam Formation;
Leno-Vilyui oil and gas province;
Vilyui hemisyncline; unconventional
reserves; basin modeling

© Космачева А. Ю., Федорович М. О., 2021

east of the Siberian Platform. The rocks are considered to be not only the source rock enriched in organic matter, but also the reservoir rock with hard-to-recover reserves. According to the present research, the Kuonam source rock reached up to the oil window in the Late Cambrian. Generation power of the Kuonam Formation is not exhausted in the elevated northern and southern parts of the hemisyncline. The generation balance of the Kuonam Formation is 8 teratons of hydrocarbons (hydrocarbon equivalent) in the Leno-Vilyui oil and gas province. The remaining source rock potential is 1 teraton of hydrocarbons (hydrocarbon equivalent).

В последние годы в связи с вводом в действие газопровода «Сила Сибири» особое внимание стало уделяться изучению геолого-геофизических характеристик Вилуйской гемисинеклизы, которая, как показали ранее выполненные исследования, является преимущественно газоносным районом. Вилуйская гемисинеклиза, в административном отношении расположенная на территории Республики Саха (Якутия), обладает крупным углеводородным потенциалом и характеризуется неравномерной геологической изученностью.

Одним из значительных резервов по наращиванию минерально-сырьевой базы на востоке Сибирской платформы могут стать нижне-среднекембрийские породы. Соответствующие отложения включают в себя куонамскую свиту, которая рассматривается, с одной стороны, как нефтегазоматеринская (НГМ) с высокими содержаниями органического вещества (ОВ), а с другой, как толща с трудноизвлекаемыми запасами [1, 2]. Перекрывает куонамскую свиту клиноформная толща майского возраста, которая обладает хорошими коллекторскими свойствами. По строению данные разрезы очень похожи на Западно-Сибирские (баженовская свита и неом), но они образованы не терригенными (песчаники и глины), а карбонатами породами.

В этих условиях представляется весьма важным определиться с нефтегазогенерационным потенциалом куонамского комплекса.

Геолого-геофизическая изученность и современное состояние нефтегазоносности территории исследования

Согласно нефтегазогеологическому районированию Сибирской платформы, район исследования приурочен к Лено-Вилуйской нефтегазоносной провинции (НГП), которая на юге граничит с Северо-Алданской нефтегазоносной областью (НГО) Лено-Тунгусской НГП [3]. В пределах Лено-Вилуйской НГП пробурено более 350 скважин поискового и разведочного бурения, большинство из кото-

рых вскрыли образования верхней перми и нижнего триаса.

Начиная с 1970-х гг. на территории Вилуйской гемисинеклизы проводятся региональные сейсморазведочные работы. В 2004–2020 гг. за счёт средств Федерального бюджета на северном и южном склонах гемисинеклизы были выполнены значительные объёмы сейсморазведки 2D. В эти же годы недропользователями в контурах лицензионных участков проводились сейсморазведочные работы 3D.

За все годы проведения геолого-геофизических работ на территории Лено-Вилуйской НГП было открыто 10 газоконденсатных и газовых месторождений. Самой крупной зоной газонакопления является Хапчагайский мегавал, где наиболее значимые по запасам газоконденсатные месторождения — Средневилуйское, Толонское, Мастахское. Другая зона газонакопления приурочена к Логгорскому валу, где крупным по запасам является Среднетюнгское газоконденсатное месторождение [2].

Залежи газоконденсата и газа расположены на глубинах от 1 до 4 км. Основные нефтегазоносные комплексы связаны с отложениями верхней перми, нижнего триаса и нижней юры. Флюидопорами являются глинистые породы неджелинской, мономской свит нижнего триаса и сунтарской свиты нижней юры. Газообразные углеводороды (УВ) залежей имеют преимущественно метановый состав. Нефтепроявления концентрируются в виде незначительных по толщине нефтяных оторочек [2, 4]. По состоянию на 01.01.2018 начальные ресурсы Лено-Вилуйской НГП составляют около 4 трлн т условных УВ (УУВ).

Основной НГМ толщей для Лено-Вилуйской НГП считаются угленосные породы перми, обогащенные терригенным ОВ (III тип керогена) [2, 5].

Высоким нефтегазогенерционным потенциалом обладают также глинисто-кремнисто-карбонатные породы куонамского комплекса

кембрия (тойонский и амгинский века), обогащенные аквагенным ОВ (II тип керогена) [5]. Отложения куонамской свиты и ее стратиграфических аналогов сформировались на глубоком шельфе эпиконтинентального морского бассейна. На западе Северо-Алданской НГО Лено-Тунгусской НГП и Лено-Вилуйской НГП этот бассейн был отделен системой барьерных рифов от огромного солеродного бассейна [6].

Современные содержания органического углерода ($C_{орг}$) в куонамских отложениях, как правило, превышают 3 %. В отдельных случаях значения $C_{орг}$ достигают 8–10 %, тогда ОВ становится породообразующим компонентом. Высокие концентрации ОВ оказали влияние на весь геохимический облик отложений. В наиболее обогащенных ОВ типах пород содержания ванадия нередко в сотни, а никеля в десятки раз превышают их кларковые значения. Значение водородного индекса (HI) изменяется от 300 до 700 мгУВ/г $C_{орг}$ [2, 6–8].

Отложения куонамской свиты и ее стратиграфических аналогов широко распространены на территориях Северо-Алданской, Алдано-Майской НГО. Выполненные в последнее время сейсморазведочные работы

дают основания предполагать, что породы куонамского комплекса могут быть развиты под образованиями позднепалеозойского и мезозойского возрастов на территории Вилуйской гемисинеклизы.

Мощность куонамской толщи может изменяться в широком диапазоне — от 30 до 400 м. Современные глубины залегания отложений куонамской свиты и ее стратиграфических аналогов на отдельных участках превышают 10 км (рисунок 1).

Из геологических соображений можно сделать предположение, что куонамская свита и ее стратиграфические аналоги должны генерировать огромные объемы УВ, которые уже в ближайшее время могут стать основным источником по наращиванию минерально-сырьевой базы на востоке России [1]. Для оценки объемов генерации УВ породами куонамского комплекса было выполнено бассейновое моделирование, которое служит основой для определения перспектив нефтегазоносности исследуемой территории и оптимизации дальнейших геолого-разведочных работ.

Моделирование нефтегазоносных систем

Бассейновое моделирование — комплексный инструмент для решения задач стратеги-

Условные обозначения: 1 — скважина; 2 — название площади бурения; 3 — изогипсы, м; 4 — контуры основных тектонических элементов (1 — Логлорский вал, 2 — Линденская впадина, 3 — Хапчагайский мегавал, 4 — Тангнарынская впадина, 5 — Лунгинско-Келинская впадина); 5 — газоконденсатные и газовые месторождения; 6 — населенный пункт

Рисунок 1. Структурная карта по кровле куонамского комплекса

ческого развития нефтегазовых компаний на десятки лет вперед. Современные технологии бассейнового моделирования позволяют осуществлять реконструкцию ключевых геологических процессов, протекающих в осадочном бассейне, и дают уникальную возможность принципиально нового подхода к исследованию как уже разведанных месторождений, так и слабоизученных территорий.

Моделирование нефтегазоносных систем Вилуйской гемисинеклизы, выполненное в программном комплексе PetroMod [9], направлено на восстановление истории изменения катагенетической преобразованности ОБ, определение очагов генерации УВ и количественную оценку генерационного потенциала куонамской свиты и ее стратиграфических аналогов. Модель основывается на следующих входных данных:

— возраст, структурные характеристики и литологический состав стратиграфических комплексов;

— отражательная способность витринита (R_0) с соответствующими глубинами замера;

— содержание ОБ (C_{org}), тип керогена и углеводородный потенциал пород (НП).

Калибровка теплового потока производилась по данным лабораторных измерений отражательной способности витринита, проведенных в Институте нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук (ИНГГ СО РАН) (рисунок 2).

Детальный подход к калибровке теплового потока позволяет отобразить в модели действительную катагенетическую обстановку осадочных толщ на современном этапе [10].

Результаты моделирования

История погружения осадочных комплексов и изменения отражательной способности витринита в разрезе скважин Северо-Линденской, Мастахской и Байской площадей

Условные обозначения: значения отражательной способности витринита: 1 — фактические, 2 — расчетные; 3 — перерыв в осадконакоплении; отложения: 4 — мела, 5 — юры, 6 — триаса, 7 — перми, 8 — НГМ перми, 9 — карбона, 10 — девона, 11 — кембрия, 12 — куонамского комплекса

Рисунок 2. Результаты калибровки теплового потока по отражательной способности витринита на территории Логлорского вала (а) и Хапчагайского мегавала (б)

в палеозойское, мезозойское и кайнозойское время показана на рисунке 3. Данные скважины расположены в пределах северной, центральной и южной частей Лено-Вилуйской НГП соответственно.

Куонамские отложения вошли в главную зону нефтеобразования ($0,5\% R_0$ [11]) 490 млн лет назад в позднекембрийское время на глубине около 2 км. В главную зону интенсивного газообразования ($1,15\% R_0$ [11]) породы куонамской свиты и ее стратиграфических аналогов вошли только в центральной наиболее погруженной области Вилуйской гемисинеклизы 370 млн лет назад в позднедевонское время на глубине около 3 км. 300 млн

лет назад в позднекарбоновое время на глубине более 3 км ОБ куонамских пород подверглось апокатагенетическим преобразованиям ($>2,0\% R_0$ [11]) в центральной зоне гемисинеклизы, генерация УВ протекала на окраинах района исследования. На границе перми и триаса наблюдается скачок катагенеза — одним из возможных объяснений является проявление траппового магматизма на прилегающих территориях и усиление тектонической активности недр [10, 12].

Таким образом, на территории Лено-Вилуйской НГП основной этап генерации в породах куонамского комплекса начался в позднекембрийское время и в некоторых рай-

Условные обозначения: 1 — перерыв в осадконакоплении; отложения: 2 — мела, 3 — юры, 4 — триаса, 5 — перми, 6 — НГМ перми, 7 — карбона, 8 — девона, 9 — кембрия, 10 — куонамского комплекса

Рисунок 3. История погружения осадочных комплексов и изменения отражательной способности витринита в разрезе скважин Северо-Линденской (а), Мастахской (б) и Байской (в) площадей

онах продолжается до сих пор. В настоящее время куонамские отложения исчерпали свой нефтегазогенерационный потенциал в погруженной центральной зоне Вилуйской гемисинклизы, охватывающей Логлорский вал, Линденскую впадину, Хапчагайский мегавал, Тангнарынскую и Лунгхинскую впадины. Глубина залегания рассматриваемых пород в Линденской впадине может достигать 13 км (рисунок 1). Процессы образования УВ происходят в пределах Бахынайской, Северо-Линденской, Южно-Сагытайской, Уданской, Нижнетюкянской, Байской, Андреевской и Бес-Кюельской площадях, где преобразованность ОВ куонамской свиты и ее стратиграфических аналогов соответствует стадиям мезокатагенеза (рисунок 4, а).

Коэффициент трансформации представляет собой отношение образованных керогеном УВ к общему количеству УВ, которые могут быть генерированы керогеном [13]. Коэффициент трансформации керогена ОВ куонамских отложений достигает 100 %, за исключением окраинных частей территории исследования, где значения коэффициента изменяются в широком диапазоне — от 5 % до 95 %. На современный момент наибольшим нефтегазогенерационным потенциалом характеризуются Бахынайская и Северо-Линденская площади, расположенные на севере, Уданская и Нижнетюкянская площади — на западе, Байская, Андреевская, Бес-Кюельская и Намская площади — на юге Лено-Вилуйской НГП (рисунок 4, б).

Условные обозначения: 1 — скважина; 2 — название площади бурения; 3 — контуры основных тектонических элементов (1 — Логлорский вал, 2 — Линденская впадина, 3 — Хапчагайский мегавал, 4 — Тангнарынская впадина, 5 — Лунгхинско-Келинская впадина); 4 — населенный пункт

Рисунок. 4. Катагенетическая преобразованность (а) и катагенетическая трансформация керогена (б) ОВ куонамского комплекса

При моделировании масштабов нефтегазообразования были использованы термодинамические уравнения, описывающие темпы реализации УВ потенциала керогенами, близкими к параметрам керогенов из стандартных библиотек программного пакета PetroMod [9]. Порода куонамского комплекса генерировали до 132 млн т/км² УВ. Очагу генерации соответствовала юго-западная часть территории исследования. Количество генерированных УВ отложениями куонамского комплекса составляет 8 трлн т, нереализованный углеводородный потенциал — 1 трлн т УУВ.

Выводы

Богатые концентрации ОВ в породах, его высокий начальный генерационный потенциал и высокий катагенез в пределах Лено-Вилуйской НПП указывают на то, что в процессе погружения куонамские отложения генерировали значительные массы жидких и газообразных УВ. Основной этап генерации УВ начался в позднем кембрии.

В настоящее время преобразованность ОВ куонамской свиты и ее стратиграфических аналогов соответствует стадиям мезокатагенеза в наиболее приподнятых северной и южной частях гемисинеклизы, что предполагает процессы генерации УВ.

Куонамские отложения исчерпали свой нефтегазогенерационный потенциал в централь-

ных районах Вилуйской гемисинеклизы, где коэффициент трансформации керогена ОВ достигает 100 %.

При наличии благоприятных условий для аккумуляции УВ в вышележащих толщах возможно образование залежей, генетически связанных с куонамскими отложениями. Всего породами куонамского комплекса генерировано 8 трлн т с интенсивностью до 132 млн т/км² УВ, остаточный потенциал достигает 1 трлн т условных УВ.

Авторы выражают благодарность д-ру геол.-минерал. наук А.Н. Фомину за предоставленную возможность использовать геохимические данные.

Исследование выполнено в рамках Проектов 0331-2019-0018 «Построение моделей геологического строения и оценка перспектив нефтегазоносности фанерозойских и неопротерозойских осадочных комплексов Лено-Тунгусской НПП для формирования программы геологоразведочных работ и лицензирования недр» и 0266–2019–0006 «Разработка методик оценки ресурсов, разведки и подсчета запасов залежей трудноизвлекаемой нефти в углеродистых карбонатно-глинисто-кремнистых, карбонатных и засоленных песчаных коллекторах».

СПИСОК ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Filimonova I.V., Nikitenko S.M., Provornaya I.V., Dzyuba Y. Forecast of Regional Structure of Oil Production in Russia // Eurasian Mining. 2020. No. 1. P. 25–30. DOI: 10.17580/em.2020.01.05.
2. Конторович А.Э. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. Лено-Вилуйский бассейн. Новосибирск: ОИГГМ, 1994. Вып. 4. 107 с.
3. Конторович А.Э., Бурштейн Л.М., Вальчак В.И., Губин И.А., Гордеева А.О., Кузнецова Е.Н., Конторович В.А., Моисеев С.А., Скузоватов М.Ю., Фомин А.М. Нефтегазогеологическое районирование Сибирской платформы (уточненная версия) // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2017: сб. матер. междунар. науч. конф. Новосибирск: СГУГиТ, 2017. Т. 1. № 1. С. 57–64.
4. Конторович А.Э., Сурков В.С., Трофимук А.А. Геология нефти и газа Сибирской платформы. М.: Недра, 1981. 552 с.
5. Богородская Л.И., Конторович А.Э., Ларичев А.И. Кероген: Методы изучения, геохимическая интерпретация. Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2005. 252 с.
6. Бахтуров С.Ф., Евтушенко В.М., Переладов В.С. Куонамская битуминозная карбонатно-сланцевая формация. Новосибирск: Наука, 1988. 151 с.
7. Parfenova T.M. New Geochemical Data on the Organic Matter in Rocks of the Lower and Middle Cambrian
8. Конторович А.Э., Евтушенко В.М., Савицкий В.Е. Куонамский комплекс отложений кембрия Сибирской платформы – древнейшие горючесланцевые накопления фанерозоя // Геология нефти и газа. Избранные труды (1960-1989 гг.). Геология нефти и газа Сибири. Новосибирск: СНИИГГиМС, 2008. Т. 1. С. 318.
9. PetroMod Petroleum Systems Modeling. Schlumberger Information Solutions, 2011. 256 p.
10. Федорович М.О., Космачева А.Ю., Поспеева Н.В. Одномерное моделирование нефтегазоносных систем (бассейновое моделирование) в разрезе скважины Толонского месторождения Республики Саха (Якутия) // Нефтяное хозяйство. 2020. № 5. С. 31–35. DOI: 10.24887/0028-2448-2020-5-31-35.
11. Kontorovich A.E., Dolzhenko K.V., Fomin A.N. Transformation of Terrestrial Organic Matter During Mesocatagenesis and Apocatagenesis // Russian Geology and Geophysics. 2020. Vol. 61. No. 8. P. 891–905. DOI: 10.15372/RGG2020116.
12. Kutovaya A., Kroeger K.F., Seebeck H., Back S., Littke R. Thermal Effects of Magmatism on Surrounding Sediments and Petroleum Systems in the Northern Offshore Taranaki Basin, New Zealand // Geosciences. 2019. Vol. 9. Issue 7. P. 288. URL: <https://www.mdpi.com/2076->

3263/9/7/288 (дата обращения: 29.03.2021). DOI: 10.3390/geosciences9070288.

13. Tissot B.P., Welte D.H. *Petroleum Formation and Occurrence*. Berlin: Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 1984. 699 p. DOI: 10.1007/978-3-642-87813-8.

REFERENCES

1. Filimonova I.V., Nikitenko S.M., Provornaya I.V., Dzyuba Y. Forecast of Regional Structure of Oil Production in Russia. *Eurasian Mining*, 2020, No. 1, pp. 25–30. DOI: 10.17580/em.2020.01.05.
2. Kontorovich A.E. *Neftegazonosnye basseiny i regiony Sibiri. Leno-Vilyuiskii bassein* [Oil and Gas Basins and Regions of Siberia. Lena-Vilyui Basin]. Novosibirsk, OIGGM Publ., 1994. Issue 4. 107 p. [in Russian].
3. Kontorovich A.E., Burshtein L.M., Val'chak V.I., Gubin I.A., Gordeeva A.O., Kuznetsova E.N., Kontorovich V.A., Moiseev S.A., Skuzovatov M.Yu., Fomin A.M. Neftegazogeologicheskoe raionirovanie Sibirskoi platformy (utochnennaya versiya) [Petroleum-Geological Regionalization of the Siberian Platform]. *Sbornik materialov mezhdunarodnoi nauchnoi konferentsii «Interexpo GEO-Sibir-2017»* [Collection of Materials of the International Scientific Conference «Interexpo GEO-Siberia-2017»]. Novosibirsk, SGUGIT Publ., 2017, Vol. 1, No. 1, pp. 57–64. [in Russian].
4. Kontorovich A.E., Surkov V.S., Trofimuk A.A. *Geologiya nefi i gaza Sibirskoi platformy* [Geology of Oil and Gas of the Siberian Platform]. Moscow, Nedra Publ., 1981. 552 p. [in Russian].
5. Bogorodskaya L.I., Kontorovich A.E., Larichev A.I. *Kerogen: Metody izucheniya, geokhimicheskaya interpretatsiya* [Kerogen: Methods of Study, Geochemical Interpretation]. Novosibirsk, SO RAN, filial «GEO» Publ., 2005. 252 p. [in Russian].
6. Bakhturov S.F., Evtushenko V.M., Pereladov V.S. *Kuonamskaya bituminoznaya karbonatno-slantsevaya formatsiya* [Kuonamskaya Bituminous Carbonate-Shale Formation]. Novosibirsk, Nauka Publ., 1988. 151 p. [in Russian].
7. Parfenova T.M. New Geochemical Data on the Organic Matter in Rocks of the Lower and Middle Cambrian Kuonamka Complex, the Lena-Amga Interfluvial Area, Southeastern Siberian Platform. *Geochemistry International*, 2018, Vol. 56, No. 5, pp. 438–449. DOI: 10.1134/S0016702918050051.
8. Kontorovich A.E., Evtushenko V.M., Savitskii V.E. Kuonamskii kompleks otlozhenii kembriya Sibirskoi platformy — drevneishie goryuchieslantsevye nakopleniya fanerozoia [Kuonamskiy Complex of Deposits of the Cambrian of the Siberian Platform — the Oldest Fuels and Shale Accumulations of the Phanerozoic]. *Geologiya nefi i gaza. Izbrannye trudy (1960-1989 gg.)*. *Geologiya nefi i gaza Sibiri* [Geology of Oil and Gas. Selected Works (1960-1989). Geology of Oil and Gas of Siberia]. Novosibirsk, SNIIGGiMS Publ., 2008, Vol. 1, pp. 318. [in Russian].
9. *PetroMod Petroleum Systems Modeling*. Schlumberger Information Solutions, 2011. 256 p.
10. Fedorovich M.O., Kosmacheva A.Yu., Pospeva N.V. Odnomernoe modelirovanie neftegazonosnykh sistem (basseinovoe modelirovanie) v razreze skvazhiny Tolonskogo mestorozhdeniya Respubliki Sakha (Yakutiya) [One-Dimensional Petroleum System Modeling (Basin Modeling) in a Well Section of Tolonskoye Field in the Republic of Sakha (Yakutia)]. *Neftyanoe khozyaistvo — Oil Industry*, 2020, No. 5, pp. 31–35. DOI: 10.24887/0028-2448-2020-5-31-35. [in Russian].
11. Kontorovich A.E., Dolzhenko K.V., Fomin A.N. Transformation of Terrestrial Organic Matter During Mesocatagenesis and Apocatagenesis. *Russian Geology and Geophysics*, 2020, Vol. 61, No. 8, pp. 891–905. DOI: 10.15372/RGG2020116.
12. Kutovaya A., Kroeger K.F., Seebeck H., Back S., Lütke R. Thermal Effects of Magmatism on Surrounding Sediments and Petroleum Systems in the Northern Offshore Taranaki Basin, New Zealand. *Geosciences*, 2019, Vol. 9, Issue 7, pp. 288. Available at: <https://www.mdpi.com/2076-3263/9/7/288> (accessed 29.03.2021). DOI: 10.3390/geosciences9070288.
13. Tissot B.P., Welte D.H. *Petroleum Formation and Occurrence*. Berlin, Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 1984. 699 p. DOI: 10.1007/978-3-642-87813-8.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ ABOUT THE AUTHORS

Космачева Алина Юрьевна, младший научный сотрудник, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук, г. Новосибирск, Российская Федерация

Alina Yu. Kosmacheva, Junior Researcher, A.A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russian Federation

e-mail: kosmachevaay@gmail.com

Федорович Марина Олеговна, канд. геол.-минерал. наук, старший научный сотрудник, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук, г. Новосибирск, Российская Федерация

Marina O. Fedorovich, Candidate of Geological and Mineralogical Sciences, Senior Researcher, A.A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russian Federation

e-mail: zahryaminato@ipgg.sbras.ru