

ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА МЕЛ-КАЙНОЗОЙСКИХ НЕФТЕГАЗОМАТЕРИНСКИХ ТОЛЩ СЕВЕРО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ МОРЯ ЛАПТЕВЫХ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ МАЛОГЛУБИННОГО СТРАТИГРАФИЧЕСКОГО БУРЕНИЯ

З.А. Темботов^{1,4,✉}, Н.А. Малышев², В.Е. Вержбицкий², А.А. Бородулин², В.В. Обметко², Д.К. Комиссаров², А.А. Колюбакин³, А.В. Ступакова⁴, М.А. Большакова⁴, А.А. Суслова⁴, А.Г. Калмыков⁴, Н.В. Пронина⁴, Е.А. Краснова^{4,5}, Р.М. Гиляев⁴, А.В. Мордасова⁴, И.В. Кувинов⁴

¹ООО «Арктический научный центр», 119607, Москва, Раменский бул., 1, Россия

²ПАО «НК «Роснефть», 115054, Москва, ул. Дубининская, 31а, Россия

³ООО «РН-Эксплорейшн», 119043, Москва, ул. Шаболовка, 10, корп. 2, Россия

⁴Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, 1, Россия

⁵Институт геохимии и аналитической химии им. В.И. Вернадского РАН, 119991, Москва, ул. Косыгина, 19, Россия

Поступила в редакцию: 26.02.2025

Принята в печать: 17.04.2025

Опубликована онлайн: 20.04.2025

DOI: [10.15372/GiG2025124](https://doi.org/10.15372/GiG2025124)

EDN: [EDBPTP](https://edn.ru/EDBPTP)

Ссылка для цитирования:

Темботов З.А., Малышев Н.А., Вержбицкий В.Е., Бородулин А.А., Обметко В.В., Комиссаров Д.К., Колюбакин А.А., Ступакова А.В., Большакова М.А., Суслова А.А., Калмыков А.Г., Пронина Н.В., Краснова Е.А., Гиляев Р.М., Мордасова А.В., Кувинов И.В. (2025).

Геохимическая характеристика органического вещества мел-кайнозойских нефтегазоматеринских толщ северо-восточной части моря Лаптевых по результатам малоглубинного стратиграфического бурения // Геология и геофизика, т. 66, № 8, с. 1042–1055, DOI: [10.15372/GiG2025124](https://doi.org/10.15372/GiG2025124), EDN: [EDBPTP](https://edn.ru/EDBPTP).

© З.А. Темботов, Н.А. Малышев, В.Е. Вержбицкий, А.А. Бородулин, В.В. Обметко, Д.К. Комиссаров, А.А. Колюбакин, А.В. Ступакова, М.А. Большакова, А.А. Суслова, А.Г. Калмыков, Н.В. Пронина, Е.А. Краснова, Р.М. Гиляев, А.В. Мордасова, И.В. Кувинов, 2025

✉E-mail: za_tembotov@arc.rosneft.ru

Лаптевоморский осадочный бассейн, расположенный в восточной части российского арктического шельфа, достаточно хорошо изучен геофизическими методами, однако до недавнего времени данные бурения в нем отсутствовали. В 2021 г. по заказу ПАО «НК «Роснефть» были пробурены шесть новых стратиграфических скважин на северо-востоке шельфа моря Лаптевых. В результате получен уникальный керновый материал, который изучен широким спектром аналитических методов. Данная статья посвящена анализу геохимических характеристик нефтегазоматеринских пород (НГМП) мел-кайнозойского комплекса, который в Лаптевоморском осадочном бассейне может рассматриваться как потенциальный для генерации углеводородов (УВ). В работе представлены основные пиролитические параметры, характеризующие долю свободных УВ в породе (S_1), нефтегенерационный потенциал (S_2), зрелость (T_{max}), а также мацеральный состав пород и показатели отражения витринита (R^o). В результате установлено, что углистые и глинисто-алевролитовые породы палеоцен-эоценового комплекса обогащены органическим веществом (ОВ), содержащим до 20 % липидной составляющей, и способны при достижении необходимой степени зрелости генерировать не только газообразные, но и жидкие УВ. В отличие от ОВ пород палеоцен-эоценового комплекса, ОВ нижнемеловых толщ находится на гораздо более высокой стадии преобразования, которая соответствует пику главной фазы нефтеобразования (ГФН) и началу главной фазы газообразования (ГФГ). Накопление ОВ происходило в различных литолого-фациальных условиях, поэтому в породах встречается кероген гумусового и смешанного типов. На основании результатов бурения и проведенных исследований в разрезе осадочного чехла моря Лаптевых впервые получены фактические данные о характеристиках НГМП, которые могут быть использованы для прогноза нефтегазоносности как Лаптевоморского осадочного бассейна, так и для всего Восточно-Арктического региона.

Стратиграфическое бурение, новые скважины в Арктике, нефтегазоматеринская толща, генерационный потенциал, органическое вещество, катагенетическая зрелость, Лаптевоморский осадочный бассейн

ВВЕДЕНИЕ

Акватория моря Лаптевых считается перспективным регионом для проведения поисковых работ на углеводородное сырье. Важнейшими признаками, указывающими на нефтегазоносность осадочного чехла шельфа моря Лаптевых, является наличие аномально высоких концентраций углеводородных га-

зов в верхней части разреза [Яшин, Ким, 2007; Бого-явленский, 2021], подводные выбросы метана на дне и в водной толще (газовые сипы) [Юсупов и др., 2010; Сергиенко и др., 2012; Лобковский и др., 2015; Баранов и др., 2019; Рубан и др., 2021], а также газопроявления в юрско-кайнозойских отложениях в картировочных скважинах на арх. Новосибирские острова [Евдокимова и др., 2008].



Рис. 1. Регион исследования и положение малоглубинных стратиграфических скважин в пределах Анисинско-Новосибирского лицензионного участка (ЛУ) ПАО «НК «Роснефть». 1 – граница ЛУ ПАО «НК «Роснефть»; 2 – стратиграфические скважины.

Для оценки потенциала нефтегазоматеринских толщ (НГМТ) Лаптевоморского осадочного бассейна предыдущими исследователями были изучены палеозойские и мезозойско-кайнозойские отложения на арх. Новосибирские острова [Kus et al., 2015; Sobolev et al., 2016; Зуева и др., 2019], о. Врангеля [Борукаев, 2017], а также породы из разрезов скважин АСЕХ на хр. Ломоносова [Backman et al., 2006; Stein, 2007]. По результатам этих исследований в регионе были выделены потенциальные НГМТ.

Для оценки перспектив нефтегазоносности северо-восточной части Лаптевоморского осадочного бассейна специалистами компании ПАО «НК «Роснефть» при участии ООО «Арктический научный центр» и Московского государственного университета им. М.В. Ломоносова реализована программа региональных работ и специальных видов аналитических исследований образцов керна по шести малоглубинным стратиграфическим скважинам, пробуренным на Анисинско-Новосибирском лицензионном участке в северо-восточной части моря Лаптевых [Малышев и др., 2024а, 2024б]. Большая часть скважин расположена к северу от о. Новая Сибирь, а скв. SSDAN 1 – к северо-западу от о. Котельный (рис. 1). На основе палеонтологических и палинологических данных [Малышев и др., 2025] определен возраст пород изучаемого разреза в районе пробуренных сква-

жин на Анисинско-Новосибирском лицензионном участке: от раннего мела (поздний баррем–ранний апт) в составе складчатого основания и до палеоцена–плейстоцена в интервале осадочного чехла.

В основе оценки перспектив нефтегазоносности региона лежит выявление в нем пород – источников УВ, определение их генерационного потенциала и степени преобразованности. Эти данные необходимы для прогноза этапов генерации УВ, путей их миграции и оценки количества накопившихся в природных резервуарах ресурсов нефти и газа. В результате стратиграфического бурения были установлены интервалы пород, обогащенных ОВ. Целью настоящей работы является оценка нефтегазоматеринского потенциала таких пород на шельфе моря Лаптевых на основе первых полученных фактических данных об их геохимических характеристиках.

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ РЕГИОНА ИССЛЕДОВАНИЯ

Регион исследования расположен в северо-восточной части шельфа моря Лаптевых и в акватории Восточно-Сибирского моря севернее арх. Новосибирские острова в зоне сочленения позднемезозойских Верхояно-Колымской и Новосибирско-Чукотской складчато-надвиговых систем.

До стратиграфического бурения главным источником геологической информации для Лаптевоморского осадочного бассейна служили результаты геологических экспедиций на арх. Новосибирские острова, п-ове Таймыр и в Восточной Сибири, а также материалы гравимагниторазведки и сейсморазведки. На основании этих данных различными авторами была предложена модель, постулирующая точку зрения о продолжении в центральной и юго-западной частях акватории моря Лаптевых блока Сибирской платформы [Грамберг и др., 1990; Sekretov, 2001; Конторович и др., 2020]. В этой модели предполагаемый стратиграфический диапазон чехла в акватории составляет интервал от рифея до кайнозоя. В другой модели рассматривается более молодой возраст осадочного чехла, исходя из идеи развития на всей акватории моря Лаптевых позднемезозойского складчато-надвигового основания. В этом случае возрастной диапазон чехла ограничивается аптским веком раннего мела–кайнозоем. Данная точка зрения в настоящее время разделяется большинством исследователей [Drachev et al., 1998; Franke et al., 2000; Franke et al., 2001; Аветисов, 2002; Grachev, 2003; Franke, Hinz, 2009; Drachev et al., 2010; Верниковский и др., 2013; Заварзина и др., 2014; Mazur et al., 2015; Имаева и др., 2016, 2019; Drachev, Shkarubo, 2017; Nikishin et al., 2017, 2021; Пискарев и др., 2018; Крылов и др., 2022; Соколов и др., 2022]. Однако в рамках этой группы моделей существуют разные мнения по возрасту осадочного чехла в целом и его отдельных сейсмокомплексов в частности. Речь идет главным образом о возможности наличия в составе осадочного чехла меловых пород.

Комплексный анализ образцов из коллекции каменного материала с арх. Новосибирские острова и из разреза уникальных морских малоглубинных стратиграфических скважин позволил нам уточнить структурно-стратиграфическую модель осадочного чехла северо-восточной части моря Лаптевых. По результатам бурения наиболее древними (из вскрытых скважинами SSDAN 4-1 и SSDAN 4-3) породами являются деформированные нижнемеловые (верхнебарремские–нижнеаптские) толщи (рис. 2) [Малышев и др., 2024а, 2024б]. Они представлены алевроглинистыми образованиями с редкими прослоями тонкозернистых песчаников и являются самыми молодыми толщами, вовлеченными в региональные позднемезозойские (позднеюрско-неокомские) деформации сжатия, сформировавшие складчатое основание изучаемого бассейна.

На территории Новосибирских островов раннемеловые (балыктахская свита апта-альба) и позднемеловые (деревяногорская и бунгинская свиты сеномана–коньяка) отложения отмечаются в составе осадочного чехла [Косько и др., 1985; Труфанов, 1986; Кузьмичев и др., 2009]. Эти породы характеризуются высоким содержанием ОБ [Kus et al., 2015; Sobolev et

al., 2016], что является важным основанием рассматривать их в регионе исследования как потенциально нефтегазоматеринские [Sobolev et al., 2016]. Эти постскладчатые меловые отложения представлены континентальными терригенными, угленосными и вулканогенными породами апта-коньяка.

На нижнемеловых породах со значительным перерывом и угловым несогласием залегает комплекс отложений нижнего палеоцена–плейстоцена (мощность вскрытых скважинами отложений ~ 350 м). Нижний сеймостратиграфический комплекс (сеймокомплекс между отражающими горизонтами (ОГ) Fa и IV) в пределах изученной стратиграфическим бурением акватории, расположенной севернее островов Анжу, имеет палеоцен-раннеэоценовый возраст и отвечает первой, наиболее древней, фазе рифтогенеза [Малышев и др., 2024а]. Отложения вскрыты скважинами SSDAN 4-1, SSDAN 4-3, SSDAN 4-7 и представлены континентальными угленосными толщами, за исключением верхов разреза, где вскрыты морские алевроитово-глинистые отложения. Пострифтовый этап, характеризовавшийся затуханием процессов растяжения, датирован эоцен–ранним миоценом. Соответствующий ему сеймостратиграфический комплекс (сеймокомплекс между ОГ IV и I) представлен отложениями морского и континентального генезиса с преобладанием в них глинистой составляющей. Как на сейсмических разрезах, так и в обнажениях на островах Котельный, Новая Сибирь и Бельковский имеются многочисленные свидетельства существования второй молодой фазы растяжения в пределах восточной ветви Лаптевоморской рифтовой системы [Малышев и др., 2024а; Вержбицкий и др., 2024]. Эта фаза интенсивного растяжения охватывает мессинско-плиоценовый интервал времени. По данным бурения, в миоцен-четвертичном интервале разреза скважин отмечается смена обстановок осадконакопления от континентальных до прибрежно-морских. Отложения представлены песчано-алевритовыми породами с многочисленными обломками базальтов, эффузивов и метаспороид, что, вероятно, связано с процессами ледового переноса в периоды похолодания климата. Совокупность вышеперечисленных данных отражается в результатах геохимических исследований ОБ в породах различного генезиса и тектонической принадлежности.

МЕТОДОЛОГИЯ И РЕЗУЛЬТАТЫ ГЕОХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Для оценки содержания в породах органического углерода (C_{org}), типа ОБ и его зрелости использовался метод пиролитических исследований, подробно описанный во многих работах [Тиссо, Вельте, 1981; Espitalie et al., 1984; Лопатин, Емец, 1987; Козлова и др., 2015]. Суть его заключается в прогреве образца сначала в инертном газе с фиксацией количества вы-

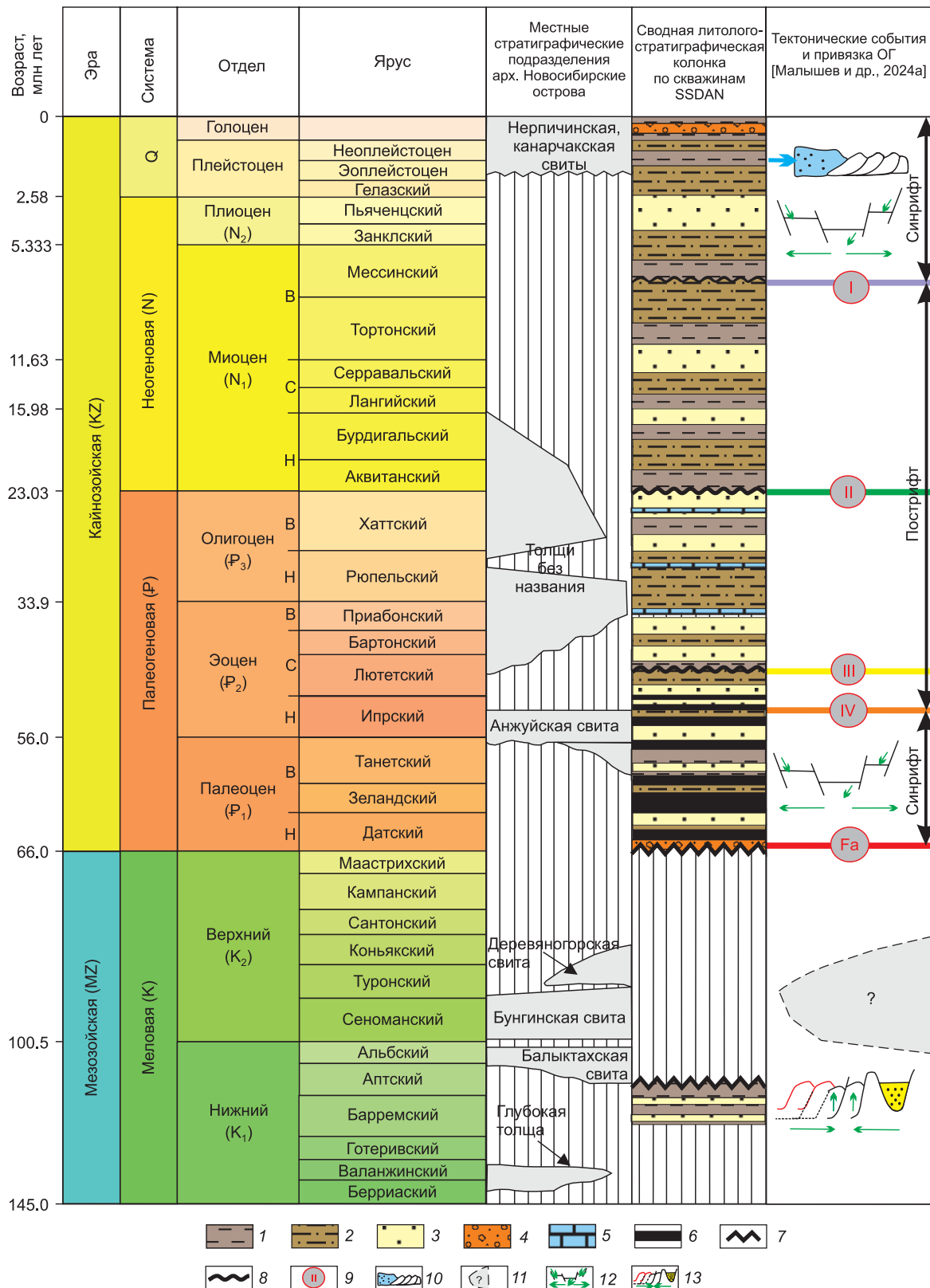


Рис. 2. Литостратиграфия и тектонические события на северо-востоке шельфа моря Лаптевых (по [Малышев и др., 2024а] с использованием [Голионко и др., 2019; Вержбицкий и др., 2024]). 1 – глины; 2 – алевролиты, алевроиты; 3 – песчаники, пески; 4 – грубозернистые отложения; 5 – известняки; 6 – угли, угленосные отложения; 7 – угловое несогласие; 8 – перерыв в осадконакоплении; 9 – индекс ОГ; 10 – гляциодислокации; 11 – предполагаемые осадочные комплексы; 12 – растяжение; 13 – сжатие, деформированные отложения.

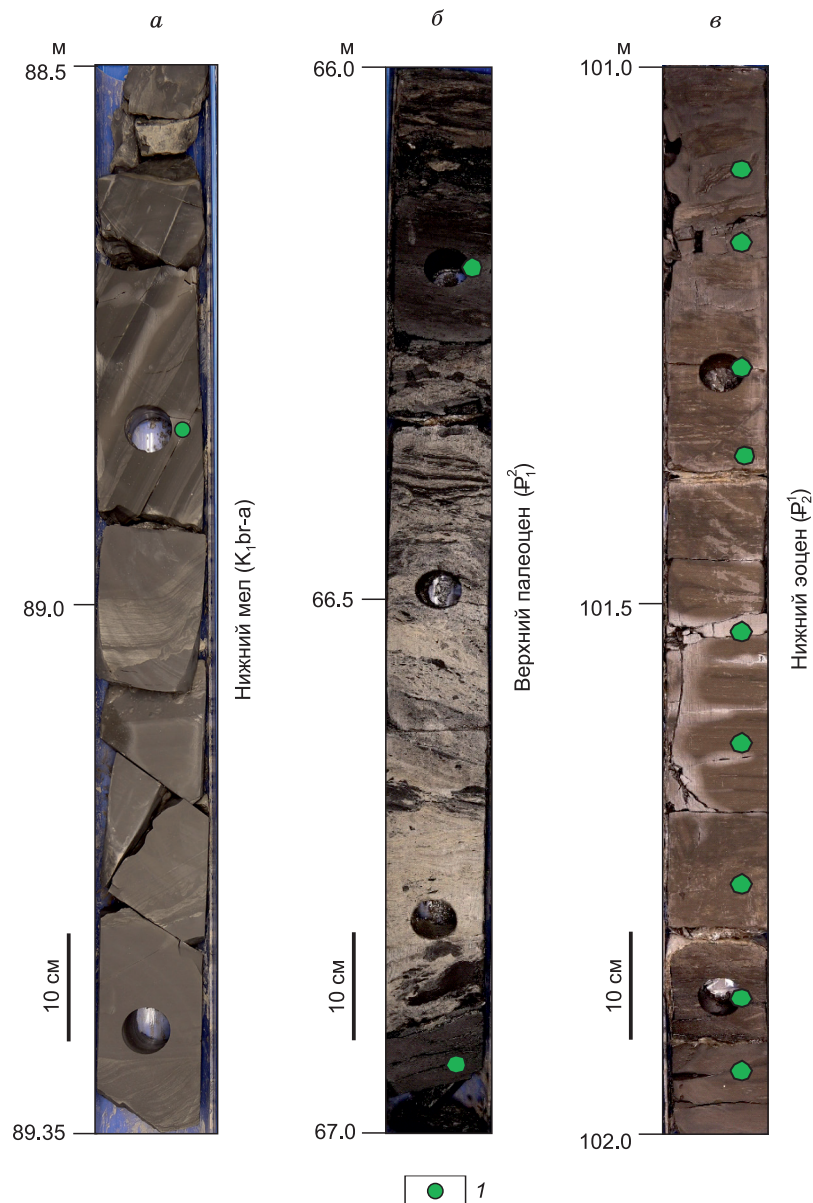


Рис. 3. Фотографии керн: *а* – нижнемеловые (верхний баррем–нижний апт) породы, сложенные пачкой переслаивания алевролитов и аргиллитов в скв. SSDAN 4-1 (интервал 88.5–89.35 м); *б* – верхнепалеоценовые отложения, представленные чередованием темно-серых глин, глин черных углистых и углей в скв. SSDAN 4-3 (интервал 66–67 м); *в* – нижне-ооценовые отложения, сложенные глинисто-алевритовыми породами в скв. SSDAN 3-2 (интервал 101–102 м). 1 – точки отбора образцов.

делившихся УВ, а затем в токе кислорода с определением количества образовавшихся оксидов углерода.

Пиролитические исследования выполнены на пиролизаторе HAWK (Hydrocarbon Analyzer with Kinetics). Он является новейшим модифицированным аналогом прибора Rock-Eval-6 [Espitalie et al., 1986] и отличается возможностью определения количества сорбированных газообразных УВ и единой печью.

Для проведения исследований в керне отбирались образцы из темных прослоев (рис. 3), которые потенциально могли относиться к НГМП. Эти образцы дробились, измельчались (навеска породы массой

~ 30 мг) и помещались в печь пиролизатора. В качестве порогового значения содержания $C_{орг}$ при отборе образцов для проведения дальнейшего комплекса геохимических исследований было выбрано значение $C_{орг} = 0.5 \%$. В случае измерения генерационного потенциала (параметр S_2), который напрямую влияет на значения водородного индекса (HI), для исключения некондиционных результатов по определению типа ОБ и его зрелости использовали только образцы со значением параметра S_2 выше 0.5 мг УВ/г породы.

Результаты изучения образцов керн из скважин SSDAN 1, SSDAN 3-2, SSDAN 4-1, SSDAN 4-3,

SSDAN 4-6 и SSDAN 4-7 представлены и описаны ниже (рис. 4–10).

На примере разрезов скважин SSDAN 4-3 (см. рис. 4) и SSDAN 3-2 (см. рис. 5) по комплексу пиролитических параметров были выделены интервалы отложений, обогащенных ОБ, которые можно рассматривать как потенциальные НГМП. В скважине SSDAN 4-3 практически в каждом стратиграфическом интервале разреза прослеживается высокое содержание ОБ, однако оно характеризуется различными генезисом, генерационными свойствами и степенью зрелости. Так, в нижней части разреза скв. SSDAN 4-3 в нижнемеловых отложениях, по результатам пироллиза, отмечается высокая степень зрелости ОБ (параметр $T_{\max} > 455^\circ\text{C}$, стадия главной зоны газообразования – МК₄), тогда как ОБ отложений раннепалеоценового возраста было оценено как незрелое, не вошедшее в главную зону нефтеобразования.

В образцах пород нижнего мела (верхний баррем–нижний апт) среднее содержание $C_{\text{орг}}$ равно 1.5 %, а максимальное значение составляет 2.2 %. В разрезе палеогенового комплекса, помимо глинисто-алевритовых отложений, встречается значительное количество углей и угленосных отложений. В них среднее содержание $C_{\text{орг}}$ составляет около 30 %, при макси-

мальном значении 54 %. В глинистых образцах среднее содержание $C_{\text{орг}}$ достигает 4.5 %, а максимальное – 18 %. В отложениях неоген-четвертичного возраста, представленных глинистыми породами и пачкой переслаивания песчаников и алевритов, средние содержания $C_{\text{орг}}$ не превышают 2.1 %, при максимальном значении 3.9 %. Ниже рассмотрим более детально характеристики генерационного потенциала пород и типы ОБ отдельно для каждого стратиграфического комплекса во всех шести скважинах.

Результаты пироллиза показали, что во всех исследуемых образцах раннемелового возраста содержание легких углеводородных соединений (показатель S_1) не превышает 0.2 мг УВ/г породы. В то же время значения параметра S_2 варьируют по разрезу, достигая 1.4 мг УВ/г породы в образце с глубины 49.95 м в скважине SSDAN 4-1. По общепринятой классификации [Peters, 1986] верхнебаррем-нижнеаптские отложения по генерационному потенциалу S_2 попадают в зону НГМП с плохими (очень бедными) характеристиками (см. рис. 6). В первую очередь это объясняется высокой степенью зрелости ОБ и выработанности его генерационного потенциала, а также наложением постседиментационных процессов.

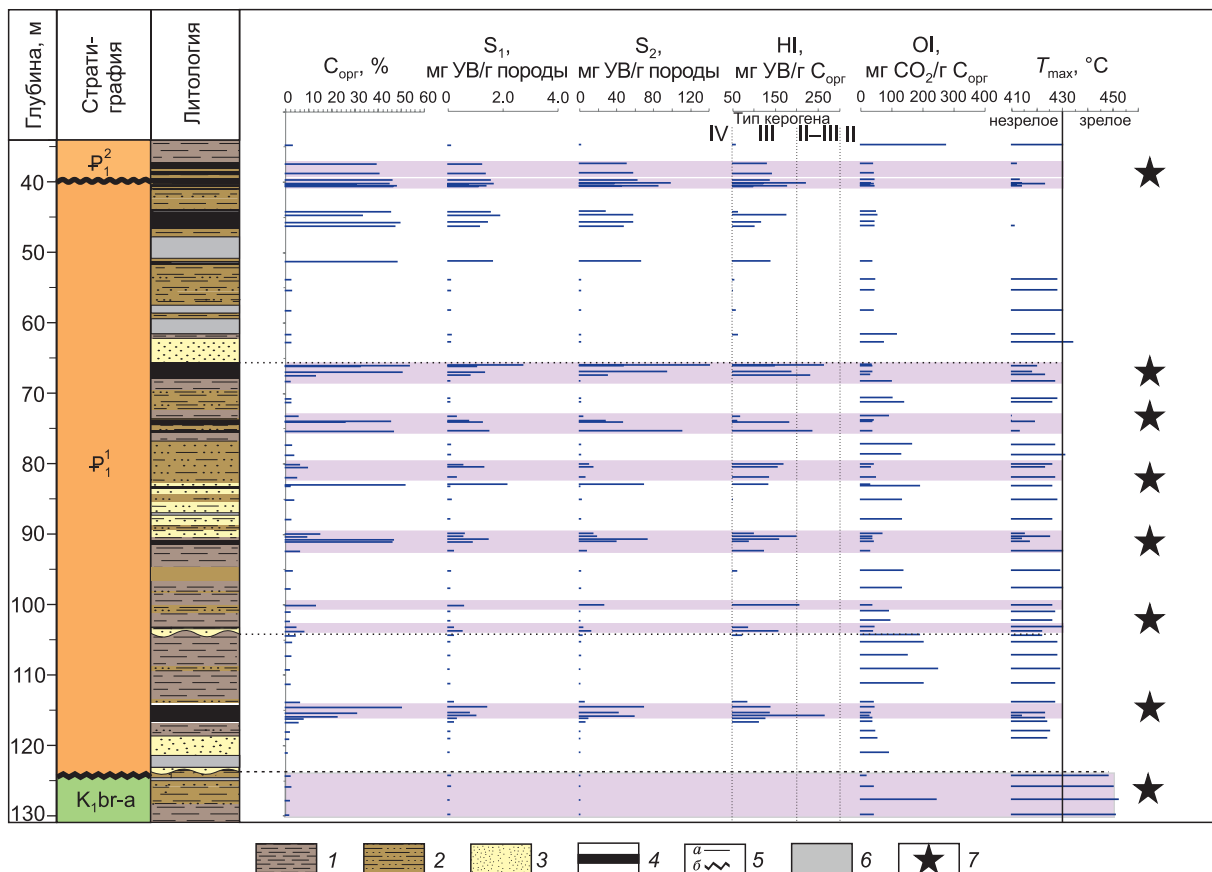


Рис. 4. Геолого-геохимический разрез по скважине SSDAN 4-3 с выделением потенциальных НГМП. 1 – глины, аргиллиты; 2 – алевриты, алевролиты; 3 – пески, песчаники; 4 – угли; 5 – границы напластования: а – согласная, б – несогласная; б – интервалы разреза без выноса керна; 7 – интервалы потенциальных НГМП.

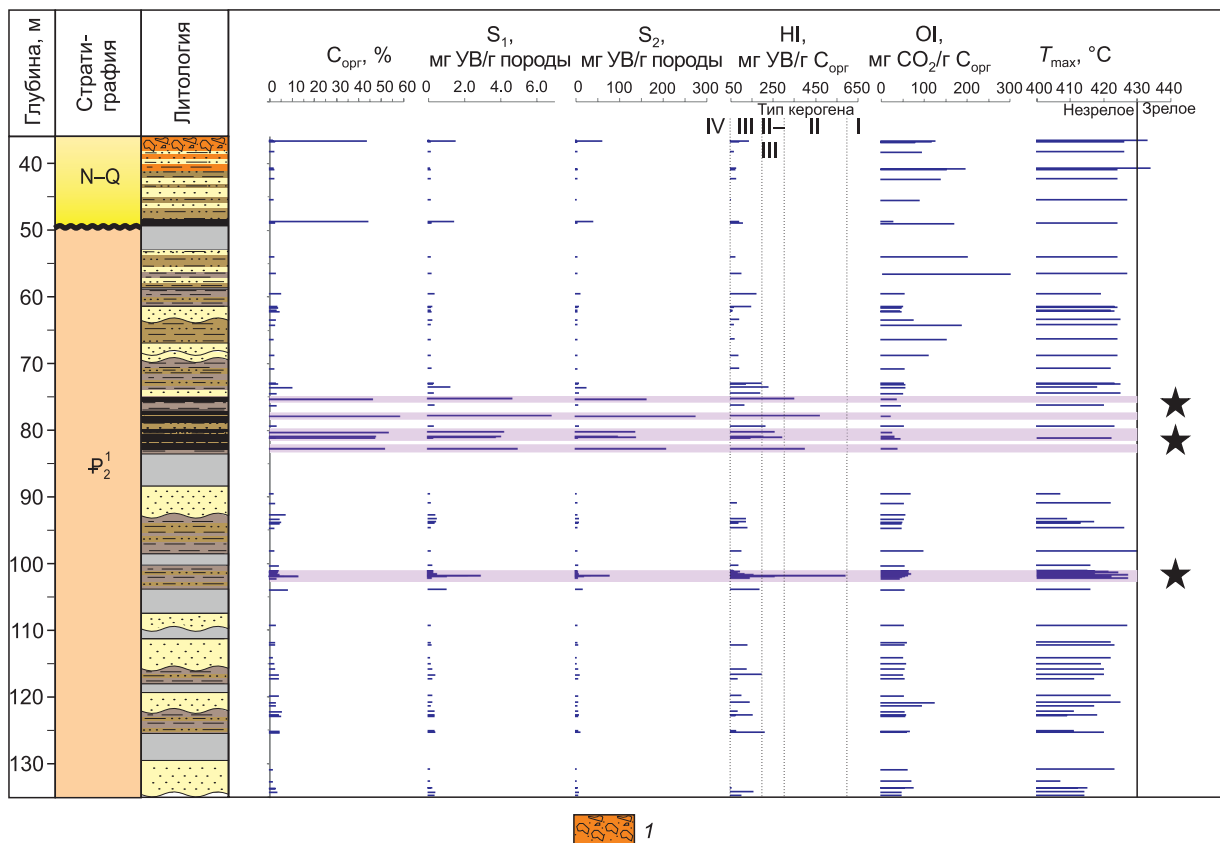


Рис. 5. Геолого-геохимический разрез по скважине SSDAN 3-2 с выделением потенциальных НГМТ. 1 – брекчин. Остальные усл. обозн. см. на рис. 4.

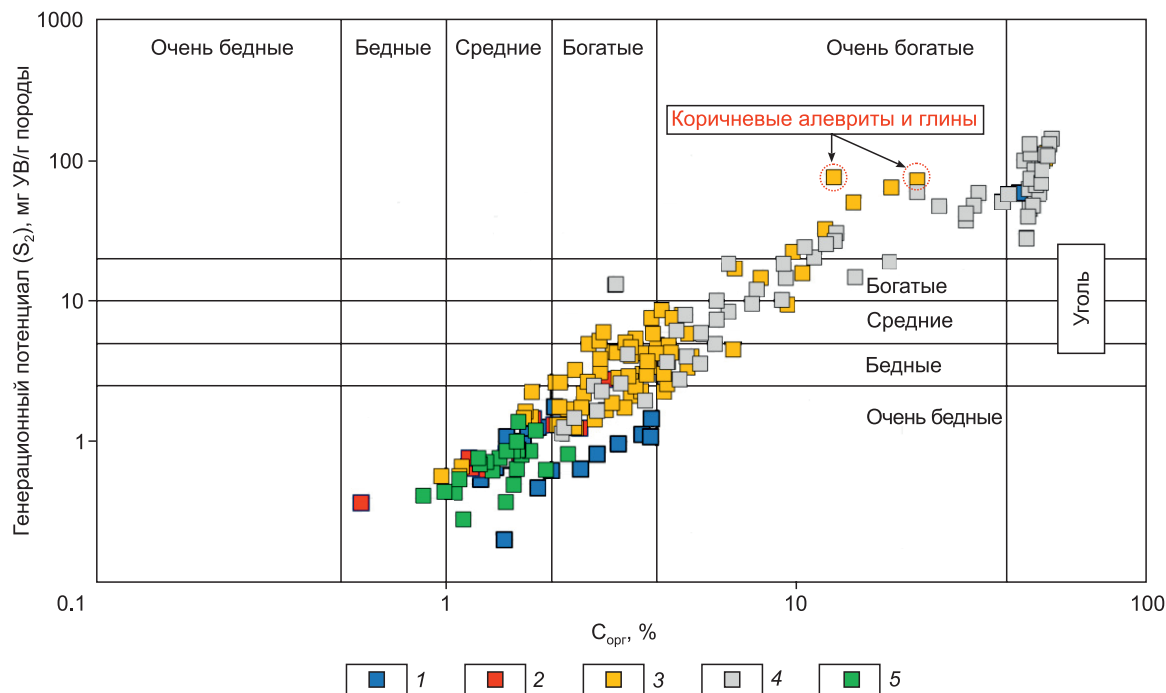


Рис. 6. Генерационная характеристика мел-кайнозойских отложений в разрезах шести стратиграфических скважин на шельфе моря Лаптевых. Цветами показаны различные возрастные комплексы пород от нижнего мела до неоген-четвертичного: 1 – неоген-четвертичный (N-Q); 2 – верхний эоцен–олигоцен; 3 – нижний–средний эоцен; 4 – палеоцен; 5 – нижний мел (K_1br-a).

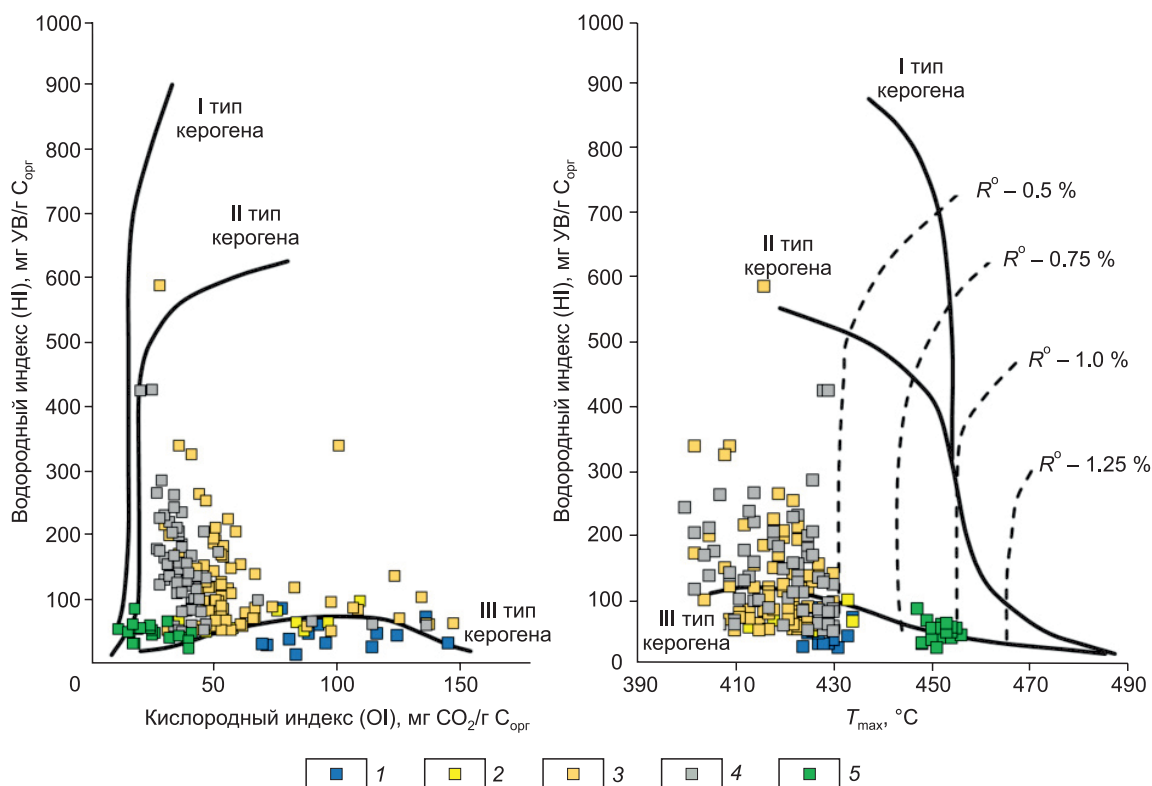


Рис. 7. Результаты пиролитических исследований образцов из мел-кайнозойских отложений в разрезах малоглубинных стратиграфических скважин на диаграмме Ван-Кревелена. Сплошными линиями представлены тренды изменения пиролитических характеристик разных типов керогена, штриховыми – ориентировочные значения показателя отражения витринита (индикатора степени катагенеза). 1 – неоген-четвертичный (N–Q); 2 – верхний эоцен–олигоцен; 3 – нижний–средний эоцен; 4 – палеоцен; 5 – нижний мел (K₁br-a).

Палеогеновые отложения вскрыты во всех стратиграфических скважинах. Для определения их геохимических характеристик выполнен пиролитиз по 288 образцам керна.

В интервалах нижнего (P_1^1), верхнего (P_1^2) палеоцена и нижнего эоцена (P_1^2) выделяются угленосные отложения с широким диапазоном значений генерационного потенциала от 3.1 до 273.4 мг УВ/г породы, составляющим в среднем 66.8 мг УВ/г породы. Это позволяет рассматривать их как очень богатые потенциальные НГМП. В глинисто-алевритовых породах параметр S_2 изменяется от 0.4 до 32.0 мг УВ/г породы при среднем значении 5.4 мг УВ/г породы, что позволяет классифицировать их как бедные-средние НГМП (см. рис. 6). Исключение составляют два образца, которые попадают в зону очень хороших (очень богатых) НГМП. Они представлены глинами ($S_2 = 71.9$ мгУВ/г породы) и коричневыми алевритами ($S_2 = 75.3$ мгУВ/г породы).

Наименьшим генерационным потенциалом обладают отложения верхнеэоцен-нижнеолигоценового комплекса. Они характеризуются как очень бедные НГМП с генерационным потенциалом менее 0.7 мг УВ/г породы. Несмотря на среднее содержание C_{org} (около 3 %), кремнисто-алевро-глинистая пачка в

верхнеолигоценовом интервале, вскрытая в разрезе скважины SSDAN 1, характеризуется низким генерационным потенциалом (менее 1.8 мг УВ/г породы).

В целом для всех образцов по разрезу отмечается линейная зависимость значений показателя S_2 от содержания C_{org} , что свидетельствует о различных фациальных условиях fossilization OB и его катагенетической зрелости. Исключение составляют угли и угленосные отложения с повышенным содержанием C_{org} и водородным индексом более 250 мг УВ/г C_{org} . Можно предполагать, что с учетом различий в геохимических характеристиках пород палеогенового комплекса, углеводородный потенциал глинистых и угленосных отложений реализуется по-разному.

Для определения типа керогена и степени преобразованности OB результаты пиролитиза образцов потенциальных НГМП были нанесены на модифицированную диаграмму Ван-Кревелена (см. рис. 7). Как видно из графика, OB в алевро-глинистых породах раннемелового возраста попадает в зону гумусового (III) и гумусово-сапропелевого (II-III) типов керогена. Степень катагенетической преобразованности OB, согласно значениям пиролитического параметра T_{max} (447–456 °C), соответствует пику ГФН и переходу в начальную фазу газообразования МК₂–МК₄

[Тиссо, Вельте, 1981]. Исходя из высокой стадии катагенеза, нельзя однозначно утверждать, к какому типу керогена относится ОВ данных отложений. В породах палеоген-неогенового комплекса ОВ характеризуется низкой степенью зрелости. Эти отложения фактически не вошли в ГФН ($T_{\max}$ менее 430 °C). Такие результаты подтверждают наличие в разрезе хорошо выраженного углового несогласия между нижнемеловыми и кайнозойскими толщами. В верхнебаррем-нижнеаптских отложениях углы падения, измеренные по керну скважин, достигают 60° (см. рис. 3, а), в отличие от практически горизонтально залегающих и перекрывающих их кайнозойских отложений. Мы не исключаем наличия в глубокопогруженной части Лаптевоморского осадочного бассейна докайнозойских осадочных отложений чехла (пород верхнего апта-альба(?) и верхнего мела), удаленных от пробуренных скважин [Малышев и др., 2024a]. Как упоминалось выше, в регионе известны более молодые угленосные вулканогенно-терригенные отложения раннемелового (балыктахская свита апта-альба) [Кузьмичев, 2009] и позднемелового (деревиногорская свита тулона-коньяка) [Никитенко и др., 2017; Костылева и др., 2022] возрастов, изученные, соответственно, в обнажениях на островах Котельный и Новая Сибирь. Эти породы относятся к постскладчатому осадочному чехлу [Kos'ko, Trufanov, 2002] и способны генерировать углеводороды [Sobolev, 2016].

Считается, что для образования жидких УВ углями и углистыми породами необходимо довольно высокое содержание в них липоидных компонентов, поскольку только они способны генерировать жидкие УВ в значительном количестве [Hunt, 1991; Wilkins, George, 2002; Грецкая, Дахнова, 2010]. В разрезе палеоцен-эоценового комплекса в углистых и глинисто-алевритовых породах установлено ОВ смешанного состава (II–III тип керогена) с ощутимой долей липидной составляющей. Такая оценка сделана по

результатам определения НІ потенциальных НГМП. Вероятно, ОВ накапливалось в них в континентальных условиях с незначительным влиянием морского органического материала. Они обладают высоким генерационным потенциалом (НІ до 425 мг УВ/г $C_{\text{орг}}$ в глинах алевритовых и до 279 мг УВ/г $C_{\text{орг}}$ в угленосных отложениях). Единичные образцы пород характеризуются повышенным углеводородным потенциалом и значениями НІ до 587 мг УВ/г $C_{\text{орг}}$.

Органическое вещество в вышезалегающих породах (от верхнеэоценового комплекса до неоген-четвертичного) характеризуется как гумусовое (III тип керогена), значения НІ не превышают 98 мг УВ/г $C_{\text{орг}}$. При среднем содержании в неоген-четвертичных отложениях (III тип керогена) $C_{\text{орг}}$ около 2 % ОВ обладает высокой степенью окисления (кислородный индекс (ОІ) > 80 мг CO_2 /г $C_{\text{орг}}$), что связано, возможно, с влиянием процессов гипергенеза при выходе пород на дневную поверхность. В регионе исследования эти толщи не рассматриваются как основные потенциальные НГМП, а миоцен-четвертичные породы даже в наиболее погруженных частях Лаптевоморского осадочного бассейна залегают на уровне разреза, где они только подошли к термобарическим условиям, благоприятным для генерации УВ.

УГЛЕПЕТРОГРАФИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

Для уточнения характеристик потенциальных НГМП и определения в них доли липтинитовой составляющей в рамках данной работы были проведены углепетрографические исследования (определение мацерального состава и измерение показателя отражения витринита (R^0)). Они выполнены в лаборатории кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ на установке QDI 302 (Craic Technologies), согласно ГОСТам: Р 55663-2013, Р 55662-2013 и Р 55659-2013 [Методы..., 2014а, 2014б, 2014в].

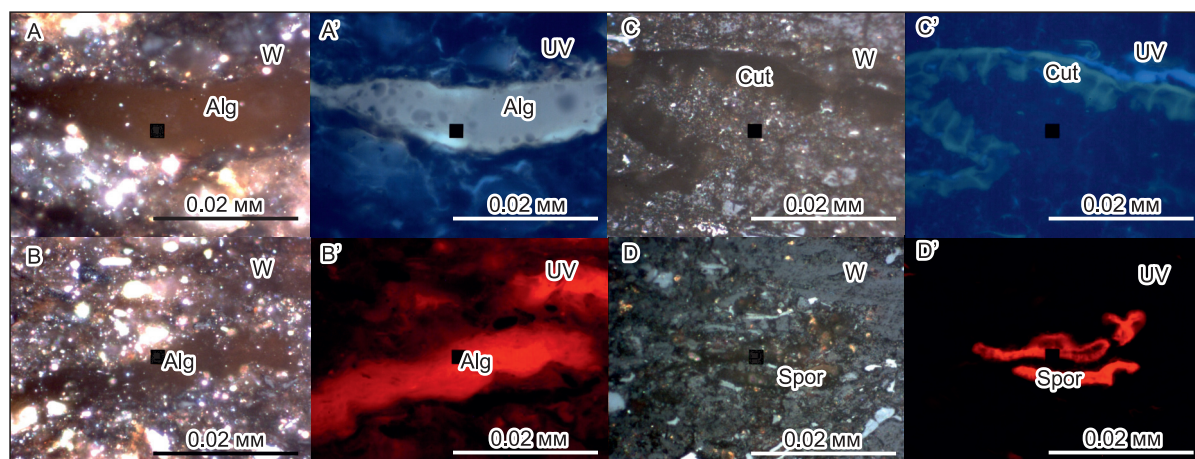


Рис. 8. Мацеральный состав ОВ пород раннеэоценового возраста под микроскопом: W – в простом белом свете, UV – в ультрафиолетовом свете. Группы мацералов липтинита: Alg – альгинит, Spor – споринит, Cut – кутинит.

Всего углепетрографическими исследованиями изучено 48 образцов керна из пяти скважин (SSDAN 1, SSDAN 3-2, SSDAN 4-3, SSDAN 4-6 и SSDAN 4-7), возрастной диапазон которых охватывает интервал от раннего палеоцена до плейстоцена. Для оценки нефтегазоматеринских свойств пород приводятся результаты только по образцам палеоценового и ранне-

эоценового возраста с высоким генерационным потенциалом.

Выше, по результатам пиролиза, было отмечено, что для таких образцов в разрезах всех скважин отмечается широкий разброс значений содержания ОБ, что углепетрографически подтверждается наличием разного количества включений ОБ в минеральной

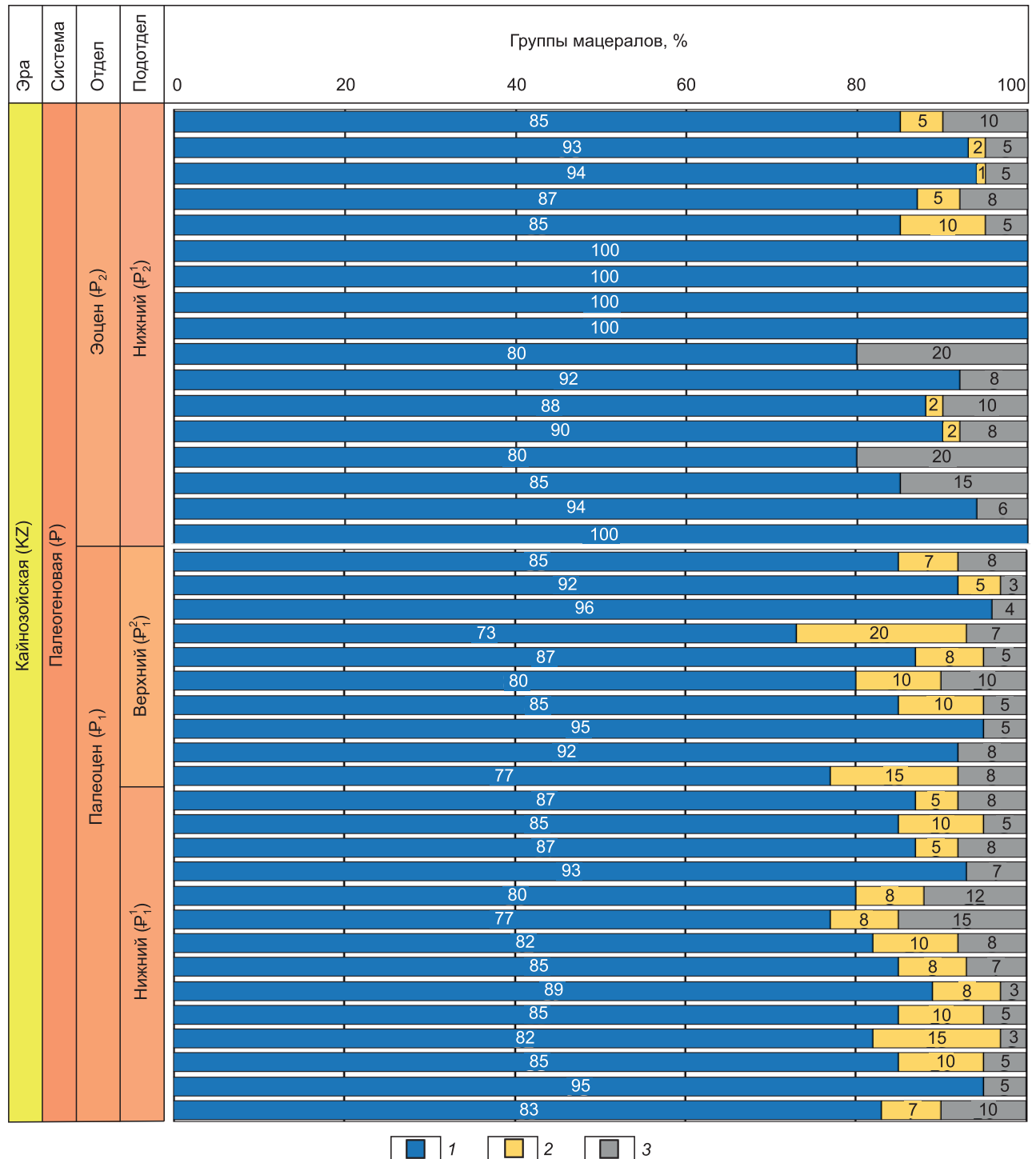


Рис. 9. Группы мацералов в бурых углях и углистых породах палеоценового и нижнеэоценового комплексов в разрезах стратиграфических скважин моря Лаптевых по результатам углепетрографических исследований. 1 – гуминит (Ht), 2 – инертинит (I), 3 – липтинит (L).

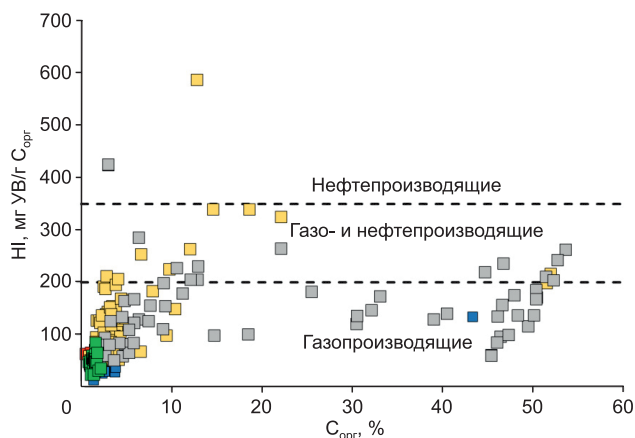


Рис. 10. Нефтегазоматеринские свойства угленосных и глинисто-алевролитовых отложений мела–кайнозоя в разрезах стратиграфических скважин моря Лаптевых. Усл. обозн. см. на рис. 6.

массе. В породах выделяются отдельные углистые включения. Угли бурые, и в них преобладающим мацералом является гуминит – предшественник витринита. Часто в гумините отмечаются различные признаки древесной клеточной структуры, пробковых тканей коры, остатков кутикулы и смоляных тел, что может свидетельствовать о захоронении в осадках сообщества древесной растительности.

В породах нижнеэоценового комплекса зафиксировано преобладание мацералов группы гуминита, однако встречаются также мацералы группы липтинита (до 20 %) и отдельные фрагменты мацералов группы инертинита (см. рис. 8). В разрезе скв. SSDAN 3-2 в средней части этого комплекса отобраны образцы пород с повышенным содержанием мацералов группы липтинита, представленных резинитом (смоляные тела отмечены в малом количестве), суберинитом и споринитом (до 20 %) (см. рис. 9), что отражается и на результатах пиролитических исследований (HI до 587 мг УВ/г $C_{орг}$). Такие породы будут генерировать не только газообразные, но, возможно, и жидкие УВ.

В породах палеоэоценового комплекса также преобладают мацералы группы гуминита (не менее 73 %), иногда отмечаются повышенные содержания мацералов групп инертинита (до 20 %) и липтинита (до 15 %). Средний показатель отражения гуминита (R_{HI}) в отложениях палеоэоценового и эоценового комплексов составляет 0.31 %, что характеризует ОВ как незрелое (градация катагенеза PK_2). Это подтверждается также результатами пироллиза (T_{max} не превышает 430 °C).

В разрезе установлено большое количество образцов с корпогуминитом вместе с суберинитом (пробковыми тканями коры). На основании изложенного можно сделать вывод, что исходная растительность при захоронении была древесной. Из мацералов

группы липтинита преобладают кутинит (остатки кутикулы растений), споринит (остатки спор и пыльцы) и суберинит. Верхнепалеоэоценовые отложения наиболее богаты мацералами группы инертинита – фюзинитом, семифюзинитом и фунгинитом (грибковыми образованиями округлой формы), что свидетельствует об аэробных условиях торфонакопления (в периоды времени, когда уровень воды в бассейне седиментации, предположительно, падал). Характерной особенностью мацералов группы инертинита является одинаковое с витринитом исходное вещество (лигниноцеллюлозные ткани растений), но захоронявшееся в аэробных условиях. Повышенные содержания такой группы мацералов указывают на снижение уровня воды в водоеме при торфонакоплении. Таким образом, можно сделать вывод, что потенциальные НГМП, представленные углями и угленосными отложениями, накапливались преимущественно в условиях застойного водоема с высоким уровнем воды и наличием древесной растительности. Лишь для редких образцов пород с высоким содержанием группы инертинита характерны признаки повышенной гидродинамической активности (особенно в породах с высоким содержанием минеральных включений) при понижении уровня воды. По группе мацералов липтинита, обнаруженных в образцах раннеэоценового возраста, можно предполагать, что вблизи бассейна осадконакопления была развита древесная растительность со спорами и пыльцой, в которых смоляных тел (резинита) было мало, т. е. в ней преобладали споровые растения.

На основании результатов пироллиза, данных мацерального состава ОВ и в соответствии с существующими представлениями о классификации нефтегазоматеринских свойств углей [Hunt, 1991] в осадочных толщах Лаптевоморского осадочного бассейна установлено наличие пород, различающихся по составу генерируемых ими УВ (см. рис. 10). Потенциальные глинисто-алевритовые НГМП раннемелового возраста характеризуются в настоящее время как газопроизводящие, однако с учетом высокой степени зрелости ($T_{max} > 456$ °C) и пересчета пиролитических параметров (HI и $C_{орг}$) на исходные значения эти породы, наиболее вероятно, могут рассматриваться как толщи, генерировавшие в прошлом жидкие УВ. С учетом степени преобразованности пород достоверно утверждать, к какому типу относилось захороненное в них ОВ и каков состав генерируемых соединений, на основании имеющихся образцов нельзя. Поэтому для уточнения типа ОВ в меловых отложениях дополнительно были проведены исследования по изотопному составу углерода насыщенной и ароматической фракции. Основная масса образцов характеризуется значениями $\delta^{13}C$ от –29 до –30 ‰, тяготеющих к смешанному, более морскому типу ОВ. Существенная выработка генерационного потенциала позволяет утверждать, что в породах происходила

генерация жидких УВ. Следовательно, на изучаемой территории присутствуют источники флюидов для насыщения резервуаров и обеспечения нефтегазонасыщенности региона. В палеоценовом и нижнеэоценовом комплексах распространены угли, углистые и алевро-глинистые породы с высоким содержанием липоидных компонентов, обладающие способностью генерировать жидкие и газообразные УВ в значительном количестве и относящиеся к нефте- и газопроизводящим. Образцы пород вышележащих комплексов оцениваются только как газопроизводящие. Стоит также отметить, что миоцен-четвертичные породы залегают на недостаточных для генерации УВ глубинах.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Впервые на шельфе моря Лаптевых, по данным изучения керна шести малоглубинных стратиграфических скважин ПАО «НК «Роснефть», пробуренных в 2021 г., выделены потенциальные НГМП. Они представлены терригенными отложениями раннего мела (верхнего баррема–нижнего апта) и палеоцен-эоцена в нижнем интервале разреза осадочного чехла.

По результатам геохимических исследований образцов керна можно сделать следующие выводы:

- меловые (верхнебаррем-нижнеаптские) алевро-глинистые НГМП характеризуются предположительно континентальным и смешанным типом ОВ с керогенами III и II–III типов. Породы находятся в составе складчатого основания бассейна, при этом ОВ нижнемеловых отложений значительно отличается по степени зрелости от ОВ палеоген-неогенового комплекса пород, отчетливо разделенных поверхностью углового несогласия. Вскрытая толща меловых отложений достигла пика ГФН и вошла в ГФГ ($T_{\max} > 455\text{ }^{\circ}\text{C}$). Высокая стадия катагенеза пород свидетельствует о реализации керогеном основной части генерационного потенциала. Дополнительные исследования по изотопному составу углерода (значения $\delta^{13}\text{C}$ изменяются от -29 до -30 ‰) насыщенной и ароматической фракций подтверждают смешанный тип ОВ, тяготеющий к морскому. Следовательно, с учетом пересчетных коэффициентов по пиролизу и изотопного состава углерода, толщи могли генерировать не только газообразные, но и жидкие УВ;

- в интервале разреза палеоценового и раннесреднеэоценового возрастов выделяются потенциальные НГМП, богатые $\text{C}_{\text{орг}}$ (до 18 % в глинах, до 56 % в углях и угленосных отложениях) и с высоким углеводородным потенциалом (НІ до 587 мг УВ/г $\text{C}_{\text{орг}}$). Они могут генерировать жидкие и газообразные УВ, что подтверждается и результатами углепетрографических исследований, указывающими на повышенные содержания в этих породах мацералов группы липтинита (8–20 %);

- породы верхнеэоцен-олигоценевого и неоген-четвертичного комплексов содержат кероген III типа и обладают низким газогенерационным потенциалом. В регионе исследования эти толщи не рассматриваются как основные НГМП, так как даже в наиболее погруженных частях Лаптевоморского осадочного бассейна они только подошли к термобарическим условиям, благоприятным для генерации УВ, или являются незрелыми в пределах всего бассейна.

Комплексирование полученных нами результатов геолого-геохимических исследований потенциальных НГМП с сейсморазведочными и другими данными позволяет существенно уточнить перспективы нефтегазонасыщенности региона. При этом уникальные данные об углеводородном (генерационном) потенциале углей, углистых и алевро-глинистых пород в разрезе осадочного чехла Лаптевоморского осадочного бассейна послужат основой для бассейнового анализа, моделирования формирования углеводородных систем и достоверного прогноза нефтегазонасыщенности.

ЛИТЕРАТУРА

- Аветисов Г.П. (2002). О границе литосферных плит на шельфе моря Лаптевых // ДАН, т. 385, № 6, с. 793–796.
- Баранов Б.В., Лобковский Л.И., Дозорова К.А., Цуканов Н.В. (2019). Система разломов, контролирующая метановые сипы на шельфе моря Лаптевых // ДАН, т. 486, с. 354–358.
- Богоявленский В.И., Казанин А.Г., Кишанков А.В., Казанин Г.А. (2021). Дегазация Земли в Арктике: комплексный анализ факторов мощной эмиссии газа в море Лаптевых // Арктика: экология и экономика, т. 11, № 2, с. 178–194, DOI: 10.25283/2223-4594-2021-2-178-194.
- Борукаев Г.Ч. (2017). Органическая геохимия палеозой-триасовых отложений острова Врангеля // Геология нефти и газа, № 4, с. 79–89.
- Вержбицкий В.Е., Малышев Н.А., Колюбакин А.А., Данилкин С.М., Ершова В.Б., Бородулин А.А., Обметко В.В., Комиссаров Д.К., Васильева И.С., Рогов М.А., Попова А.Б., Васильев В.Е., Александрова Г.Н., Суслова А.А., Никишин А.М. (2024). 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. Материалы LV Тектонического совещания. М., ГЕОС, т. 1, с. 80–87.
- Верниковский В.А., Добрецов Н.Л., Метелкин Д.В., Матушкин Н.Ю., Кулаков И.Ю. (2013). Проблемы тектоники и тектонической эволюции Арктики // Геология и геофизика, т. 54, № 8, с. 1083–1107, EDN: RAPIKT.
- Голионко Б.Г., Басилян А.Э., Никольский П.А., Костылева В.В., Малышев Н.А., Вержбицкий В.Е., Обметко В.В., Бородулин А.А. (2019). Складчато-надвиговые деформации о. Новая Сибирь (Новосибирские острова, Россия): возраст, морфология и генезис структур // Геотектоника, № 6, с. 46–64.
- Грамберг И.С., Деменицкая Р.М., Секретов С.Б. (1990). Система рифтогенных грабенов шельфа моря Лаптевых как недостающего звена рифтового пояса хребта Гаккеля – Момского рифта // Докл. АН СССР, т. 311, № 3, с. 689–694.
- Грекая Е.В., Дахнова М.В. (2010). Углеводородный потенциал угленосных отложений южного Сахалина // ДАН, т. 432, № 6, с. 801–804.

- Евдокимова Н.К., Яшин Д.С., Ким Б.И. (2008). Углеводородный потенциал отложений осадочного чехла шельфов восточно-арктических морей России (Лаптевых, Восточно-Сибирского и Чукотского) // Геология нефти и газа, № 2, с. 3–12.
- Заварзина Г.А., Шлыкова В.В., Шкарубо С.И., Поштацкая А.Г. (2014). Новые данные о тектонике Притаймырского шельфа моря Лаптевых // Разведка и охрана недр, № 4, с. 30–34.
- Зуева И.Н., Чалая О.Н., Глязнецова Ю.С., Лифшиц С.Х., Проккопьев А.В., Ершова В.Б., Васильев Д.А., Худoley А.К. (2019). Геохимические особенности битумопроявлений в нижне-среднедевонских отложениях северо-западной части о. Котельный (архипелаг Новосибирские острова) // Георесурсы, т. 21, № 3, с. 31–38, DOI: [10.18599/grs.2019.3.31-38](https://doi.org/10.18599/grs.2019.3.31-38).
- Имаева Л.П., Имаев В.С., Мельникова В.И., Козьмин Б.М. (2016). Новейшие структуры и тектонические режимы напряженно-деформированного состояния земной коры северо-восточного сектора Российской Арктики // Геотектоника, № 6, с. 3–22, DOI: [10.7868/S0016853X16060035](https://doi.org/10.7868/S0016853X16060035).
- Имаева Л.П., Гусев Г.С., Имаев В.С. (2019). Динамика рельефа и сейсмотектоническая активизация новейших структур дельты р. Лена // Геотектоника, № 5, с. 62–77, DOI: [10.31857/S0016-853X2019562-77](https://doi.org/10.31857/S0016-853X2019562-77).
- Козлова Е.В., Калмыков Г.А., Ганичев Д.И., Балушкина Н.С. (2015). Формы нахождения углеводородов в породах баженской свиты // Геофизика, № 3, с. 15–22.
- Конторович В.А., Калинин А.Ю., Калинин Л.М., Соловьев М.В. (2020). Геологическое строение и сейсмогеологическая характеристика континентальной окраины Сибирской платформы и шельфа моря Лаптевых // Нефтегазовая геология. Теория и практика, т. 15, № 4, с. 1–8, DOI: [10.17353/2070-5379/39_2020](https://doi.org/10.17353/2070-5379/39_2020).
- Костылева В.В., Моисеев А.В., Щепетова Е.В., Басилия А.Э., Голионко Б.Г., Никольский П.А., Хисамутдинова А.И., Малышев Н.А., Вержбицкий В.Е., Обметко В.В., Бородулин А.А. (2022). Результаты U-Pb датирования зерен детритового циркона из верхнемеловых отложений острова Новая Сибирь (Новосибирские острова, группа Анжу) // Литология и полезные ископаемые, № 3, с. 252–269, DOI: [10.31857/S0024497X22030041](https://doi.org/10.31857/S0024497X22030041).
- Косыко М.К., Бондаренко Н.С., Непомилуев В.Ф. (1985). Государственная геологическая карта СССР м-ба 1 : 200000. Серия Новосибирские острова. Листы Т-54-XXXI, XXXII, XXXIII; S-53-IV, V, VI; S-53-XI, XII; S-54-I, II, III; S-54-VII, VIII, IX, XIII, XIV, XV. Объяснительная записка. М., Севморгеология, 162 с.
- Крылов А.А., Лобковский Л.И., Рукавишников Д.Д., Баранов Б.В., Ковачев С.А., Дозорова К.А., Цуканов Н.В., Семилетов И.П. (2022). Новые данные о сейсмотектонике моря Лаптевых по наблюдениям донных сейсмостанций // Докл. РАН. Науки о Земле, т. 507, № 1, с. 98–103, DOI: [10.31857/S2686739722601582](https://doi.org/10.31857/S2686739722601582).
- Кузьмичев А.Б., Александрова Г.Н., Герман А.Б. (2009). Апт-альбские угленосные отложения на о. Котельный (Новосибирские острова): новые данные о строении разреза и игнимбритовом вулканизме // Стратиграфия. Геологическая корреляция, т. 17, № 5, с. 69–94.
- Лобковский Л.И., Никифоров С.Л., Дмитриевский Н.Н., Либина Н.В., Семилетов И.П., Ананьев Р.А., Мелузов А.А., Росляков А.Г. (2015). О процессах газовыделения и деградации подводных многолетнемерзлых пород на шельфе моря Лаптевых // Океанология, т. 55, № 2, с. 312–320.
- Лопатин Н.В., Емец Т.П. (1987). Пиролиз в нефтегазовой геохимии. М., Наука, 76 с.
- Малышев Н.А., Вержбицкий В.Е., Данилкин С.М., Колюбакин А.А., Ершова В.Б., Бородулин А.А., Обметко В.В., Комиссаров Д.К., Пашали А.А., Болдырев М.Л., Васильев И.С., Рогов М.А., Попова А.Б., Васильев В.Е., Новиков С.С., Гатовский Ю.А., Александрова Г.Н., Лидская А.В., Симакова А.Н., Лопатина Д.А., Бордунов С.И., Ступакова А.В., Суслова А.А., Никишин А.М., Лакеев В.Г., Лукашев Р.В. (2024а). Первые результаты стратиграфического бурения на северо-востоке моря Лаптевых // Докл. РАН. Науки о Земле, т. 515, № 1, с. 26–35, DOI: [10.31857/S2686739724030048](https://doi.org/10.31857/S2686739724030048).
- 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., Суслова А.А., Никишин А.М. (2024б). Технологические аспекты и опыт стратиграфического бурения в морях российской Арктики // Геология нефти и газа, № 3, с. 19–30, DOI: [10.47148/0016-7894-2024-3-19-30](https://doi.org/10.47148/0016-7894-2024-3-19-30).
- Малышев Н.А., Вержбицкий В.Е., Данилкин С.М., Колюбакин А.А., Ершова В.Б., Бородулин А.А., Обметко В.В., Комиссаров Д.К., Болдырев М.Л., Васильева И.С., Рогов М.А., Попова А.Б., Махова О.С., Ставицкая В.Н., Тимошенко Т.А., Алымов А.Н., Шейн В.А., Угрюмов А.С., Васильев В.Е., Гатовский Ю.А., Лакеев В.Г., Лукашев Р.В., Александрова Г.Н., Лидская А.В., Симакова А.Н., Лопатина Д.А., Бордунов С.И., Суслова А.А., Ступакова А.В., Никишин А.М. (2025). Стратиграфическое бурение на северо-востоке моря Лаптевых: основные результаты и дальнейшее развитие проекта // Геология и геофизика, т. 66, № 2, с. 160–179, DOI: [10.15372/GiG2024153](https://doi.org/10.15372/GiG2024153), EDN: [JRJZGV](https://www.edn.ru/jrjzgv).
- Методы петрографического анализа углей. (2014а). Ч. 2. Методы подготовки проб углей (соответствует международному стандарту ISO 7404-2:2009). М., Стандартинформ, 19 с.
- Методы петрографического анализа углей. (2014б). Ч. 3. Методы определения мацерального состава (соответствует международному стандарту ISO 7404-3:2009). М., Стандартинформ, 16 с.
- Методы петрографического анализа углей. (2014в). Ч. 5. Метод определения показателя отражения витринита с помощью микроскопа (соответствует международному стандарту ISO 7404-5:2009). М., Стандартинформ, 19 с.
- Никитенко Б.Л., Девятков В.П., Лебедева Н.К., Басов В.А., Горячева А.А., Пещевицкая Е.Б., Глинских Л.А. (2017). Стратиграфия юры и мела архипелага Новосибирские острова (море Лаптевых и Восточно-Сибирское море). Фациальное районирование и литостратиграфия // Геология и геофизика, т. 58, № 12, с. 1867–1885, DOI: [10.15372/GiG20171203](https://doi.org/10.15372/GiG20171203), EDN: [ZXOKWP](https://www.edn.ru/zxokwp).
- Пискарев А.Л., Аветисов Г.П., Киреев А.А., Казанин Г.С., Поселов В.А., Савин В.А., Смирнов О.Е., Элькина Д.В. (2018). Строение зоны перехода шельф моря Лаптевых–Евразийский бассейн (Северный Ледовитый океан) // Геотектоника, № 6, с. 3–24, DOI: [10.1134/S0016853X18060061](https://doi.org/10.1134/S0016853X18060061).
- Рубан А.С., Рудмин М.А., Мазуров А.К., Милевский Я.В., Семилетов И.П., Гершелис Е.В., Дударев О.В. (2021). Геохимические особенности донных осадков в областях разгрузки метан-содержащих флюидов на внешнем шельфе моря Лаптевых // Известия ТПУ. Инжиниринг георесурсов, т. 332, № 12, с. 76–89, DOI: [10.18799/24131830/2021/12/3374](https://doi.org/10.18799/24131830/2021/12/3374).
- Сергиенко В.И., Лобковский Л.И., Семилетов И.П., Дударев О.В., Дмитриевский Н.Н., Шахова Н.Е., Романовский Н.Н., Космач Д.А., Никольский Д.Н., Никифоров С.Л., Саломатин А.С., Ананьев Р.А., Росляков А.Г., Салок А.Н., Карнаух В.В., Черных Д.Б., Тумской В.Е., Юсупов В.И., Куриленко А.В., Чувиллин Е.М., Буханов В.А. (2012). Деградация подводной мерзлоты и разрушение гидратов шельфа морей Восточной Арктики как возможная причина «метановой катастрофы»: некоторые результаты комплексных исследований 2011 года // ДАН, т. 446, № 3, с. 330–335.
- Соколов С.Д., Лобковский Л.И., Верниковский В.А., Тучкова М.И., Сорохтин Н.О., Кононов М.В. (2022). Тектоника и геодинамика Восточной Арктики в мезозое // Геология и

- геофизика, т. 63, № 4, с. 389–409, DOI: [10.15372/GiG2021188](https://doi.org/10.15372/GiG2021188), EDN: [OWXXBP](https://www.edn.ru/OWXXBP).
- Тиссо Б., Вельте Д. (1981).** Образование и распространение нефти. М., Мир, 504 с.
- Труфанов Г.В., Белоусов К.Н., Непомилуев В.Ф. (1986).** Государственная геологическая карта СССР м-ба 1 : 200 000. Серия Новосибирские острова. Листы Т-54-XXXIV, XXXV, XXXVI; Т56-XXXIII; S-54-IV, V, VI, X, XI, XII; S-55-I, II, III, IV, V, VI, VII, VIII, IX, X, XI, XII; S-56-III, VII. Объяснительная записка. М., Мингео, 106 с.
- Юсупов В.И., Салюк А.Н., Карнаух В.Н., Семилетов И.П., Шахов Н.Е. (2010).** Обнаружение областей пузырьковой разгрузки метана на шельфе моря Лаптевых в Восточной Арктике // ДАН, т. 430, № 6, с. 820–823.
- Яшин Д.С., Ким Б.И. (2007).** Геохимические признаки нефтегазоносности Восточно-Арктического шельфа России // Геология нефти и газа, № 4, с. 24–35.
- Backman J., Moran K., McInroy D.B., Mayer L.A. (2006).** Expedition 302 summary // Proc. IODP, v. 302, p. 1–22. DOI: [10.2204/iodp.proc.302.101.2006](https://doi.org/10.2204/iodp.proc.302.101.2006).
- Drachev S.S., Shkarubo S.I. (2017).** Tectonics of the Laptev Shelf, Siberian Arctic // Geol. Soc. Spec. Publ., v. 460 (1), p. 263–283, DOI: [10.1144/SP460.15](https://doi.org/10.1144/SP460.15).
- Drachev S.S., Savostin L.A., Groshev V.G., Bruni I.E. (1998).** Structure and geology of the continental shelf of the Laptev Sea, Eastern Russian Arctic // Tectonophysics, v. 298 (4), p. 357–393, DOI: [10.1016/S0040-1951\(98\)00159-0](https://doi.org/10.1016/S0040-1951(98)00159-0).
- Drachev S.S., Malyshev N.A., Nikishin A.M. (2010).** Tectonic history and petroleum geology of the Russian Arctic Shelves: an overview, in: Petroleum Geology: From Mature Basins to New Frontiers. Proceedings of the 7th Petroleum Geology Conference (London, UK, 30 March–2 April, 2009). Geological Society, London, v. 2, p. 591–619, DOI: [10.1144/0070591](https://doi.org/10.1144/0070591).
- Espitalié J., Marquis F., Barsony I. (1984).** Geochemical Logging, in: Voorhees K.J. (Ed.). Analytical Pyrolysis. Techniques and Applications. Butterworth-Heinemann, Boston, p. 276–304, DOI: [10.1016/B978-0-408-01417-5.50013-5](https://doi.org/10.1016/B978-0-408-01417-5.50013-5).
- Espitalié J., Deroo G., Marquis F. (1986).** La pyrolyse Rock-Eval et ses applications. Troisième partie. // Rev. Inst. Fr. Pét., v. 41 (1), p. 73–89, DOI: [10.2516/ogst:1986003](https://doi.org/10.2516/ogst:1986003).
- Franke D., Hinz K. (2009).** Geology of the shelves surrounding the New Siberian Islands, Russian Arctic // Stephan Mueller Spec. Publ. Ser., v. 4, p. 35–44, DOI: [10.5194/smsps-4-35-2009](https://doi.org/10.5194/smsps-4-35-2009).
- Franke D., Hinz K., Block M., Drachev S., Neben S., Kos'ko M., Reichert C., Roeser H. (2000).** Tectonics of the Laptev Sea Region in North-Eastern Siberia // Polarforschung, v. 68, p. 51–58.
- Franke D., Hinz K., Oncken O. (2001).** The Laptev Sea Rift // Mar. Pet. Geol., v. 18 (10), p. 1083–1127, DOI: [10.1016/S0264-8172\(01\)00041-1](https://doi.org/10.1016/S0264-8172(01)00041-1).
- Grachev A.F. (2003).** The Arctic rift system and the boundary between the Eurasian and North American lithospheric plates: new insight to plate tectonic theory // Russ. J. Earth Sci., v. 5 (5), p. 307–345, DOI: [10.2205/2003ES000135](https://doi.org/10.2205/2003ES000135).
- Hunt J.M. (1991).** Generation of gas and oil from coal and other terrestrial organic matter // Org. Geochem., v. 17 (6), p. 673–680, DOI: [10.1016/0146-6380\(91\)90011-8](https://doi.org/10.1016/0146-6380(91)90011-8).
- Kos'ko M.K., Trufanov G.V. (2002).** Middle Cretaceous to Eocene sequences on the New Siberian Islands: an approach to interpret offshore seismic // Mar. Pet. Geol., v. 19 (7), p. 901–919, DOI: [10.1016/S0264-8172\(02\)00057-0](https://doi.org/10.1016/S0264-8172(02)00057-0).
- Kus J., Tolmacheva T., Dolezych M., Gaedicke C., Franke D., Brandes C., Blumenbers M., Piepjohn K., Pletsch T. (2015).** Organic matter type, origin and thermal maturity of Paleozoic, Mesozoic and Cenozoic successions of the New Siberian Islands, eastern Russian Arctic // Int. J. Coal Geol., v. 152, p. 125–146, DOI: [10.1016/j.coal.2015.11.003](https://doi.org/10.1016/j.coal.2015.11.003).
- Mazur S., Campbell S., Green C., Bouatmani R. (2015).** Extension across the Laptev Sea continental rifts constrained by gravity modeling // Tectonics, v. 34 (3), p. 435–448, DOI: [10.1002/2014TC003590](https://doi.org/10.1002/2014TC003590).
- Nikishin A.M., Petrov E.I., Malyshev N.A., Ershova V.P. (2017).** Rift systems of the Russian Eastern Arctic shelf and Arctic deep water basins: link between geological history and geodynamics // Geodyn. Tectonophys., v. 8 (1), p. 11–43, DOI: [10.5800/GT-2017-8-1-0231](https://doi.org/10.5800/GT-2017-8-1-0231).
- Nikishin A.M., Petrov E.I., Cloetingh S., Freiman S.I., Malyshev N.A., Morozov A.F., Posamentier H.W., Verzhbitsky V.E., Zhukov N.N., Startseva K. (2021).** Arctic Ocean Mega Project: Paper 3 – Mesozoic to Cenozoic geological evolution // Earth-Sci. Rev., v. 217, 103034, DOI: [10.1016/j.earscirev.2019.103034](https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2019.103034).
- Peters K.E. (1986).** Guidelines for evaluating petroleum source rocks using programmed pyrolysis // AAPG Bull., v. 70 (3), p. 318–329, DOI: [10.1306/94885688-1704-11D7-8645000102C1865D](https://doi.org/10.1306/94885688-1704-11D7-8645000102C1865D).
- Sekretov S.B. (2001).** Eurasian Basin – Laptev Sea geodynamic system: Tectonic and structural evolution // Polarforschung, v. 69, p. 51–54.
- Sobolev P., Franke D., Gaedicke C., Kus J., Scheeder G., Piepjohn K., Brandes C., Blumenberg M., Mouly B. (2016).** Reconnaissance study of organic geochemistry and petrology of Paleozoic-Cenozoic potential hydrocarbon source rocks from New Siberian Islands, Arctic Russia // Mar. Pet. Geol., v. 78, p. 30–47, DOI: [10.1016/j.marpetgeo.2016.09.005](https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2016.09.005).
- Stein R. (2007).** Upper Cretaceous/lower Tertiary black shales near the North Pole: Organic-carbon origin and source-rock potential // Mar. Pet. Geol., v. 24 (2), p. 67–73, DOI: [10.1016/j.marpetgeo.2006.10.002](https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2006.10.002).
- Wilkins R.W.T., George S.C. (2002).** Coal as a source rock for oil: a review // Int. J. Coal Geol., v. 50 (1–4), p. 317–361, DOI: [10.1016/S0166-5162\(02\)00134-9](https://doi.org/10.1016/S0166-5162(02)00134-9).