

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2025.4.21>

УДК 550.8.05, 550.849, 550.4.01

Прогноз и оценка генерационного потенциала нефтегазоматеринских пород осадочного чехла Восточно-Арктических акваторий

Е.А. Лавренова

Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, Москва, Россия
e-mail: lavrenovaelena@mail.ru

В пределах акваторий Восточной Арктики, на основании совместного анализа результатов палеогеографических реконструкций и опубликованных материалов геохимических исследований пород сопредельной суши, выявлены вероятные нефтегазоматеринские толщи в отложениях верхнего мела, палеоценена-эоценена, олигоцена-раннего миоцена, построены прогнозные карты их распространения и геохимических свойств. С использованием методов численного моделирования рассчитаны карты современной зрелости материнских пород, оценен их генерационный и эмиграционный потенциал, установлены вероятные очаги генерации углеводородов в пределах Восточно-Арктического шельфа. Полученные результаты формируют концептуальную основу для дальнейшей оценки перспектив нефтегазоносности, районирования изучаемой территории и эффективного планирования геологоразведочных работ.

Ключевые слова: Восточно-Сибирское море, Чукотское море, море Лаптевых, углеводородный потенциал, нефтегазоматеринские толщи, геохимические характеристики

Для цитирования: Лавренова Е.А. (2025). Прогноз и оценка генерационного потенциала нефтегазоматеринских пород осадочного чехла Восточно-Арктических акваторий. *Георесурсы*, 27(4), с. 177–191. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.4.21>

Введение

Недра Восточной Арктики обладают значительным, но сложным для геологического изучения и разведки углеводородным потенциалом. Успешное освоение этой территории возможно только при условии высокой эффективности геологоразведочных работ, которая обеспечивается надежной геологической основой, включая модели генерационно-аккумуляционных углеводородных систем (ГАУС).

Нефтегазоматеринские породы относятся к ключевым элементам ГАУС (Magoon, Dow, 1994) и в значительной степени определяют их возможный углеводородный потенциал. Область распространения нефтегазоматеринских толщ (НГМТ), их исходные геохимические характеристики контролируются обстановками осадконакопления. Реализация генерационного потенциала материнскими породами зависит от тектонического и теплового режимов бассейна.

Присутствие НГМТ в разрезе осадочного чехла акваторий Восточной Арктики допускается многими исследователями, которые, опираясь на геохимические данные по сопредельной суше, оценивают их углеводородный

потенциал (Грушевская, Уварова, 2020; Евдокимова и др., 2007; Полякова и др., 2017; Ступакова и др., 2017). Однако в отсутствие пространственно-временной геологической модели осадочного чехла, обеспечивающей обоснованную экстраполяцию геохимических свойств пород, надежность такого прогноза не высокая.

Очевидно, что отсутствие скважин глубокого бурения в пределах акваторий Восточной Арктики существенно затрудняет картирование НГМТ в разрезе осадочного чехла. Однако, опираясь на региональную структурную модель, палеогеографические реконструкции и привлекая данные о геохимических характеристиках пород на сопредельной континентальной и островной суше, можно прогнозировать их распространение и свойства в составе осадочного чехла; затем, используя аппарат численного моделирования, реконструировать их термическую эволюцию и реализацию генерационного потенциала. Описанный методический прием применен в ходе выполнения настоящего исследования, целью которого является прогноз и изучение углеводородного потенциала вероятных НГМТ в разрезе осадочного чехла Восточно-Арктического шельфа. Основные решаемые задачи включали: выделение в разрезе и построение карт геохимических характеристик прогнозируемых нефтегазоматеринских толщ, реконструкцию их термической эволюции, оценку объемов генерированных и эмигрировавших углеводородов, изучение влияния неопределенностей теплового режима

© 2025 Е.А. Лавренова

Статья находится в открытом доступе и распространяется в соответствии с лицензией Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

осадочных бассейнов на реализацию генерационного потенциала изучаемых НГМТ, выделение очагов генерации углеводородов.

Характеристика объекта исследования

Область исследования охватывает акватории Восточно-Сибирского, Чукотского морей, а также моря Лаптевых (рис. 1).

Восточно-Арктические акватории принадлежат к шельфовой области Северного Ледовитого океана, которая с севера граничит с Евразийским и Амеразийским бассейнами. Евразийский бассейн представляет собой впадину с океанической корой и является продолжением атлантической рифтовой системы. Вопрос о типе земной коры Амеразийского бассейна остается дискуссионным.

Восточно-Арктические акватории относятся к слабоизученным территориям. Шельфы Российского сектора изучены в основном геофизическими (гравиметрическими, магнитометрическими, сейсмическими) методами. Всего в пределах исследуемого участка шельфа, площадью около 2.7 млн кв. км, за счет средств федерального бюджета сервисными компаниями АО «МАГЭ», АО «Севморнефтегеофизика», АО Дальморнефтегеофизика, АО «Союзморгео», АО «Росгеология» выполнено 166 313 пог. км

2D сейсморазведки, из которых 112 883 пог. км – в море Лаптевых. При этом большая часть сейсмических данных получена в течение последних 10 лет с применением современных методов и технологий, что обеспечивает высокую надежность собранной геологической информации. В настоящее время основные неопределенности геологической модели связаны с отсутствием скважин глубокого бурения на шельфе, которые, в свою очередь, затрудняют стратиграфическую привязку отражающих горизонтов, прогнозирование вещественного состава осадочных комплексов, изучение теплового режима осадочных бассейнов.

Осадочный (плитный чехол) в пределах исследуемой территории включает четыре крупных осадочных комплекса: аптско-верхнемеловой, палеоцен-эоценовый, олигоценовый и миоцен-четвертичный, разделенных региональными поверхностями несогласия, соотносимыми с глобальными тектоническими событиями: коллизией Сибирской платформы и Аляскинско-Чукотского микроконтинента (предаптское несогласие), рифтогенезом в котловине Макарова-Подводников (на рубеже мела и палеогена), рифтогенезом (на рубеже эоцена и олигоцена) и началом постстратового погружения (в начале миоцена) в Евразийском бассейне (Лавренова и др., 2024).

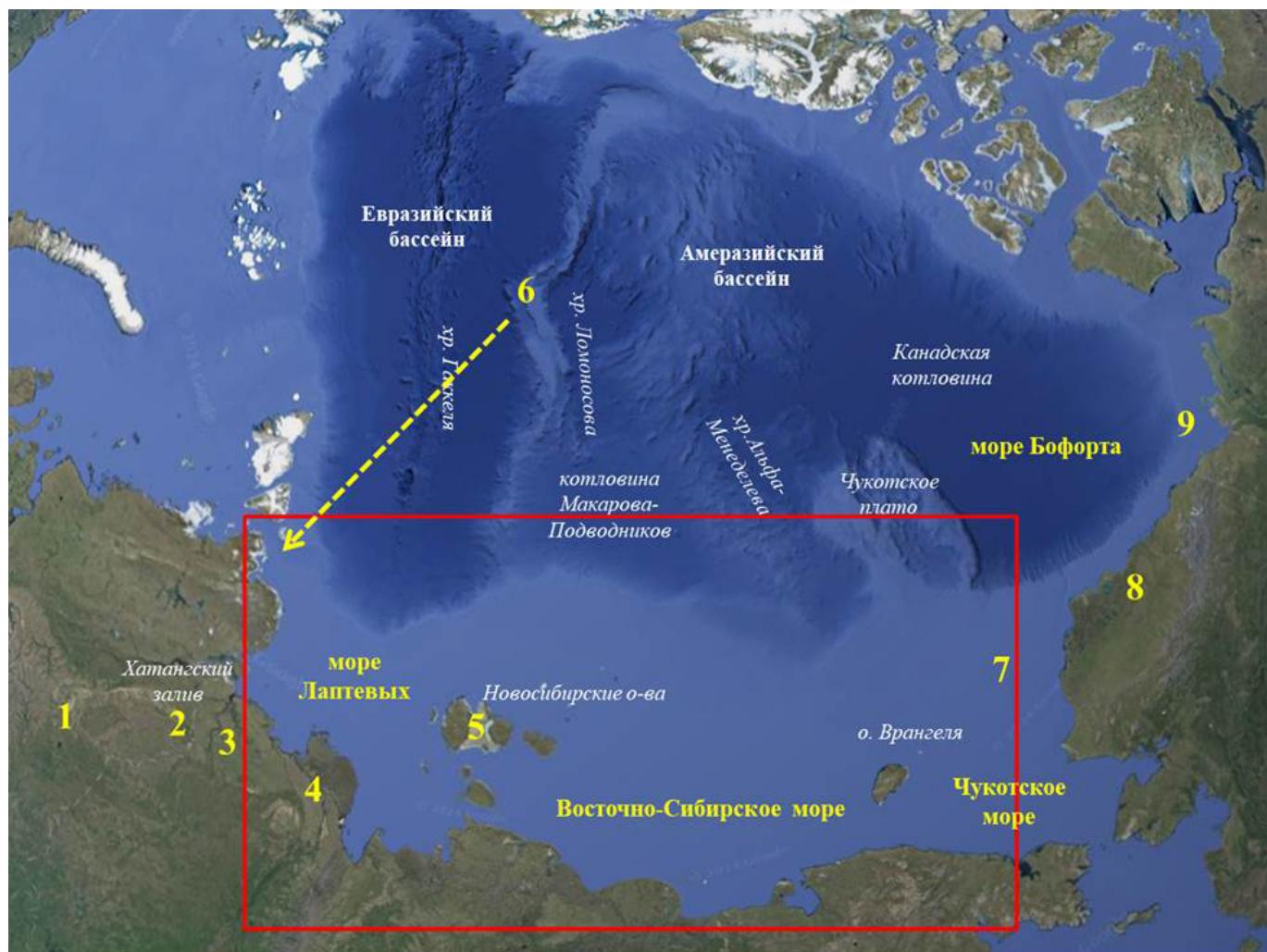


Рис. 1. Схема расположения пунктов изучения геохимических свойств мезозойских и кайнозойских отложений Восточной Арктики: 1 – Енисей-Хатангский прогиб, 2 – Лено-Анабарский прогиб и Анабаро-Хатанская седловина, 3 – Оленекская зона, 4 – дельта р. Лена, 5 – о. Котельный, 6 – скважины ACEX, 7 – разведочные скважины американского сектора Чукотского моря, 8 – Северный склон Аляски, 9 – дельта р. Маккензи. Область исследования обозначена на рисунке красным прямоугольником.

Отложения плитного чехла, изученные в обнажениях на островной и континентальной суще, а также в картировочных скважинах, представлены терригенными образованиями мелководно-морского и континентального генезиса.

Материалы и методы

Основу настоящего исследования составила подготовленная ранее (Лавренова и др., 2024) цифровая пространственно-временная модель формирования осадочного чехла Восточно-Арктических акваторий (рис. 2). Ее структурную основу составляют поверхности несогласия, которые делят плитный чехол на четыре крупных структурно-стратиграфических комплекса (слоя модели): апта-верхнемеловой, палеоцен-эоценовый, олигоценовый и миоцен-четвертичный. Модель охватывает акватории морей Восточно-Сибирского, Чукотского и Лаптевых. Ее структурный каркас формируют гриды поверхностей с размером ячейки 1×1 км. В процессе настоящего исследования модель использовалась для back-stripping анализа¹, выделения, изучения этапов и скоростей погружения депоцентров осадконакопления, расчёта степени зрелости органического вещества потенциальных НГМТ, процессов генерации и эмиграции углеводородов, в том числе с использованием технологии численного моделирования бассейнов и углеводородных систем.

В отсутствие скважин глубокого бурения на акватории региональные палеогеографические реконструкции являются ключевым элементом прогноза условий осадконакопления и вещественного состава отложений. В качестве геологической основы при построении карт обстановок осадконакопления использовались карты мощностей основных осадочных комплексов (Лавренова и др., 2024), материалы геологической съемки на прилегающей островной и континентальной суще, результаты изучения вещественного и фаунистического состава отложений в скважинах и обнажениях, сейсморазведочные данные (профили МОГТ 2D), опубликованные и фондовые материалы, содержащие информацию о палеогеографических условиях в пределах области исследований (Backman, Moran, 2009; Palma et al., 2021; Полякова и др., 2013; Полякова и др., 2017; Morrell et al., 1995; Stein et al., 2006; Stein, 2007; O'Regan et al., 2008; Полякова и др., 2013; Dixon et al., 2019; Houseknecht et al., 2016; Somme et al., 2018; Ступакова и др., 2017).

Использованная методика палеогеографических реконструкций предусматривает предварительное выделение палеогеографических доменов на основе анализа карт толщин. Основу анализа составляет предположение о наличии аккомодационного пространства, сформированного до начала осадконакопления анализируемого стратиграфического комплекса. Это аккомодационное

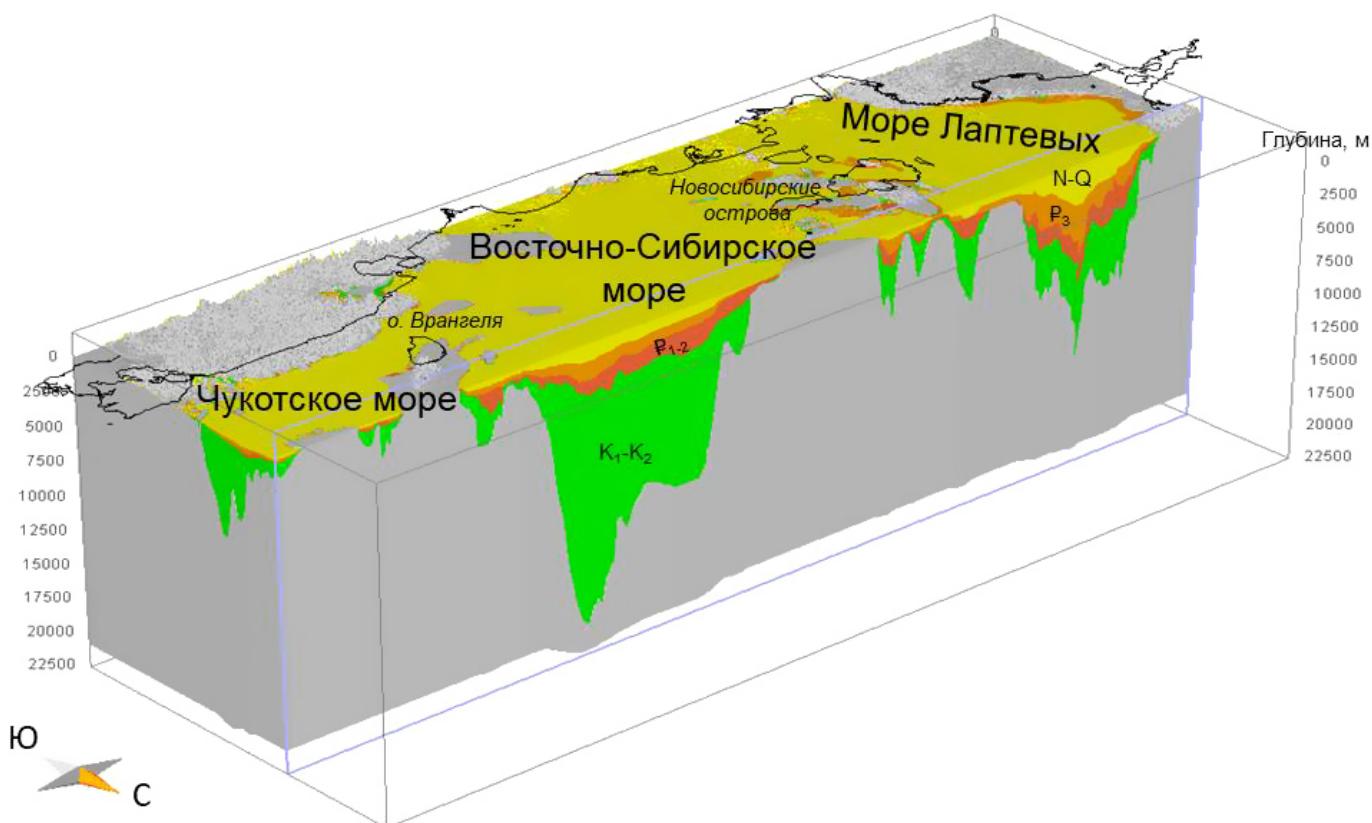


Рис. 2. Цифровая модель геологического строения осадочного чехла Восточно-Арктических акваторий. Основные осадочные комплексы включают отложения апта-верхнего мела, (K₁-K₂), палеоцен-эоцена (P₁₋₂), олигоцена (P₃) и миоцена-квартера (N-Q) по (Лавренова и др., 2024)

¹Backstripping-анализ – методика восстановления истории погружения осадочного бассейна, учитывающая временные рамки этапов погружения, уплотнение пород с глубиной, изменение палеобатиметрии бассейнов осадконакопления и предусматривающая определение изостатической и текtonической составляющих погружения.

пространство последовательно уменьшается за счет поступления осадочного материала по мере формирования комплекса.

При этом при условии компенсированного осадконакопления, мощность формируемых отложений прямо пропорциональна размеру исходного аккомодационного пространства. Распределение пространства по площади бассейна определяется вариациями глубин и, таким образом, контролируется палеогеографическими обстановками. Чем больше глубина бассейна, тем больше аккомодационное пространство. Как правило, в бассейне существует дистальная наиболее глубоководная часть, которая включает одну или несколько изометричных котловин. Такие котловины выделяются по замкнутой изолинии увеличенных мощностей. Изогипса с нулевым значением мощности изучаемого стратиграфического комплекса в первом приближении может рассматриваться в качестве береговой линии палеобассейна, отделяющей континентальные обстановки осадконакопления от аквальных. Между глубоководной областью и береговой линией располагаются промежуточные палеогеографические домены. Их глубины на первом этапе устанавливаются условно, из предположения, что мощность накопленных осадков в общем случае контролируется исходной глубиной бассейна. Снижение неопределенности в части установления глубин достигается за счет привлечения дополнительной (в данном исследовании – опубликованной) геологической информации: результатов прямого изучения пород соответствующего возраста в скважинах и обнажениях, включая гранулометрический, фациальный, микрофаунистический, палинологический, минералогический, геохимический и др. анализы. Положение пунктов изучения пород выносится на предварительную палеогеографическую карту, и выполняется анализ соответствия установленной по картам толщин зональности результатам изучения пород и последующая корректировка положения доменов.

Сейсмические данные привлекаются в качестве косвенной характеристики геологического строения осадочного разреза. Одним из наиболее информативных и хорошо идентифицируемых признаков осадконакопления, наблюдавшихся на сейсмических разрезах, являются клиноформы, которые представляют собой проградирующий в сторону бассейна клин осадков. В рамках прошедшего сейсмофациального анализа клиноформное строение изучаемого комплекса рассматривалось в качестве признака, указывающего на аквальные обстановки осадконакопления. Высота, а также особенности строения клиноформ (сигмовидная, черепицеобразная, косослоистая тангенциальная косослоистая параллельная, наличие или отсутствие несогласия в фондоформной части и др.) использовались для прогноза глубины палеобассейна, его гидродинамического режима, положения источников сноса осадочного материала.

Прогноз наличия нефтегазоматеринских толщ в разрезе осадочного чехла Восточно-арктических морей России выполнен на основании опубликованных (Dixon et al., 2019; Полякова и др., 2013; Moran et al., 2006; Stein et al., 2007; Morrell et al., 1995; Palma et al., 2021; Masterson et

al., 2021; Peters et al., 2006 и др.) и фондовых геохимических данных с учетом выполненных в рамках настоящего исследования палеогеографических реконструкций. Расположение районов изучения геохимических свойств отложений изображено на рис.1. Большинство из них располагается за пределами области исследований. Экстраполяция геохимических характеристик проводилась с учетом принадлежности к осадочным бассейнам и палеогеографических условий. Например, в соответствии с современными представлениями о происхождении хребта Ломоносова, он представляет собой отколившийся в олигоцене блок Баренцевско-Карской континентальной окраины. Это позволяет использовать результаты изучения меловых и палеоцен-эоценовых отложений в скважинах ACEX – The Arctic Coring Expedition (Backman, Moran, 2009; Stein et al., 2006; Stein, 2007) для характеристики геохимических свойств пород притаймырской части моря Лаптевых.

При моделировании в соответствии с прогнозируемыми геохимическими характеристиками органического вещества изучаемых НГМТ использовались кинетические реакции для II и III типа керогена (Burnham, 1989). В отсутствие данных, позволяющих построить карты распределения толщин НГМТ, в модели мощность материнских толщ принята равной 50 м, что представляется приемлемым прогнозом на основании имеющихся эмпирических данных для бассейнов с установленными НГМТ. Например, мощность баженовской свиты составляет 50 м, общая мощность кумской свиты варьирует от 20 до 200 м, однако толщины битуминозных мергелей составляют 25–50 м. В нефтегазоматеринских майкопских отложениях производящей УВ является только хадумская свита мощностью 80–100 или 50–80 м в зависимости от региона и т.д.

Измерения теплового потока непосредственно в пределах изучаемой территории не выполнялись, поэтому этот параметр определялся с учетом особенностей геодинамического режима бассейнов (Лавренова и др., 2024) и типичных для соответствующего режима значений теплового потока. В пределах изучаемой территории выделяются две области, которые могут различаться тепловым режимом: южное замыкание рифтовой системы хребта Гаккеля с относительно повышенным тепловым ($70-75 \text{ мВт}/\text{м}^2$) потоком, характерным для пассивных континентальных окраин стадии постстрифового погружения, а также остальная территория в пределах молодых платформ Лаптевской и Восточно-Сибирской с тепловым потоком около $60-65 \text{ мВт}/\text{м}^2$. С целью изучения влияния неопределенностей теплового режима бассейнов на реализацию генерационного потенциала НГМТ рассчитывались две модели: «модель А» с вариациями теплового потока $60/70 \text{ мВт}/\text{м}^2$ и «модель Б» с вариацией теплового потока $65/75 \text{ мВт}/\text{м}^2$ для платформ и южного замыкания рифтовой системы, соответственно.

В рамках настоящего исследования, границы очагов генерации углеводородов определялись по карте их удельных плотностей эмиграции, рассчитанных в рамках настоящего исследования. При этом, к очагу относили области с положительными значениями удельной плотности эмиграции углеводородов.

Характеристика условий осадконакопления, вещественного состава и геохимических свойств пород плитного чехла Восточной Арктики по литературным данным

В соответствии с результатами плитотектонических реконструкций (Dore et al., 2015), в середине мела в Арктике произошла крупная регрессия, обусловленная закрытием Южно-Антарктического океана, сопровождавшимся коллизией Сибирского кратона с Колымо-Омолонской и Аляскинско-Чукотской микроплитами (Somme et al., 2018). В связи с этим, во второй половине мела на большей части изучаемой территории были развиты континентальные условия. Крупный глубоководный морской бассейн окраинного типа, имевший связь с Канадской котловиной, располагался в северной части современного шельфа Восточно-Сибирского моря (Somme et al., 2018).

Вещественный состав верхнемеловых отложений, в пределах восточно-арктического региона изучен в обнажениях на сопредельной островной и континентальной суще, в скважинах на южном побережье моря Лаптевых, в американском секторе Чукотского моря, а также в скважинах ACEX, расположенных на подводном хребте Ломоносова.

С позиций палеографии пункты изучения вещественного состава пород характеризуют в основном континентальные и мелководно-морские условия накопления верхнемеловых отложений, где они представлены преимущественно грубозернистыми отложениями: песками, песчаниками, аргиллитами и песчанистыми глинами (Moran et al., 2006). Особый интерес для прогноза обстановок осадконакопления в позднемеловое время представляют результаты изучения кампанских отложений, вскрытых скважиной ACEX, т.к. до раскрытия Евразийского бассейна (53–55 млн лет назад) хребет Ломоносова и входил в состав евразийского континента (Moran et al., 2006). Меловые породы в скважине представлены темными глинами, песчанистыми в основании, которые формировались в прибрежно-морских аноксических обстановках (Stein, 2007).

На региональном уровне палеогеографические условия во второй половине мела не способствовали формированию нефтегазоматеринских отложений с хорошим генерационным потенциалом. Геохимические характеристики верхнемеловых (сантон-коньяк) пород, формировавшихся в континентальных обстановках прибрежной низменности и мелководно-морских условиях изучены в картировочной скважине 3 (Houseknecht et al., 2016), расположенной на шельфе Чукотского моря. Отложения представлены песками, алевритами и туфовыми аргиллитами с прослойями туфов и характеризуются низкими значениями C_{opr} 0.6% и НИ 17 мгУВ/г породы. Пиролитические показатели S_1 и S_2 составляют 0.03 и 0.1 мгУВ/г породы соответственно. При этом установлено, что сеноманские породы бассейна Бофорта-Маккензи, составляющего апекс Канадской котловины, являются нефтегазоматеринскими (Dixon et al., 2019). Эти отложения (формации Боундари Крик, Смокинг Хилс и Мэзон Ривер) небольшой мощности, представленные глинами с высоким (до 12%) содержанием органического вещества, сформировались на ранней стадии пострифового погружения в дистальных обстановках внешнего шельфа и склона с низкими

скоростями осадконакопления. И.Д. Полякова с соавторами приводят следующие геохимические характеристики формаций Боундари Крик и Смокинг Хилс ранней (МК₁) степени зрелости, содержащие кероген смешанного типа: содержание органического углерода в породах варьирует от 2 до 7.8% при среднем – 4.1%; водородный индекс изменяется от 100 до 460 мг УВ/г породы при среднем – 230; пиролитический показатель S_1 находится в диапазоне от 0.9 до 3.1 мг УВ/г породы (Полякова и др., 2013).

По данным Р. Штайн, изученные пиролитическим методом незрелые меловые породы из скважины ACEX содержат 1–2% C_{opr} , водородный индекс не превышает 200 мг УВ/г породы. По совокупности геохимических показателей автор относит породы к потенциально газогенерирующими с низким потенциалом (Stein, 2007).

В конце мела начался рифтогенез в котловине Макарова-Подводников, который обусловил структурную перестройку в регионе и формирование регионального несогласия, установленного, в том числе, в скважинах ACEX. Вскрытые на этой границе отложения представлены песчанистыми глинами, алевритистыми песками с включениями песчаников. Обстановки осадконакопления пород соответствуют мелководно-морским проксимальным. По мнению (Moran et al., 2006; Backman, Moran, 2009) со ссылкой (O'Regan et al., 2008), часть хребта Ломоносова в районе скважин все еще входила в состав Евразийской континентальной окраины в течение раннего эоцена, т.е. уже после начала рифтогенеза в Евразийском бассейне.

На основании изучения видового состава фауны и вещественного состава отложений К. Моран с соавторами характеризуют морской бассейн в раннем палеогене (конец палеоцена до середины эоцена) как теплый, свободный от льда, солоноватый и биологически продуктивный. В течение раннего эоцена в Арктическом бассейне произошли два гипертермических события: PETM (Paleocene-Eocene Thermal Maximum, 55 млн лет назад) и ETM2 (Eocene Thermal Maximum 2, 53 млн лет назад). Температура поверхности моря в период эоценового термического максимума (PETM) поднялась до 24 °C, тогда как непосредственно до и после климатического события составляла 18 °C. Столь же важным, как и чрезвычайное потепление, являются доказательства географической изолированности палеогенового арктического бассейна с относительно влажным климатическим режимом, которые опираются на результаты плитотектонических реконструкций для этого времени и подтверждаются наличием в отложениях темных, богатых органикой осадков, с обильными включениями остатков рыб, видовым составом динофлагеллят и кремнистых микрофоссилий, а также отсутствием следов роющих организмов и бентоса. Отмеченные факты свидетельствуют о полузамкнутой среде бассейна с устьевой циркуляцией и кратковременными (возможно, сезонными) колебаниями пресных и солоноватых условий.

Ближе к середине эоцена соленость Арктического бассейна значительно снизилась. Максимум опреснения соотносится с кратковременным (0.8 млн лет) событием «Azolla» (Moran et al., 2006; Backman, Moran, 2009). Это привело к стратификации водной толщи с опресненным верхним слоем и соленым нижним, что, в свою очередь, обусловило сезонную или даже многолетнюю придонную гипоксию и аноксию («эвксинские» условия). Скорости

осадконакопления в это время увеличились, как предполагается, в связи с увеличением речного стока и поставкой терригенного материала, и составляли 1–2 см/млн лет, что на порядок выше современных в центральной части Северного Ледовитого океана (Moran et al., 2006; Backman, Moran, 2009).

Источником органического вещества верхнепалеоценовых осадков, представленных аргиллитами, являются в основном водоросли, тогда как ОВ более молодых отложений раннего и среднего эоцена формировалось с участием высшей растительности. Осадочный материал накапливался в гидродинамически спокойных мелководных обстановках, периодически в условиях дефицита кислорода, о чем свидетельствует наличие тонких (первые миллиметры) прослоев черных сланцев с высоким содержанием пирита (Stein et al., 2006; Stein, 2007).

В начале эоцена (около 49 миллионов лет назад) бассейн, как считается, характеризовался пресными, относительно прохладными (10–14 °C) поверхностными водами. Наличие пресной воды в Арктике в это время могло способствовать образованию морского льда, что увеличило альbedo и способствовало глобальному похолоданию. Особенности осадконакопления в этот период времени способствовали накоплению и сохранению органического углерода в осадках, в том числе, в условиях мелководья (Moran et al., 2006; Backman, Moran, 2009).

С середины эоцена в регионе началось похолодание, однако «эвксинские» условия, обусловленные высокой стратификацией водной толщи, сохранились вплоть до начала миоцена, когда в связи с открытием пролива Фрама, Северный Ледовитый океан перестал быть изолированным (Moran et al., 2006; Backman, Moran, 2009).

По данным Р. Штайна с соавторами (Stein et al., 2006), среднеэоценовые осадки в скважинах ACEX имеют темно-серо-черную окраску из-за повышенного содержания (1–5%) C_{org}. Наиболее высокие концентрации (до 14%) наблюдаются в нижней части миоценовых отложений, залегающих с перерывом на нижележащих – эоценовых. По соотношению концентраций углерода и серы в отложениях Р. Штайн пришел к выводу, что «эвксинские» условия (вертикальная стратификация солености водной толщи, сопровождающаяся гипоксией, аноксией) в бассейне начались вскоре после события PETM и продолжались на протяжении около 10 млн лет, в период раннего–среднего эоцена. При этом, образцы, проанализированные из нескольких черных прослоев в основании раннего миоцена, также характеризуются «эвксинскими» условиями накопления (Backman, Moran, 2009). Поскольку «эвксинские» условия характеризуют отложения с каждой стороны среднекайнозойского перерыва, охватывающего олигоцен в скважинах ACEX, Дж. Бэкман и К. Моран, предположили, что эти условия существовали также и в течение временного интервала, представленного перерывом, тем самым увеличивая продолжительность этого периода с 10 до 37 млн лет. Результаты пиролитических исследований образцов из скважин ACEX показали, что богатые органическим углеродом отложения среднего эоцена обладают хорошим генерационным потенциалом и являются нефтегазоматеринскими породами. Однако, судя по измеренным значениям T_{max} и отражательной способности витринита, породы являются незрелыми (Stein, 2007).

Четыре интервала в нижней части третичной клиноформы бассейна Бофорта–Маккензи, которые формировались в фациальных обстановках (дельтовой равнины, фронта дельты, продельты), по данным (Morrell et al., 1995), могут рассматриваться в качестве потенциальных НГМТ для одновозрастных залежей в пределах бассейна. В литологическом отношении это глины продельты, которые содержат существенную примесь органического вещества наземного происхождения. Однако в породах также присутствует кероген в форме резинита, способного генерировать жидкие углеводороды, на ранних стадиях зрелости органического вещества. Содержание C_{org} в этих отложениях редко превышает 2%, однако способность третичных шельфовых глин генерировать значительные объемы нефтяных УВ продемонстрирована на примере месторождения Амаулугак (Amauligak), где генетическая связь нефтяных залежей и третичных НГМТ подтверждена биомаркерным анализом (Morrell et al., 1995).

По данным И.Д. Поляковой с соавторами (Полякова и др., 2013), палеогеновые отложения бассейна Бофорта–Маккензи характеризуются хорошим генерационными свойствами. Так, нижнепалеогеновые отложения формаций Фиш Ривер, Аклак, Таглу, Ричардс ранней (ПК–МК₁) стадии зрелости содержат кероген II или смешанного II/III типов. Содержание органического углерода в породах варьирует от 2 до 8.5% и в среднем составляет 3.5%. Водородный индекс достигает 600 мг УВ/г породы при среднем значении – 200 мг УВ/г породы.

Кроме этого, недавние исследования показали, что палеогеновые нефтегазоматеринские породы являются основным источником УВ резервуаров Сагаваниркток (в скв. Кувлум 1), а также резервуаров формаций Каннинг (Canning) и Франклиниан (в скв. Стinson 1) на Северном склоне Аляски. Также нефтепроявления из обнажений на побережье Арктического национального парка США содержат биомаркеры, указывающие на их третичный источник (Palma et al., 2021). Хотя на Аляске нефтегазоматеринские свойства палеогена не изучены, предполагается, что наиболее вероятной НГМТ является глинистая толща формации Каннинг (Canning Fm), представленная глинами, сформированными в периоды наиболее значительных трансгрессий (Palma et al., 2021). При этом третичные отложения, вскрытые скважиной Клондайк в американском секторе Чукотского моря, характеризуются невысоким содержанием углерода (около 1%) и содержат кероген III типа. По результатам геохимических исследований они отнесены к газогенерирующим толщам с удовлетворительным и хорошим потенциалом.

В миоцене в связи с открытием пролива Фрама в Северном Ледовитом океане происходит смена восстановительных обстановок на окислительные. По данным Бэкман с соавторами (Backman, Moran, 2009) средне–верхнемиоценовые отложения на Хребте Ломоносова формировались в окислительных обстановках и содержат мало органического углерода, что не позволяет рассматривать их в качестве потенциально нефтегазоматеринских пород.

С учетом изложенного, в пределах изучаемой территории потенциальные НГМТ прогнозируются в породах плитного чехла на трех стратиграфических уровнях: в верхнем мелу, палеоцене–эоцене и на рубеже олигоцена и миоцена.

Результаты

Как показали результаты выполненных в рамках настоящего исследования палеогеографических реконструкций, во второй половине мела в пределах изучаемых акваторий Восточной Арктики преобладали континентальные, включая области аккумуляции и денудации, а также литоральные (прибрежные, периодически затапливаемые морем) обстановки осадконакопления (рис. 3А). Небольшие замкнутые мелководные водоемы, вероятно, существовали в центральной части моря Лаптевых. Значительный по размерам морской глубоководный Дремхедско-Северо-Чукотский бассейн располагался в северной части современного шельфа Восточно-Сибирского моря. Он характеризуется высокими скоростями седиментации. Формирующееся аккомодационное пространство компенсировалось значительными объемами осадочного материала, поступающего с юго-запада, что обеспечило быстрое продвижение проградирующего клина осадков в северо-восточном направлении.

С учетом имеющейся геохимической информации (Полякова и др. 2013) и полученных представлений о развитии позднемеловых осадочных бассейнов, можно предполагать развитие НГМТ, содержащих смешанный кероген с хорошим генерационным потенциалом на жидкие углеводороды, в отложениях Восточно-Сибирского моря. Отложения могли формироваться в дистальных относительно глубоководных частях палеобассейна в основании клиноформы. По аналогии с бассейном Бофорта-Маккензи они могут содержать около 4% органического углерода, водородный индекс – 230 мг УВ/г породы. Учитывая результаты изучения пород в скважинах ACEX (Stein, 2007), при наличии аноксических обстановок в замкнутых водоемах, выделяемых в центральной части моря Лаптевых, возможно развитие газопроизводящих НГМТ, содержащих около 1% органического углерода, водородный индекс – 150 (рис. 4А).

В палеоцене-эоцене, по сравнению с предыдущим этапом развития, сократилась площадь суши, и на большей части изучаемой территории формирование осадков проходило в условиях литорали (рис. 3Б). Скорости формирования аккомодационного пространства снизились. При этом объемы поступающего в бассейны осадочного материала, по-видимому, оставались значительными, что привело к постепенному заполнению впадин, унаследованных от позднемелового этапа, и, как следствие, их фрагментации. Вместо единого в позднем мелу, глубоководного Дремхедско-Северо-Чукотского бассейна, сформировались два мелководных водоема. Один из них, сохранивший связь с океаном, располагался в северной части шельфа Восточно-Сибирского моря, другой представлял собой замкнутый водоем, находившийся к западу от Новосибирских островов.

В олигоцене в Лаптевоморском сегменте изучаемой территории произошло углубление бассейна седиментации с формированием вытянутой относительно глубоководной области в его центральной части (рис. 3В). На фоне продолжающегося растяжения в рифтовой зоне хребта Гаккеля произошло углубление водоема и заполнение его клиноформными отложениями, к северу от Новосибирских островов. В пределах Восточно-Сибирского шельфа, вовлеченного в пострифтовое погружение после завершения

рифтогенеза в котловине Макарова-Подводников, формируется неглубокое окраинное море.

Как показали исследования К. Моран с соавторами (Moran et al., 2006; Backman, Moran, 2009), в период с конца палеоцена до начала миоцена Северный Ледовитый океан представлял собой изолированный бассейн, что обусловило повсеместное развитие специфических гидрохимических условий: стратификацию водной толщи и аноксические («эвксинские») обстановки. Такие обстановки, в сочетании с высокой биопродуктивностью, обеспечили благоприятные условия для формирования НГМТ с хорошими генерационными характеристиками. Приведенные в предыдущем разделе результаты геохимических исследований показывают, что палеогеновые отложения являются регионально нефтегазоматеринскими. С учетом опубликованных данных, характеризующих генерационные свойства палеогеновых пород, и результатов выполненных палеогеографических реконструкций, в прибрежных и мелководных обстановках прогнозируется развитие НГМТ с содержанием органического углерода 2% и значениями водородного индекса около 200 мг УВ/г породы. В области сублиторали можно ожидать улучшения геохимических характеристик вероятных НГМТ: до 3% C_{opr} и до 400 мг УВ/г породы НИ (рис. 4Б, В).

В результате проведенного численного моделирования реконструирована термическая эволюция прогнозируемых нефтегазоматеринских пород, и оценен их генерационный потенциал (рис. 5–8).

ОВ верхнемеловых пород, распространенных в центральной части моря Лаптевых и северной части шельфа Восточно-Сибирского моря, характеризуется высокой современной зрелостью, соответствующей стадии MK₄-MK₅ (рис. 5А-1, Б-1). Генерация углеводородов в настоящее время возможна в бортовых частях крупных впадин. На большей части территории распространения НГМТ ее генерационный потенциал полностью реализован (рис. 5А-2, Б-2). В пределах изучаемой территории Восточной Арктики прогнозируются два крупных очага генерации углеводородов: «Лаптевский» и «Восточно-Сибирский» (рис. 5А-3, Б-3). Оба очага характеризуются высокой современной зрелостью ОВ пород и степенью реализации генерационного потенциала. Эмиграция углеводородов началась в раннем палеогене. В «Восточно-Сибирском» очаге этот процесс соотносится с началом палеоцена, в «Лаптевском» – с началом эоцена. Критический момент верхнемеловая НГМТ в «Восточно-Сибирском» очаге преодолевала в период с эоцена до конца миоцена, в «Лаптевском» – с олигоцена до конца миоцена. Фациальные вариации геохимических свойств ОВ верхнемеловой НГМТ определили различия в типе флюида и объемах сгенерированных и эмигрировавших углеводородов. Так, в «Лаптевском» очаге генерации, в пределах которого, как предполагается, распространена бедная НГМТ, прогнозируется генерация (и эмиграция) преимущественно газообразных УВ в незначительных объемах – около 10 млрд т УТ (условного топлива) (рис. 8). НГМТ хорошего качества, прогнозируемая в «Восточно-Сибирском» очаге, способна обеспечить около 250 млрд т УТ преимущественно (80%) жидких углеводородов (рис. 8).

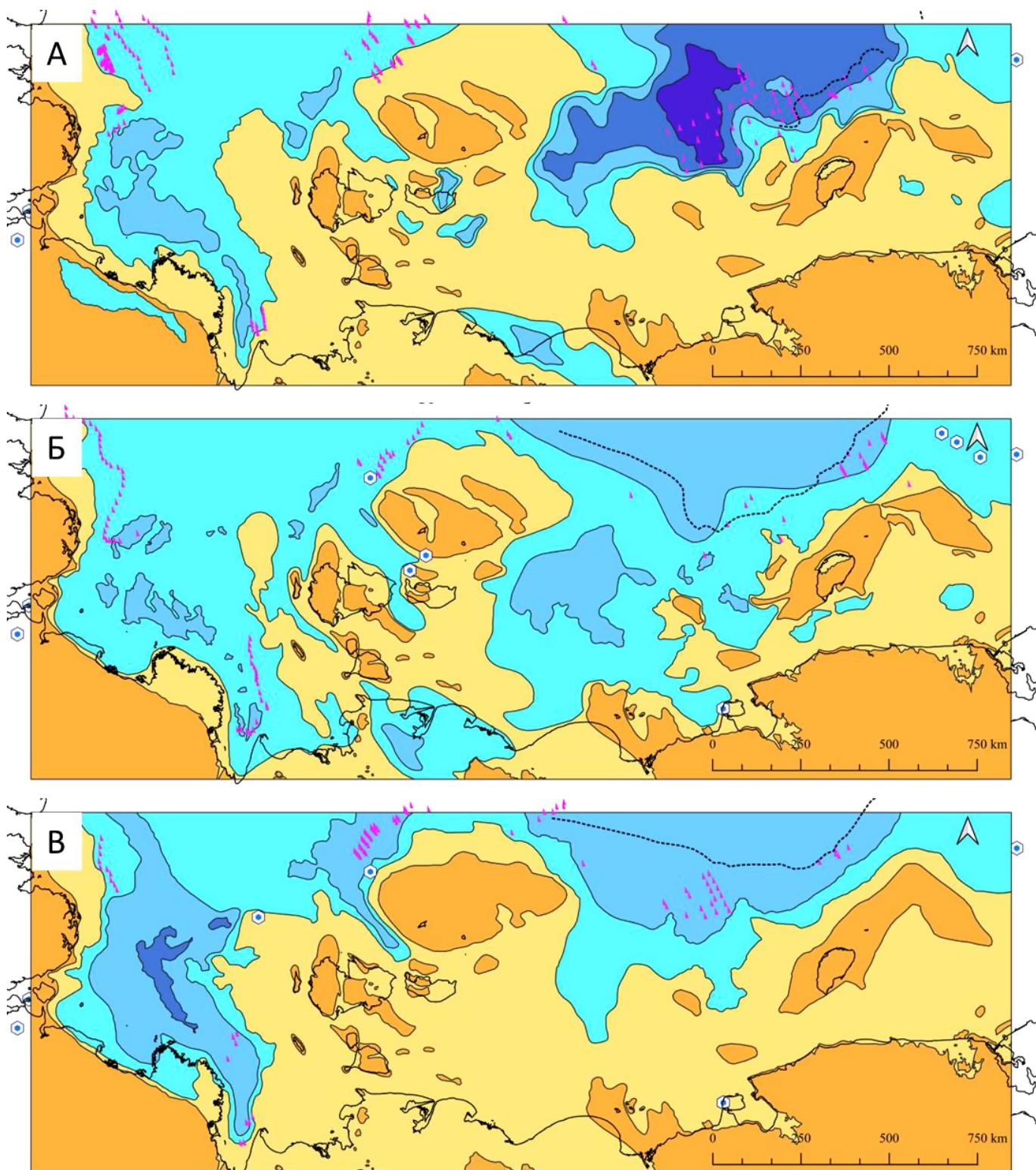


Рис. 3. Палеогеографические схемы на периоды: А – апт-поздний мел, Б – палеоцен-эоцен, В – олигоцен

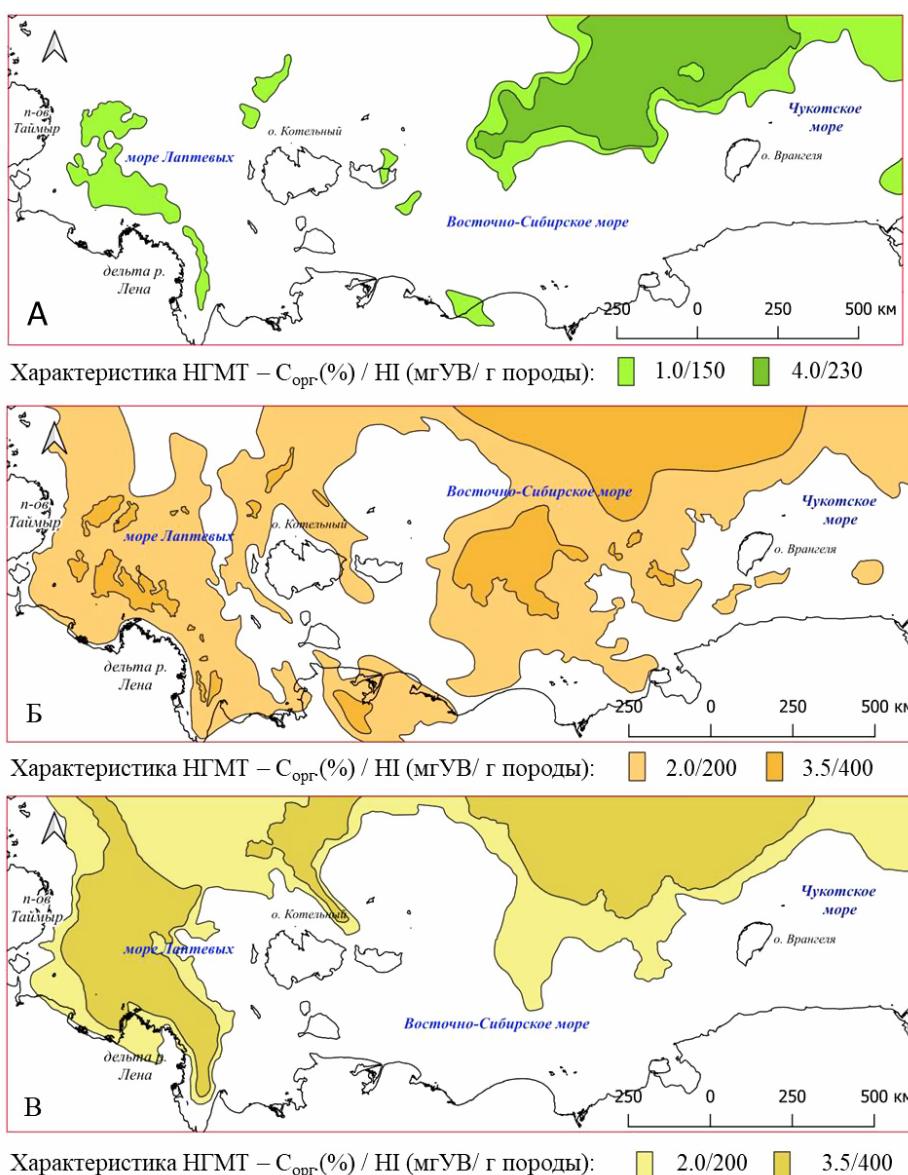


Рис. 4. Схемы нефтегазоматеринских свойств прогнозируемых НГМТ в составе осадочного чехла Восточно-Арктических морей: А – верхнемеловой, Б – палеоцен-эоценовой, В – верхнеолигоценовой-нижнемиоценовой. Цветом показаны области распространения НГМТ различного качества.

Прогнозируемая НГМТ в палеоцен-эоценовой части разреза в настоящее время способна к генерации как жидких, так и газообразных УВ на большей части области распространения (рис. 6А-1, Б-1). При этом она характеризуется высокой степенью реализации исходного генерационного потенциала (рис. 6А-2, Б-2). Процессы генерации и эмиграции УВ начались в олигоцене, критический момент в основном был преодолен во второй половине миоцена.

По результатам моделирования в пределах исследуемой территории в палеоцен-эоценовой части разреза выделяются три вероятных очага генерации углеводородов: «Восточно-Сибирский», «Лаптевский» и «Де Лонга» (рис. 6А-3, Б-3). Начальные геохимические характеристики ОВ пород, а также размеры очагов, определяют прогнозируемые объемы углеводородов (рис. 8). Так в крупных «Восточно-Сибирском» и «Лаптевском» очагах ожидается около 300 и 100 млрд УТ соответственно,

в очаге «Де Лонга» – 14 млрд УТ. В составе флюидов всех очагов преобладают жидкие углеводороды.

Прогнозируемая НГМТ в отложениях на границе олигоцена и миоцена характеризуется невысокой современной зрелостью ОВ и степенью реализации потенциала (рис. 7А-1, Б-1 А-2, Б-2). Процессы эмиграции углеводородов начались только в пределах северной части шельфа моря Лаптевых, где выделяется небольшой очаг генерации, из которого, по полученным оценкам, эмигрировало не более 10 млрд УТ (рис. 8).

Изучение влияния неопределенностей входных данных в части теплового потока на результаты моделирования показало, что для высоко зрелых НГМТ увеличение теплового потока не оказывает существенного влияния на результаты моделирования. В частности, разница объемов сгенерированных и эмигрировавших углеводородов в моделях с различными тепловыми потоками не превышает 10%.

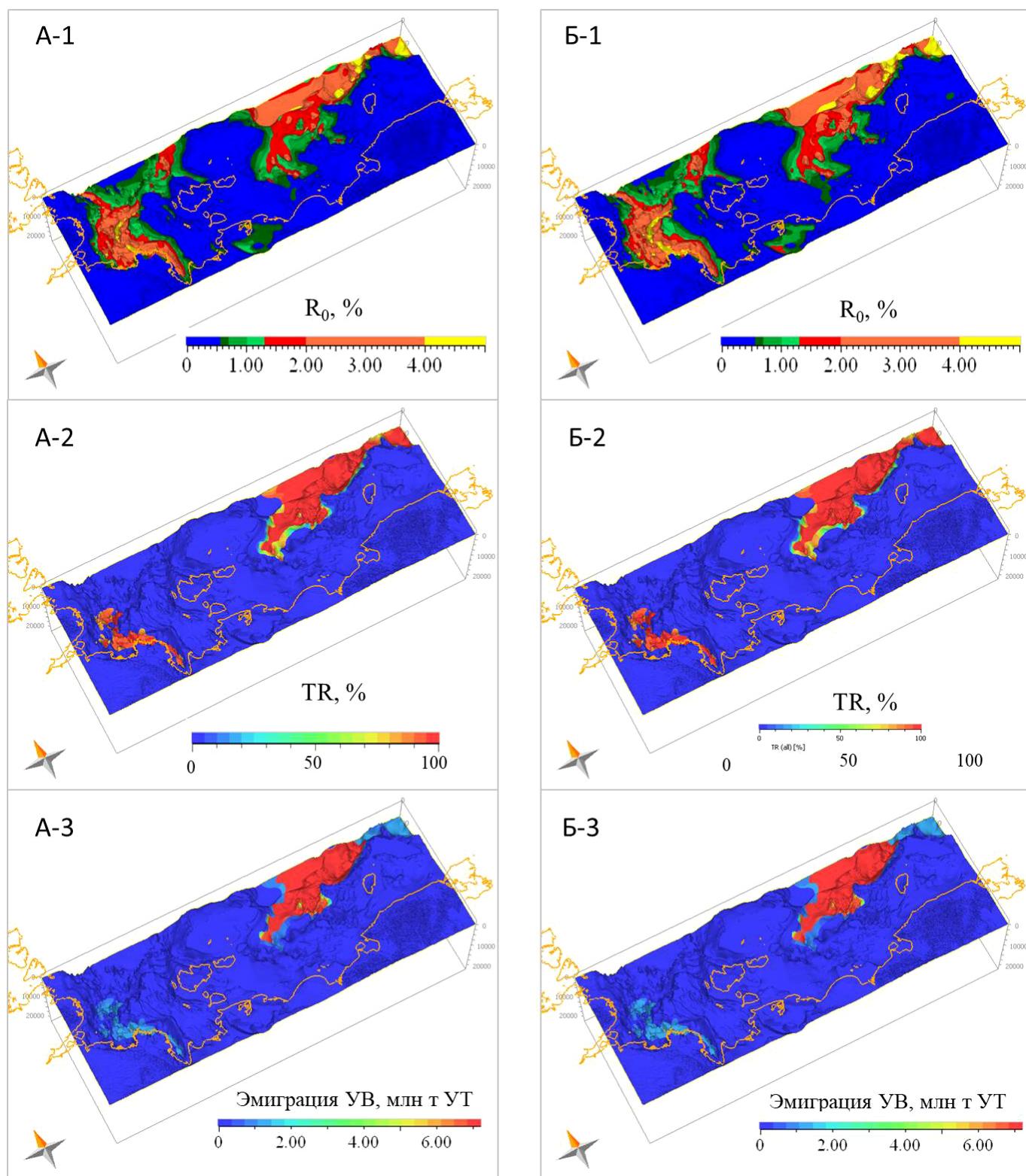


Рис. 5. Результаты моделирования эволюции верхнемеловой НГМТ в двух вариантах теплового режима осадочного бассейна: А – модель с тепловым потоком 60/70 мВт/м², Б – модель с тепловым потоком 65/75 мВт/м²; расчётные параметры: 1 – зрелость ОВ породы (R_0), 2 – степень реализации генерационного потенциала (TR), 3 – удельная плотность эмиграции углеводородов

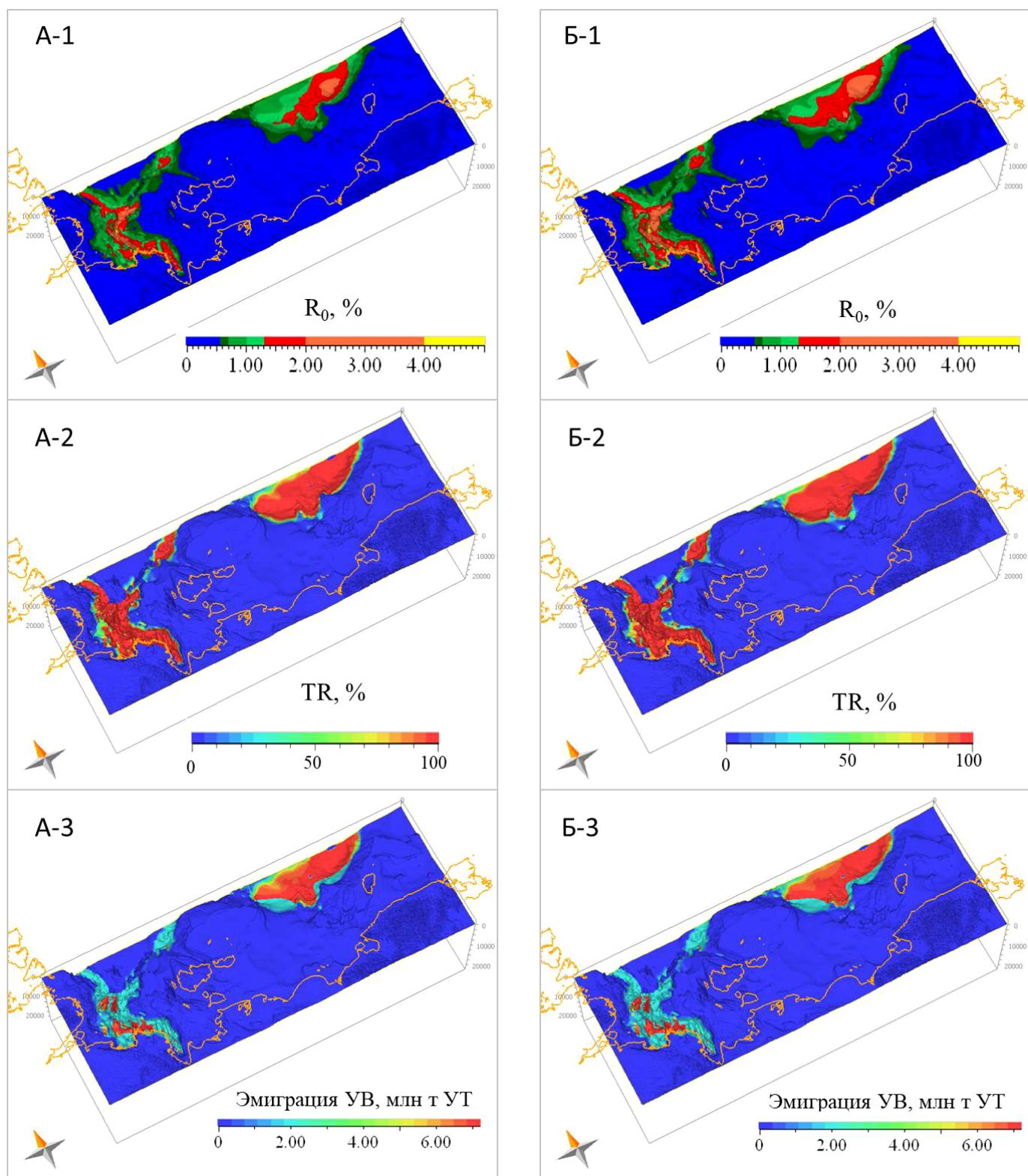


Рис. 6. Результаты моделирования эволюции эоценовой НГМТ в двух вариантах теплового режима осадочного бассейна: А – модель с тепловым потоком 60/70 мВт/м², Б – модель с тепловым потоком 65/75 мВт/м²; расчётные параметры: 1 – зрелость ОВ породы (R_0), 2 – степень реализации генерационного потенциала (TR), 3 – удельная плотность эмиграции углеводородов

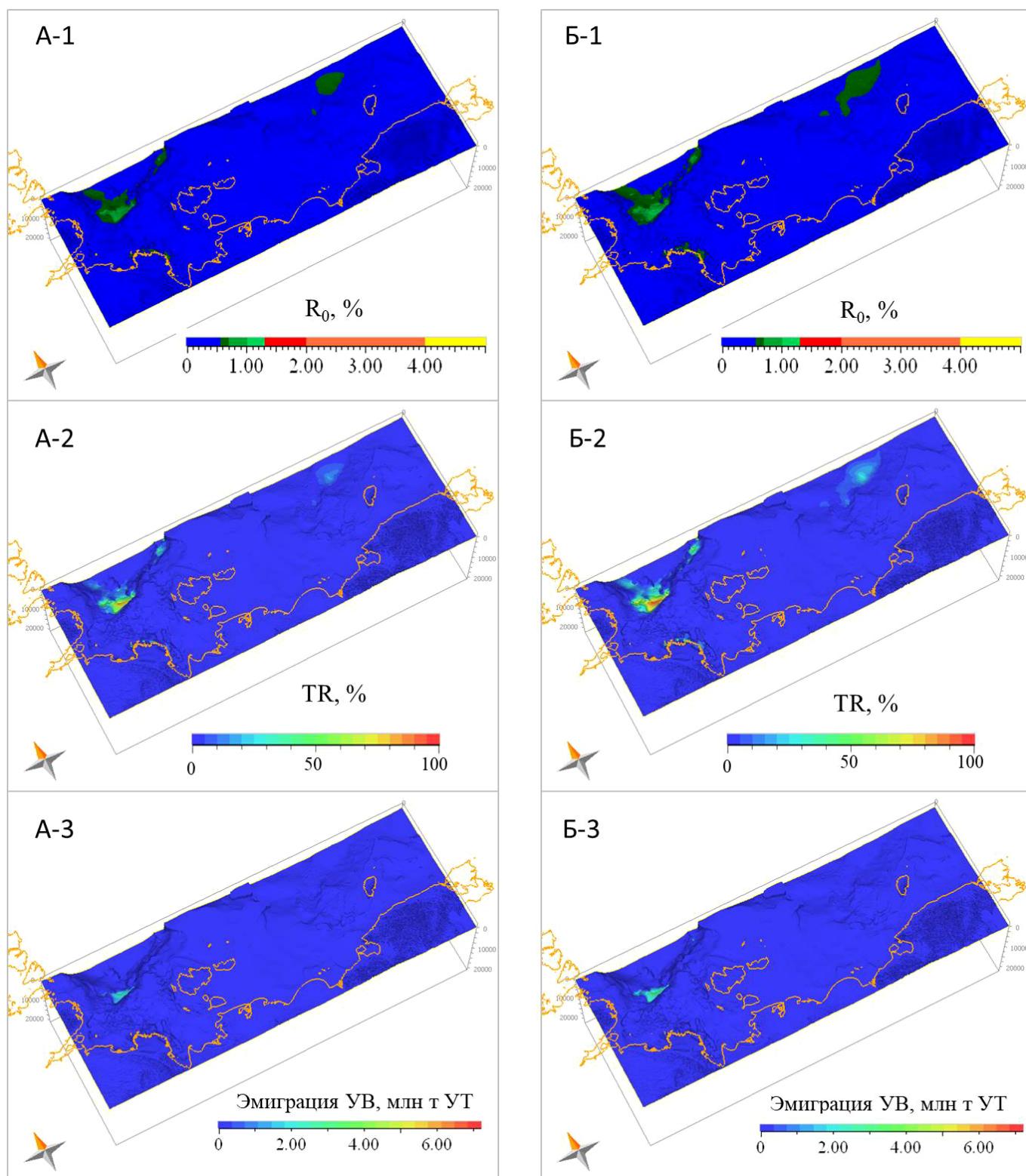


Рис. 7. Результаты моделирования эволюции олигоценовой НГМТ в двух вариантах теплового режима осадочного бассейна: А – модель с тепловым потоком 60/70 мВт/м², Б – модель с тепловым потоком 65/75 мВт/м²; расчётные параметры: 1 – зрелость ОВ породы (R_0), 2 – степень реализации генерационного потенциала (TR), 3 – удельная плотность эмиграции углеводородов

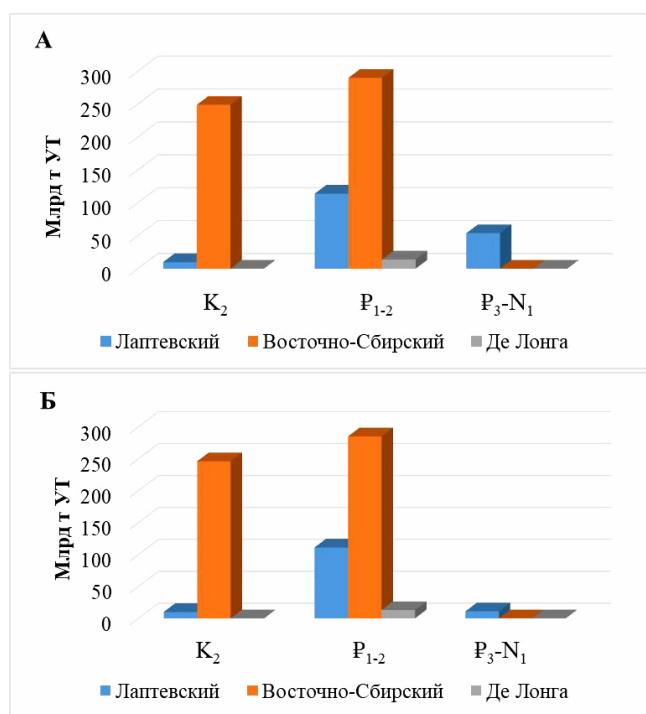


Рис. 8. Расчетные объемы сгенерированных (А) и эмигрировавших (Б) углеводородов из очагов (Лаптевского, Восточно-Сибирского, де Лонга). Буквами указан возраст отложений, включающих НГМТ: K₂ (поздний мел), P₁₋₂ (палеоцен-эоцен), P_{3-N₁} (олигоцен-ранний миоцен)

В тоже время, олигоцен-миоценовая НГМТ, характеризующаяся невысокой современной зрелостью, очень чувствительна к вариациям этого параметра: количество сгенерированных и эмигрировавших УВ, при увеличении теплового потока, возрастает на 40%.

Выводы

Выполненные региональные палеогеографические реконструкции основных этапов формирования осадочного чехла в комплексе с опубликованными результатами геохимических исследований позволили дать прогноз наличия и распространения вероятных нефтегазоматеринских пород в пределах акваторий Восточной Арктики.

В период с палеоцена до начала миоцена, благодаря изолированности от Мирового океана, и, как следствие, значительной стратификации водной толщи и повсеместному развитию аноксических обстановок, на большей части Северного Ледовитого океана существовали благоприятные условия для формирования нефтегазоматеринских пород хорошего качества.

При этом особенности теплового и тектонического режимов обеспечили эффективную реализацию углеводородного потенциала НГМТ только в палеоцен-эоценовой части осадочного разреза в пределах изучаемой территории Восточной Арктики. В силу низкой зрелости олигоценовые отложения не являются производящими на большей части Восточно-Арктического шельфа.

Палеоцен-эоценовая часть осадочного чехла является, по-видимому, основным нефтегазоносным комплексом, определяющим перспективы территории с точки зрения поисков углеводородов. Вторым по значимости является верхнемеловой комплекс.

Основной углеводородный потенциал сосредоточен в пределах двух крупных очагов нефтегазогенерации. Один из них расположен во внешней части шельфа Восточно-Сибирского моря, второй – в центральной части моря Лаптевых.

Полученные результаты в значительной степени прояснили геологические риски, связанные с наличием нефтегазоматеринских пород в разрезе, и позволили выделить наиболее перспективные осадочные комплексы, где целесообразно сфокусировать дальнейшие нефтегазопоисковые исследования, включая изучение геологических рисков, связанных с остальными ключевыми элементами углеводородных систем.

Финансирование

Работа выполнена в рамках государственного задания Министерства науки и высшего образования Российской Федерации №AAAA-A20-120092590017-4.

Литература

- Грушевская О.В., Уварова И.В. (2020). Анализ нефтегазоматеринских толщ шельфа моря Лаптевых. *Вестник Пермского университета*, 19(2), с. 166–174. DOI: 10.17072/psu.geol.19.2.166
- Евдокимова Н.К., Яшин Д.С., Супруненко О.И., Ким Б.И. (2007). Нефтегазоматеринские толщи в составе осадочного чехла шельфов Восточной Арктики. *Вестник СПбГУ*, Сер. 7, 1, с. 109–110.
- Лавренова Е. А., Керимов В. Ю., Горбунов А. А. (2024). Геодинамическое районирование и структурно-формационные комплексы осадочного чехла восточно-арктических морей России. *Горный журнал*, 10, с. 31–40. DOI: 10.17580/gzh.2024.10.04
- Полякова И.Д., Борукаев Г.Ч., Сидоренко С.В. (2017). Потенциальная нефтегазоносность Восточно-Сибирского моря. *Геология нефти и газа*, 1, с. 3–10.
- Полякова И.Д., Богоявленский И.В., Данилина А.Н. (2013). Характеристика нефтегазоматеринских толщ Арктики, палеогеографические и геодинамические аспекты их образования. *Арктика: экология и экономика*, 1(9), с. 46–59.
- Скарятин М.В., Ставицкая В.Н., Мазаева И.В., Зайцева С.А., Баталова А.А., Моисеева Р.Х., Винниковская Е.В., Булгакова Е.А., Малышев Н.А., Вержбицкий В.Е., Обметко В.В., Бородулин А.А. (2021). Применение результатов анализа траектории кромки клиноформ в пространстве для прогноза перспектив нефтегазоносности осадочного чехла Северо-Чукотского мегапротигиба. *Нефтяное хозяйство*, 2, с. 40–45. DOI: 10.24887/0028-2448-2021-2-40-45
- Ступакова А.В., Суслова А.А., Большакова М.А., Сауткин Р.С., Санникова И.А. (2017). Бассейновый анализ для поиска крупных и уникальных месторождений в Арктике. *Георесурсы. Специ выпуск*, с. 19–35. DOI: <http://doi.org/10.18599/grs.19.4>
- Backman J., Moran K. (2009). Expanding the Cenozoic paleoceanographic record in the Central Arctic Ocean: IODP Expedition 302 Synthesis. *Central European Journal of Geosciences*, 1(2), pp. 157–175. DOI: 10.2478/v10085-009-0015-6
- Burnham A. (1989) A Simple kinetic model of petroleum formation and cracking. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 43, pp. 1–11.
- Dixon J., Lane, L.S., Dietrich J.R., McNeil D.H., Chen Z. (2019). Geological History of the Late Cretaceous to Cenozoic Beaufort-Mackenzie Basin, Arctic Canada. DOI: 10.1016/B978-0-444-63895-3.00017-6
- Dore A., Lundin E., Gibbons A., Sømme T., Tørudbakken B. (2016). Transform margins of the Arctic: a synthesis and re-evaluation. *Geological Society London Special Publications*, pp. 431–487. DOI: [org/10.1144/sp431.8](https://doi.org/10.1144/sp431.8)
- Houseknecht D., Craddock W., Lease R. (2016). Upper Cretaceous and Lower Jurassic.
- Masterson D., Holba, A. (2021). North Alaska Super Basin: Petroleum systems of the central Alaskan North Slope. *United States AAPG Bulletin*, 105, pp. 1233–1291. DOI: 10.1306/01282120057
- Magoon L.B., Dow W.G. (1994). The Petroleum System-From Source to Trap. *AAPG Memoir*, 60, 655 p. <https://doi.org/10.1306/M60585>
- Moran K., Backman J., Brinkhuis H., Clemens S., Cronin T., Dickens G., Eynaud F., Gattacceca J., Jakobsson M., Jordan R., Kaminski M., King J., Koc N., Krylov A., Martinez N., McInroy D., Moore T., Onodera J., Kristoffersen

- Y. (2006). The Cenozoic palaeoenvironment of the Arctic Ocean. *Nature*, 441, pp. 601–630. <https://doi.org/10.1038/nature04800>
- Morrell G.R., Fortier M., Price P.R. and Polt R. (1995). Petroleum exploration in Northern Canada. A Guide to Oil and Gas Exploration and Potential. Northern Oil and Gas Directorate Indian and Northern Affairs Canada. https://www.aadnc-aandc.gc.ca/DAM/DAM-INTER-HQ-STAGING/texte-text/nog_pubs_penc_1324579829739_eng.pdf
- O'Regan M., Moran K., Backman J., Jakobsson M., Sangiorgi F., Brinkhuis H. et al. (2008). Mid-Cenozoic tectonic and paleoenvironmental setting of the central Arctic Ocean. *Paleoceanography*, 23, pp. 1–15. <https://doi.org/10.1029/2007PA001559>
- Palma J., Botterell, David W., Houseknecht, Paul G., Lillis (2021). Geochemical advances in Arctic Alaska oil typing – North Slope oil correlation and charge history. *Marine and Petroleum Geology*, 127, pp. 1–24. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2020.104878>
- Peters K. E., Magooon L. B., Bird K. J., Valin Z. C., and M. A. Kelle M. A. (2006). North Slope, Alaska: Source rock distribution, richness, thermal maturity, and petroleum charge. *AAPG Bulletin*, 90(2), pp. 261–292. <https://doi.org/10.1306/09210505095>
- Somme T.O., Dore A.G., Lundin E.R., Torudbakken B.O. (2018). Triassic paleogeography of the Arctic: Implications for sediment routing and basin fill. *AAPG Bulletin*, 102(12), pp. 2481–2517. <https://doi.org/10.1306/05111817254>
- Stein R., Boucsein B., Meyer H. (2006). Anoxia and high primary production in the Paleogene central Arctic Ocean: First detailed records from
- the Lomonosov Ridge. *Geophysical Research Letters*, 33, pp. 1–6. DOI: 10.1029/2006GL026776
- Stein R. (2007). Upper Cretaceous/lower Tertiary black shales near the North Pole: Organic carbon origin and source-rock potential. *Marine and Petroleum Geology*, 24, pp. 67–73. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2006.10.002
- Strata in Shallow Cores on the Chukchi Shelf. Arctic Alaska. Professional Paper 1814-C. *Studies by the U.S. Geological Survey in Alaska*, 15, pp. 37. <https://pubs.usgs.gov/pp/1814/c/1814C.pdf>

Сведения об авторах

Елена Александровна Лавренова – кандидат геол.-минерал. наук, доцент кафедры геологии и разведки месторождений углеводородов, Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе

Россия, 117997, Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23
e-mail: lavrenovaelena@mail.ru

Статья поступила в редакцию 12.03.2025;
Принята к публикации 03.10.2025;
Опубликована 20.12.2025

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

The Forecast and Assessment of Source Rocks Generation Potential in the Sedimentary Cover of the Eastern Arctic

E.A. Lavrenova

Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting, Moscow, Russian Federation
e-mail: lavrenovaelena@mail.ru

Abstract. The sedimentary cover of the Russian Eastern Arctic, which includes the Laptev, East Siberian and partly Chukchi Seas, is considered one of the most prolific oil and gas provinces. However its petroleum potential is difficult to assess due to the lack of wells that can provide data on the presence and quality of the source rocks within the area. To address this issue, the paleogeographic conditions for the development of the main sedimentary complexes have been restored. Investigations based on the paleogeographic reconstruction and available geochemical data from surrounding areas indicate a high probability of source rock presence in the Upper Cretaceous, Paleocene-Eocene, and Oligocene-Early Miocene units of the sedimentary cover. These speculative source rocks have been studied through numerical modeling, to assess their maturity, transformation ratio and generation potential. This results in delineating probable hydrocarbon kitchens within the Eastern Arctic shelf. The findings obtained provide a conceptual basis for further evaluation of oil and gas prospects, zoning of the studied area, and effective planning of geological exploration activities.

Keywords: East Siberian Sea, Chukchi Sea, Laptev Sea, hydrocarbon potential, source rock, geochemical properties

Recommended citation: Lavrenova E.A. (2025). The Forecast and Assessment of Source Rocks Generation Potential in the Sedimentary Cover of the Eastern Arctic. *Georesursy = Georesources*, 27(4), pp. 177–191. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.4.21>

Acknowledgements

The work was carried out within the framework of the state assignment of the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation No. AAAA-A20-120092590017-4.

References

- Backman J., Moran K. (2009). Expanding the Cenozoic paleoceanographic record in the Central Arctic Ocean: IODP Expedition 302 Synthesis. *Central European Journal of Geosciences*, 1(2), pp. 157–175. DOI: 10.2478/v10085-009-0015-6
- Burnham A. (1989) A Simple kinetic model of petroleum formation and cracking. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 43, pp. 1–11.
- Dixon J., Lane, L.S., Dietrich J.R., McNeil D.H., Chen Z. (2019). Geological History of the Late Cretaceous to Cenozoic Beaufort-Mackenzie Basin, Arctic Canada. DOI: 10.1016/B978-0-444-63895-3.00017-6
- Dore A., Lundin E., Gibbons A., Somme T., Tørudbakken B. (2016). Transform margins of the Arctic: a synthesis and re-evaluation. *Geological Society London Special Publications*, pp. 431–487. DOI: org/10.1144/sp431.8
- Grushevskaya O.V., Uvarova I.V. (2020). Analysis of oil and gas source rock formations on the shelf of the Laptev Sea. *Bulletin of Perm University*, 19(2), pp. 166–174. (In Russ.) DOI: 10.17072/psu.geol.19.2.166
- Evdokimova N.K., Yashin D.S., Suprunenko O.I., Kim B.I. (2007). Oil and gas source rock formations in the sedimentary cover of the East Arctic shelf. *Bulletin of St. Petersburg University. Ser. 7*, 1, pp. 109–110. (In Russ.)
- Houseknecht D., Craddock W., Lease R. (2016). Upper Cretaceous and Lower Jurassic.
- Lavrenova E.A., Kerimov V.Yu., Gorbulov A.A. (2024). Geodynamic zoning and structural-formational complexes of the sedimentary cover of the East Arctic seas of Russia. *Mining Journal*, 10, pp. 31–40. DOI: 10.17580/gzh.2024.10.04
- Masterson D., Holba, A. (2021). North Alaska Super Basin: Petroleum systems of the central Alaskan North Slope. *United States AAPG Bulletin*, 105, pp. 1233–1291. DOI: 10.1306/01282120057

- Magoon L.B., Dow W.G. (1994). The Petroleum System-From Source to Trap. *AAPG Memoir*, 60, 655 p. <https://doi.org/10.1306/M60585>
- Moran K., Backman J., Brinkhuis H., Clemens S., Cronin T., Dickens G., Eynaud F., Gattacceca J., Jakobsson M., Jordan R., Kaminski M., King J., Koc N., Krylov A., Martinez N., McInroy D., Moore T., Onodera J., Kristoffersen Y. (2006). The Cenozoic palaeoenvironment of the Arctic Ocean. *Nature*, 441, pp. 601–630. <https://doi.org/10.1038/nature04800>
- Morrell G.R., Fortier M., Price P.R. and Polt R. (1995). Petroleum exploration in Northern Canada. A Guide to Oil and Gas Exploration and Potential. Northern Oil and Gas Directorate Indian and Northern Affairs Canada. https://www.aadnc-aandc.gc.ca/DAM/DAM-INTER-HQ/STAGING/texte-text/nog_pubs_penc_1324579829739_eng.pdf
- O'Regan M., Moran K., Backman J., Jakobsson M., Sangiorgi F., Brinkhuis H. et al. (2008). Mid-Cenozoic tectonic and paleoenvironmental setting of the central Arctic Ocean. *Paleoceanography*, 23, pp. 1–15. <https://doi.org/10.1029/2007PA001559>
- Palma J., Botterell, David W., Houseknecht, Paul G., Lillis (2021). Geochemical advances in Arctic Alaska oil typing – North Slope oil correlation and charge history. *Marine and Petroleum Geology*, 127, pp. 1–24. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2020.104878>
- Peters K. E., Magoon L. B., Bird K. J., Valin Z. C., and M. A. Kelle M. A. (2006). North Slope, Alaska: Source rock distribution, richness, thermal maturity, and petroleum charge. *AAPG Bulletin*, 90(2), pp. 261–292. <https://doi.org/10.1306/09210505095>
- Polyakova I.D., Borukaev G.Ch., Sidorenko Sv.A. (2017). Potential oil and gas prospects of the East Siberian Sea. *Geology of Oil and Gas*, 1, pp. 3–10. (In Russ.)
- Polyakova, I.D., Bogoyavlensky, I.V., Danilina, A.N. (2013). Characteristics of Arctic gas-and-oil resource strata, paleogeographic and geodynamic aspects of their formation. *Arctic: ecology and economy*, 1(9), pp. 46–59. (In Russ.)
- Somme T.O., Dore A.G., Lundin E.R., Torudbakken B.O. (2018). Triassic paleogeography of the Arctic: Implications for sediment routing and basin fill. *AAPG Bulletin*, 102(12), pp. 2481–2517. <https://doi.org/10.1306/05111817254>
- Stein R., Boucsein B., Meyer H. (2006). Anoxia and high primary production in the Paleogene central Arctic Ocean: First detailed records from the Lomonosov Ridge. *Geophysical Research Letters*, 33, pp. 1–6. DOI: 10.1029/2006GL026776
- Stein R. (2007). Upper Cretaceous/lower Tertiary black shales near the North Pole: Organic carbon origin and source-rock potential. *Marine and Petroleum Geology*, 24, pp. 67–73. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2006.10.002
- Stoupakova A.V., Suslova A.A., Bolshakova M.A., Sautkin R.S., Sannikova I.A. (2017). Basin analysis for the search of large and unique fields in the Arctic region. *Georesursy = Georesources, Special issue*, pp. 19–35. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.19.4>
- Strata in Shallow Cores on the Chukchi Shelf. Arctic Alaska. Professional Paper 1814–C. *Studies by the U.S. Geological Survey in Alaska*, 15, pp. 37. <https://pubs.usgs.gov/pp/1814/c/1814C.pdf>

About the Authors

Elena A. Lavrenova — Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Lecturer at the Department of Geology and Exploration of Hydrocarbon Deposits, Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting

23, Miklukho-Maklaya str., Moscow 117997, Russian Federation

Manuscript received 12 March 2025;

Accepted 3 October 2025;

Published 20 December 2025

© 2025 E.A. Lavrenova. This article is published in open access under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)