

УДК 553.98:550.84

DOI 10.47148/0016-7894-2025-2-91-103

Нефтегазоматеринские толщи Лаптевоморского региона

© 2025 г. | А.А. Бородулин¹, З.А. Темботов², Н.А. Малышев¹, В.Е. Вержбицкий¹, Д.К. Комиссаров¹, В.В. Обметко¹¹ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия, a_borodulin@rosneft.ru, n_malyshev@rosneft.ru, v_verzhbitskiy@rosneft.ru, dk_komissarov@rosneft.ru, v_obmetko@rosneft.ru²ООО «Арктический научный центр», Москва, Россия, za_tembotov@arc.rosneft.ru

Поступила 30.10.2024 г.

Доработана 22.11.2024 г.

Принята к печати 03.03.2025 г.

Ключевые слова: море Лаптевых; нефтегазоматеринские толщи; кероген; органическое вещество; нефтегазовый потенциал пород.

Аннотация: В статье приведена характеристика нефтегазоматеринских толщ мел-кайнозойского возраста Лаптевоморского региона по материалам серии геологических экспедиций, организованных ПАО «НК «Роснефть», на Новосибирских островах и континентальном обрамлении моря Лаптевых, а также по результатам стратиграфического бурения в его северо-восточной части. Нефтегазоматеринские породы установлены в разрезе от нижнего мела до эоцена. Выше лежащие олигоценные и миоцен-четвертичные комплексы практически не изучены, но в связи с крайне низкой катагенетической зрелостью не представляют существенного интереса в нефтегазогенерационном отношении. В мел-эоценовом интервале разреза в составе керогена отмечена значительная углистая составляющая. Приведены результаты углепетрографических и пиролитических исследований отобранных образцов — данные о катагенетической зрелости керогена, содержании органического вещества, генерационном потенциале и кинетических характеристиках керогена. Отмечено, что меловые породы при благоприятных термобарических условиях способны генерировать преимущественно газ, палеоцен-эоценовые — нефть и газ. По результатам работ сделан вывод о существенном нефтегазовом потенциале шельфа моря Лаптевых.

Для цитирования: Бородулин А.А., Темботов З.А., Малышев Н.А., Вержбицкий В.Е., Комиссаров Д.К., Обметко В.В. Нефтегазоматеринские толщи Лаптевоморского региона // Геология нефти и газа. – 2025. – № 2. – С. 91–103. DOI: 10.47148/0016-7894-2025-2-91-103.

Финансирование: собственные средства ПАО «НК «Роснефть».

Petroleum source rocks of the Laptev Sea region

© 2025 | A.A. Borodulin¹, Z.A. Tembotov², N.A. Malyshev¹, V.E. Verzhbitskiy¹, D.K. Komissarov¹, V.V. Obmetko¹¹Rosneft Oil Company, Moscow, Russia; a_borodulin@rosneft.ru, n_malyshev@rosneft.ru, v_verzhbitskiy@rosneft.ru, dk_komissarov@rosneft.ru, v_obmetko@rosneft.ru²Arctic Research Center, Moscow, Russia; za_tembotov@arc.rosneft.ru

Received 30.10.2024

Revised 22.11.2024

Accepted for publication 03.03.2025

Key words: Laptev Sea; petroleum source rocks; kerogen; organic matter; hydrocarbon generation potential.

Abstract: The article presents the characteristics of the Cretaceous-Cenozoic oil and gas source rocks in the Laptev Sea region, based on the data from a series of geological expeditions organized by Rosneft Oil Company on the New Siberian Islands and the Laptev Sea continental margin, as well as on the results of drilling key wells in its northeastern part. The identified petroleum source rocks belong to the Lower Cretaceous–Eocene interval. The overlying Oligocene and Miocene-Quaternary sequences remain largely unexplored and are of limited interest in terms of hydrocarbon generation because of their extremely low catagenetic maturity. The Cretaceous-Eocene section contains a significant carbonaceous component in its kerogen composition. The article presents the results of coal petrographic and pyrolysis-based core analyses, including data on kerogen catagenetic maturity, Total Organic Carbon content, hydrocarbon generation potential, and kerogen kinetic characteristics. It is noted that under favorable thermobaric conditions, the Cretaceous rocks predominantly generate gas, whereas the Paleocene-Eocene formations have the potential to generate oil and gas. The findings of this study suggests that the Laptev Sea shelf possesses significant petroleum potential.

For citation: Borodulin A.A., Tembotov Z.A., Malyshev N.A., Verzhbitskiy V.E., Komissarov D.K., Obmetko V.V. Petroleum source rocks of the Laptev Sea region. *Geologiya nefi i gaza*. 2025;(2):91–103. DOI: 10.47148/0016-7894-2025-2-91-103. In Russ.

Funding: own funds of Rosneft Company.

Введение

Лаптевоморский осадочный бассейн расположен в восточной части Российской Арктики, между южным окончанием срединно-океанического хребта Гаккеля на севере и расположенными полуколь-

цом складчато-надвиговыми сооружениями п-ова Таймыр, Оленекско-Бегичевской зоны и Верхояно-Чукотской области, обрамляющими его соответственно на западе, юге и востоке. В крайней юго-западной части моря Лаптевых (Хатангский залив)

развит комплекс пород северной окраины Сибирской платформы в стратиграфическом объеме от рифея до нижнего мела. В соответствии с принятой авторами статьи концепцией, на большей части моря Лаптевых повсеместно развит позднекайнозойский (верхоянский) складчатый фундамент, на котором залегает рифтогенный комплекс, сложенный апт-кайнозойскими либо только кайнозойскими отложениями [1–3].

В составе комплекса пород Сибирской платформы нефтегазоматеринские толщи (НГМТ) развиты в широком стратиграфическом диапазоне — от рифея до мела. Они детально изучены как в естественных обнажениях пород на дневной поверхности, так и по результатам глубокого бурения и подробно описаны предыдущими исследователями [4–10]. Вместе с тем аптско(?)-кайнозойский интервал разреза, развитый на большей части шельфа моря Лаптевых, до настоящего времени практически не изучен современными геохимическими методами, что крайне затрудняет прогноз развития элементов УВ-систем на шельфе.

Косвенным признаком присутствия «работающих» НГМТ на шельфе моря Лаптевых могут служить проявления природных газов с примесью УВ, отмеченные в картировочных скважинах, пробуренных в проливе Дмитрия Лаптева (район Новосибирских островов) и на прилегающем к островам архипелага шельфе [5, 8, 11]. В скв. 6 на юге о-ва Земля Бунге из олигоцен-миоценовых отложений наблюдалось фонтанирование горючего газа с дебитом 60 м³/сут. Химический анализ газа позволил выделить в его составе метан, этан, пропан, бутан и другие УВ [8].

При донном опробовании непосредственно на шельфе моря Лаптевых в 70 пробах из 350 обнаружены аномально высокие концентрации УВ-газов (более 0,05 см³/кг), в трех из них концентрации превышают 1 см³/кг. В пределах Южно-Лаптевского прогиба в пробах выявлены аномально высокие концентрации этана, пропана и бутана, которые практически не образуются биогенным путем. Повышенные концентрации аргона и гелия в пробах также свидетельствуют в пользу миграционной природы УВ-газов. Отметим также, что большинство проб с аномально высокими концентрациями УВ-газов отобраны в зонах разрывных нарушений [8].

В настоящей статье представлены предварительные результаты изучения НГМТ мел-кайнозойского возраста по материалам геологических экспедиций, проведенных ПАО «НК «Роснефть» с 2012 по 2019 г. совместно с ФГУНПП «Аэрогеология», ГИН РАН, Всероссийским научно-исследовательским геологическим институтом им. А.П. Карпинского, ФГБУ «ВНИИОкеангеология», а также по данным малоуглубленного стратиграфического бурения в северо-восточной части шельфа моря Лаптевых в 2021 г. с последующим комплексным лабораторно-аналитическим исследованием керна,

проведенным совместно с Фондом «Национальное интеллектуальное развитие» (Иннопрактика) [2, 3].

Геологические особенности региона

Сложность изучения мелового и кайнозойского интервалов разреза связана в первую очередь со слабой обнаженностью этих толщ в естественных выходах на дневную поверхность региона. Так, отложения нижнего и верхнего мела можно наблюдать на арх. Новосибирские острова, палеогена и неогена — там же и в Кенгдейском и Кунгинском грабенах Северного Приверхоянья, а также они вскрыты неглубокими картировочными скважинами (рис. 1, 2). В разрезах стратиграфических скважин, пробуренных в северо-восточной части шельфа моря Лаптевых, установлены нижнемеловые и палеоген-четвертичные отложения. Следует отметить, что по результатам малоуглубленного стратиграфического бурения нижнемеловые (верхнебарремско-нижнеаптские) толщи входят в состав складчатого основания, на котором со значительным перерывом и угловым несогласием залегает комплекс отложений чехла, датированный в интервале ранний палеоцен – плейстоцен [3].

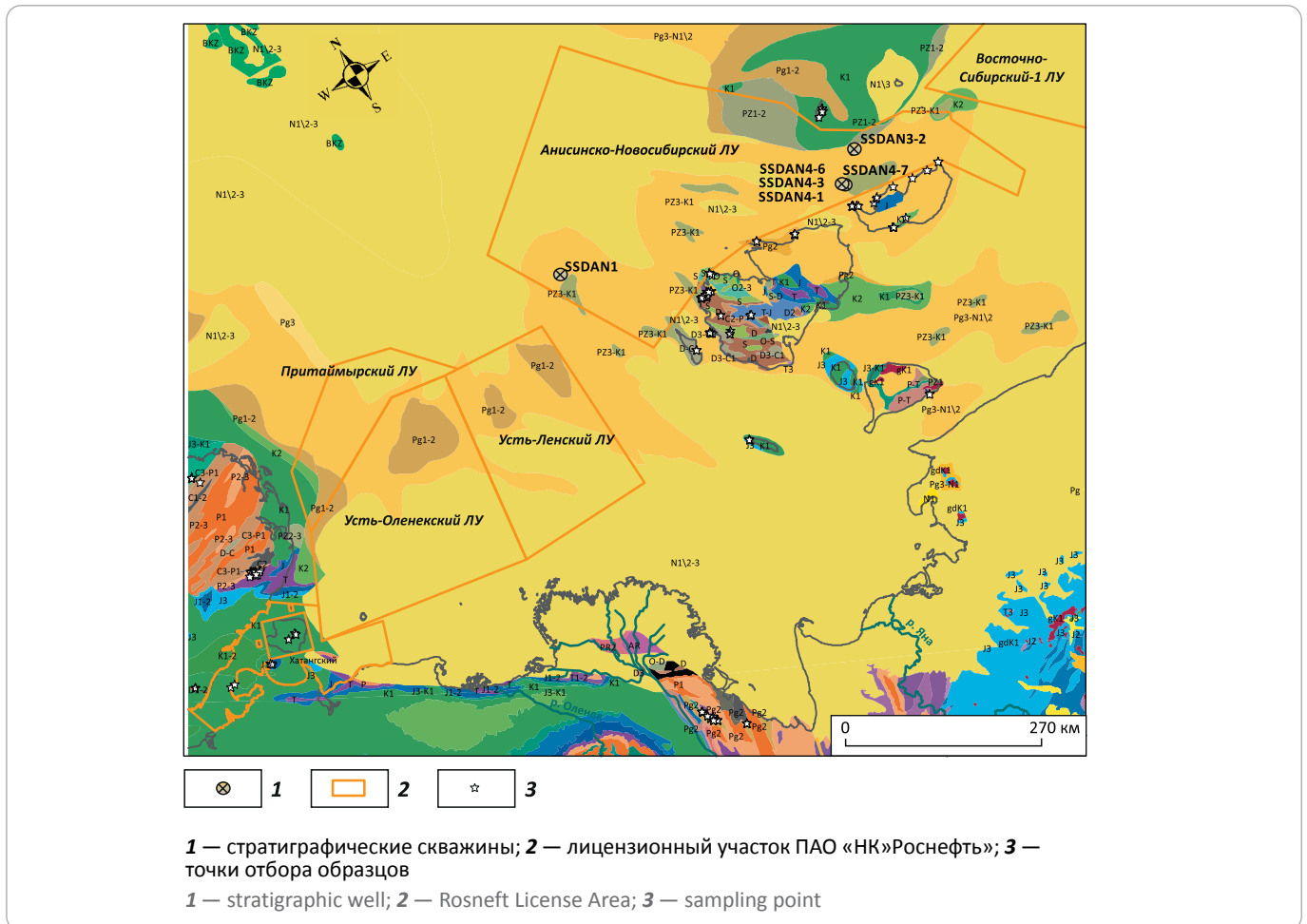
Результаты геохимических исследований ОВ

Нижнемеловые отложения на арх. Новосибирские острова представлены терригенно-угленосными разностями балыктахской свиты аптско-альбского возраста [4]. По результатам замеров отражательной способности витринита ($R_o = 0,5–0,57\%$) и пиролитического параметра — температуры максимального выхода УВ ($T_{max} = 412–427\text{ }^\circ\text{C}$) — степень зрелости ОВ в изученных образцах глинистых отложений соответствует начальной стадии мезокатагенеза ($МК_1$), т. е. породы отличаются относительно низкой степенью зрелости керогена.

Значения водородного индекса (HI) составляют в среднем около 80 мг УВ/г $C_{орг}$ и лишь по единичным глинистым образцам достигают 129 и 196 мг УВ/г $C_{орг}$. Глинистые разности раннемелового возраста характеризуются низким и удовлетворительным генерационным потенциалом (значения их остаточного потенциала (S_2) изменяются от 0,98 до 3,74 мг УВ/г породы. Угли и углистые породы при существенно более низких значениях HI (30–95 мг УВ/г $C_{орг}$) обладают очень высоким и превосходящим генерационным потенциалом. Значения S_2 по ним варьируют от 20 до 62 мг УВ/г породы. На модифицированной диаграмме Ван-Кревелена (рис. 3 А) ОВ большинства пород относится к III типу керогена и лишь один образец попадает в зону с типом керогена II-III (смешанный).

Для изучаемых нижнемеловых отложений предложена кинетическая модель преобразования ОВ по образцам балыктахской свиты (о-в Котельный). Расчеты кинетических спектров осуществлялись на основе пирограмм образцов после экстракции при разных скоростях нагрева (5, 10, 15, 20, 25 $^\circ\text{C}/\text{мин}$) от 300 до 700 $^\circ\text{C}$. Обработка экспе-

Рис. 1. Расположение ключевых точек наблюдения
Fig. 1. Location map of study area



риментальных данных проведена в ПО MussHunter Workstation с помощью математических алгоритмов, описанных ранее [12–14]. Анализ кинетики преобразования ОБ в углистых образцах показал, что углистые разности характеризуются ранним началом генерации УВ (при энергии активации 44–46 ккал/моль и максимуме частоты реакции на энергии активации 48–52 ккал/моль) (см. рис. 3 В).

В разрезе стратиграфических скважин нижнемеловые отложения барремско-аптского возраста входят в состав складчатого основания. Органическое вещество в породах преимущественно гумусового (III) и гумусово-сапропелевого (II-III) типов. Породы в значительной мере уже реализовали свой нефтегенерационный потенциал, значения T_{max} в них достигают 456 °С, остаточное содержание $C_{орг}$ изменяется от 1,09 до 2,23 % при довольно низких значениях H_I , не превышающих 85 мг УВ/г $C_{орг}$. Остаточный генерационный потенциал также невысокий, значения S_2 варьируют от 0,54 до 1,38 мг УВ/г породы, в среднем составляя 0,83 мг УВ/г породы.

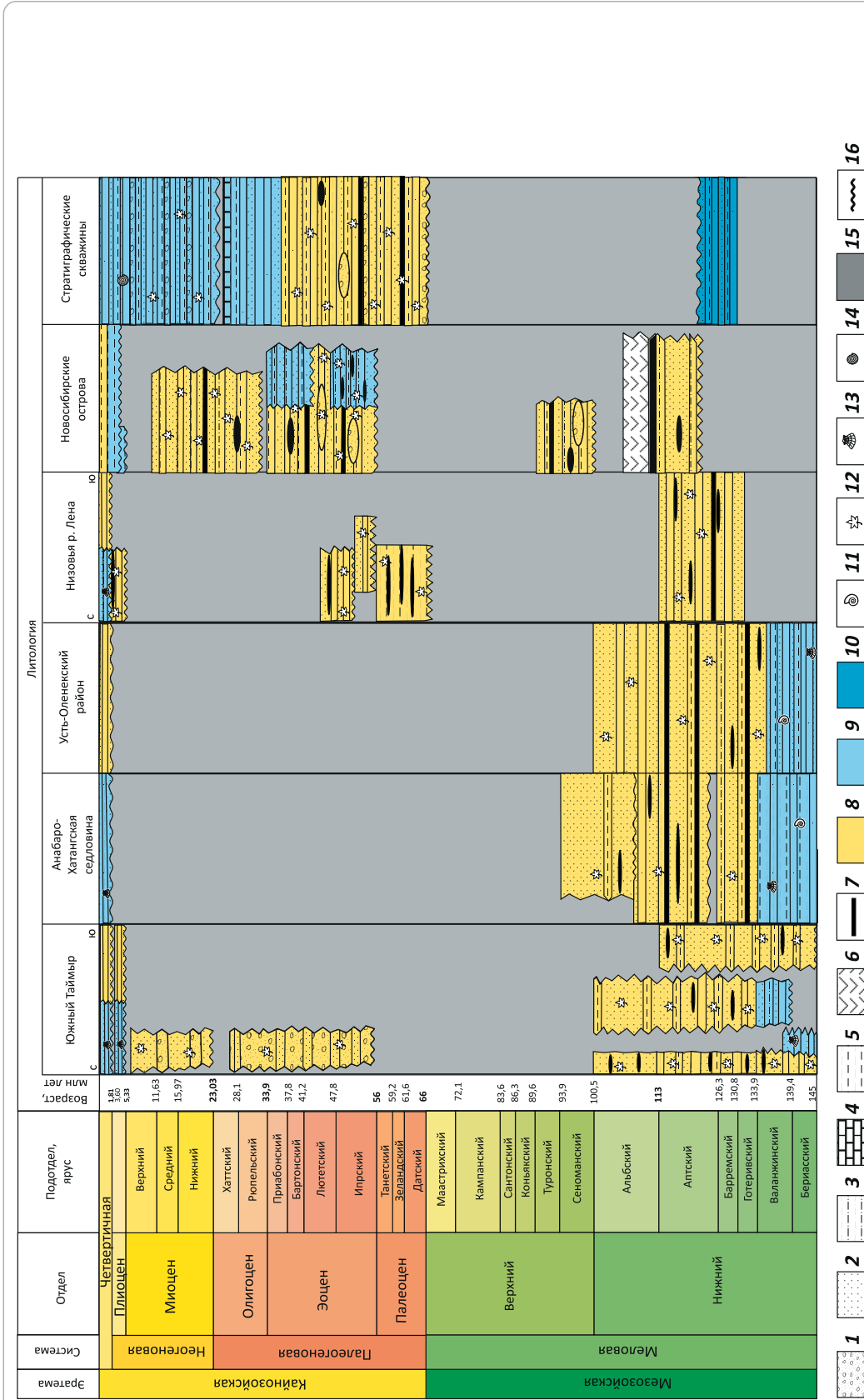
Верхнемеловые отложения на арх. Новосибирские острова представлены вулканогенно-терригенными угленосными образованиями дере-

вяногорской свиты (рис. 4) туронско-коньякского возраста [7, 15]. Породы характеризуются низкой степенью зрелости (PK_2-MK_1), показатель отражательной способности витринита R_o изменяется от 0,22 до 0,57 % (при среднем значении $V_R = 0,38$ %). По результатам пиролитических исследований степень зрелости (T_{max}) имеет широкий диапазон значений — от 384 до 432 °С (в среднем 417 °С), что также свидетельствует о низкой степени преобразования ОБ.

Для терригенных (глинистых) верхнемеловых разностей содержание $C_{орг}$ не превышает 1,4 %, составляя в среднем 0,74 %. Около половины исследованных образцов содержит крайне низкое количество ОБ высокой степени окисленности (OI от 41 до 195 мг CO_2 /г $C_{орг}$), а значения их остаточного генерационного потенциала варьируют от 0,27 до 1,83 мг УВ/г породы, т. е. от низкого до удовлетворительного (рис. 5 А). Только для двух углисто-глинистых образцов значения параметра S_2 достигают 7,82 и 8,08 мг УВ/г породы. Из этого поля выбивается лишь один образец глины, отобранный на о-ве Новая Сибирь специалистами ВСЕГЕИ в 2011 г. [10]. Содержание $C_{орг}$ в нем составляет 5,74 %, значения H_I — 333 мг УВ/г $C_{орг}$, а показатель S_2 — 19,12 мг УВ/г



Рис. 2. Обобщенная литолого-стратиграфическая схема мел-кайнозойских отложений моря Лаптевых и его обрамления
Fig. 2. Generalized lithologic and stratigraphic chart of Cretaceous-Cenozoic deposits of the Laptev Sea and its neighbourhood



1 — конгломераты, галечники; **2** — песчаники, пески; **3** — алевролиты, алевроиты; **4** — замещенные известняки; **5** — аргиллиты, глины; **6** — эффузивы; **7** — уголь; **обстановки осадконакопления (8-10)**: **8** — континентальные, **9** — мелководные, **10** — глубоководные; **Фоссилии (11-14)**: **11** — головоногие, **12** — флора, **13** — морские двустворки, **14** — фораминиферы; **15** — отсутствие отложений; **16** — несогласие

1 — conglomerate, gravel; **2** — sandstone, sand; **3** — siltstone, silt; **4** — replacement limestone; **5** — claystone, clay; **6** — volcanic rock; **7** — coal; **depositional environments (8-10)**: **8** — continental, **9** — shallow-marine, **10** — deep-water; **fossils (11-14)**: **11** — cephalopods, **12** — flora, **13** — marine bivalves, **14** — foraminifera; **15** — absence of deposits; **16** — unconformity

Рис. 3. Результаты пиролиза (А) и кинетики преобразования (В) ОВ в нижнемеловых углистых образцах с арх. Новосибирские острова

Fig. 3. Results of pyrolysis (A) and transformation kinetics (B) of OM in Lower Cretaceous carbonaceous samples taken from New Siberian Islands Archipelago

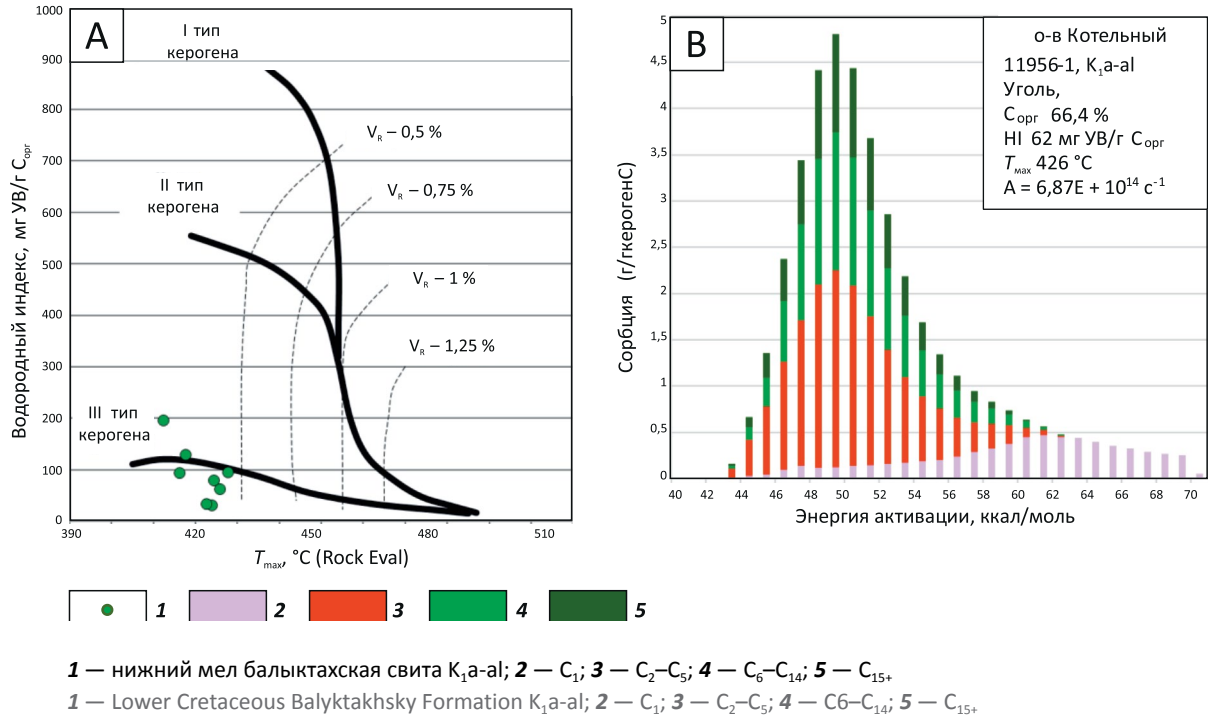


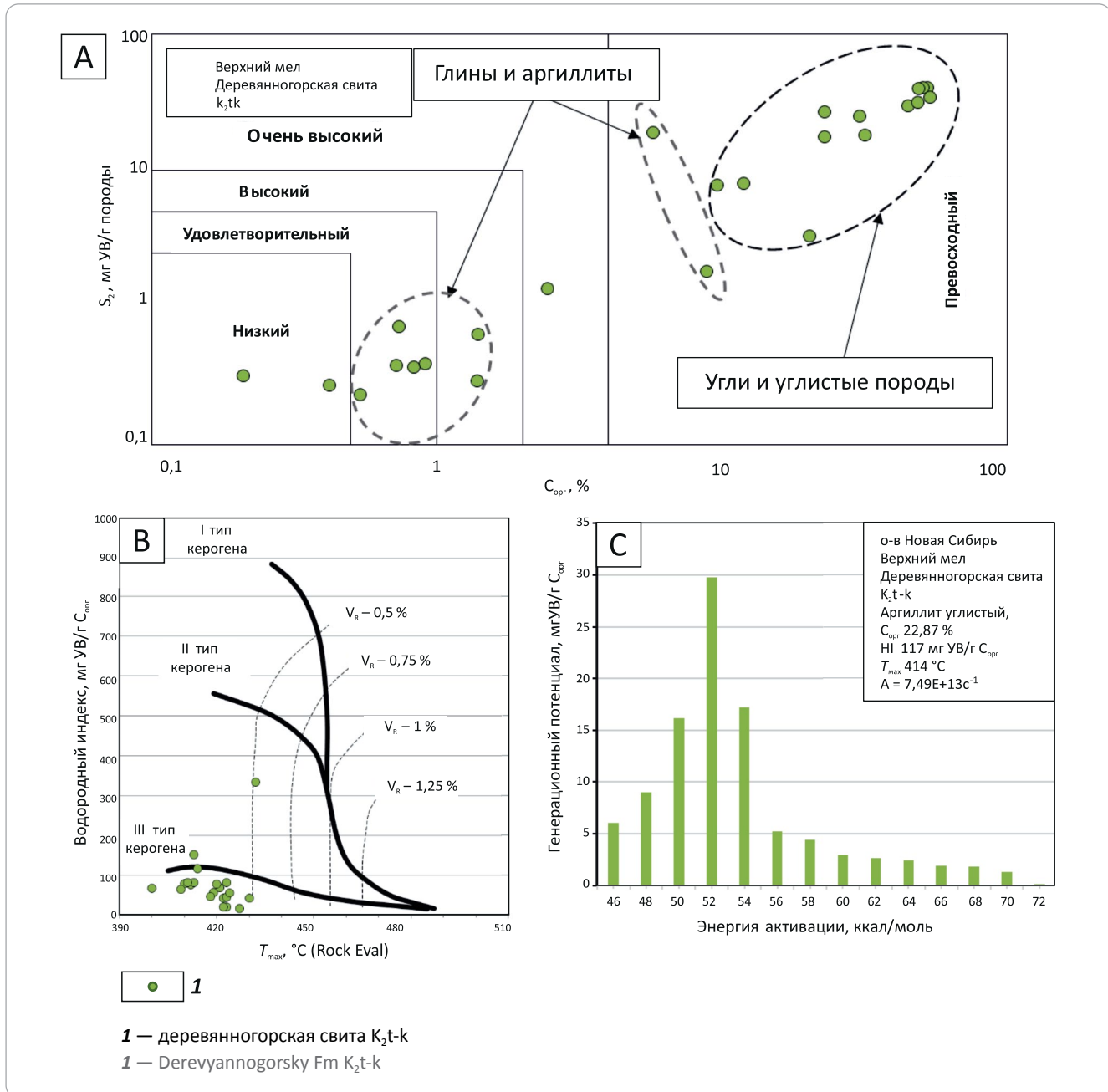
Рис. 4. Разрез деревянногорской свиты, о-в Новая Сибирь (фото ГИН РАН)

Fig. 4. Outcrop of Derevyannogorsky Formation interval on Novaya Sibir' Island (image courtesy of GIN RAS)





Рис. 5. Характеристика генерационного потенциала пород (А), типа ОВ (В) и кинетический спектр преобразования ОВ отложений (С) верхнемелового разреза из обнажений на о-ве Новая Сибирь
Fig. 5. Characteristics of rock hydrocarbon-generating potential (A), OM type (B), and kinetic spectrum of OM transformation of Upper Cretaceous rocks (C) from the outcrops on Novaya Sibir' Island



породы. Помимо обедненных ОВ глинистых образцов, из отложений деревяннoгoрской свиты были отобраны образцы углей и углистых пород. Они, напротив, характеризуются высоким содержанием ОВ. Значения $C_{орг}$ в них достигают 53,8 %, а параметр S_2 — 34,5 мг УВ/г породы. Во всех исследованных верхнемеловых углистых образцах значения НН попадают в поле керогена III типа (см. рис. 5 В). Значения УВ-потенциала в образцах не превышают 117 мг УВ/г $C_{орг}$, составляя в среднем 70,5 мг УВ/г $C_{орг}$. Анализ кинетики преобразования ОВ верхнемеловых отложений с о-ва Новая Сибирь (см. рис. 5 С),

показал широкий разброс значений энергии активации от 46 до 70 ккал/моль со средним значением 52 ккал/моль.

Вопрос о генерации жидких УВ в угленосных толщах в настоящее время дискусионен [16–18]. Наиболее распространена точка зрения, что генерировать УВ нефтяного ряда может не весь уголь, а только его липоидная составляющая (воски, споры, пыльца, кутикула, смоляные тела и др.) и компоненты группы липтинита [18]. В целом нефти в пределах угленосных бассейнов высокопарафинистые, а угли, с которыми пространственно и генетически

связаны скопления нефти, характеризуются повышенными содержаниями липтинитовых компонентов (5–35 %).

Палеоценовые отложения изучены для оценки нефтегазоматеринского потенциала в естественных обнажениях на о-ве Новая Сибирь (нижняя часть анжуйской свиты) и по керну стратиграфических скважин. Наиболее обогащенные ОВ породы анжуйской свиты с о-ва Новая Сибирь (рис. 6) и их одновозрастные аналоги в стратиграфических скважинах обладают высоким остаточным генерационным потенциалом. Они представлены углями и углистыми образованиями, часто с включениями остатков слабопреобразованной древесины. Породы содержат большое количество ОВ ($C_{орг}$ до 57,69 %), значения водородного индекса (HI) составляет 50–453 мг УВ/г $C_{орг}$) и перекрывают на диаграмме Ван-Кревелена поля керогена II, II/III и III типов (рис. 7 А). В углистых образцах значения генерационного потенциала составляет 2,71–261 мг УВ/г породы (при среднем значении 94,06 мг УВ/г породы), в глинистых породах он изменяется от 0,52 до 213,5 мг УВ/г породы (при среднем значении 13,71 мг УВ/г породы).

По данным пиролиза значения T_{max} в отложениях анжуйской свиты палеоцен-эоценового возраста изменяются в широком диапазоне — от 356 до 426 °С в углистых образцах и от 407 до 437 °С в

глинистых, т. е. зрелость пород не превышает стадии катагенеза МК₁. Значения T_{max} в глинах в целом выше, чем в углях и во всех разрезах ОВ глин преобразовано выше, чем ОВ углей. Это явление известно и описано ранее во многих работах, и оно связано с так называемым эффектом матрицы, когда при одних и тех же палеотемпературах воздействия на ОВ в концентрированной (угли) и рассеянной формах оно преобразовано до разных градаций катагенеза. Известно, что показатели R_o витринита в углях и углистых включениях в песчаниках и аргиллитах в одном разрезе имеют разные значения (самые низкие характерны для углей).

Результаты кинетических исследований ОВ бурого угля с мыса Высокий о-ва Новая Сибирь (см. рис. 7 В) показали, что максимум в спектре распределения энергий активаций приходится на интервал 50–52 ккал/моль, а сам спектр характеризуется относительно узким диапазоном распределения. Как правило, такие значения максимума энергии активации типичны для ОВ, накапливавшегося в сильновосстановительных условиях морских либо озерных фаций, и отвечают керогену II типа. При достижении высоких стадий термической зрелости это ОВ способно генерировать жидкие УВ.

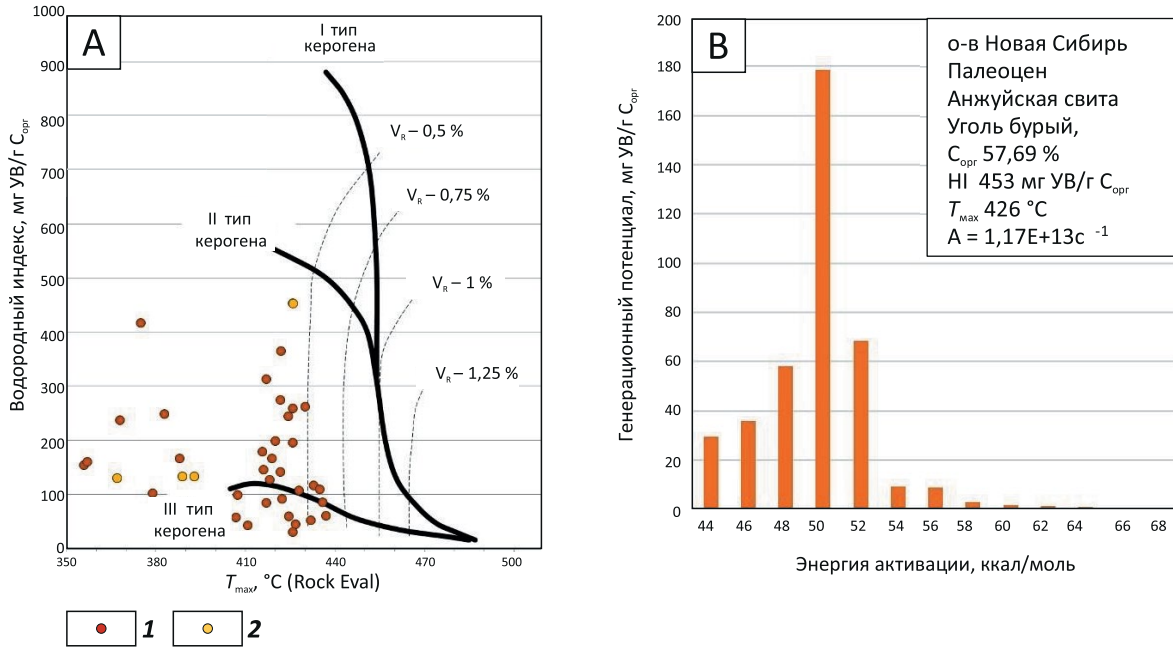
Эоценовые отложения наиболее широко распространены в обрамлении моря Лаптевых. Они развиты в Кенгдейском и Кунгинском грабенах Се-

Рис. 6. Угленосный разрез танетского яруса на м. Высокий, о-в Новая Сибирь (фото ГИН РАН)

Fig. 6. Coal-bearing interval of Tanetsky Stage on Vysokiy Cape, Novaya Sibir' Island (image courtesy of GIN RAS)



Рис. 7. Характеристика типа ОВ (А) и кинетический спектр преобразования ОВ (В) отложений палеоцен-эоценового разреза (анжуйская свита, танетский и ипрский ярусы) из обнажений на о-ве Новая Сибирь
Fig. 7. Characteristics of OM type (A) and kinetic spectrum of OM transformation (B) of Paleocene-Eocene interval (Anzhuisky Fm, Tanetsky and Iprsky stages) from the outcrops on Novaya Sibir' Island



1 — нижний эоцен (анжуйская свита, ипрский ярус); 2 — верхний палеоцен (анжуйская свита, танетский ярус)
 1 — Lower Eocene (Anzhuisky Fm, Iprsky Stage); 2 — Upper Paleocene (Anzhuisky Fm, Tanetsky Stage)

Рис. 8. Угли с включением янтаря в эоценовых отложениях Кенгдейского грабена Северного Приверхоянья (фото авторов)
Fig. 8. Coal with amber inclusions in Eocene deposits of Kengdeisky graben, Northern Verkhoyansk region (courtesy of the authors)



верного Приверхоянья (рис. 8) и на Новосибирских островах [4, 7, 9, 10, 19, 20]. Кроме того, они были вскрыты малоуглубинными стратиграфическими скважинами [1–3]. Породы характеризуются высоким содержанием ОБ ($C_{орг}$ в глинистых образцах достигает 18,53 %, в углях — до 58 %), высоким генерационным потенциалом — значения S_2 составляют соответственно 55 и 273,4 мг УВ/г породы. Показатели НІ в углях (97–241 мг УВ/г $C_{орг}$) позволяют судить об их способности генерировать не только газовые, но и жидкие УВ (рис. 9). Глинистые образцы характеризуются широким разбросом значений НІ (54–516 мг УВ/г $C_{орг}$), что позволяет разделить их по типу керогена на три группы. Органическое вещество пород с НІ до 200 мг УВ /г $C_{орг}$ отвечает керогену III типа, способного к генерации газа, с НІ 200–300 мг УВ /г $C_{орг}$ соответствует керогену смешанного II–III типа, способного к генерации газовых и жидких УВ, и с НІ 300–600 мг УВ /г $C_{орг}$ — керогену II типа, генерирующему жидкие УВ.

Температуры пиролиза углей находятся в соответствии с замерами показателя отражательной способности витринита. Значения T_{max} во всех образцах углей достигают 382 °С, что отвечает зоне незрелого керогена и грациям катагенеза ПК. Диапазон значений T_{max} пиролиза в глинах (410–440 °С) соответствует грациям преобразования ОБ ПК–МК₁. Таким образом, все исследованные образцы попадают в зону незрелого керогена.

Большинство глин в разрезах эоцена имеет смешанный тип керогена II–III, а их генерационный потенциал изменяется от превосходного и очень

высокого до высокого и удовлетворительного. Степень окисленности ОБ в глинах различная. Для подавляющей части образцов типичны значения ОІ от 50 до 100 мг CO_2 /г ТОС (см. рис. 9), однако имеются образцы, значения ОІ в которых превышают 200 мг CO_2 /г ТОС и для них характерны невысокие концентрации ОБ ($C_{орг} = 0,8–1,4 \%$). Генерационный потенциал трех образцов глин, ОБ которых относится к смешанному (II–III) (нефтегазопроизводящий) и сапропелевому II (нефтепроизводящий) типам, характеризуется как превосходный.

Кинетические исследования ОБ эоценовых пород из обнажений на о-ве Новая Сибирь выполнены по 6 образцам. Им свойственно широкое распределение спектра энергий активаций. В отличие от образцов мелового и палеоэоценового возраста, большинство пород раннего эоцена характеризуется распределением энергии активации со сдвигом в правую сторону, что отвечает более поздней стадии генерации УВ с максимумами E_a — 54–56 ккал/моль (рис. 10).

Кроме того, в разрезе эоценовых отложений на хребте Ломоносова скважинами М0002 и М0004 были вскрыты азолловые слои (*Azolla*). Содержание $C_{орг}$ в образцах диатомовых толщ изменяется от 1 до 5 %, значения водородного индекса достигают 344 мг УВ/ $C_{орг}$. Органическое вещество относится к II и II–III типам керогена с преимуществом сапропелевой составляющей [11, 20–24].

Последние результаты малоуглубинного стратиграфического бурения на шельфе моря Лаптевых также подтверждают присутствие нефтегазомате-

Рис. 9. Типы керогена ОБ эоценовых (ипрско-бартоновский ярус) отложений Кенгдейского грабена Северного Приверхоянья
 Fig. 9. OM kerogene types in Eocene deposits (Ipr-Bartonsky Stage) of Kengdeisky graben, Northern Verkhoyansk region

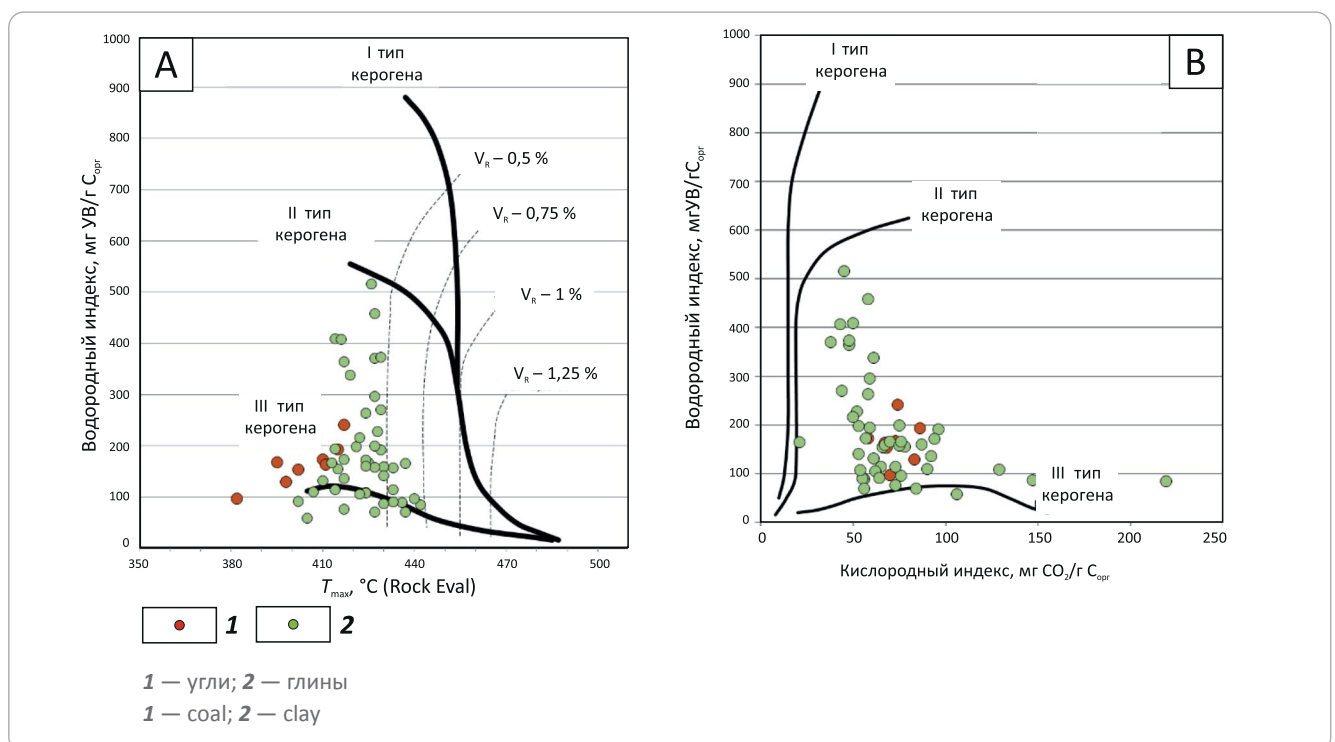
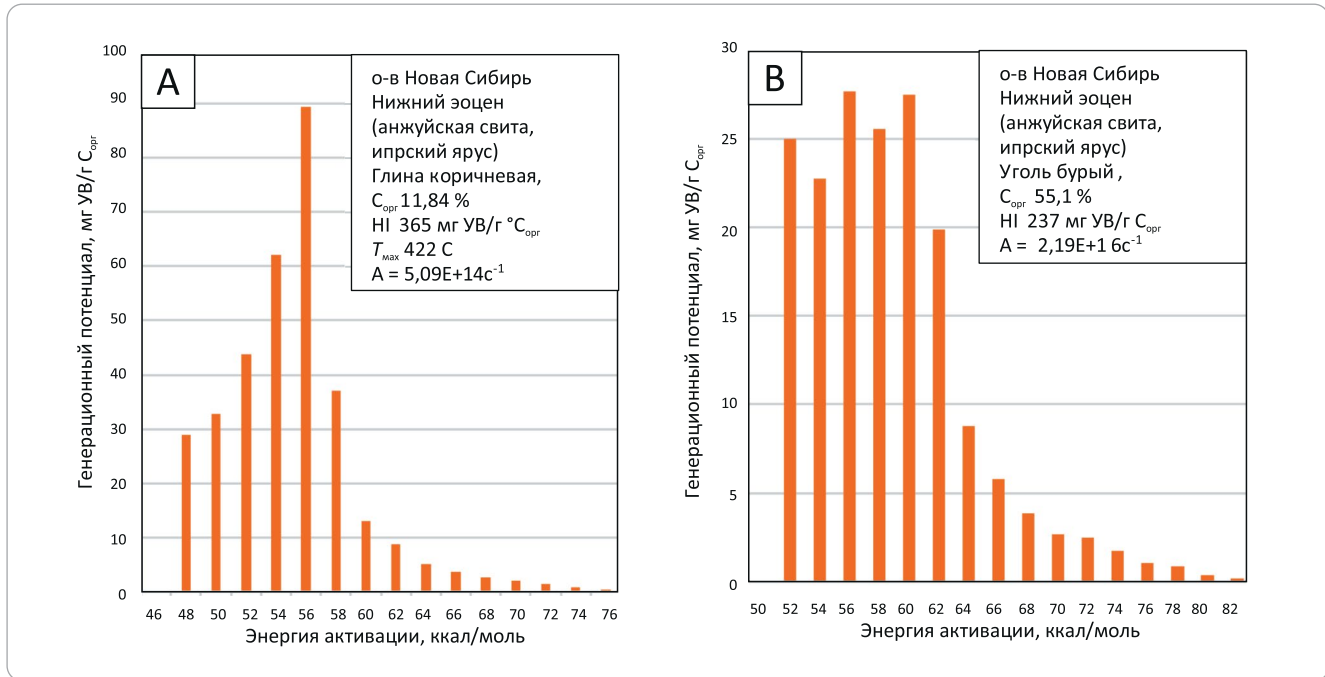




Рис. 10. Кинетический спектр преобразования ОВ в образцах анжуйской свиты (нижний эоцен) из обнажений на о-ве Новая Сибирь

Fig. 10. Kinetic spectrum of OM transformation in Anzhuisky Fm samples (Lower Eocene) from the outcrops on Novaya Sibir' Island



ринских пород в нижнеэоценовом разрезе. Здесь содержание органического углерода в породах варьирует в широком диапазоне — от 0,67 до 58,55 % при среднем значении $C_{орг}$ 7,6 %.

По результатам углепетрографических исследований углей в разрезе кайнозоя Кенгдейского грабена Северного Приверхоянья было установлено, что витринит в них представлен гуминитом (предшественником витринита в бурых углях до их перехода в каменные). В связи с этим замеры показателя отражательной способности в образцах проводились в основном по ульминиту (мацерал группы гуминита). Эти значения ($< 0,45$) характерны для бурых углей градаций катагенеза ПК₁₋₂.

По данным углепетрографических исследований образцов углей в разрезе эоценовых грабенов района пос. Тикси по мацеральному составу они могут быть условно разделены на две группы: с содержанием в составе углеобразующего вещества липтинита до 10–12 % и 15–25 %.

Повышение содержания микрокомпонентов липтинитовой группы в углях обуславливает увеличение содержания в них водорода, что позволяет предполагать генерацию такими углями не только газообразных, но и жидких УВ. При этом необходимо учитывать повышенную сорбционность углей, затрудняющих эмиграцию УВ (особенно жидких), а также последовательность генерации флюидов различными компонентами углей, согласно которой липоидные компоненты углей замыкают по времени процесс образования УВ с максимумом генерации на градациях катагенеза МК₃₋₄.

Отложения **олигоценового** и **миоцен-четвертичного возраста** в разрезах рассматриваемого региона практически не изучены геохимическими методами. Породы олигоцена вскрыты лишь одной стратиграфической скв. SDAN-1 [3], пробуренной на конседиментационном поднятии, где в палеобассейне отсутствовали благоприятные условия для осадконакопления НГМТ.

Отложения нерпичинской и карачаганакской свит неоплейстоценового возраста [19] на Новосибирских островах авторы статьи изучали лишь попутно, так как даже в наиболее погруженных частях Лаптевоморского осадочного бассейна эти образования залегают в разрезе гипсометрически высоко и не попадают в термобарические условия, благоприятные для генерации УВ. В изученных образцах пород ОВ незрелое, показатель отражательной способности витринита R_0 по единичным определениям не превышает 0,26 %.

Заключение

1. Анализ результатов геохимических исследований ОВ в мел-кайнозойских отложениях обрамления моря Лаптевых и данных стратиграфического бурения в северо-восточной части шельфа моря Лаптевых свидетельствует о наличии в них ряда стратиграфических уровней, к которым могут быть приурочены региональные НГМТ: в нижнем и верхнем мелу, в палеоцене и эоцене.

2. Исходя из типа и свойств керогена, меловые породы при определенных термических условиях способны генерировать преимущественно газ, а палеоцен-эоценовые — нефтяные и газообразные УВ.

3. По обнажениям и стратиграфическим скважинам в мел-палеогеновом интервале разреза изучены континентальные и прибрежно-морские фации. С увеличением мористости отложений ожидается уменьшение в составе керогена углистой составляющей и рост сапропелевой, что подтверждают результаты бурения на хребте Ломоносова.

4. Полученные результаты в совокупности с уже известными данными о проявлениях УВ в донных осадках, в воде и в разрезах картировочных скважин позволяют прогнозировать развитие нефтегазоматеринских пород на шельфе, нахождение их в зоне генерации нефти и газа в погруженных частях бассейна и свидетельствуют о существенном нефтегазовом потенциале шельфа моря Лаптевых.

Литература

1. *Вержбицкий В.Е., Малышев Н.А., Колюбакин А.А. и др.* Новые данные о тектонике северо-востока моря Лаптевых (по результатам экспедиционных исследований и стратиграфического бурения) // Тектоника и геодинамика земной коры и мантии: фундаментальные проблемы-2024. Т. 1. : мат-лы LV тектонического совещания (Москва, 29 января–03 февраля 2024). – М. : ГЕОС. – 2024. – С.80–87.
2. *Малышев Н.А., Вержбицкий В.Е., Колюбакин А.А., Комиссаров Д.К., Бородулин А.А., Обметко В.В., Попова А.Б., Данилкин С.М., Васильева И.С., Тимошенко Т.А., Александрова Г.Н., Гатовский Ю.А., Сулова А.А., Никишин А.М.* Технологические аспекты и опыт стратиграфического бурения в морях российской Арктики // Геология нефти и газа. – 2024. – № 3. – С. 19–30. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-3-19-30.
3. *Малышев Н.А., Вержбицкий В. Е., Данилкин С. М. и др.* Стратиграфическое бурение на северо-востоке моря Лаптевых: основные результаты и дальнейшее развитие проекта // Геология и геофизика. – 2025. – Т. 66. – № 2. – 160–179. DOI: 10.15372/GiG2024153.
4. *Дорофеев В.К., Благовещенский М.Г., Смирнов А.Н., Ушаков В.И.* Новосибирские острова. Геологическое строение и минерагения / Под ред. В.И. Ушакова. – СПб. : ВНИИОкеангеология, 1999. – 130 с.
5. *Ким Б.И., Яшин Д.С., Евдокимова Н.К.* Углеводородный потенциал отложений осадочного чехла шельфов Восточно-Арктических морей России (Лаптевых, Восточно-Сибирского и Чукотского) // Геология нефти и газа. – 2008. – № 2. – С. 4–13.
6. *Калинко М.К.* Результаты поисков и разведки нефти и газа в районе Анабаро-Хатангского междуречья (Нордвикский район) // Нефтегазоносность севера Сибири : сб. науч.тр. – Л. : Гостоптехиздат, 1958. – С. 134–170.
7. *Косьюк М.К., Соболев Н.Н., Кораго Е.А., Проскурнин В.Ф., Столбов Н.М.* Геология Новосибирских островов – основа интерпретации геофизических данных по восточно-арктическому шельфу России [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2013. – Т. 8. – № 2. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/5/17_2013.pdf (дата обращения 16.10.2024). DOI: 10.17353/2070-5379/17_2013.
8. *Яшин Д.С., Ким Б.И.* Геохимические признаки нефтегазоносности Восточно-Арктического шельфа России // Геология нефти и газа. – 2007. – № 4. – С. 24–35.
9. *Kus J., T. Tolmacheva, M. Dolezych, C. Gaedike, D. Franke, C. Brandes, M. Blumenbers, K. Piepjohn, T. Pletsch.* Organic matter type, origin and thermal maturity of Paleozoic, Mesozoic and Cenozoic successions of the New Siberian Islands, eastern Russian Arctic // International Journal of Coal Geology. – 2015. – Т. 152. – С. 125–146. DOI: 10.1016/j.coal.2015.11.003.
10. *Sobolev P., Franke D., Gaedicke Ch. и др.* Reconnaissance study of organic geochemistry and petrology of Paleozoic-Cenozoic potential hydrocarbon source rocks from the New Siberian Islands, Arctic Russia // Marine and Petroleum Geology. – 2016. – Т. 78. – С. 30–47. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2016.09.005.
11. *Яцук А.В., Гресов А.И., Сергиенко В.И., Василенко Ю.П., Швалов Д.А.* Газогеохимические аномалии углеводородных газов в донных осадках хребта Ломоносова и котловины Подводников Северного Ледовитого океана // Доклады Российской академии наук. Науки о Земле. – 2021. – Т. 501. – № 2. – С. 219–225. DOI: 10.31857/S2686739721120161.
12. *Behar F., Vandenbroucke M., Tang Y., Maquis F., Espitalie J.* Thermal cracking of kerogen in open and closed systems: determination of kinetic parameters and stoichiometric coefficients for oil and gas generation // Organic Geochemistry. – 1997. – Т. 26. – № 5–6. – С. 321–339. DOI: 10.1016/S0146-6380(97)00014-4.
13. *Кашапов Р.С., Обласов Н.В., Гончаров И.В., Самойленко В.В., Гринько А.А., Трушков П.В., Фадеева С.В.* Определение кинетических параметров пиролитической деструкции органического вещества нефтегазоматеринских пород // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2019. – Т. 14. – № 1. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/2019/6_2019.html (дата обращения 17.10.2024). DOI: 10.17353/2070-5379/6_2019.
14. *Астахов С.М.* Кинетические спектры реакций преобразования органического вещества нефтегазоматеринских отложений. [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2016. – Т. 11 – № 1. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/1/5_2016.pdf (дата обращения 18.10.2024). DOI: 10.17353/2070-5379/5_2016.
15. *Голионко Б.Г., Басилян А.Э., Никольский П.А., Костылева В.В., Малышев Н.А., Вержбицкий В.Е., Обметко В.В., Бородулин А.А.* Складчато-надвиговые деформации о. Новая Сибирь (Новосибирские острова, Россия): возраст, морфология и генезис структур // Геотектоника. – 2019. – № 6. – С. 46–64.
16. *Amate Waseda, Yoshiteru Kajiwara, Hideki Nishita, Hirotsugu Iwano.* Oil-source rock correlation in the Tempoku basin of northern Hokkaido, Japan // Organic Geochemistry. – 1996. – Т. 24. – № 3. – С. 351–362.
17. *Pepper A.S., Corvi P.J.* Simple kinetic models of petroleum formation Part 1: oil and gas generation from kerogen // Marine and Petroleum Geology. – 1995. – № 12. – С. 291–321.

18. Wilkins R.W.T., George S.C. Coal as a source rock for oil: A review // *International Journal Coal Geology*. – 2002. – № 50. – С. 317–336.
19. Бартова А.В. Проблемы кайнозойской истории о. Новая Сибирь // Рельеф и четвертичные образования Арктики, Субарктики и Северо-Запада России. – 2021. – № 8. – С. 18–22. DOI: 10.24412/2687-1092-2021-8-18-22.
20. Weller P., Ruediger S. Paleogene biomarker records from the central Arctic Ocean (Integrated Ocean Drilling Program Expedition 302): Organic carbon sources, anoxia, and sea surface temperature // *Paleoceanography*. – 2008. – Т. 23. – № 1. – 15 с. DOI: 10.1029/2007PA001472.
21. Гусев Е.А., Бугрова Э.М., Каминский М.А., Глейзер З.И., Крылов А.А. Палеогеновые отложения хребта Ломоносова // Геолого-геофизические характеристики литосферы Арктического региона. – 2006. – № 6. – С. 162–168.
22. Neville Lisa A., McNeil David H., Grasby Stephen E., Sanei Hamed. Late Paleocene-Middle Eocene Source Rock Potential in the Arctic Beaufort-Mackenzie Basin // *Marine and Petroleum Geology*. – 2017. – Т. 86. – С. 1082–1091. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2017.06.042.
23. Stein Ruediger, Boucsein Bettina, Meyer Hanno Anoxia and high primary production in the Paleogene central Arctic Ocean: First detailed records from Lomonosov Ridge // *Geophysical research Letters*. – 2006. – Т. 33. – № 18. – 6 с. DOI: 10.1029/2006GL026776.
24. Swan et al. Subtropical climate conditions and mangrove growth in Arctic Siberia during the early Eocene // *Geology*. – 2017. – Т. 45. – № 6. – С. 539–542. DOI: 10.1130/G38547.1.

References

1. Verzhbitskii V.E., Malyshev N.A., Kolyubakin A.A. et al. Novye dannye o tektonike severo-vostoka morya Laptevyykh (po rezul'tatam ekspeditsionnykh issledovaniy i stratigraficheskogo bureniya) [New data on the northeast Laptev Sea tectonics (based on the materials from expeditions and stratigraphic drilling)]. *Tektonika i geodinamika Zemnoi kory i mantii: fundamental'nye problemy-2024*. Т. 1. : mat-ly LV tektonicheskogo soveshchaniya (Moscow, 29 January–03 February 2024). Moscow : GEOS. 2024. pp. 80–87. In Russ.
2. Malyshev N.A., Verzhbitskii V.E., Kolyubakin A.A., Komissarov D.K., Borodulin A.A., Obmetko V.V., Popova A.B., Danilkin S.M., Vasil'eva I.S., Timoshenko T.A., Aleksandrova G.N., Gatovskii Yu.A., Suslova A.A., Nikishin A.M. Technological aspects and experience of stratigraphic drilling in the seas of the Russian Arctic. *Geologiya nefti i gaza*. 2024;(3):19–30. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-3-19-30. In Russ.
3. Malyshev N.A., Verzhbitskii V. E., Danilkin S. M. et al. Stratigraphic drilling in the northeastern Laptev sea: main results and further development. *Russian Geology and Geophysics*. 2025;66(2):142–159. DOI: 10.2113/RGG20244739.
4. Dorofeev V.K., Blagoveshchenskii M.G., Smirnov A.N., Ushakov V.I. Novosibirskie ostrova. Geologicheskoe stroenie i minerageniya. [Novosibirsk islands. Geological structure and mineralogy]. In: V.I. Ushakova, ed. St Petersburg: VNIIOkeangeologiya; 1999. 130 p. In Russ.
5. Kim B.I., Yashin D.S., Evdokimova N.K. Hydrocarbon potential of sedimentary cover deposits of offshore East Arctic Seas of Russia (Laptev, East Siberian and Chukotsk). *Geologiya nefti i gaza*. 2008;(2):4–13. In Russ.
6. Kalinko M.K. Rezul'taty poiskov i razvedki nefti i gaza v raione Anabaro-Khatangskogo mezhdurech'ya (Nordvikiiskii raion) [Results of oil and gas exploration and prospecting in the Anabar-Khatanga interfluvial area (Nordvik region)]. *Neftegazonosnost' severa Sibiri : sb. nauch.tr.* Leningrad: Gostoptekhizdat, 1958. pp. 134–170. In Russ.
7. Kos'ko M.K., Sobolev N.N., Korago E.A., Proskurnin V.F., Stolbov N.M. Geologiya Novosibirskikh ostrovov – osnova interpretatsii geofizicheskikh dannyykh po Vostochno-Arkticheskomu shel'fu Rossii [Geology of Novosibirskian Islands – a basis for interpretation of geophysical data on the Eastern Arctic shelf of Russia]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*. 2013;8(2). Available at: http://www.ngtp.ru/rub/5/17_2013.pdf (accessed 16.10.2024). DOI: 10.17353/2070-5379/17_2013. In Russ.
8. Yashin D.S., Kim B.I. Geochemical features of oil and gas potential of Eastern Arctic shelf of Russia. *Geologiya nefti i gaza*. 2007;(4):24–35. In Russ.
9. Kus J., T. Tolmacheva, M. Dolezych, C. Gaedike, D. Franke, C. Brandes, M. Blumenbers, K. Piepjohn, T. Pletsch. Organic matter type, origin and thermal maturity of Paleozoic, Mesozoic and Cenozoic successions of the New Siberian Islands, eastern Russian Arctic. *International Journal of Coal Geology*. 2015;(152):125–146. DOI: 10.1016/j.coal.2015.11.003.
10. Sobolev P., Franke D., Gaedicke Ch. et al. Reconnaissance study of organic geochemistry and petrology of Paleozoic-Cenozoic potential hydrocarbon source rocks from the New Siberian Islands, Arctic Russia. *Marine and Petroleum Geology*. 2016;(78):30–47. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2016.09.005.
11. Yatsuk A.V., Gresov A.I., Sergienko V.I., Vasilenko Yu.P., Shvalov D.A. Gas-Geochemical Anomalies of Hydrocarbon Gases in the Bottom Sediments of the Lomonosov Ridge and Podvodnikov Basin of the Arctic Ocean. *Doklady Earth sciences*. 2021;501(2):219–225. DOI: 10.1134/S1028334X21120163. In Russ.
12. Behar F., Vandenbroucke M., Tang Y., Maquis F., Espitalie J. Thermal cracking of kerogen in open and closed systems: determination of kinetic parameters and stoichiometric coefficients for oil and gas generation. *Organic Geochemistry*. 1997;26(5–6):321–339. DOI: 10.1016/S0146-6380(97)00014-4.
13. Kashapov R.S., Oblasov N.V., Goncharov I.V., Samoylenko V.V., Grin'ko A.A., Trushkov P.V., Fadeyeva S.V. Opredeleniye kineticheskikh parametrov piroliticheskoy destruktivnoy organicheskogo veshchestva neftegazomaterinskiykh porod [Determination of source rocks kinetic parameters using the destruction pyrolysis method]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2019;14(1). Available at: http://www.ngtp.ru/rub/2019/6_2019.html (accessed 17.10.2024). DOI: 10.17353/2070-5379/6_2019. In Russ.
14. Astakhov S.M. Kineticheskie spektry reaktsiy preobrazovaniya organicheskogo veshchestva neftegazomaterinskiykh otlozheniy [Chemical kinetics of organic matter transformation of petroleum source rocks]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*. 2016;11(1). Available at: http://www.ngtp.ru/rub/1/5_2016.pdf (accessed 18.10.2024). DOI: 10.17353/2070-5379/5_2016. In Russ.

15. Golionko B.G., Basilyan A.E., Nikol'skii P.A., Kostyleva V.V., Malyshev N.A., Verzhbitskii V.E., Obmetko V.V., Borodulin A.A. Fold-Thrust Deformations of New Siberia Island (Novosibirsky Islands, Russia): Age, Morphology, and Genesis of Structures. *Geotectonics*. 2019;(6):46–64. DOI: 10.1134/S0016852119060037. In Russ.
16. Amane Waseda, Yoshiteru Kajiwara, Hideki Nishita, Hirotsugu Iwano. Oil-source rock correlation in the Tempoku basin of northern Hokkaido, Japan. *Organic Geochemistry*. 1996;24(3):351–362.
17. Pepper A.S., Corvi P.J. Simple kinetic models of petroleum formation Part 1: oil and gas generation from kerogen. *Marine and Petroleum Geology*. 1995;(12):291–321.
18. Wilkins R.W.T., George S.C. Coal as a source rock for oil: A review. *International Journal Coal Geology*. 2002;(50):317–336.
19. Bartova A.V. Problems of cenozoic history of the New Siberia island. *Rel'ef i chetvertichnye obrazovaniya Arktiki, Subarktiki i Severo-Zapada Rossii*. 2021;(8):18–22. DOI: 10.24412/2687-1092-2021-8-18-22. In Russ.
20. Weller P., Ruediger S. Paleogene biomarker records from the central Arctic Ocean (Integrated Ocean Drilling Program Expedition 302): Organic carbon sources, anoxia, and sea surface temperature. *Paleoceanography*. 2008;23(1): 15 p. DOI: 10.1029/2007PA001472.
21. Gusev E.A., Bugrova E.M., Kaminskii M.A., Gleizer Z.I., Krylov A.A. paleogene deposits of Lomonosov ridge. *Geologo-geofizicheskie kharakteristiki litosfery Arkticheskogo regiona*. 2006;6. pp. 162–168. In Russ.
22. Neville Lisa A., McNeil David H., Grasby Stephen E., Sanei Hamed. Late Paleocene-Middle Eocene Source Rock Potential in the Arctic Beaufort-Mackenzie Basin. *Marine and Petroleum Geology*. 2017;86. pp. 1082–1091. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2017.06.042.
23. Stein Ruediger, Boucsein Bettina, Meyer Hanno Anoxia and high primary production in the Paleogene central Arctic Ocean: First detailed records from Lomonosov Ridge. *Geophysical research Letters*. 2006;33(18). 6 p. DOI: 10.1029/2006GL026776.
24. Suan et al. Subtropical climate conditions and mangrove growth in Arctic Siberia during the early Eocene. *Geology*. 2017;45(6):539–542. DOI: 10.1130/G38547.1.

Информация об авторах

Бородулин Алексей Александрович

Главный специалист

ПАО «НК «Роснефть»

115054 Москва, ул. Дубининская, д. 31а

e-mail: a_borodulin@rosneft.ru

Темботов Заур Артурович

Главный специалист

ООО «Арктический научный центр»

115054 Москва, ул. Дубининская, д. 31а

e-mail: za_tembotov@arc.rosneft.ru

Мальшев Николай Александрович

Доктор геолого-минералогических наук,
заместитель директора

ПАО «НК «Роснефть»

115054 Москва, ул. Дубининская, д. 31а

e-mail: n_malyshev@rosneft.ru

Вержицкий Владимир Евгеньевич

Кандидат геолого-минералогических наук,
начальник управления

ПАО «НК «Роснефть»

115054 Москва, ул. Дубининская, д. 31а

e-mail: v_verzhbitskiy@rosneft.ru

Комиссаров Дмитрий Константинович

Главный специалист

ПАО «НК «Роснефть»

115054 Москва, ул. Дубининская, д. 31а

e-mail: dk_komissarov@rosneft.ru

Обметко Виктор Валерьевич

Кандидат геолого-минералогических наук,
заместитель директора

ПАО «НК «Роснефть»

115054 Москва, ул. Дубининская, д. 31а

e-mail: v_obmetko@rosneft.ru

Information about authors

Alexey A. Borodulin

Chief specialist

Rosneft Oil Company

31a Dubininskaya, Moscow, 115054, Russia

e-mail a_borodulin@rosneft.ru

Zaur A. Tembotov

Chief specialist

Arctic Research Center

31a Dubininskaya, Moscow, 115054, Russia

e-mail za_tembotov@arc.rosneft.ru

Nikolay A. Malyshev

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Deputy Director

Rosneft Oil Company

31a Dubininskaya, Moscow, 115054, Russia

e-mail n_malyshev@rosneft.ru

Vladimir E. Verzhbitskiy

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Head of the Exploration

Rosneft Oil Company

31a Dubininskaya, Moscow, 115054, Russia

e-mail v_verzhbitskiy@rosneft.ru

Dmitry K. Komissarov

Chief specialist

Rosneft Oil Company

31a Dubininskaya, Moscow, 115054, Russia

e-mail dk_komissarov@rosneft.ru

Viktor V. Obmetko

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Deputy Director

Rosneft Oil Company

31a Dubininskaya, Moscow, 115054, Russia

e-mail v_obmetko@rosneft.ru