

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2025.2.8>

УДК 553.982

Эволюция и условия формирования нефтегазоносности Баренцевоморского и Северо-Карского осадочных бассейнов

Т.О. Колесникова^{1*}, А.В. Мордасова¹, А.А. Сулова¹, А.В. Ступакова¹, М.А. Большакова¹, Е.А. Краснова^{1,2}, Р.С. Сауткин¹, Р.М. Гилаев¹, И.В. Кувинов¹, А.А. Гильмуллина³, К.О. Осипов¹

¹Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия

²Институт геохимии и аналитической химии имени В.И. Вернадского РАН, Москва, Россия

³Университет г. Берген, Берген, Норвегия

Новые композитные сейсмогеологические профили и опубликованные результаты стратиграфического бурения в северной части Карского шельфа легли в основу актуальной стратиграфической и бассейновой модели Баренцевоморского и Северо-Карского осадочных бассейнов. В статье рассматривается история геологического развития этих бассейнов от раннего палеозоя до настоящего времени. На основе выявленных по сейсмическим данным эрозийных несогласий восстановлены мощности эродированных отложений. Полученные данные позволили построить палео профили на основные этапы развития региона, которые в дальнейшем были учтены в бассейновой модели.

Бассейновое моделирование показало, что временные рамки процессов генерации, миграции и аккумуляции углеводородных флюидов уникальны для каждого тектонического элемента первого порядка. Значительных перетоков нефти и газа между структурными элементами осадочных бассейнов не выявлено.

Нижнепалеозойские нефтегазоматеринские толщи оказали наибольшее влияние на формирование скоплений жидких углеводородов в пределах Северо-Карской впадины.

В работе показана необходимость уточнения кинетических спектров деструкции керогена для верхнеюрских пород, поскольку их использование демонстрирует раннее начало генерации нефти по сравнению с результатами, полученными при применении опубликованных кинетических моделей.

Проведенная работа позволила оценить влияние магматизма в пределах Южно-Баренцевской впадины на генерацию углеводородов мезозойскими нефтегазоматеринскими толщами. Для триасового комплекса воздействие интрузий сказывается негативно за счет быстрого «сжигания» потенциала триасовых нефтегазоматеринских толщ, а также увеличения доли жидких углеводородов, переходящих в газ при вторичном крекинге.

Ключевые слова: Баренцевоморский бассейн, Северо-Карский бассейн, история развития, бассейновый анализ, бассейновое моделирование, нефтегазоматеринские толщи, кинетические спектры, интрузии, сеймостратиграфический анализ, элементы УВ-систем, эрозии, аплифты

Для цитирования: Колесникова Т.О., Мордасова А.В., Сулова А.А., Ступакова А.В., Большакова М.А., Краснова Е.А., Сауткин Р.С., Гилаев Р.М., Кувинов И.В., Гильмуллина А.А., Осипов К.О. (2025). Эволюция и условия формирования нефтегазоносности Баренцевоморского и Северо-Карского осадочных бассейнов. *Георесурсы*, 27(2), с. 93–117. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.2.8>

Введение

Недра Баренцева и Карского морей достаточно хорошо изучены, однако, в силу отсутствия глубокого бурения, при прогнозе нефтегазоносности и поисках месторождений нефти и газа сохраняется высокая степень неопределённости. Шельф Баренцева и северной части Карского морей изучены опорными геотраверсами AP (Верба и др.,

2005; Сакулина и др., 2015), сетью сейсмических профилей (Шельфовые осадочные бассейны..., 2020), площадной грави- и магниторазведкой, донным пробоотбором (Никитин и др., 2020). Мезозойско-верхнепалеозойский разрез Баренцева моря охарактеризован глубоким бурением, а на Северо-Карском шельфе в 2020 г. были пробурены малоглубинные стратиграфические скважины (Мальшев и др., 2023).

Для оценки перспектив нефтегазоносности был проведен бассейновый анализ и моделирование процессов генерации, миграции и аккумуляции углеводородов (УВ). В основу структурных реконструкций положена карта основных структурно-тектонических зон Баренцево-Карского шельфа и серия сейсмогеологических разрезов

* Ответственный автор: Татьяна Олеговна Колесникова
e-mail: t.kolesnikova@oilmsu.ru

© 2025 Коллектив авторов

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

(рис. 1). Совместная история развития Баренцевоморского и Северо-Карского бассейнов подтверждается синхронными тектоническими этапами и наличием последовательной смены фаций в пределах осадочных комплексов, что позволяет рассматривать эти регионы как части единого палеобассейна в палеозойское время. Рассмотрена история развития региона, в ходе которой могли формироваться потенциально нефтегазоматеринские толщи (НГМТ), а также оценена роль геологических процессов, которые определили термическую эволюцию региона. Например, кайнозойский аплифт, уничтоживший от первых сотен до 2,5–3 км осадочного чехла, раннемеловое внедрение интрузий и соляная тектоника. Кроме того, мы постарались оценить вклад нижнепалеозойских НГМТ в формирование нефтегазоносности Баренцево-Северокарского региона.

Материалы и методы

Положение современных залежей нефти и газа определяется наличием всех элементов углеводородных систем в разрезе и их эволюцией на протяжении всего времени

развития бассейна. В связи с этим необходимо учитывать следующие факторы: мощность отложений, их состав, условия образования, степень погруженности в разные этапы развития, эрозионные процессы, оценку структурных перестроек, влияющих на миграционно-аккумуляционные процессы. Также не стоит исключать из внимания дополнительные факторы прогрева, которые могут влиять на зрелость органического вещества в локальных зонах.

Реконструкция условий формирования нефтегазоносности Баренцево-Северокарского региона проведена по следующим направлениям:

- 1) выявление структурного плана региона;
- 2) литолого-стратиграфическое расчленение разреза и выделение несогласий;
- 3) тектонические реконструкции и описание истории развития региона, оценка мощностей аплифтов;
- 4) анализ нефтегазоносности и моделирование процессов генерации, миграции и аккумуляции УВ-флюидов с учетом влияния интрузий и соляных диапиров, а также неопределенности в возрасте и характеристиках органического вещества (ОВ) НГМТ.

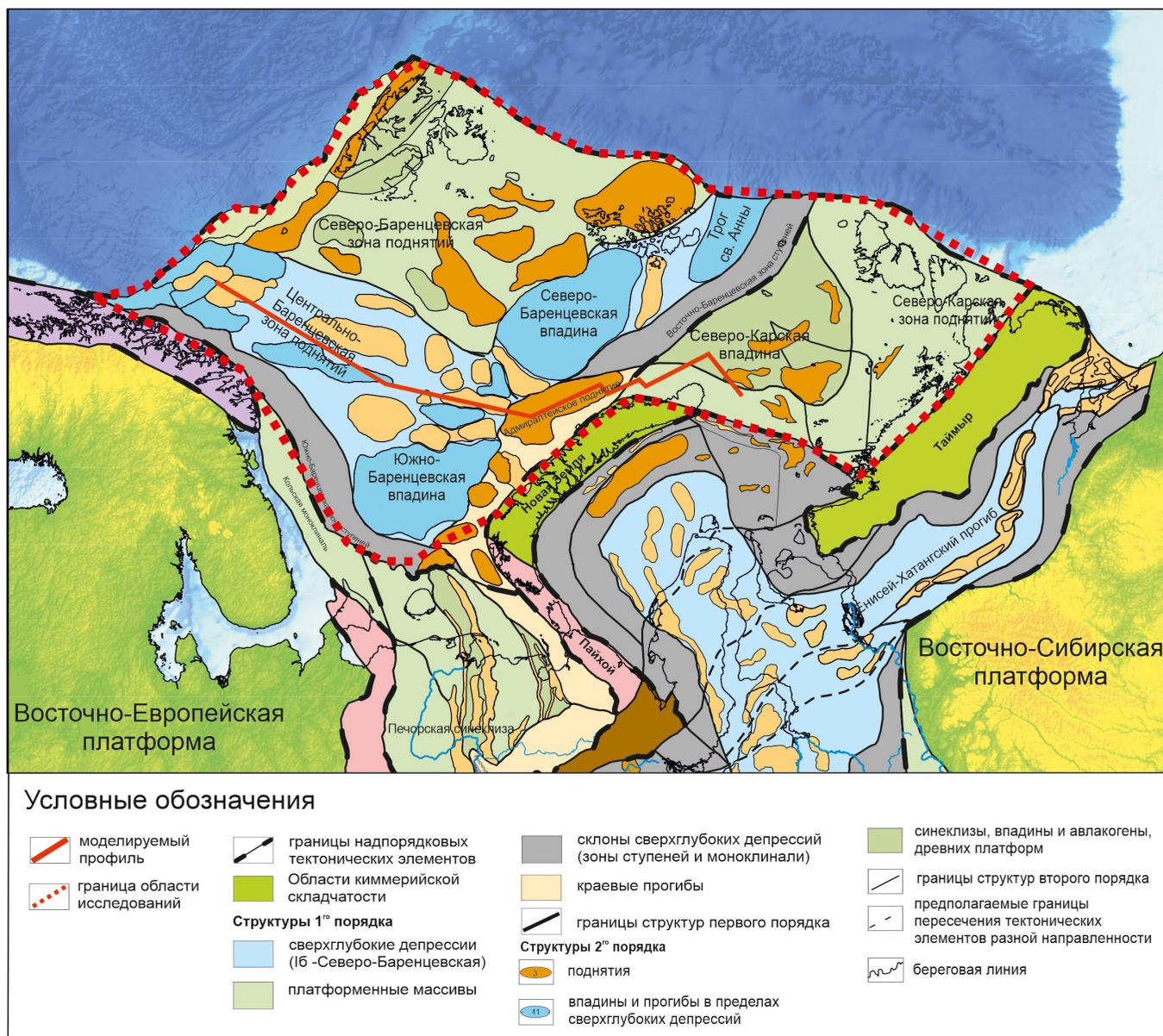


Рис. 1. Структурный план Баренцево-Карского шельфа по (Ступакова, 2011, 2017) и положение опорного композитного профиля

Построение опорного композитного профиля

Для реконструкции истории развития региона составлен опорный композитный профиль через шельф Баренцева моря и северную часть шельфа Карского моря (рис. 1). Восточная часть профиля (российский сектор) собрана из 2D сейсмических съёмки разных лет (2005–2008 гг.), проведённых компаниями АО «МАГЭ», АО «СМНГ», АО «Севморгео». Геологическая модель по западной части профиля (норвежский сектор) взята по результатам работ коллег из университета г. Берген. Композитный профиль был увязан по структурным элементам и проинтерпретирован авторами.

Геологические данные

Литолого-стратиграфическое расчленение и стратиграфическая привязка отражающих горизонтов верхней части разреза проводились по скважинным данным (Киреев, 2009; Устрицкий, 2013; Норвежский нефтяной директорат: <http://www.npd.no>), для нижней – по геологической карте и с помощью анализа несогласий и особенностей разрезов прилегающих архипелагов: по северной части арх. Новая Земля, арх. Земля Франца-Иосифа, арх. Шпицберген, арх. Северная Земля (рис. 2; Дымов и др., 2011; Васильев и др., 2013; Качурина и др., 2013; Dallman, 2015; Кораго и др., 2022).

Тектонические реконструкции проводились путём анализа ключевых несогласий и построения серии палео-профилей на основные этапы структурных перестроек. Мощности эродированных отложений рассчитаны геометрически с учётом трендов изменения мощностей отложений в пределах комплексов пород. История развития региона и закономерности изменения фаций по профилю восстановлены с учетом палеотектонических (Henriksen et al., 2011; Matthews et al., 2016; Nikishin et al., 2019; Lasabuda et al., 2021) и палеогеографических построений (Басов и др. 2009; Smelror et al., 2009; Сулова, 2014; Норина, 2014; Grundvåg, Olaussen, 2017; Мордасова и др., 2019). Для палеозойской части разреза палеопостроения сопоставлялись с разрезами арх. Новая Земля (Кораго и др., 2022) и скважинными данными норвежского сектора Баренцева моря (Brunstad, Rønnevik, 2022; Норвежский нефтяной директорат: <http://www.npd.no>); для мезозойской части разреза – с данными по морским глубоким скважинам (Граммберг и др., 1985; Павлов и др., 1985; Киреев и др., 2009; Устрицкий, Тугарова, 2013; Сулова, 2014; Норина, 2014; Marín et al. 2017; Gilmullina et al., 2021; Mordasova et al., 2024; Норвежский нефтяной директорат: <http://www.npd.no>).

Для создания тепловой модели региона заданы следующие граничные условия: температура на границе осадка и воды (Wyrkala, 1989), палеобатиметрия и тепловой поток через поверхность фундамента. Тепловой поток предположительно был разным для западной и восточной части Баренцево-Северокарского региона. Для восточной части самые высокие значения теплового потока, порядка 70–80 Вт/м², характерны для первого предполагаемого этапа рифтогенеза в начале позднего протерозоя – раннего палеозоя. Следующее локальное повышение теплового потока предполагается в период растяжения в среднедевонскую эпоху. В западной части Баренцево-Северокарского региона повышение теплового потока,

связанное с рифтогенезом, задано на границе позднедевонской и раннекаменноугольной эпох. Увеличение теплового потока учитывается также в периоды тектонической активизации в раннем триасе и раннем мелу (Clark et al., 2014; Ktenas et al., 2023). Предполагается, что тепловой поток постепенно снижался на протяжении всей истории развития Баренцево-Северокарского шельфа.

В модели были учтены внедрение интрузивных тел и соляная тектоника. Внедрение интрузивных тел, распространённых в триасовом комплексе Южно-Баренцевской впадины, задано во временном промежутке от оксфорда для тел в нижней части комплекса, до валанжина–готерива – в верхней (Шпилов, 2018). Образование соляных диапиров происходило в условиях сжатия в начале триасового периода, в конце триасового периода, а также в периоды раннемелового и кайнозойского региональных подъёмов территорий (Hassaan et al., 2020).

Результаты лабораторных исследований каменного материала

При задании свойств НГМТ были проанализированы результаты исследований керна материала (Бро, 1992; Верба, 2007; Кирюхина, 2013; Sobolev, 2014; Норина, 2014; Полякова, 2015; Ступакова и др., 2021; Норвежский нефтяной директорат: <http://www.npd.no>; Leith et al., 1993; Ohm et al., 2008) и результаты геохимических исследований пород из обнажений центральной и северной частей арх. Новая Земля (Вискунова, 2006; van Koeverden et al., 2010; Васильев и др., 2013; Захридзе и др., 2021). Латеральная изменчивость свойств НГМТ задавалась с учетом истории развития региона и фашиальной зональности.

Для всех внесённых в модель НГМТ были выбраны опубликованные кинетические спектры (Perreg, Corvi, 1995), соответствующие типу органического вещества. Поскольку верхнеюрская НГМТ обладает высоким генерационным потенциалом и при этом отличается низкой катагенетической зрелостью, для более точной оценки степени трансформации ОВ и времени начала генерации для неё был лабораторно восстановлен кинетический спектр. Образец для восстановления кинетического спектра был отобран из обнажения реки Айюва (Тимано-Печорский НГБ) из пачки черных аргиллитов паромесской свиты титонского возраста. Отложение паромесской свиты происходило в одной фашиальной зоне с верхнеюрской НГМТ Баренцева моря (Ступакова, 2000), что позволяет предположить сходство их генерационных характеристик. Незрелый образец был исследован на приборе HAWK Resource Workstation (Wildcat Technologies, USA) при трех скоростях нагрева: 3, 10 и 30 °С/мин в диапазоне температур 300–650 °С. Полученный однокомпонентный спектр обрабатывался в программе KINETICS2015 (GeoIsoChem Corporation). Спектр был разделен на нефтяные и газовые компоненты в соотношении 85 и 15%, характерном для керогена II типа (Behar et al., 1997).

Результаты бассейнового анализа

1. Структурный план

Исследуемый композитный профиль проходит через структурные элементы первого порядка (Ступакова, 2011): Центрально-Баренцевскую сверхглубокую депрессию (включает структуры второго порядка: поднятие

Лоппа и платформу Бьярмелэнд, Южно-Баренцевскую впадину), краевой прогиб Седова (включает структуру первого порядка Адмиралтейский вал) и Северо-Карскую впадину (рис. 1, 2).

2. Литолого-стратиграфическое расчленение разреза

Самые древние отложения в районе исследования представлены верхнепротерозойскими метаморфическими породами, обнажающимися в северной части арх. Новая Земля и на арх. Земля Франца-Иосифа (рис. 3). На арх. Земля Франца-Иосифа верхнепротерозойские толщи нагурской серии с угловым несогласием и большим перерывом перекрываются каменноугольными карбонатами, в то время как на северной оконечности арх. Новая Земля в Ледяногаванской зоне наблюдается непрерывный разрез от верхнепротерозойских до верхнедевонских отложений без явных несогласий (рис. 3). Скважинами в восточной части Баренцевоморского шельфа вскрыты отложения не древнее раннего карбона (скважина Адмиралтейская-1). В западной части Баренцевоморского шельфа предполагается, что осадочный разрез начинается с позднедевонско-каменноугольных отложений.

В северной части Карского моря скважинными данными охарактеризованы отложения верхнего кембрия, верхнего ордовика, силура, нижнего и верхнего девона, а также мезозоя (Мальшев и др., 2023). На арх. Северная Земля выходят на поверхность осадочные породы от кембрийских до мезозойских (Качурина и др., 2013).

Основываясь на вышеописанной информации, в разрезе Баренцево-Северокарского региона можно выделить несколько осадочных комплексов.

Верхнепротерозойско (?) - ордовикский (PR_2 ?-O) комплекс ограничен в подошве поверхностью складчатого основания. В кровле комплекс ограничен предсилурийским несогласием (фиксируется в Русскогаванской зоне арх. Новая Земля), которому соответствует на сейсмических разрезах ОГ V (рис. 3). Верхнепротерозойские отложения предположительно развиты в основании Северо-Карской впадины. Нижнепалеозойские отложения развиты в пределах изучаемого профиля в Южно-Баренцевской и Северо-Карской впадинах, где их мощность оценивается до 1,5 км и до 2–2,5 км соответственно (рис. 3, 5). Предполагается отсутствие верхнепротерозойско-ордовикских отложений на Адмиралтейском валу, а в западной части Баренцевоморского шельфа эти отложения входят в состав каледонского складчатого основания.

Силурийско-среднедевонский комплекс ($S-D_2$) в кровле ограничен предфранским несогласием и ОГ III2 (рис. 3), в Баренцевоморском осадочном бассейне имеет терригенный состав, а в Северо-Карской впадине – преимущественно карбонатный (Сулова и др., 2023; Мальшев и др., 2023). Предфранское несогласие прослеживается на Баренцевоморском шельфе с одной стороны, по аналогии с Тимано-Печорским бассейном, с другой – оно фиксируется в разрезах Ледяногаванской зоны арх. Новая Земля. Мощность силурийско-среднедевонского комплекса отложений достигает 3–3,5 км в Южно-Баренцевской впадине, 2–2,5 км в Северо-Карской впадине, сокращаясь до 300–500 м на Адмиралтейском валу (рис. 4). В западной части профиля силурийско-среднедевонские отложения,

вероятно, отсутствуют, в связи с эрозией во время каледонской орогении.

Верхнедевонско-нижнепермский комплекс (D_3-P_{1as-s}) имеет карбонатный состав в пределах Баренцевоморской части профиля, в то время как в Северо-Карской впадине имеет терригенный состав по аналогии с разрезами арх. Северная Земля (рис. 4). К верхней границе комплекса приурочен ОГ Ia, который в Баренцевом море ассоциируется с кровлей карбонатов и является разновозрастным: на востоке Баренцевоморского шельфа ОГ Ia приурочен к границе сакмарских и артинских отложений (согласно разрезу скв. Адмиралтейская-1), в то время как в западной части шельфа – к средней перми (рис. 3). Мощность верхнедевонско-нижнепермского комплекса в Южно-Баренцевской впадине достигает 2–2,5 км, в Северо-Карской впадине – до 1,5 км, сокращаясь на Адмиралтейском валу до 500 м (рис. 3). Внутри преимущественно терригенного верхнедевонско-нижнепермского комплекса в Северо-Карской впадине можно выделить среднекаменноугольное несогласие (ОГ II), которое фиксируется в скв. Нагурская-1 на арх. Земля Франца-Иосифа и в разрезах арх. Северная Земля. Это несогласие может быть связано с инверсией северной части Баренцево-Карского шельфа во время герцинской складчатости, проявившейся на Таймыре. В западной части Баренцевоморского шельфа разрез комплекса начинается с терригенных девонско(?)-нижнекаменноугольных отложений, которые вверх по разрезу сменяются карбонатными и эвапоритовыми толщами среднего-верхнего карбона и перми (Норвежский нефтяной директорат: <http://www.npd.no>) (рис. 3). В западной части Баренцевоморского шельфа мощность каменноугольно-пермских отложений достигает 6–6,5 км (рис. 4).

Пермский терригенный комплекс ($P_{1ar}-P_3$) ограничен в кровле несогласием на рубеже перми и триаса, к которому приурочен ОГ A (рис. 3). Внутри комплекса отмечается фациальный переход от терригенных, в том числе клиноформных отложений (Норина, 2014), в восточной части профиля к менее мощным известковистым глинам и спикулитам в западной части Баренцевоморского шельфа (рис. 4). Мощность терригенных пермских отложений достигает 1,5–1,7 км в Южно-Баренцевской впадине, порядка 1 км в Северо-Карской впадине, сокращаясь до 500–700 м на Адмиралтейском валу (рис. 4).

Триасовый терригенный клиноформный комплекс (T), сверху ограничен рэтским несогласием, которому соответствует ОГ B (рис. 4). Триасовые клиноформы проградировали со стороны растущих герцинид Урала, Западной Сибири, Таймыра и Сибирских траппов (Gilmullina et al., 2022), что определило закономерное увеличение мощности триасового комплекса с востока на запад: от первых сотен метров в Северо-Карской впадине до 7 км в Южно-Баренцевской впадине (рис. 4).

Юрский терригенный комплекс (J_1-J_3) ограничен в кровле несогласием по типу подошвенного прилегания, которому соответствует ОГ B (BCU) (рис. 3), в северной части шельфа этот горизонт приурочен к поверхности эрозионного срезания. Юрский осадочный комплекс достигает мощностей порядка 1 км в Южно-Баренцевской впадине (Сулова, 2013), до 500 м на платформе Бьярмелэнд и 200–250 м в Северо-Карской впадине (рис. 4).

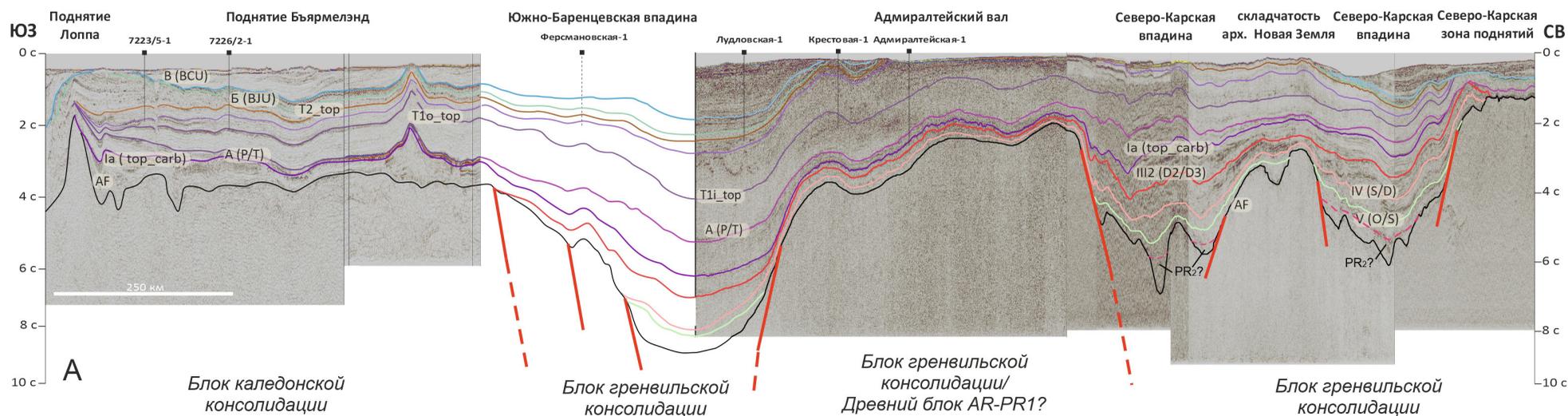
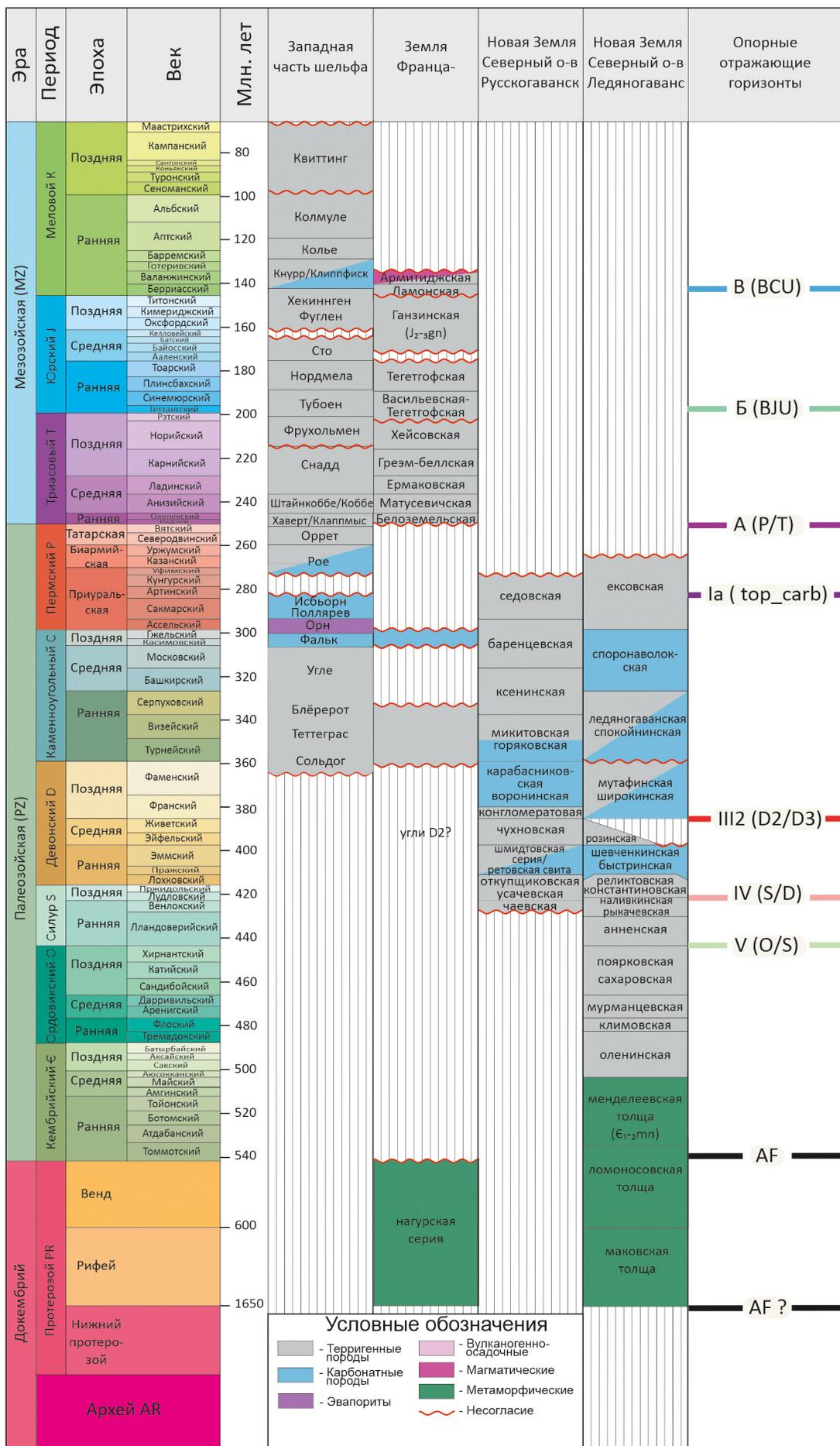


Рис. 2. Композитный сейсмогеологический профиль через Баренцевоморский шельф. Положение профиля на рис. 1



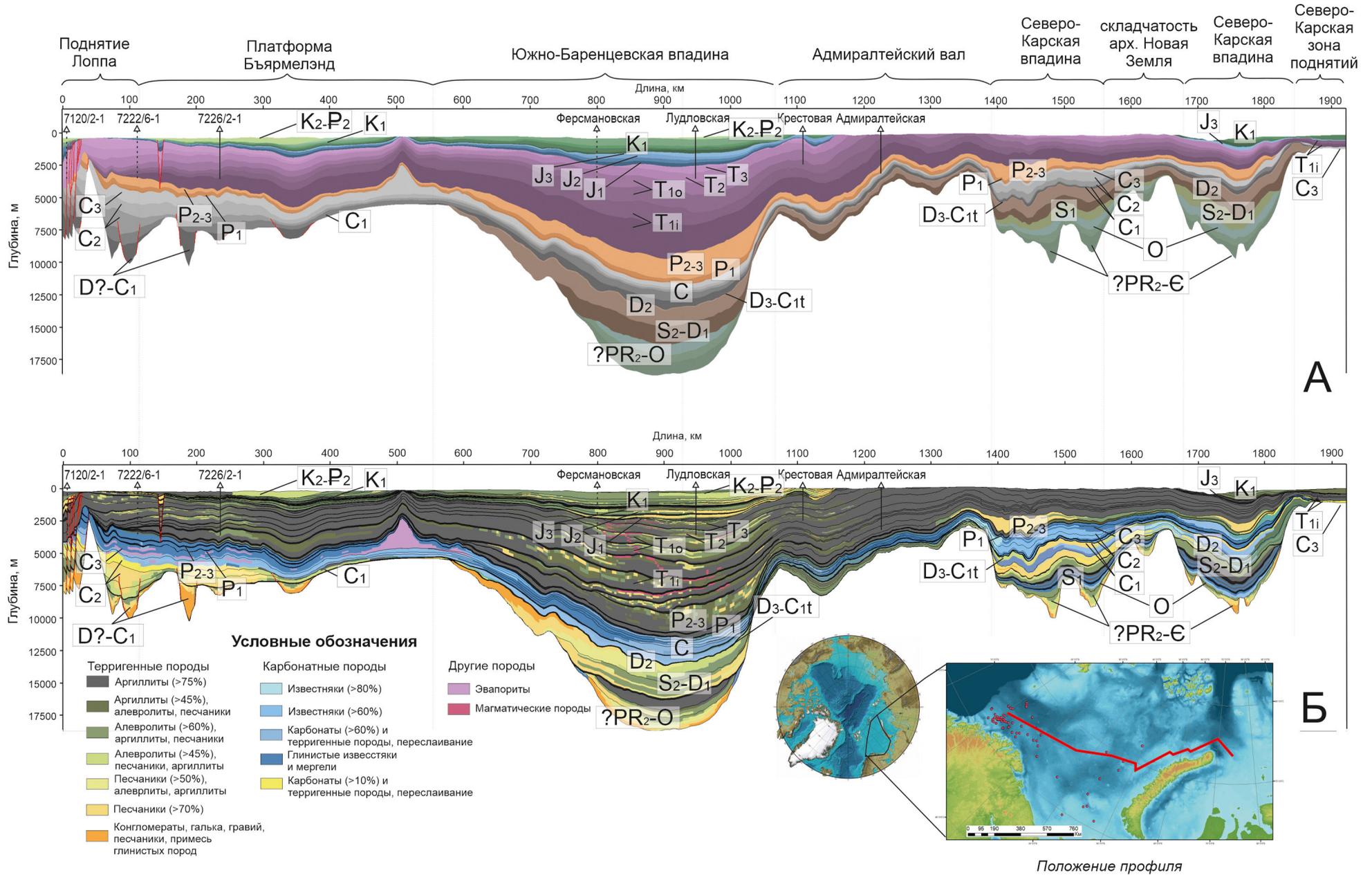


Рис. 4. Моделируемый региональный профиль: а) стратиграфическая модель; б) литологическая модель

Меловой терригенный клиноформенный комплекс (K_{1-2}) развит только в пределах прогибов (рис. 4), поскольку он значительно уничтожен кайнозойской эрозией и обнажается на дне моря. Меловые клиноформы проградировали с востока на запад и с северо-востока на юго-запад (Mordasova et al., 2024). Меловые отложения достигают мощности 1200 м в Южно-Баренцевской впадине, 1000 м на платформе Бьярмелэнд и 600–650 м в Северо-Карской впадине (рис. 4).

3. Тектонические реконструкции структурного плана и история развития региона

3.1. Стадии формирования бассейнов и оценка мощности эродированных отложений

При моделировании истории развития были учтены основные стадии формирования изучаемых бассейнов: позднепротерозойско (?)–силурийский (каледонский цикл тектогенеза), позднесилурийско–раннепермский (герцинский цикл тектогенеза), пермско–мезозойский (киммерийский цикл тектогенеза) и кайнозойский (альпийский цикл тектогенеза).

Позднепротерозойско–силурийский этап начинается предположительно с позднепротерозойского рифтогенеза, в течение которого происходило локальное накопление разнородных терригенных отложений, аналогичных разрезам в северной части арх. Новая Земля. В кембрии на большей части территории установились морские шельфовые обстановки, с наиболее глубоководной областью в районе северного окончания арх. Новая Земля (рис. 5). К концу ордовика началось постепенное обмеление бассейна, продолжавшееся вплоть до раннедевонской эпохи. Со стороны скандинавских каледонид обломочный материал поступал в прибрежно-морской бассейн, расположенный на востоке.

Закрытие океана Япетус и рост каледонид Скандинавии и Шпицбергена способствовали формированию регионального несогласия в силурийский период, отразившегося на большей части изучаемой территории. Предполагаемые мощности эродированных отложений в пределах моделируемого профиля достигают 800–900 м (рис. 5).

Позднесилурийско–среднедевонский этап развития отвечает постепенному расширению морского бассейна со стороны Уральского океана. Начиная со среднего силура (?)–начала девона в восточной части шельфа Баренцева моря активизировались процессы прогибания, в совокупности с активным размывом каледонского орогена на западе. Осадочный материал с запада поступал в морской бассейн Южно-Баренцевской впадины вплоть до среднего девона (рис. 5). В конце среднего девона, в живетское время, в результате тектонической активизации, связанной с завершением каледонской складчатости, формируется региональное несогласие во всём Баренцево-Северокарском регионе. В пределах Северо-Карской впадины амплитуды предфранской эрозии достигали порядка 200–700 м, в пределах Адмиралтейского вала и прогиба Седова – 400–500 м.

Позднедевонско–раннепермский этап характеризуется прогибанием восточной части изучаемой территории

и формированием карбонатного комплекса отложений (рис. 5). На протяжении позднего девона происходило постепенное продвижение морских обстановок в западном направлении. К концу девонского периода на территории Южно-Баренцевской впадины установились относительно глубоководные морские условия. В то же время для Северо-Карской впадины были характерны условия приливно-отливной равнины.

В каменноугольном периоде в Южно-Баренцевской впадине и в восточной и северной частях арх. Новая Земля преобладали шельфовые обстановки с карбонатным осадконакоплением. На территории Центрально-Баренцевской сверхглубокой депрессии накапливались грубые терригенные осадки (рис. 5). В результате постепенной трансгрессии к концу раннекаменноугольной эпохи карбонатное осадконакопление распространяется на запад, а в позднекаменноугольную эпоху возникают локальные лагуны, в которых происходит образование эвапоритов. Карбонатный шельф господствует на территории исследований вплоть до ранней перми. В среднем–позднем карбоне Северо-Карская впадина испытала подъём за счёт орогенеза на Таймыре.

Пермско–мезозойский этап. Активный орогенез Урала способствовал переходу к терригенной седиментации в поздней перми и накоплению мощного триасового клиноформенного комплекса (Норина, 2014). Именно в это время появляются значительные различия в структурных планах Северо-Карского бассейна и восточной части Баренцевоморского бассейна, до этого существовавших, как единый бассейн. В это же время происходило воздымание и размыв поднятия Лоппа (до 2500 м). В триасе начался рост соляных диапиров (Rojo et al., 2018, 2019; Nassan et al., 2020), который усиливался при тектонических активизациях в конце триасового и начале мелового периодов и в кайнозое. Со среднего триаса в восточной части шельфа Баренцева моря начинается подъём из-за образования Новоземельской складчатой области. Максимальный подъём и последующее эрозионное событие пришлось на рэтское время (Сулова, 2021).

В юрское время начинается новая фаза погружения впадин Баренцево-Карского шельфа. В конце юры–раннемелу в Южно-Баренцевской впадине в обстановках растяжения происходило внедрение интрузивных тел, основная масса которых сосредоточилась в триасовом комплексе отложений (Clark et al., 2014; Ktenas et al., 2023) (рис. 4). С начала ранней юры на территории исследования преобладали континентальные обстановки осадконакопления, которые на протяжении средней и поздней юры сменялись прибрежно-морскими и морскими обстановками (Сулова, 2014; Klausen et al., 2022). К концу юрского периода формируется глубоководный бассейн, который впоследствии заполнился большим количеством меловых клиноформенных отложений (рис. 5).

В кайнозое происходило повсеместное воздымание территории. Кайнозойский аплифт привёл к мощной эрозии до 1500 м (рис. 6), уничтожившей большую часть верхнемеловых и палеогеновых отложений (Lasabuda et al., 2021).

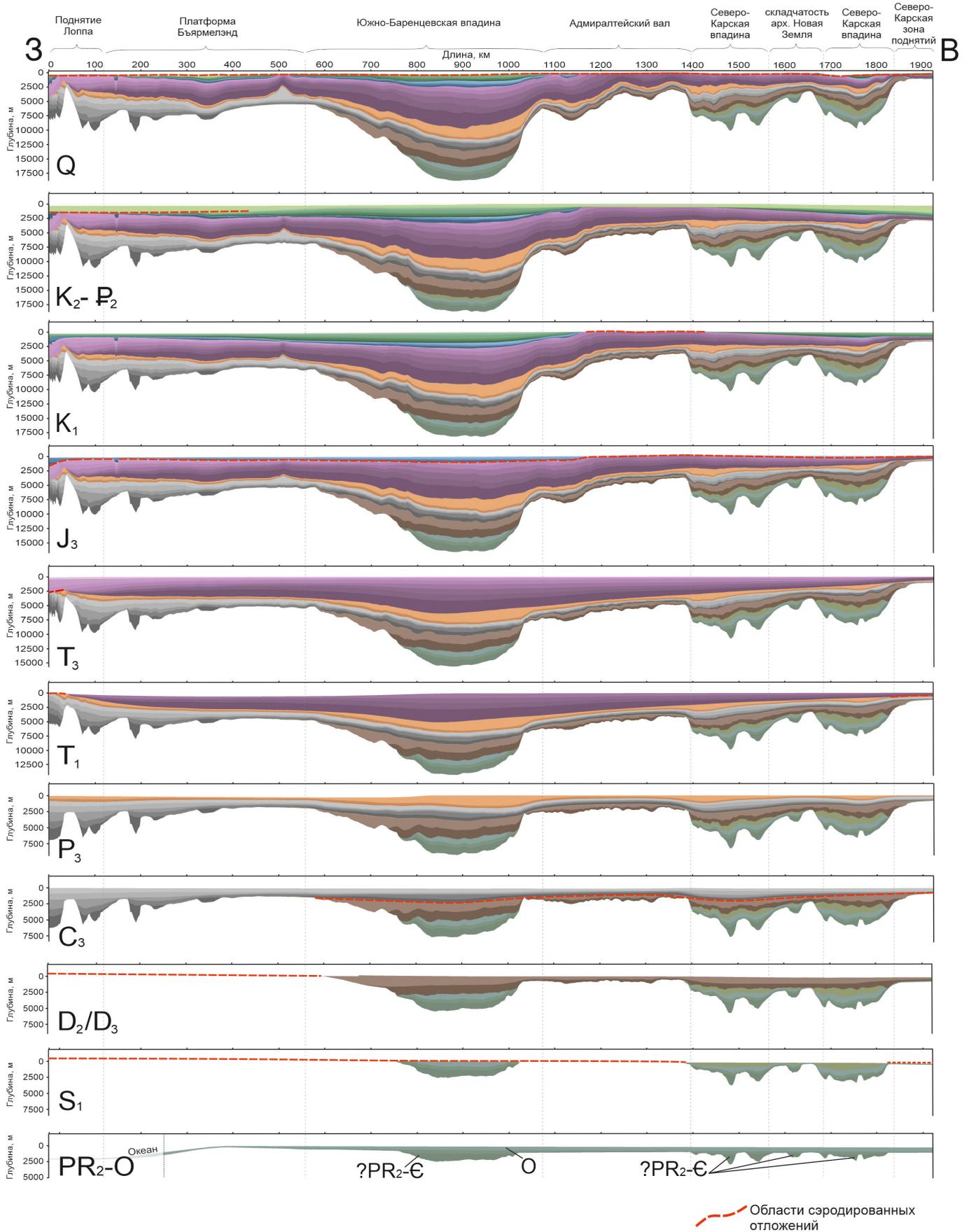


Рис. 5. Палеотектонический анализ моделируемого профиля. Положение профиля см. на рис. 5

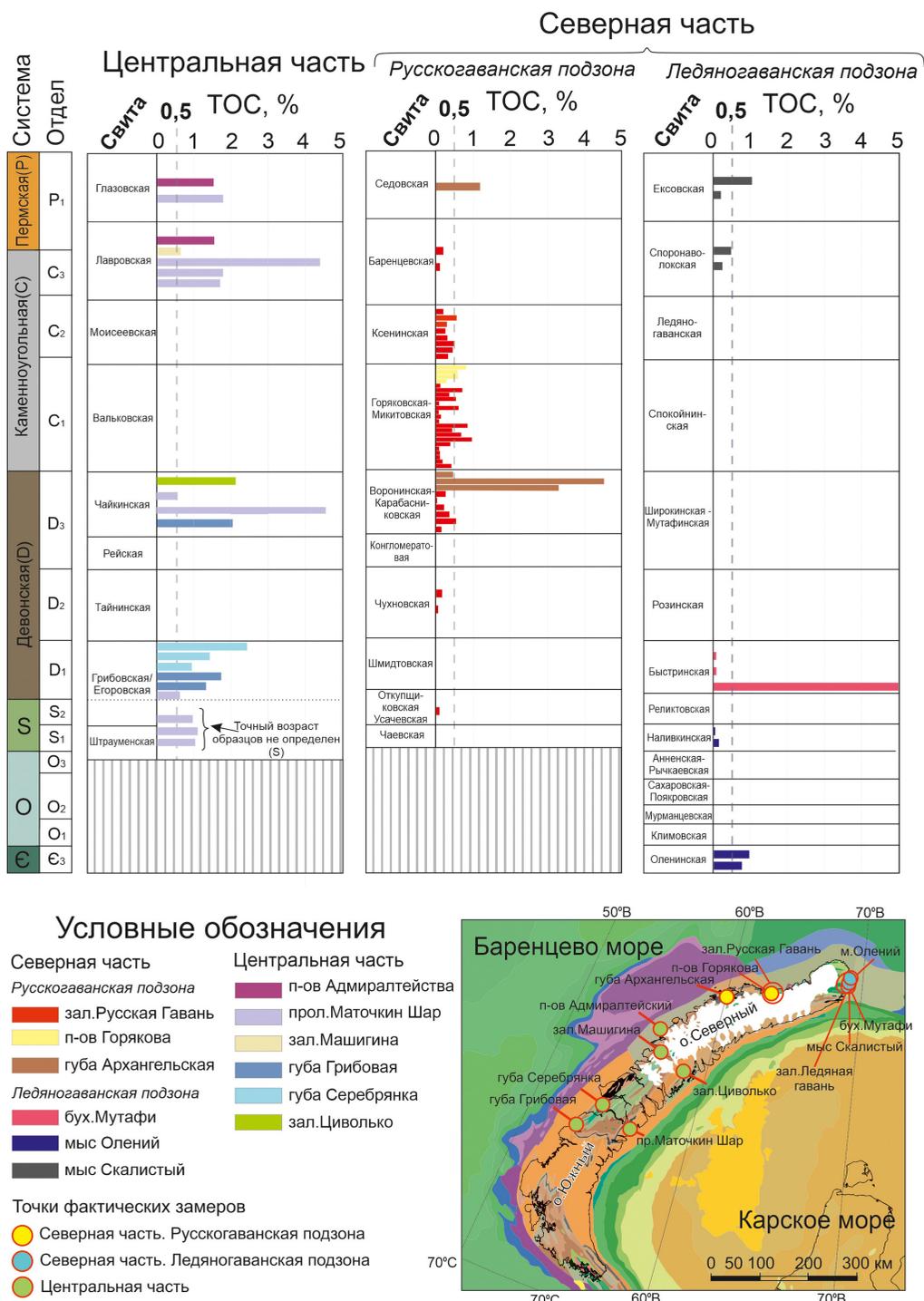


Рис. 6. Сорг палеозойских отложений арх.Новая Земля по данным МГУ и (Вискунова, 2006; van Koeverden et al., 2010)

4. Моделирование углеводородных систем

4.1. Нефтегазоносные комплексы и элементы нефтяных систем

В разрезе Баренцево-Северокарского шельфа выделяется четыре нефтегазоносных комплекса: доверхнедевонский, верхнедевонско-нижнепермский, пермско-триасовый и юрско-меловой (табл. 1).

Доверхнедевонский потенциально нефтегазоносный комплекс. В Северо-Карском бассейне в качестве коллекторов могут выступать трещиноватые известняки кембрийского, ордовикского, силурийского, раннедевонского возраста, а также песчаники кембрийского и ранне-среднедевонского возраста. На Баренцевоморском шельфе

песчаные коллекторы прогнозируются в кембрийско (?)-ордовикских и среднесилурийско-среднедевонских терригенных отложениях. Региональным флюидоупором являются глинистые и глинисто-кремнисто-карбонатные отложения верхнего девона. В Северо-Карском бассейне в качестве локальных флюидоупоров могут выступать эвапоритовые ордовикские и девонские толщи. Прогнозируются антиклинальные, литологические биогенные и постседиментационные ловушки (Ступакова и др., 2023).

Верхнедевонско-нижнепермский потенциально нефтегазоносный комплекс в Северо-Карском бассейне имеет преимущественно терригенный состав. Здесь могут

НГК	НГМТ	Коллектор	Флюидоупор	Ловушка	Примеры месторождений (продуктивные интервалы)
Доверхнедевонский преимущественно карбонатный ПНГК (Северо-Карский бассейн)	аргиллиты $\text{Є}_3\text{-O}_1$ глинистые известняки S_1 карбонаты D_1	известняки трещиноватые $\text{Є}, \text{O}, \text{S}, \text{D}_1$ песчаники $\text{Є}, \text{D}_1$.	аргиллиты и плотные известняки PZ_1 соли O гипсы D_1 аргиллиты D_3fr	антиклинальные, литологические биогенные и постседиментационные	аналоги в Тимано-Печорском НГБ: Тобойско-Мядсейское $\text{D}_{2\text{ef}}, \text{C}_{1\text{t}}, \text{D}_{3\text{f-C}_{1\text{t}}}, \text{D}_{3\text{f}}, \text{D}_{3\text{f}_1}, \text{D}_3$
Доверхнедевонский преимущественно терригенный ПНГК (Баренцево море)	аргиллиты Є-O (?), глинистые известняки D_1	песчаники $\text{Є}?\text{-O}, \text{S}_2\text{-D}_2$	аргиллиты, глинистые сланцы и плотные известняки PZ_1 ВУФ D_3fr		
Верхнедевонско-нижнепермский терригенный НГК (Северо-Карский бассейн)	аргиллиты $\text{D}_3\text{fr}, \text{C}_1\text{v}, \text{P}_1$	песчаники $\text{D}_3, \text{C}_1\text{v}, \text{C}_3\text{-P}_1$	аргиллиты $\text{C}_1\text{v}, \text{P}_1$	тектонически экранированные, литологические биогенные и фациального замещения	Барандей-море (P_1) Медынское-море ($\text{C}_2\text{-P}_1, \text{C}_2, \text{C}_1, \text{D}_3\text{f}, \text{D}_1$) Приразломное ($\text{P}_1\text{a}, \text{C}_3+\text{P}_1\text{a}$)
Верхнедевонско-нижнепермский карбонатный НГК (Баренцево море)	ВУФ D_3fr аргиллиты C_1v глинистые известняки $\text{P}_1\text{as-s}$	карбонаты органогенные $\text{D}_3\text{-C}_1, \text{P}_1$ песчаники C_1	аргиллиты C_1v аргиллиты P_1 соли C-P_1		
Пермско-триасовый терригенный НГК (Баренцево море)	аргиллиты $\text{P}_1, \text{P}_2, \text{T}_1, \text{T}_2, \text{T}_3$	песчаники $\text{P}_2\text{-P}_3, \text{T}_1, \text{T}_2, \text{T}_3$ спикулиты $\text{P}_2\text{-P}_3$	аргиллиты $\text{P}_2, \text{T}_1, \text{T}_2, \text{T}_3$	антиклинальные, тектонически экранированные, литологические фациального замещения	Северо-Гуляевское ($\text{P}_2, \text{C}_2\text{-C}_3$) Долгинское $\text{P}_2, \text{C}_3+\text{C}_2$ Поморское C_3 Северо-Кильдинское (T_1) Мурманское (T_2) Голиаф (T_2)
Юрско-меловой терригенный НГК (Баренцево море)	аргиллиты J_1, J_2 ВУФ $\text{J}_3\text{-K}_1\text{b}$ аргиллиты K_1br	песчаники J_2, K_1	ВУФ $\text{J}_3\text{-K}_1\text{b}$ глины $\text{K}_1\text{br}, \text{K}_1\text{al}$	антиклинальные, литологические фациального замещения	Штокмановское ($\text{J}_{2,3}$) Ледовое (J_2) Лудловское (J_2) Сновит (J_{1-2})

Табл. 1. Нефтегазоносные комплексы и элементы нефтяных систем в разрезе Баренцево-Северокарского шельфа. ВУФ – высокоуглеродистая формация.

быть продуктивны песчаники средне-позднедевонского, визейского, позднекаменноугольно-раннепермского возраста. На Баренцевоморском шельфе коллекторами являются органогенные карбонаты позднедевонско-раннекаменноугольного и раннепермского возраста, а в западной части – нижнекаменноугольные песчаники. В качестве флюидоупоров выступают аргиллиты визейского и артинско-кунгурского ярусов, а в западной части Баренцевоморского шельфа – каменноугольные соли. Ловушки антиклинальные, тектонически экранированные, литологические биогенные и фациального замещения.

Пермско-триасовый терригенный нефтегазоносный комплекс перспективен на Баренцевоморском шельфе, в то время как в Северо-Карской впадине глубины залегания этого НГК слишком малы. На Баренцевоморском шельфе продуктивны средне-верхнепермские и триасовые песчаники, а в западной части также – средне-верхнепермские спикулиты и кремнистые известняки. Регионального флюидоупора не выделяется, но развиты локальные глинистые покрывки (Норина, 2014). Ловушки антиклинальные, литологические фациального замещения, в норвежском секторе Баренцева моря – тектонически экранированные.

Юрско-меловой нефтегазоносный комплекс перспективен на Баренцевоморском шельфе. Основными

коллекторами юрско-мелового НГК являются песчаники средней-верхней юры, в западной части Баренцевоморского шельфа – песчаники нижней и средней юры (Суслова, 2014). Прогнозируются коллекторы и природные резервуары в литологических ловушках нижнемеловых клиноформенных отложений (Мордасова и др., 2019). Региональным флюидоупором, как и нефтегазоматеринской толщей, являются верхнеюрско-нижнемеловые высокоуглеродистые глинисто-кремнистые породы. Ловушки антиклинальные, тектонически экранированные, литологические фациального замещения.

4.2. Нефтегазоматеринские толщи

В норвежском секторе Баренцевоморского шельфа возраст пород с подтвержденным генерационным потенциалом охватывает интервал от раннекаменноугольного до раннемелового (Ohm et al., 2008). В пределах Южно-Баренцевской впадины геохимически охарактеризованы мезозойские нефтегазоматеринские толщи (Вискунова, 2006; Киреев и др., 2009; Sobolev, 2014; Кирюхина, 2013; Норина, 2014; Ступакова и др., 2021).

В связи с отсутствием фактических данных, позволяющих прямо оценить генерационные свойства палеозойских нефтегазоматеринских пород в пределах российского сектора Баренцева моря, на данный момент

остаётся неопределённость в прогнозах масштабов нефтегазоносности этого региона.

Дополнительным фактором, влияющим на оценку перспектив нефтегазоносности бассейна, является индивидуальность моделей деструкции керогена, подтвержденных НГМТ. В данной работе для моделирования использован собственный кинетический спектр верхнеюрской НГМТ, что позволило уточнить временные рамки и масштабы генерации УВ для одной из наиболее богатых органическим веществом толщ региона.

Возраст нефтегазоматеринских пород

На основе геохимических исследований пород Баренцево-Карского региона (Бро, 1992; Верба, 2005; Киреев и др., 2009; Sobolev, 2014; Кирюхина, 2013; Норина, 2014; Ступакова и др., 2021; Leith et al., 1993; Ohm et al., 2008), в бассейновую модель были занесены НГМТ 15-ти возрастных интервалов, включая древнейшую толщу позднего кембрия – раннего ордовика (табл. 2). Были опробованы две модели: с известными НГМТ (верхнедевонско-раннемеловые (Ступакова и др., 2021; Henriksen et al., 2011; Полякова, 2015)) и с учетом предполагаемых НГМТ в нижнепалеозойском комплексе.

Оценка свойств палеозойских НГМТ в восточной части шельфа выполнена на основе анализа данных, полученных из обнажений архипелага Новая Земля (Вискунова, 2006; van Koeverden et al., 2010) (рис. 7), а также ранее неопубликованных данных полевых работ, проведённых сотрудниками кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых МГУ в 2005 году в районе зал. Русская Гавань.

На северном окончании Новой Земли выделяется верхнекембрийско-нижнеордовикская оленинская свита, Сорг в которой при высокой преобразованности пород составляет 0,7–1% (van Koeverden et al., 2010; Вискунова, 2006).

Исследования образцов из обнажений пр. Маточкин Шар, зал. Русская Гавань и мыса Олений выявили наличие силурийских пород с остаточным содержанием Сорг около 1%, а также нижнедевонских пород с Сорг, достигающим

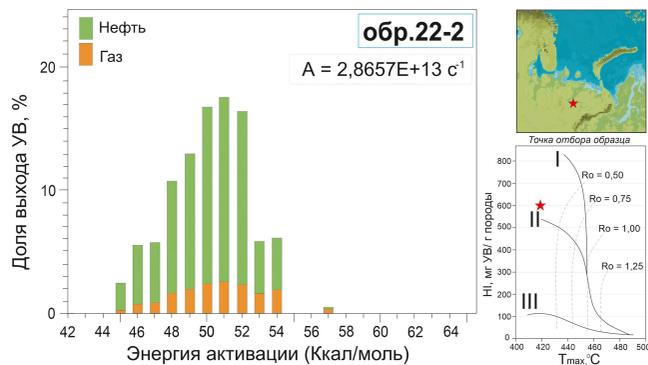


Рис. 7. Кинетический спектр преобразования органического вещества паромесской свиты (J_3t)

2–5% (данные МГУ; Вискунова, 2006; Koeverden et al., 2010), что довольно много для пород высокой степени зрелости. Распространение силурийских и нижнедевонских нефтегазоматеринских толщ ограничено восточной частью профиля (Северо-Карская область и складчатые структуры архипелага Новая Земля), где, согласно принятому в работе сценарию истории геологического развития региона, сохранялись условия морского шельфа.

Детализация модели деструкции керогена юрских отложений

Степень влияния кинетического спектра деструкции керогена оценена на примере верхнеюрской НГМТ. Был восстановлен кинетический спектр преобразования ОВ для аргиллитов паромесской свиты позднеюрского возраста, отобранных в обнажении на реке Айюва в пределах Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна (рис. 7). Полученный спектр был сопоставлен с моделями деструкции керогена типов IIВ и IIS (Pepper, Corvi, 1995), а также для юрских пород Северного моря (Ungerer, 1990; Vandembroucke et al., 1999). Результаты сравнения показали, что использование полученного спектра приводит к более быстрому созреванию ОВ по сравнению с другими моделями, уступая лишь сернистому типу IIS (рис. 8).

Возраст	Западная часть Баренцева моря			Восточная часть Баренцева моря			Северная часть Карского моря		
	ТОС ₀ , %	HI ₀ , мгУВ/г породы	Тип ОВ	ТОС ₀ , %	HI ₀ , мгУВ/г породы	Тип ОВ	ТОС ₀ , %	HI ₀ , мгУВ/г породы	Тип ОВ
K_{1b}	3–5	350	II–III	1–2	200	III	1	200	III
J₃–K_{1b}	10	500	II	10	450	II	5	450	II
J₂	1	200	III	1	200	III	—	—	—
J₁	1	150	III	1	150	III	—	—	—
T₃	3	300	III	1–2	250–300	III	—	—	—
T₂	2–3	250–350	III	1	200	III	—	—	—
T_{1o}	до 5	300	II	1–2	250	III	—	—	—
T_{1i}	2–3	330	II–III	1–2	200	III	—	—	—
P₂	3	300	II–III	2	250	II–III	—	—	—
P₁	1,5	200	III	1,5–2	250–300	III	2	250–300	II–III
C_{1v}	1,5	130	III	3	350	II–III	1,5–2	350	II–III
D₃				5	450	II	2–3	350	II–III
D₁				3	350	II–III	5	450	II
S₁				—	—	—	2	400	II
Є₃–O₁				3	400	II	3	400	II

Табл. 2. Характеристики НГМТ, закладываемые в бассейновую модель

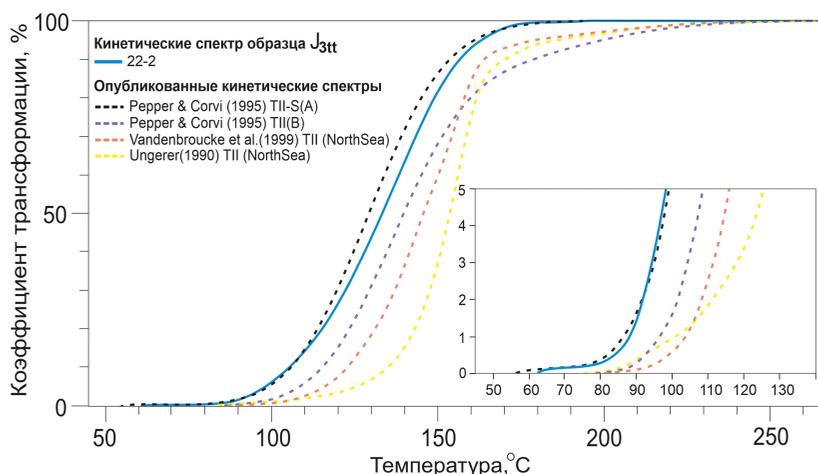


Рис. 8. Сравнение полученного кинетического спектра J3 и опубликованных спектров II типа ОБ

Полученные данные позволяют предположить раннюю генерацию нефтяных углеводородов верхнеюрской НГМТ, что может существенно повлиять на оценку реализации ее нефтегазового потенциала.

4.3. Моделирование процессов формирования УВ-флюидов

Термические модели

Калибровка модели проводилась по фактическим замерам показателя отражения витринита, пластовых температур и давлений из 6 скважин, находящихся

в непосредственной близости от моделируемого профиля: 7120/2-1, 7222/6-1, 7226/2-1, Ферсмановская-1, Лудловская-1, Крестовая-1 (рис. 9).

При моделировании были учтены процессы, влияющие на скорость генерации углеводородов, такие как соляная тектоника и внедрение интрузивных тел. На профиле максимальных пластовых температур (рис. 10б) выделяется зона влияния интрузивных тел в комплексе пород триаса. На профиле современных пластовых температур (рис. 10а) присутствует аномальный участок, связанный с соляным диапиром (свод Веслекари), оказывающим

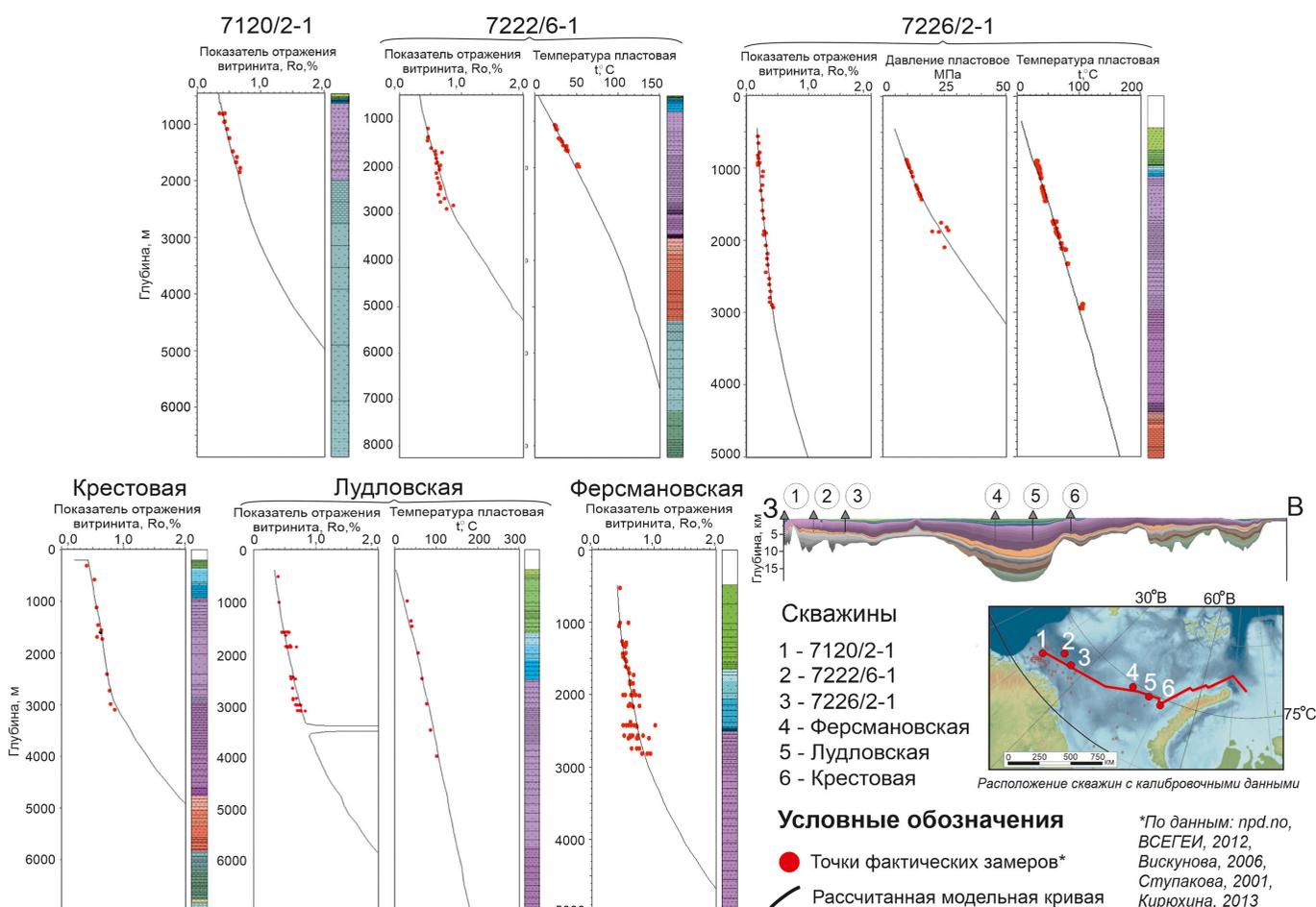


Рис. 9. Результаты калибровки модели по фактическим замерам показателя отражения витринита (Ro, %), пластовых температур (t, °C) и давлений (P, МПа)

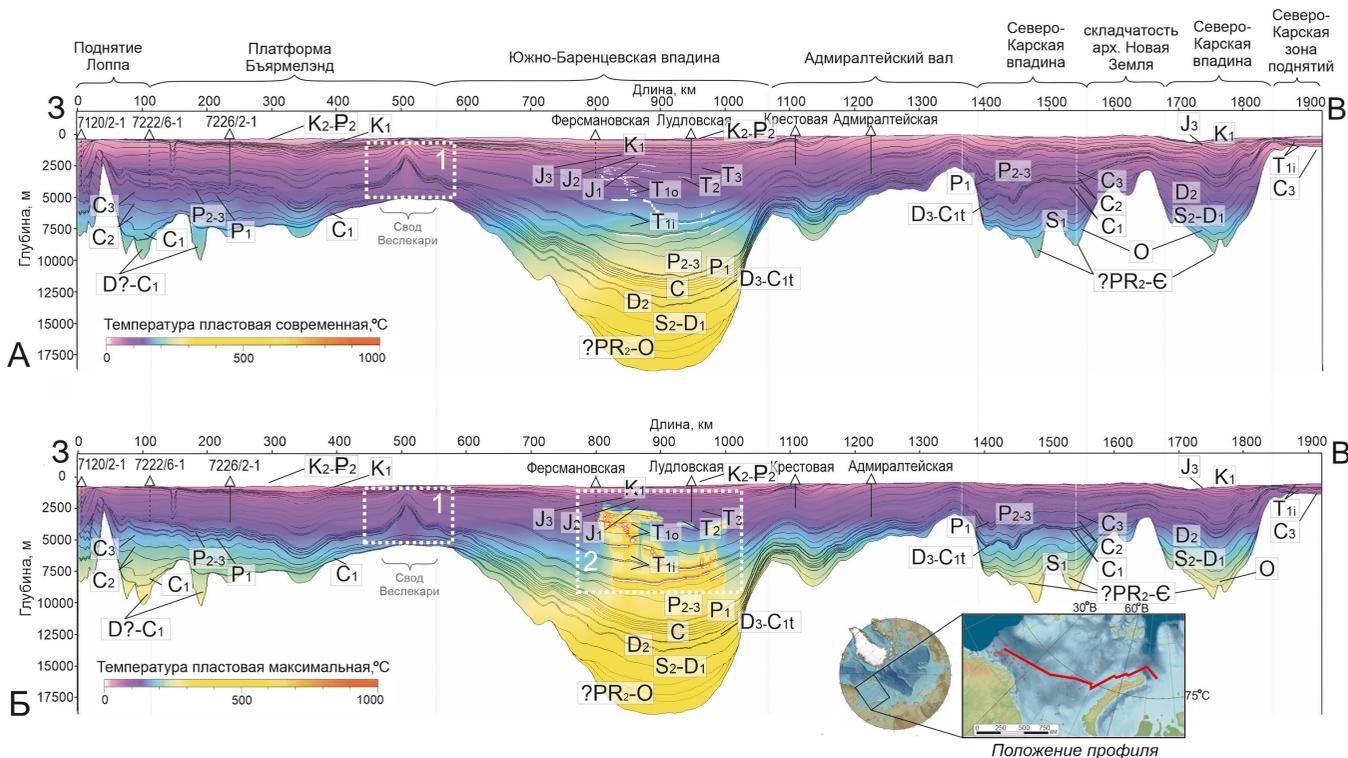


Рис. 10. Распределение рассчитанных температур: А) современные пластовые температуры; Б) максимальные за историю развития региона пластовые температуры. Аномалии температурного поля: 1) связанные с соляным диапиром; 2) связанные с внедрением интрузивных тел.

охлаждающий эффект на нижележащие ниже- и среднекаменноугольные породы, что обусловлено высокой теплопроводностью соляных отложений.

Влияние солей на температурный режим стало существенным, начиная с раннетриасовой эпохи (рис. 11). В это же время началась активная генерация УВ нижележащей нижекаменноугольной толщей с ОВ III типа. В результате, коэффициент трансформации органического вещества данной толщи ниже на десятки процентов, чем в других частях платформы Бьярмелэнд (рис. 12).

По результатам моделирования НГМТ Южно-Баренцевской впадины характеризуются наибольшей зрелостью (рис. 12). Палеозойские и нижнетриасовые толщи

достигли стадии апокатагенеза. Средне-верхнетриасовые НГМТ находятся преимущественно в главной зоне нефтеобразования, с локальными участками повышенной зрелости, связанными с внедрением интрузий. Среднеюрские, верхнеюрские и нижнемеловые породы локально достигают градации МК₁ (по классификации Н.Б. Вассоевича, 1983), что соответствует началу нефтяного окна.

В западной части шельфа каменноугольная толща достигла стадии апокатагенеза. Пермо-триасовые нефтегазоматеринские породы в основном находятся на градациях МК₁-МК₃, за исключением локальных прогибов с повышенной зрелостью. Юрско-меловые породы остаются незрелыми.

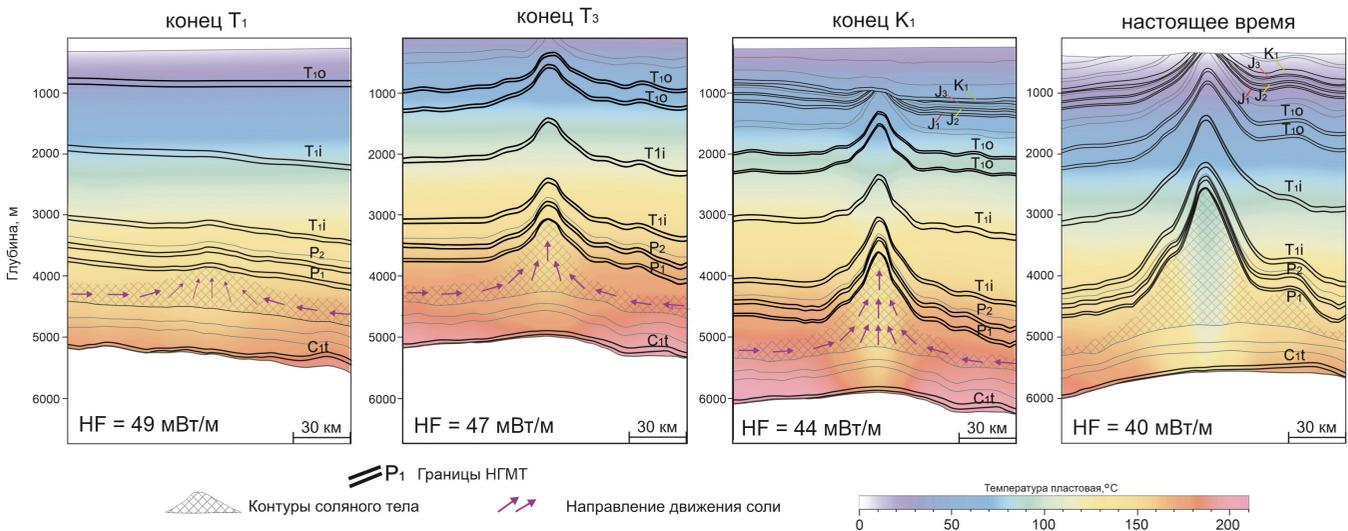


Рис. 11. Схема развития соляного купола свода Веслекари (положение см. на рис. 10)

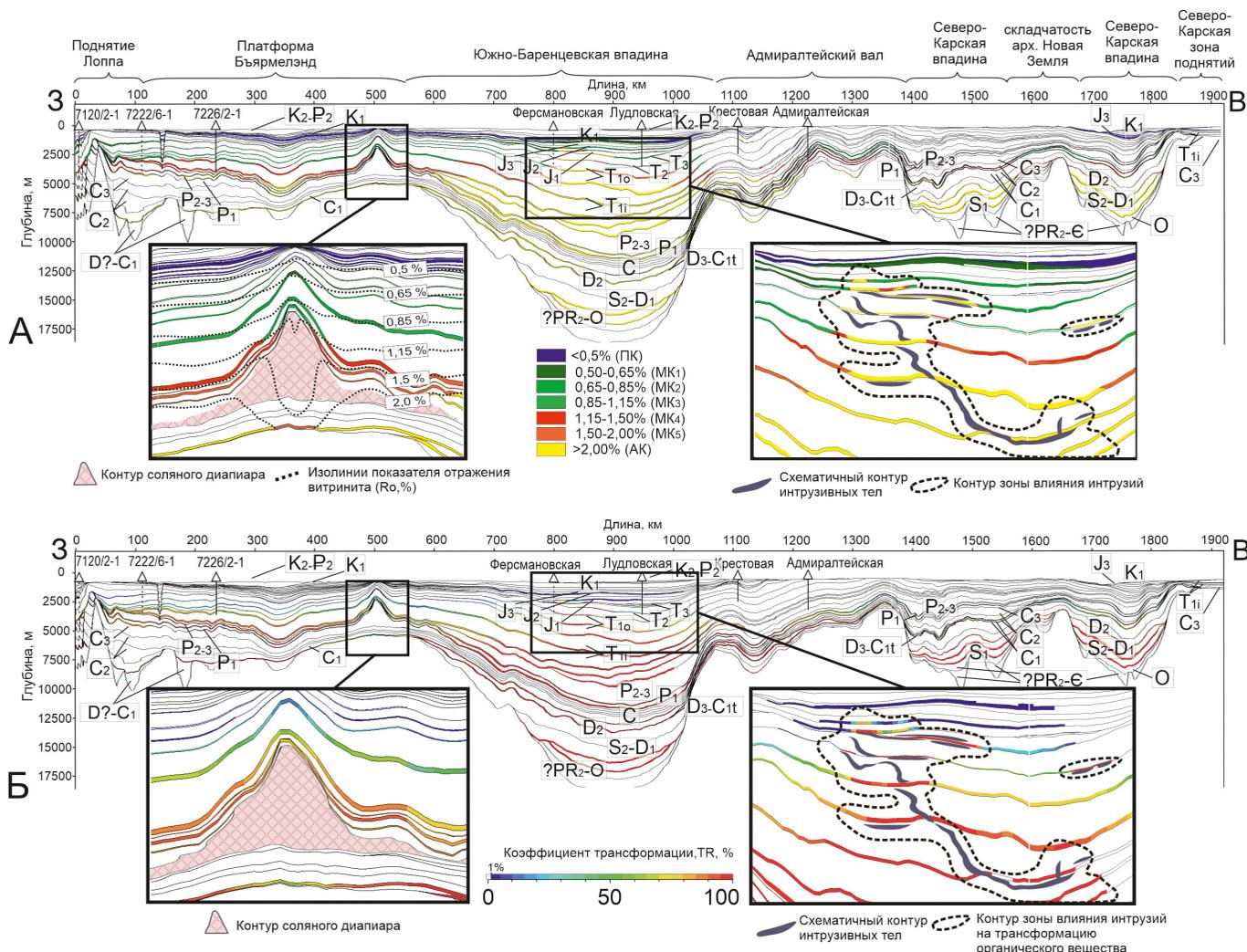


Рис. 12. Расчетные параметры зрелости: а) катагенетическая зрелость НГМТ (Ro, %); б) коэффициент трансформации НГМТ (TR, %)

В Северо-Карском прогибе НГМТ раннекаменноугольного возраста находятся на грациях МК₄–МК₅, достигая апокатагенеза в отдельных областях. Пермские породы находятся в «нефтяном окне». Материнские породы раннего палеозоя повсеместно находятся на стадии апокатагенеза.

Анализ трансформации ОВ верхнеюрских отложений в Южно-Баренцевской впадине

Рассмотрение двух вариантов бассейновой модели с различными кинетическими спектрами верхнеюрской НГМТ выявило значительные различия в трансформации ОВ в пределах Южно-Баренцевской впадины (рис. 13). Различия в результатах моделирования подчеркивают важность выбора адекватной кинетической модели для оценки нефтегенерационного потенциала.

При использовании кинетического спектра морского органического вещества ПВ (Perreg, Corvi, 1995) расчетная степень трансформации ОВ составляет 1–1,5%, достигая 4–5% в наиболее погруженных участках. Зона активной генерации углеводородов ограничивается областью около 200 км по профилю, охватывая центральные и наиболее погруженные части впадины.

Применение кинетического спектра, полученного в результате лабораторных исследований образцов верхнеюрской НГМТ, приводит к тому, что расчетная

реализация потенциала ОВ значительно возрастает, достигая в среднем 7–11%. На локальном участке, прилегающем к магматической интрузии в центральной части впадины, трансформация увеличивается до 20% из-за повышенного теплового воздействия. Зона генерации углеводородов расширяется до 300 км по профилю, охватывая практически всю Южно-Баренцевскую впадину (рис. 13).

Сравнение и анализ результатов моделирования разных сценариев развития бассейнов

Сравнение двух вариантов бассейновых моделей – с учётом и без учёта нижнепалеозойских НГМТ (рис. 14) – показало, что наибольшие различия в насыщении осадочного чехла наблюдаются в Северо-Карской части профиля. Здесь палеозойские толщи вносят существенный вклад в формирование скоплений жидких УВ (рис. 15а, в). Кроме того, учёт в модели нижнедевонской НГМТ привел к «образованию» небольших прогнозных скоплений жидких УВ в терригенных отложениях раннего девона в зоне сочленения Южно-Баренцевской впадины и Адмиралтейского вала. В моделях газового насыщения (рис. 14б) присутствуют дополнительные скопления газа в среднедевонских отложениях на восточном окончании профиля, а также в терригенных отложениях раннего девона Южно-Баренцевской впадины. Однако несмотря

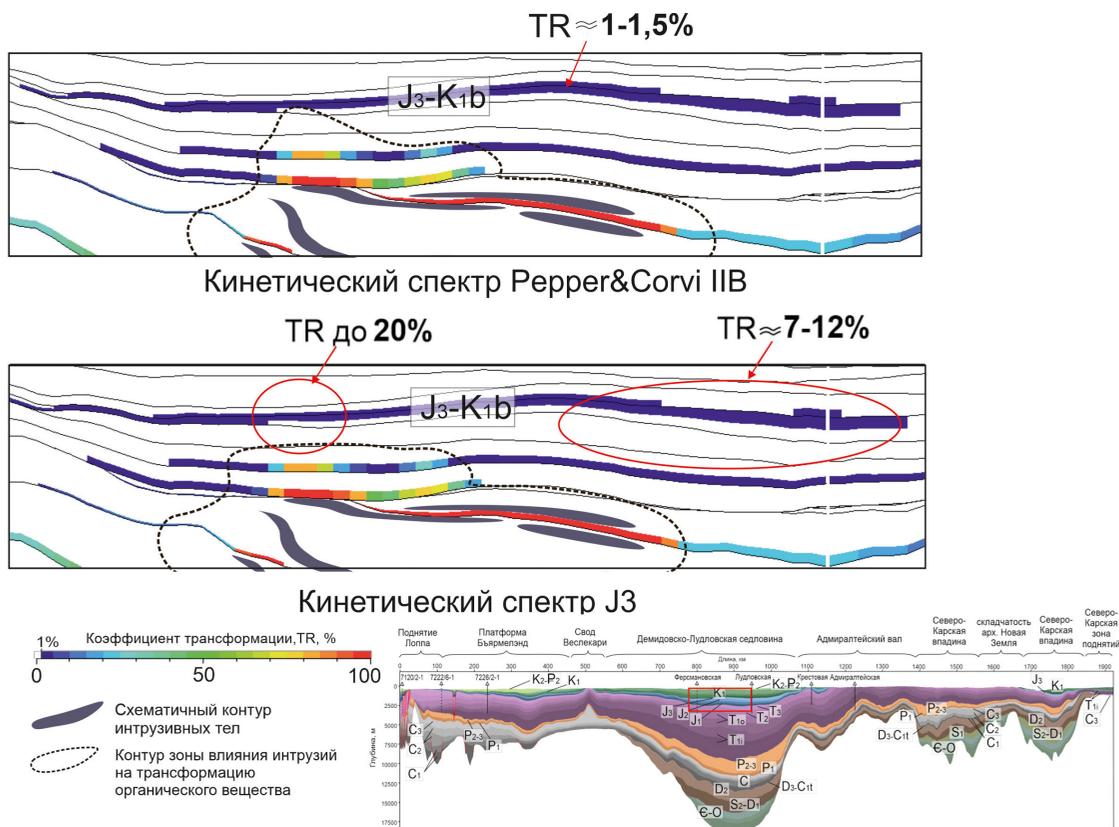


Рис. 13. Влияние выбора спектра деструкции керогена на преобразованность верхнеюрской НГМТ

на значительный вклад раннепалеозойских толщ в общую генерацию УВ в Северо-Карской части профиля, в верхней части разреза, начиная с каменноугольных отложений, различий в насыщении не наблюдается.

Учёт температурного влияния интрузий в пределах Южно-Баренцевской впадины не вызвал значительных визуальных изменений в моделях насыщения. Поэтому для оценки этого влияния мы сопоставили суммарные объёмы генерации УВ каждой мезозойской НГМТ с учётом потерь на вторичный крекинг. Анализ проводился путем сравнения процентных соотношений объёмов генерации УВ в моделях с учётом интрузий и без них (рис. 16).

Для триасовых НГМТ наблюдается тенденция увеличения объёмов газа при одновременном снижении объёмов жидких УВ. Наименьшие различия характерны для нижнетриасовых толщ, что связано с их высокой зрелостью в наиболее погруженной части впадины и преимущественной генерацией газа ещё до внедрения интрузивных тел. Значительное увеличение объёмов газовых УВ отмечено для средне- и верхнетриасовых пород. Для среднетриасовой НГМТ объём сгенерированного газа увеличился на 80% по сравнению с моделью без интрузий, при этом объём жидких УВ снизился на 40%. Для верхнетриасовой – объём газа увеличился на 90%, а нефти – уменьшился более чем в два раза.

Для юрских НГМТ также наблюдаются различия в объёмах генерации, однако из-за низкой зрелости на момент внедрения интрузий и отсутствия прямого контакта пород с ними, разрушения нефтяных УВ не произошло. Для нижне- и среднеюрских пород характерно увеличение объёма нефти на 30-40% и газа на 90%, но в абсолютных величинах эти изменения наиболее выражены в газогенерации

нижнеюрской НГМТ. Континентальный генезис ОВ этих пород обуславливает значительный прирост газа по сравнению с нефтью.

Влияние тепла интрузий на верхнеюрскую НГМТ минимально: прирост объёмов УВ составляет менее 5%. Объёмы генерации раннемеловой НГМТ крайне незначительны, и дополнительного влияния магматизма на них в пределах моделируемого профиля не выявлено.

Оценка времени генерации, миграции и аккумуляции УВ-флюидов

Различия истории развития рассматриваемых частей современного Баренцево-Карского шельфа напрямую отразились на процессах генерации и миграции углеводородов (рис. 17).

Первые эпизоды генерации УВ в Южно-Баренцевской впадине и Северо-Карском бассейне начались примерно в одно время. В западной части современного шельфа образование УВ начинается лишь в конце пермского периода. Значительное ускорение созревания НГМТ связано с началом накопления триасового комплекса. В Южно-Баренцевской впадине интенсивное погружение привело к полному истощению потенциала пород палеозоя и раннего триаса. Дополнительным фактором, ускорившим процессы преобразования, стало внедрение интрузивных тел в раннемеловое время.

Для Южно-Баренцевской впадины отмечены вариации времени генерации мезозойских НГМТ в зависимости от теплового воздействия интрузий. Оно незначительно сократило время генерации углеводородов триасовыми породами, но ускорило начало генерации юрскими НГМТ.

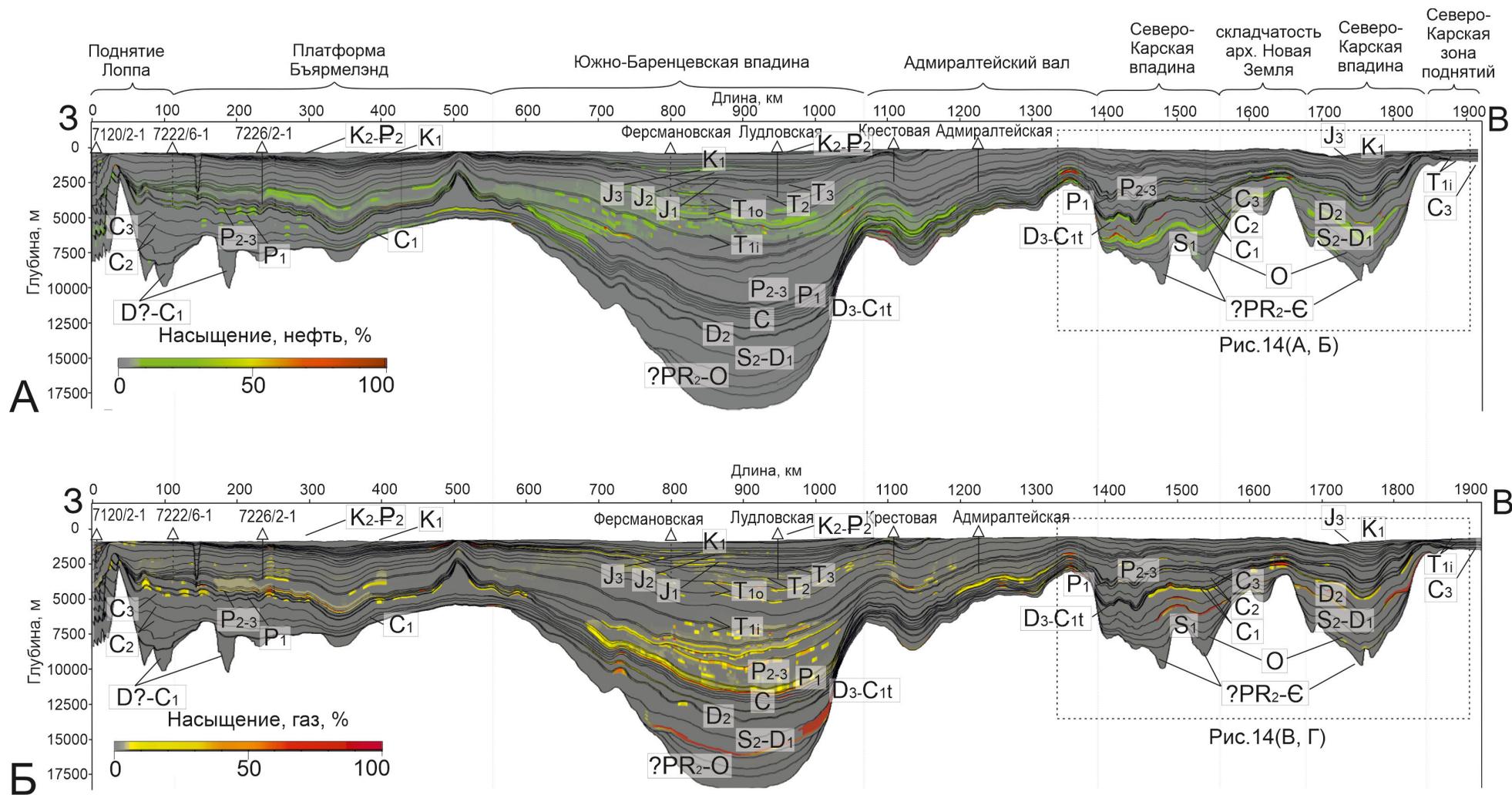


Рис. 14. Разрезы углеводородного насыщения осадочного чехла, модель с учетом раннепалеозойских НГМТ: А) нефтяное насыщение, Б) газовое насыщение.

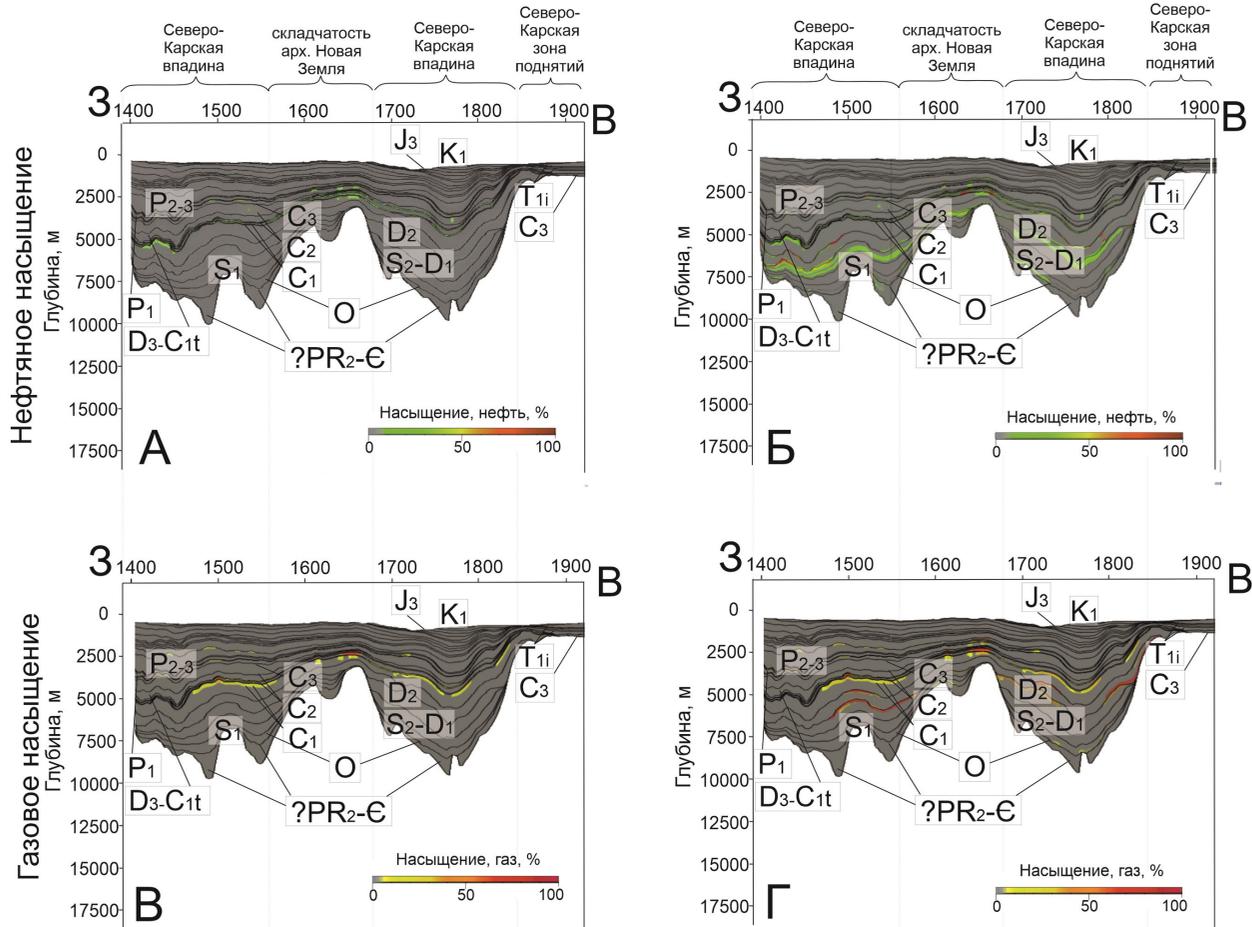


Рис. 15. Разрезы углеводородного насыщения осадочного чехла Северо-Карского бассейна. Модель без учета раннепалеозойских НГМТ: А) нефтяное насыщение, Б) газовое насыщение; модель с учетом раннепалеозойских НГМТ: В) нефтяное насыщение, Г) газовое насыщение (положение фрагмента см. на рис 14).

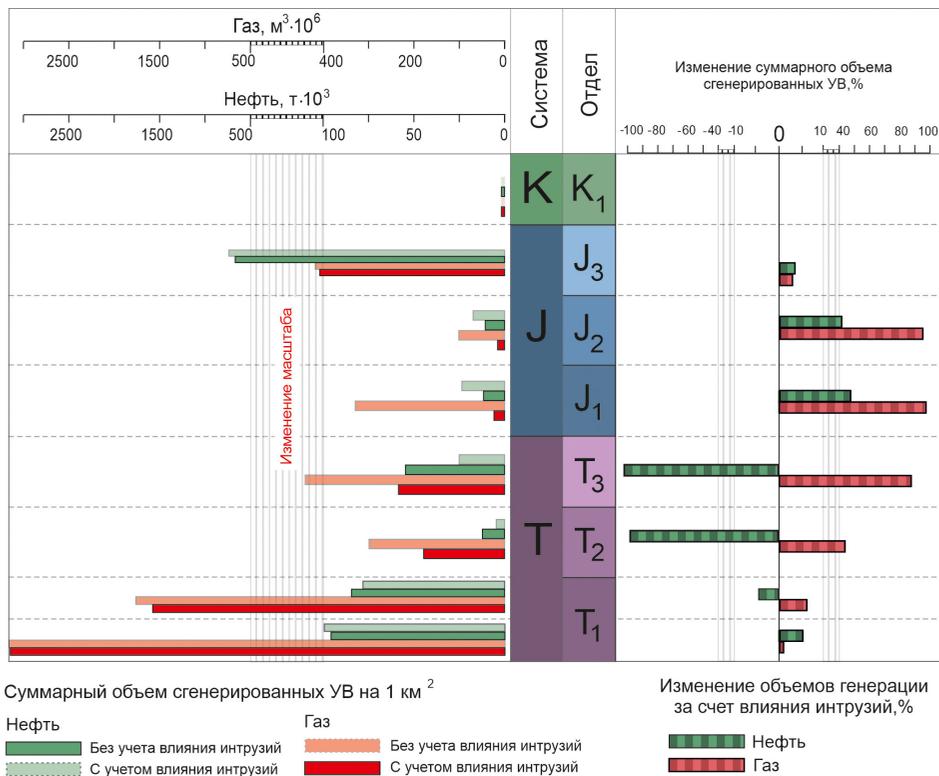


Рис. 16. Различия объемов генерации мезозойскими НГМТ в пределах Южно-Баренцевской впадины при учете внедрения интрузий

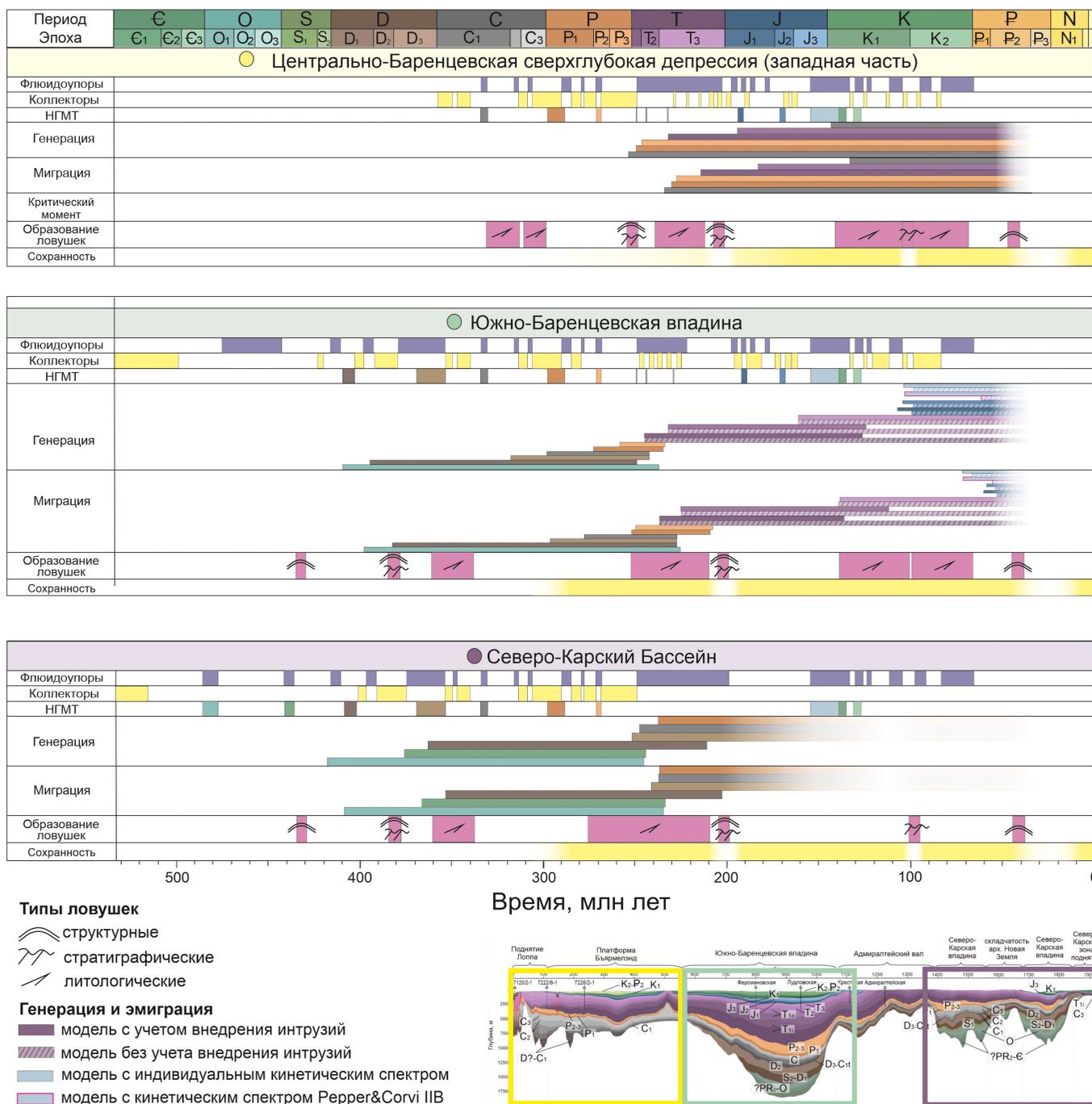


Рис. 17. Шкала событий углеводородных систем для разных частей моделируемого профиля

Во всех частях профиля генерация прекратилась из-за подъема территории в кайнозойское время. В Северо-Карском бассейне образование УВ замедлилось и прекратилось еще раньше, так как уже в юрско-меловое время погружение здесь происходило менее интенсивно.

К началу миграции углеводородов на всей территории были созданы условия для их аккумуляции. Сохранность залежей нарушалась в периоды крупных тектонических перестроек. В период внедрения интрузивных тел значительного разрушающего воздействия на сформированные залежи в пределах моделируемого профиля выявлено не было.

Заключение

Бассейновое моделирование по композитному профилю с учетом актуальной стратиграфической модели Баренцевоморского и Северо-Карского осадочных бассейнов показало, что временные рамки процессов генерации, миграции и аккумуляции УВ различны в каждой рассматриваемой части профиля.

Показано значительное влияние раннепалеозойских НГМТ на формирование скоплений жидких углеводородов в пределах Северо-Карской впадины. В глубоких частях Южно-Баренцевской впадины нижнепалеозойские отложения обеспечили формирование преимущественно газовых скоплений УВ на значительных глубинах.

Игнорирование древних НГМТ может привести к недооценке перспектив в областях, где эти отложения залегают на глубинах до 5–7 км.

Результаты моделирования показали, что использование кинетического спектра верхнеюрской НГМТ существенно влияет на расчетное время начала генерации и скорость преобразования органического вещества. Несмотря на низкую катагенетическую зрелость верхнеюрских отложений (начало МК₁), использование данного спектра обеспечивает более раннюю генерацию углеводородов по сравнению с большинством опубликованных моделей деструкции керогена II типа.

Тепловое воздействие интрузий оказало разнонаправленное влияние на мезозойские НГМТ. Максимальные положительные изменения наблюдаются при воздействии на незрелые нижне- и среднеюрские породы. Влияние на верхнеюрскую и нижнемеловую НГМТ оказалось менее значительным. На триасовый комплекс, в котором на момент внедрения интрузий уже протекали процессы генерации УВ, магматизм оказал негативное влияние, приводя к быстрому «сжиганию» остаточного генерационного потенциала НГМТ и ускорению вторичного крекинга жидких УВ.

Результаты моделирования также ярко демонстрируют степень влияния соляной тектоники. Охлаждающие свойства соляных отложений проявились здесь в полной мере, так как активизация течения солей и основная фаза образования соляного диапира совпали со временем начала генерации УВ нижележащей нефтегазоматеринской породой. В связи с этим процент трансформации органического вещества этой толщи в районе диапира значительно ниже, чем в других частях профиля на тех же глубинах.

Полученные результаты подчеркивают необходимость комплексного подхода к оценке нефтегазоносного потенциала региона, включая учет магматических процессов и соляной тектоники, а также уточнение характеристик и особенностей распространения НГМТ.

Финансирование/Благодарности

Работа выполнена в рамках государственного задания Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (тема № АААА-А16-116033010095-1 Изучение углеводородных ресурсов морских акваторий и Арктического региона Российской Федерации).

Авторы выражают большую благодарность коллегам из университетов г. Берген (Eide С.Н., Klausen Т.Г) и г. Ставангер (Escalona А., Marin D.R., Ohm S.E.) за консультации и совместные работы в 2015–2018 гг., в том числе по тематике данной работы, а также Котик О.С. и Макаровой Е.Ю. за предоставленный каменный материал.

Литература

Басов, В.А., Василенко, Л. В., Вискунова, К. Г., Кораго, Е. А., Корчинская, М. В., Куприянова, Н. В., Повышева Л.Г., Преображенская Э.Н., Пчелина Т.М., Столбов Н.М., Суворова Е.Б., Супруненко О.И., Сулова В.В., Устинов Н.В., Устрицкий В.И., Фефилова, Л.А. (2009). Эволюция обстановок осадконакопления Баренцево-Северо-Карского палеобассейна в фанерозое. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 4(1), с. 1–44.

Большакова М.А. (2008). Геолого-геохимические условия формирования нефтегазоносности Штокмановско-Луниной мегаседловины. Канд. Дисс. М.: МГУ, 146 с.

Бро Е.Г. (1992). Нефтегазоносные комплексы в палеозойских и мезозойских отложениях на шельфе Баренцева моря. Нефтегазоносность Баренцево-Карского шельфа. СПб.: ВНИИОкеангеология, с. 17–37.

Васильев В.В., Вискунова К.Г., Кийко О.А., Козлов С.А. и др. (2013). Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:1 000 000 (третье поколение). Серия Северо-Карско-Баренцевоморская. Лист Т-41–44 – мыс Желания. Объяснительная записка. СПб.: Картографическая фабрика ВСЕГЕИ, 200 с.

Верба М.Л. (2007). Проявления природных углеводородов в осадочном чехле Шпицбергена. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 2, с. 1–22.

Верба М.Л., Матвеев Ю., Рослов Ю.В., Сакулина Т.С. (2005). Литосфера Карско-Баренцевской шельфовой плиты и арктического побережья Европейского севера (по результатам исследований на опорном профиле 2-АР). Строение литосферы российской части Баренцевского региона. Под редакцией Н.В. Шарова, Ф.П. Митрофанова, М.Л. Вербы, К. Гиллена. Петрозаводск: Карельский научный центр РАН, с. 182–216.

Вискунова К.Г., Подгорных Л.В., Петрова В.И., и др. (2006). Создание каркасной сети бассейнового моделирования с целью оценки перспектив нефтегазоносности акватории Баренцева моря. Гос. контракт, СПб.: ФГУП ВНИИОкеангеология.

Грамберг И.С., Школа И.В., Преображенская Э.Н., Бро Е.Г. (1985) Параметрические скважины на островах Баренцева и Карского морей. *Советская геология*, 1, с. 95–98.

Дымов В.А., Качурина Н.В., Макарьев А.А., Макарьева Е.М. и др. (2011). Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:1 000 000 (третье поколение). Лист U-41–44 — Земля Франца-Иосифа (восточные острова). Объяснительная записка. СПб.: Картофабрика ВСЕГЕИ, 220 с.

Зархидзе Д.В., Красножен А.С., Шкарубо С.И. и др. (2021). Государственная геологическая карта Российской Федерации масштаба 1:1 000 000. Третье поколение. Серия Северо-Карско-Баренцевоморская. Лист S-39,40 – прол. Маточкин Шар. Объяснительная записка. Минприроды России, Роснедра, ФГБУ «ВСЕГЕИ», ОАО «МАГЭ». СПб.: Изд-во ВСЕГЕИ, 333 с.

Казанин Г.С., Павлов С.П., Шлыкова В.В., Ступакова А.В., Норина Д.А., Сауткин Р.С., Сулова А.А. (2011). Сейсмо-геологическое строение Печорского и юго-восточной части Баренцева морей на основе интерпретации каркасной сети сейсмических профилей МОВ ОГТ 2Д. Геология и геоэкология континентальных окраин Евразии. Выпуск 3. Специальное издание, посвященное 40-летию МАГЭ. ГЕОС Москва, с. 59–81.

Качурина Н.В., Макарьев А.А., Макарьева Е.М. и др. (2013). Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:1 000 000 (третье поколение). Серия Северо-Карско-Баренцевоморская и Таймырско-Североземельская. Лист Т-45–48 – м. Челюскин. Объяснительная записка. СПб.: Картографическая фабрика ВСЕГЕИ, 2013, 568 с.

Киреев Г.И., Руденко М.Н. и др. (2009). Отчёт по теме: «Комплексная обработка материалов бурения скважин Баренцевоморского региона (скважины № 1-Адмиралтейская, № 1-Крестовая, № 1-Арктическая, № 1-Ферсмановская)» (Государственный контракт № 01/12/70-5 от 18 июня 2008 г.).

Кириухина Н.М., Кириухина Т.А. (2013). Нефтегазогенерационный потенциал юрских отложений Баренцевоморского нефтегазоносного бассейна. *Вестник Московского университета. Серия 4. Геология*, (1), с. 28–35. <http://dx.doi.org/10.3103/S0145875213010055>

Кораго Е.А., Ковалева Г.Н., Щеколдин Р.А., Ильин В.Ф., Гусев Е.А., Крылов А.А., Горбунов Д.А. (2022). Геологическое строение архипелага Новая Земля (запад российской Арктики) и особенности тектоники евразийской Арктики. *Геотектоника*, (2), с. 21–57. <http://dx.doi.org/10.31857/S0016853X22020035>

Малышев Н.А., Вержбицкий В.Е., Скарятин М.В., Балагуров М.Д., Илюшин Д.В., Колобакин А.А., Губарева О.А., Гатовский Ю.А., Лакеев В.Г., Лукашев Р.В., Ступакова А.В., Сулова А.А., Обметко В.В., Комиссаров Д.К. (2023). Стратиграфическое бурение на севере Карского моря: первый опыт реализации проекта и предварительные результаты. *Геология и геофизика*, (3), с. 311–326. <http://dx.doi.org/10.15372/GiG2022131>

Малышева С.В. (2015). Региональное моделирование бассейнов различных геодинамических типов в связи с прогнозом их нефтегазоносности. Канд. дисс. Санкт-Петербург, ВНИГНИ, 138 с.

Мордасова, А.В., Ступакова, А.В., Сулова, А.А., Ершова, Д.К., Сидоренко, С.А. (2019). Условия формирования и прогноз природных

резервуаров в клиноформном комплексе нижнего мела Баренцево-Карского шельфа. *Георесурсы*, 21(2), с. 63–79. <https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.63-79>

Никитин Д.С., Хуторской М.Д., Иванов Д.А., Горских П.П. (2020). Глубинное строение и нефтегазоносность северо-восточной части Баренцево-Карского шельфа. *Труды Геологического института*, (622), с. 5–142.

Норина Д.А. (2014). Строение и нефтегазоматеринский потенциал пермско-триасовых терригенных отложений Баренцево-Карского шельфа. Канд. дисс. Москва: МГУ, 208 с.

Павлов Л.А., Матигоров А.А., Зарипов О.Г. и др. (1985). Научная обработка материалов бурения параметрических и особо важных поисковых скважин на шельфе Баренцева и Карского морей. Отчет по теме 1/84-86. КТЭ ПО АМНГР, Мурманск.

Полякова И.Д. (2015). Нефтегазоматеринские толщи Арктики. *Литология и полезные ископаемые*, (1), с. 30–54. <https://doi.org/10.7868/S0024497X14060081>

Сакулина Г.А., Павленкова, С.Н., Кашубин (2015). Структура земной коры северной части Баренцево-Карского региона по профилю ГСЗ 4-АР. *Геология и геофизика*, 56(11), с. 2053–2066. <https://doi.org/10.15372/GiG20151108>

Старцева К.Ф., Никишин А.М., Малышев Н.А., Никишин В.А., Валюшова А.А. (2017). Геологическая и углеводородная модель Восточно-Баренцево-Карского мегабассейна на примере профиля 4-АР. *Новые идеи в геологии нефти и газа - 2017: сборник научных трудов (по материалам Международной научно-практической конференции)*, с. 349–352.

Ступакова А.В. (2000). Развитие осадочных бассейнов древней континентальной окраины и их нефтегазоносность (на примере Баренцево-Карского шельфа). *Геология нефти и газа*, 4, с. 51–57.

Ступакова А.В. (2011). Структура и нефтегазоносность Баренцево-Карского шельфа и прилегающих территорий. *Геология нефти и газа*, (6), с. 99–115.

Ступакова А.В., Большакова М.А., Сулова А.А., Мордасова А.В., Осипов К.О., Ковалевская С.О., Колесникова Т.О., Шевченко Г.А., Мастерков И.А., Цыганкова А.А., Гильмуллина А.А. (2021). Нефтегазоматеринские толщи Баренцево-Карского шельфа: область распространения и свойства. *Георесурсы*, 23(2), с. 6–25. <https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.1>

Ступакова А.В., Сулова А.А., Коробова Н.И., Бурлин Ю.К. (2012). Цикличность и перспективы юрского нефтегазоносного комплекса Баренцево-Карского шельфа. *Вестник Московского университета. Серия 4. Геология*, 67(6), с. 35–42.

Сулова А.А. (2014). Сейсмостратиграфический анализ и перспективы нефтегазоносности юрских отложений Баренцево-Карского шельфа. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 9(2), с. 1–19. <https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.63-79>

Сулова А.А., Мордасова А.В., Ступакова А.В., Гиляев Р.М., Гаповский Ю.А., Коробова Н.И., Гумеров А.Р., Сахабов Т.Р., Колесникова Т.О. (2023). Строение северного сектора Баренцево-Карского региона для прогноза его нефтегазоносности. *Георесурсы*, 25(2), с. 47–63. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.4>

Устрицкий В.И., Тугарова М.А. (2013). Уникальный разрез перми и триаса, вскрытый скважиной Адмиралтейская-1 (Баренцево море). *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 8(2).

Шельфовые осадочные бассейны Российской Арктики: геология, геоэкология, минерально-сырьевой потенциал (2020). Под ред. д-ра техн. наук Г.С. Казанина; АО «МАГЭ». Мурманск; СПб.: «Реноме», 544 с.

Шипилов Э.В. (2018). Базальтоидный магматизм и проблема газозносности Восточно-Баренцево-Карского мегабассейна. *Арктика: экология и экономика*, 2(30), с. 94–106. <https://doi.org/10.25283/2223-4594-2018-2-94-106>

Brunstad H. & Rønnevik H.C. (2022) Loppa High Composite Tectono-Sedimentary Element, Barents Sea. *Geological Society, London, Memoirs* 57. <https://doi.org/10.1144/M57-2020-3>

Corfú F., Polteau S., Planke S., Faleide J.I., Svensen H., Zayoncheck A., Stolbov N. (2013). U–Pb geochronology of Cretaceous magmatism on Svalbard and Franz Josef Land, Barents Sea Large Igneous Province. *Geological Magazine*, 150(6), pp. 1127–1135. <https://doi.org/10.1017/S0016756813000162>

Dallmann W. (2015). Geoscience Atlas of Svalbard. Norsk Polarinstittut Rapportserie148, 292 p.

Gilmullina A., Klausen T.G., Doré A.G., Rossi V.M., Suslova A. & Eide C.H. (2022). Linking sediment supply variations and tectonic evolution in deep time, source-to-sink systems—The Triassic Greater Barents Sea Basin. *GSA Bulletin*, 134(7–8), pp. 1760–1780. <https://doi.org/10.1130/B36090.1>

Gilmullina A., Klausen T.G., Paterson N.W., Suslova A., & Eide C.H. (2021). Regional correlation and seismic stratigraphy of Triassic Strata in the Greater Barents Sea: Implications for sediment transport in Arctic basins. *Basin research*, 33(2), pp. 1546–1579. <https://doi.org/10.1111/bre.12526>

Grundvåg S. and S. Olausen (2017). Sedimentology of the Lower Cretaceous at Kikutodden and Keilhauffjellet, southern Spitsbergen: implications for an onshore–offshore link. *Polar Research*, 36, 1302124. <https://doi.org/10.1080/17518369.2017.1302124>

Hansford P.A. (2014). Basin modelling of the south-west Barents Sea (Master's thesis).

Hassaan M., Faleide J.I., Gabrielsen R.H. & Tsikalas F. (2020). Carboniferous graben structures, evaporite accumulations and tectonic inversion in the southeastern Norwegian Barents Sea. *Marine and Petroleum Geology*, 112, 104038. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2019.104038>

Henriksen E., Ryseth A.E., Larssen G.B., Heide T., Rønning K., Sollid K. and Stoupakova A.V. (2011). Tectonostratigraphy of the greater Barents Sea: implications for petroleum systems. *Geological Society, London, Memoirs*, 35, pp. 163–195. <https://doi.org/10.1144/M35.10>

Klausen T.G., Müller R., Poyatos-Moré M., Olausen S. & Stueland E. (2022). Tectonic, provenance and sedimentological controls on reservoir characteristics in the Upper Triassic–Middle Jurassic Realgrunnen Subgroup, SW Barents Sea. *Tectonophysics*, 765, pp. 35–51 <https://doi.org/10.1144/SP495-2018-165>

Ktenas D., Nielsen J.K., Henriksen E., Meisingset I., & Schenk O. (2023). The effects of uplift and erosion on the petroleum systems in the southwestern Barents Sea: Insights from seismic data and 2D petroleum systems modelling. *Marine and Petroleum Geology*, 158, 106535. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2023.106535>

Lasabuda A.P., Johansen N.S., Laberg J.S., Faleide J.I., Senger K., Rydningen T.A. ... & Hanssen A. (2021). Cenozoic uplift and erosion of the Norwegian Barents Shelf—A review. *Earth-Science Reviews*, 217, 103609. <https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2021.103609>

Leith T.L., Weiss H.M., Mørk A., Elvebak G., Embry A.F., Brooks P.W., & Borisov A.V. (1993). Mesozoic hydrocarbon source-rocks of the Arctic region. *Norwegian petroleum society special publications*, 2, pp. 1–25. <https://doi.org/10.1016/B978-0-444-88943-0.50006-X>

Marín D., Escalona A., Śliwińska K.K., Nøhr-Hansen H., Mordasova A. (2017). Sequence stratigraphy and lateral variability of Lower Cretaceous clinoforms in the southwestern Barents Sea. *AAPG Bull.* 101, pp. 1487–1517. <https://doi.org/10.1306/10241616010>

Matthews K., Maloney K., Zahirovic S., Williams S., Seton M., & Müller R. (2016). Global plate boundary evolution and kinematics since the late Paleozoic. *Global and Planetary Change*, 146, pp. 226–250. <https://doi.org/10.1016/j.gloplacha.2016.10.002>

Mordasova A.V., Stoupakova A.V., Suslova A.A., Escalona A.V., Marín D., & Gilmullina A. (2024). Sequence stratigraphy and palaeogeography of the Upper Jurassic and Lower Cretaceous in the Eastern Barents Sea. *Basin Research*, 36(2), e12862. <https://doi.org/10.1111/bre.12862>

Mueller S., Hounslow M.W., & Kürschner W.M. (2016). Integrated stratigraphy and palaeoclimate history of the Carnian Pluvial Event in the Boreal realm; new data from the Upper Triassic Kapp Toscana Group in central Spitsbergen (Norway). *Journal of the Geological Society*, 173(1), pp. 186–202. <https://doi.org/10.1144/jgs2015-028>

Nikishin A.M., Petrov E.I. et al. (2019). Geological structure and history of the Arctic Ocean based on new geophysical data: implications for paleoenvironment and paleoclimate. Part 2. Mesozoic to Cenozoic geological evolution. *Earth-Science Reviews*, 217, 103034. <https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2019.103034>

Ohm S.E., Karlsten D.A., Austin T.J.F. (2008). Geochemically driven exploration models in uplifted areas: Examples from the Norwegian Barents Sea. *AAPG Bulletin*, 92(9), pp. 1191–1223. <https://doi.org/10.1306/06180808028>

Pepper A.S., Corvi P.J. (1995). Simple kinetic models of petroleum formation. Part I: oil and gas from kerogen. *Marine Petroleum Geology*, 12(3), pp. 291–319. [https://doi.org/10.1016/0264-8172\(95\)98382-F](https://doi.org/10.1016/0264-8172(95)98382-F)

Polteau S., Hendriks B.W., Planke S., Ganerød M., Corfú F., Faleide J.I., Myklebust R. (2016). The Early Cretaceous Barents Sea Sill Complex: distribution, 40Ar/39Ar geochronology, and implications for carbon gas formation. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 441, pp. 83–95. <https://doi.org/10.1016/j.palaeo.2015.07.007>

Rojo L.A. & Escalona A. (2018). Controls on minibasin infill in the Nordkapp Basin: Evidence of complex Triassic synsedimentary deposition influenced by salt tectonics. *AAPG Bulletin*, 102(7), pp. 1239–1272. <https://doi.org/10.1306/0926171524316523>

Rojo L.A., Cardozo N., Escalona A., & Koyi H. (2019). Structural style and evolution of the Nordkapp Basin, Norwegian Barents Sea. *AAPG Bulletin*, 103(9), pp. 2177–2217. <https://doi.org/10.1306/01301918028>

Smelror M., Petrov O.V., Larssen G.B. & Werner S.C. (2009). Geological history of the Barents Sea. *Norges Geol. undersøkelse*, 1, pp. 1–135.

Sobolev Peter. (2012). Cenozoic uplift and erosion of the Eastern Barents Sea - Constraints from offshore well data and the implication for petroleum system modeling. *Zeitschrift der Deutschen Gesellschaft für Geowissenschaften*. 163, pp. 309–324. <https://doi.org/10.1127/1860-1804/2012/0163-0323>.

Ungerer P. (1990). State of the art of research in kinetic modelling of oil formation and expulsion. *Organic Geochemistry*, 16(1–3), pp. 1–25. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(90\)90022-R](https://doi.org/10.1016/0146-6380(90)90022-R)

van Koeverden J.H., Nakrem H.A. & Karlsen D. A. (2010). Migrated oil on Novaya Zemlya, Russian Arctic: Evidence for a novel petroleum system in the eastern Barents Sea and the Kara Sea. *AAPG bulletin*, 94(6), pp. 791–817. <https://doi.org/10.1306/10200909146>

Vandenbroucke M., Behar F. & Rudkiewicz J.L. (1999). Kinetic modelling of petroleum formation and cracking: implications from the high pressure/high temperature Elgin Field (UK, North Sea). *Organic Geochemistry*, 30, pp. 1105–1125. [https://doi.org/10.1016/S0146-6380\(99\)00089-3](https://doi.org/10.1016/S0146-6380(99)00089-3)

Wygrala B.P. (1989). Integrated study of an oil field in the southern Po Basin, Northern Italy. PhD thesis, University of Cologne, Germany.

Сведения об авторах

Татьяна Олеговна Колесникова – инженер кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

e-mail: t.kolesnikova@oilmsu.ru

Алина Владимировна Мордасова – кандидат геол.-мин. наук, научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Анна Анатольевна Сулова – кандидат геол.-мин. наук, ведущий научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Антонина Васильевна Ступакова – доктор геол.-мин. наук, заведующий кафедрой геологии и геохимии горючих ископаемых, директор Института перспективных исследований нефти и газа, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Мария Александровна Большакова – кандидат геол.-мин. наук, ведущий научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Елизавета Андреевна Краснова – кандидат геол.-мин. наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова; старший научный сотрудник, Институт геохимии и аналитической химии имени В.И. Вернадского РАН

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д.1

Роман Сергеевич Сауткин – кандидат геол.-мин. наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Ринар Мавлетович Гилаев – кандидат геол.-мин. наук, старший научный сотрудник, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Игорь Владимирович Кувинов – инженер кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Альбина Альбертовна Гильмуллина – кандидат геол.-мин. наук, постдокторант кафедры наук о Земле, Университет г. Берген

Норвегия, 5007, Берген, Аллегатен, 41

Константин Олегович Осипов – инженер кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Статья поступила в редакцию 27.02.2025;

Принята к публикации 14.05.2025;

Опубликована 30.06.2025

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Evolution and Formation Conditions of Petroleum Potential of the Barents-North Kara Sea Shelf Based on Basin Modelling

T.O. Kolesnikova^{1}, A.V. Mordasova¹, A.A. Suslova¹, A.V. Stoupakova¹, M.A. Bolshakova¹, E.A. Krasnova¹, R.S. Sautkin¹, R.M. Gilaev¹, I.V. Kuvinov¹, A.A. Gilmullina², K.O. Osipov¹*

¹Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation

²Vernadsky Institute of Geochemistry and Analytical Chemistry of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation

³University of Bergen, Bergen, Norway

*Corresponding author: Tatyana O. Kolesnikova, e-mail: t.kolesnikova@oilmsu.ru

Abstract. New composite seismic-geological profiles and results of stratigraphic drilling in the northern part of the Kara Sea shelf allow establishing of the modern stratigraphic and basin model of the Barents Sea and North Kara Sea Basins. The common history of the geological evolution of these basins began in the Early Paleozoic. The identification of erosional truncation contributes reconstruction of the paleoprofiles and restoring the thickness of eroded sediments, which were considered in the basin model.

Basin modeling has shown that the timing of generation, migration and accumulation of hydrocarbons are different depending on the history of the first-order tectonic elements development. No significant flows of hydrocarbons between first-order structural elements were defined.

Lower Paleozoic source rocks influenced great on the emerging of oil accumulations in the North Kara Sea Basin.

Despite the low thermal maturity of Upper Jurassic source rocks, the use of an individual kinetic spectrum of kerogen destruction leads to earlier and faster generation of hydrocarbons in comparison with standard kinetic spectra for type II kerogen.

The intrusions influenced the generation of hydrocarbons by Mesozoic source rock to varying degrees. Intrusions influenced on generation greater in the Lower-Middle Jurassic source rocks and less in the Upper Jurassic and Early Cretaceous source rocks. For the Triassic source rocks, the impact of intrusions has a negative effect, due to the rapid “burning” of the petroleum potential, as well as an increase of gas generation due to secondary cracking.

Keywords: Barents Sea Basin, North Kara Sea Basin, geological evolution, basin analysis, basin modelling, source rocks, kinetic spectra, intrusions, seismic stratigraphy, petroleum systems, erosion, uplift

Recommended citation: Kolesnikova T.O., Mordasova A.V., Suslova A.A., Stoupakova A.V., Bolshakova M.A., Krasnova E.A., Sautkin R.S., Gilaev R.M., Kuvinov I.V., Gilmullina A.A., Osipov K.O. (2025). Evolution and Formation Conditions of Petroleum Potential of the Barents-North Kara Sea Shelf Based on Basin Modelling. *Georesursy = Georesources*, 27(2), pp. 93–117. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.2.8>

Acknowledgements

The research was carried out within the state assignment of Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (theme No. AAAA-A16-116033010095-1 Arctic shelf hydrocarbon resources evaluation and innovation methods for production increasing).

The authors express their deep gratitude to their colleagues from the Universities of Bergen (Eide C.H., Klausen T.G.) and Stavanger (Escalona A., Marin D.R., Ohm S.E.) for consultations and joint work in 2015–2018, including on the topic of this work, as well as to Kotik O.S. and Makarova E.Yu. for the provided samples for the study.

References

Basov V.A., Vasilenko L.V., Viskunova K.G., Korago E.A., Korchinskaya M.V., Kupriyanova N.V., Povysheva L.G., Preobrazhenskaya E.N., Pchelina T.M., Stolbov N.M., Suvorova E.B., Suprunenko O.I., Suslova V.V., Ustinov N.V., Ustritsky V.I., Fefilova L.A. (2009). Evolution of sedimentation

environments of the Barents-North Kara paleobasin in the Phanerozoic. *Oil and gas geology. Theory and practice*, 4(1), pp. 1–44. (In Russ.)

Bolshakova M.A. (2008). Geological and geochemical conditions of the petroleum potential of the Shtokman-Lunin megasaddle. Cand. Geol. and Min. Sci. Diss. Moscow: MSU, 146 p. (in Russ.)

Bro E.G. (1992). Oil and gas complexes in Paleozoic and Mesozoic deposits on the shelf of the Barents Sea. *Oil and gas potential of the Barents-Kara shelf*. St. Petersburg: VNIIOkeanogeologiya, pp. 17–37. (in Russ.)

Brunstad H. & Ronnevik H.C. (2022). Loppa High Composite Tectono-Sedimentary Element, Barents Sea. Geological Society, London, Memoirs 57. <https://doi.org/10.1144/M57-2020-3>

Corfu F., Polteau S., Planke S., Faleide J.I., Svendsen H., Zayonchek A., Stolbov N. (2013). U–Pb geochronology of Cretaceous magmatism on Svalbard and Franz Josef Land, Barents Sea Large Igneous Province. *Geological Magazine*, 150(6), pp. 1127–1135. <https://doi.org/10.1017/S0016756813000162>.

Dallmann W. (2015). Geoscience Atlas of Svalbard. Norsk Polarinstittutt Rapportserie148, 292 p.

Dymov V.A., Kachurina N.V., Makariev A.A., Makarieva E.M. et al. (2011). State geological map of the Russian Federation. Scale 1:1 000 000 (third generation). Sheet U-41–44 – Franz Josef Land (Eastern Islands). Explanatory letter. St. Petersburg: VSEGEI Card Factory, 220 p. (in Russ.)

Gilmullina A., Klausen T.G., Doré A.G., Rossi V.M., Suslova A., & Eide C.H. (2022). Linking sediment supply variations and tectonic evolution in deep time, source-to-sink systems—The Triassic Greater Barents Sea Basin. *Bulletin*, 134(7–8), pp. 1760–1780. <https://doi.org/10.1130/B36090.1>

Gilmullina A., Klausen T.G., Paterson N.W., Suslova A. & Eide C.H. (2021). Regional correlation and seismic stratigraphy of Triassic Strata in the Greater Barents Sea: Implications for sediment transport in Arctic basins. *Basin research*, 33(2), pp. 1546–1579. <https://doi.org/10.1111/bre.12526>

Gramberg I.S., Shkola I.V., Preobrazhenskaya E.N., Bro E.G. (1985) Parametric wells on the islands of the Barents and Kara Seas. *Sovetskaya Geologiya (Soviet Geology)*, 1, pp. 95–98. (In Russ.)

Grundvåg S. and S. Olausen (2017). Sedimentology of the Lower Cretaceous at Kikutodden and Keilhaufjellet, southern Spitsbergen: implications for an onshore–offshore link. *Polar Research*, 36, 1302124. <https://doi.org/10.1080/17518369.2017.1302124>

Hansford P.A. (2014). Basin modelling of the south-west Barents Sea. Master’s thesis.

Hassan, M., Faleide, J. I., Gabrielsen, R. H., & Tsikalas, F. (2020). Carboniferous graben structures, evaporite accumulations and tectonic inversion in the southeastern Norwegian Barents Sea. *Marine and Petroleum Geology*, 112, 104038. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2019.104038>

Henriksen E., Ryseth A.E., Larssen G.B., Heide T., Rønning K., Sollid K. and Stoupakova A.V. (2011). Tectonostratigraphy of the greater Barents Sea: implications for petroleum systems. *Geological Society*, London, Memoirs, 35, pp. 163–195, <https://doi.org/10.1144/M35.10>

Kachurina N.V., Makariev A.A., Makarieva E.M. et al. (2013). State geological map of the Russian Federation. Scale 1: 1 000 000 (third generation). Series North Kara-Barents Sea and Taimyr-Severozemelskaya. Sheet T-45–48 – Cape Chelyuskin. Explanatory letter. St. Petersburg: VSEGEI Cartographic Factory, 568 p. (In Russ.)

Kazanin G.S., Pavlov S.P., Shlykova V.V., Stoupakova A.V., Norina D.A., Sautkin R.S., Suslova A.A. (2011). Seismic-geological structure of the Pechora Sea and south-eastern part of the Barents Sea based on the interpretation of the of 2D-seismic profiles. *Geology and geocology of the continental margins of Eurasia*. Issue 3. Moscow: GEOS, pp. 59–81. (In Russ.)

Kireev G.I., Rudenko M.N. et al. (2009). Complex processing of drilling wells data in the Barents Sea region (wells 1-Admiralteyskaya, 1-Krestovaya, 1-Arctic, 1-Fersmanovskaya). Report. (In Russ.)

Kiryukhina. N.M., and Kiryukhina, T.A. (2013). Source potential of the upper Jurassic rocks of the Barents Sea petroleum basin. *Moscow University Geology Bulletin*, 68(1), pp. 26–34. (In Russ.) <http://dx.doi.org/10.3103/S0145875213010055>

Klausen T.G., Müller R., Poyatos-Moré M., Olausen S., & Stueland E. (2022). Tectonic, provenance and sedimentological controls on reservoir characteristics in the Upper Triassic–Middle Jurassic Realgrunnen Subgroup, SW Barents Sea. *Tectonophysics*, 765, pp. 35–51 <https://doi.org/10.1144/SP495-2018-165>

Korago E.A., Kovaleva G.N., Shchekoldin R.A., Ilyin V.F., Gusev E.A., Krylov A.A., Gorbunov D.A. (2022). Geological Structure of the Novaya Zemlya Archipelago (West Russian Arctic) and Peculiarities of the Tectonics of the Eurasian Arctic. *Geotectonics*, 56(2), pp. 123–156. <https://doi.org/10.1134/s0016852122020030>

- Ktenas D., Nielsen J.K., Henriksen E., Meisingset I., & Schenk O. (2023). The effects of uplift and erosion on the petroleum systems in the southwestern Barents Sea: Insights from seismic data and 2D petroleum systems modelling. *Marine and Petroleum Geology*, 158, 106535. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2023.106535>
- Lasabuda A.P., Johansen N.S., Laberg J.S., Faleide J.I., Senger K., Rydningen T.A. ... & Hanssen A. (2021). Cenozoic uplift and erosion of the Norwegian Barents Shelf—A review. *Earth-Science Reviews*, 217, 103609. <https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2021.103609>
- Leith T.L., Weiss H.M., Mørk A., Elvebakk G., Embry A.F., Brooks P.W. & Borisov A.V. (1993). Mesozoic hydrocarbon source-rocks of the Arctic region. *Norwegian petroleum society special publications*, 2, pp. 1–25. <https://doi.org/10.1016/B978-0-444-88943-0.50006-X>
- Malyshev N.A., Verzhbitsky V.E., Skaryatin M.V., Balagurov M.D., Ilyushin D.V., Kolyubakin A.A., Gubareva O.A., Gatovsky Yu.A., Lakeev V.G., Lukashov R.V., Stupakova A.V., Suslova A.A., Obmetko V.V., Komissarov D.K. (2023). Stratigraphic Drilling in the Northern Kara Sea: First Case and Preliminary Results. *Russ. Geol. Geophys.*, 64(3), pp. 257–269. <https://doi.org/10.2113/RGG20224459>
- Malysheva S.V. (2015). Regional modeling of basins of various geodynamic types in connection with the forecast of their oil and gas content. Cand. Geol. and Min. Sci. Diss. St. Petersburg: VNIGNI, 138 p. (In Russ.)
- Marin D., Escalona A., Šliwińska K.K., Nøhr-Hansen H., Mordasova A. (2017). Sequence stratigraphy and lateral variability of Lower Cretaceous clinofolds in the southwestern Barents Sea. *AAPG Bull.* 101, pp. 1487–1517. <https://doi.org/10.1306/10241616010>
- Matthews K., Maloney K., Zahirovic S., Williams S., Seton M., & Müller R. (2016). Global plate boundary evolution and kinematics since the late Paleozoic. *Global and Planetary Change*, 146, pp. 226–250.
- Mordasova A.V., Stoupakova A.B., Suslova A.A., Ershova D.K., Sidorenko S.A. (2019). Conditions of formation and forecast of natural reservoirs in clinofold complex of the Lower Cretaceous of the Barents-Kara shelf. *Georesursy = Georesources*, 21(2), pp. 63–79. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.63-79>
- Mordasova A.V., Stoupakova A.V., Suslova A.A., Escalona A.V., Marin D., & Gilmullina A. (2024). Sequence stratigraphy and palaeogeography of the Upper Jurassic and Lower Cretaceous in the Eastern Barents Sea. *Basin Research*, 36(2), e12862. <https://doi.org/10.1111/bre.12862>
- Mueller S., Hounslow M.W., & Kürschner W.M. (2016). Integrated stratigraphy and palaeoclimate history of the Carnian Pluvial Event in the Boreal realm: new data from the Upper Triassic Kapp Toscana Group in central Spitsbergen (Norway). *Journal of the Geological Society*, 173(1), 186–202.
- Nikishin A.M., Petrov E.I. et al. (2019). Geological structure and history of the Arctic Ocean based on new geophysical data: implications for paleoenvironment and paleoclimate. Part 2. Mesozoic to Cenozoic geological evolution. *Earth-Science Reviews*, 217, 103034. <https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2019.103034>
- Nikitin, D.S., Khutorskoy, M.D., Ivanov, D.A., Gorskiy, P.P. (2020). Deep structure and oil and gas content of the northeastern part of the Barents Sea shelf. *Proceedings of the Geological Institute*, (622), pp. 5–142. (In Russ.)
- Norina D.A. (2014). Structure and petroleum potential of Permian-Triassic terrigenous deposits of the Barents Sea shelf. Cand. Geol. and Min. Sci. Diss. Moscow: MSU, 208 p. (In Russ.)
- Ohm S.E., Karlens D.A., Austin T.J.F. (2008). Geochemically driven exploration models in uplifted areas: Examples from the Norwegian Barents Sea. *AAPG Bulletin*, 92(9), pp. 1191–1223. <https://doi.org/10.1306/06180808028>
- Pavlov L.A., Matigorov A.A., Zaripov O.G., et al. (1985). Scientific processing of materials from drilling parametric and especially important exploratory wells on the shelf of the Barents and Kara Seas. Report. Murmansk. (In Russ.)
- Pepper A.S., Corvi P.J. (1995). Simple kinetic models of petroleum formation. Part I: oil and gas from kerogen. *Marine Petroleum Geology*, 12(3), pp. 291–319. [https://doi.org/10.1016/0264-8172\(95\)98382-F](https://doi.org/10.1016/0264-8172(95)98382-F)
- Polteau S., Hendriks B.W., Planke S., Ganerød M., Corfu F., Faleide J.I., Myklebust R. (2016). The Early Cretaceous Barents Sea Sill Complex: distribution, 40Ar/39Ar geochronology, and implications for carbon gas formation. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 441, pp. 83–95. <https://doi.org/10.1016/j.palaeo.2015.07.007>
- Polyakova, I. D. (2015). Oil and gas source strata of the Arctic. *Lithology and minerals*, (1), pp. 30–54. (In Russ.)
- Rojo L.A., & Escalona A. (2018). Controls on minibasin infill in the Nordkapp Basin: Evidence of complex Triassic synsedimentary deposition influenced by salt tectonics. *AAPG Bulletin*, 102(7), pp. 1239–1272. <https://doi.org/10.1306/0926171524316523>
- Rojo L.A., Cardozo N., Escalona A., & Koyi H. (2019). Structural style and evolution of the Nordkapp Basin, Norwegian Barents Sea. *AAPG Bulletin*, 103(9), pp. 2177–2217. <https://doi.org/10.1306/01301918028>
- Sakulina G.A., Pavlenkova S.N., Kashubin (2015). Structure of the Earth's crust in the northern part of the Barents-Kara Sea region according to the DSS 4-AR profile. *Geology and Geophysics*, 56(11), pp. 2053–2066. (In Russ.) <https://doi.org/10.15372/GiG20151108>
- Shelf sedimentary basins of the Russian Arctic: geology, geoecology, mineral resource potential (2020). Ed. G.S. Kazanin. Murmansk; St. Petersburg: Renome, 544 p. (In Russ.)
- Shipilov E.V. (2018). Basaltoid magmatism and the problem of gas content of the East Barents megabasin. *Arctic: ecology and economics*, 2(30), pp. 94–106. (In Russ.) <https://doi.org/10.25283/2223-4594-2018-2-94-106>
- Smelror M., Petrov O.V., Larssen G.B. & Werner S.C. (2009). Geological history of the Barents Sea. *Norges Geol. undersøkelse*, 1, pp. 1–135.
- Sobolev P. (2012). Cenozoic uplift and erosion of the Eastern Barents Sea - Constraints from offshore well data and the implication for petroleum system modeling. *Zeitschrift der Deutschen Gesellschaft für Geowissenschaften*, 163, pp. 309–324. <https://doi.org/10.1127/1860-1804/2012/0163-0323>
- Startseva K.F., Nikishin A.M., Malyshev N.A., Nikishin V.A., Valyushcheva A.A. (2017). Geological and hydrocarbon model of the East Barents Sea megabasin using the example of profile 4-AR. *Proc. Conf.: New ideas in oil and gas geology*, pp. 349–352. (In Russ.)
- Stoupakova A.V. (2000). Development of sedimentary basins of the ancient continental margin and their oil and gas potential (using the Barents Sea shelf as an example). *Geologiya nefiti i gaza = Oil and Gas Geology*, 4, pp. 51–57. (In Russ.)
- Stoupakova A.V. (2011). Structure and petroleum potential of the Barents-Kara shelf and adjacent territories. *Geologiya nefiti i gaza = Oil and Gas Geology*, 6, pp. 99–115 (In Russ.)
- Stoupakova A.V., Bolshakova M.A., Suslova A.A., Mordasova A.V., Osipov K.O., Kovalevskaya S.O., Kolesnikova T.O., Shevchenko G., Masterkov I., Tsigankova A.A., Gilmullina A.A. (2021). Generation potential, distribution area and maturity of the Barents-Kara Sea source rocks. *Georesursy = Georesources*, 23(2), pp. 6–25. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.1>
- Stoupakova A.V., Suslova A.A., Korobova N.I., Burlin Yu.K. (2012). Cyclicity and prospects of the Jurassic oil-and-gas complex on the Barents Sea shelf. *Moscow Univ. Geol. Bull.*, 67, pp. 353–360. <https://doi.org/10.3103/S0145875212060063>
- Suslova A.A. (2014). Seismostratigraphic analysis and oil and gas prospects of Jurassic deposits of the Barents Sea shelf. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika = Oil and gas geology. Theory and practice*, 9(2), pp. 1–19. (In Russ.)
- Suslova A.A., Mordasova A.V., Stoupakova A.V., Gilaev R.M., Gatovsky Yu.A., Korobova N.I., Gumerov A.R., Sakhabov T.R., Kolesnikova T.O. (2023). Structure and petroleum prospects of the northern part of the Barents-Kara Sea region. *Georesursy = Georesources*, 25(2), pp. 47–63. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.4>
- Ungerer P. (1990). State of the art of research in kinetic modelling of oil formation and expulsion. *Organic Geochemistry*, 16(1–3), pp. 1–25. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(90\)90022-R](https://doi.org/10.1016/0146-6380(90)90022-R)
- Ustritsky V.I., Tugarova M.A. (2013). Unique section of the Permian and Triassic, discovered by the Admiralteyskaya-1 well (Barents Sea). *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika = Oil and gas geology. Theory and practice*, 8(2). (In Russ.)
- van Koeverden J.H., Nakrem H.A., & Karlens D.A. (2010). Migrated oil on Novaya Zemlya, Russian Arctic: Evidence for a novel petroleum system in the eastern Barents Sea and the Kara Sea. *AAPG bulletin*, 94(6), pp. 791–817. <https://doi.org/10.1306/10200909146>
- Vandenbroucke M., Behar F. & Rudkiewicz J.L. (1999). Kinetic modelling of petroleum formation and cracking: implications from the high pressure/high temperature Elgin Field (UK, North Sea). *Organic Geochemistry*, 30, pp. 1105–1125. [https://doi.org/10.1016/S0146-6380\(99\)00089-3](https://doi.org/10.1016/S0146-6380(99)00089-3)
- Vasiliev V.V., Viskunova K.G., Kiyko O.A., Kozlov S.A. et al. (2013). State geological map of the Russian Federation. Scale 1:1 000 000 (third generation). North Kara-Barents Sea series. Sheet T-41–44 – Cape Zhelaniya. Explanatory letter. St. Petersburg: VSEGEI Cartographic Factory, 200 p. (In Russ.)
- Verba M.L. (2007). Natural hydrocarbon manifestations in the sedimentary cover of Svalbard. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika = Oil and gas geology. Theory and practice*, 2, pp. 1–22. (In Russ.)

Verba M.L., Matveev Yu., Roslov Yu.V., Sakulina T.S. (2005). Lithosphere of the Kara-Barents shelf plate and the Arctic coast of the European north (based on the results of studies on the reference profile 2-AR). The structure of the lithosphere of the Russian part of the Barents region. Edited by N.V. Sharova, F.P. Mitrofanova, M.L. Willows, K. Gillen. Petrozavodsk: Karelian Scientific Center of the Russian Academy of Sciences, pp. 182–216. (In Russ.)

Viskunova K.G., Podgornykh L.V., Petrova V.I., et al. (2006). Creation of a framework network of basin modeling in order to assess the oil and gas potential of the Barents Sea. State contract, St. Petersburg: VNIIOkeangeologiya (In Russ.)

Wygrala B.P. (1989). Integrated study of an oil field in the southern Po Basin, Northern Italy. PhD thesis, University of Cologne, Germany.

Zarkhidze D.V., Krasnozhen A.S., Shkarubo S.I. et al. (2021). State geological map of the Russian Federation on a scale of 1: 1 000 000. Third generation. North Kara-Barents Sea series. Sheet S-39-40 –Matochkin Shar Strait. Explanatory letter. St. Petersburg: VSEGEI Cartographic Factory, 333 p. (In Russ.)

About the Authors

Tatiana O. Kolesnikova – Postgraduate Student, Engineer, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation
e-mail: t.kolesnikova@oilmsu.ru

Alina V. Mordasova – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Anna A. Suslova – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Leading Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Maria A. Bolshakova – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Leading Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Antonina V. Stoupakova – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Professor, Head of the Petroleum Geology Department, Head of the Petroleum Research Institute, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Elizaveta A. Krasnova – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University; Senior Researcher, Vernadsky Institute of Geochemistry and Analytical Chemistry of the Russian Academy of Sciences

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Roman S. Sautkin – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Rinar M. Gilae – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Igor V. Kuvinov – Engineer, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Albina A. Gilmullina – PhD (Geology and Mineralogy), Postdoctoral Fellow, Department of Earth Science, University of Bergen

Allégaten 41, Bergen, 5007, Norway

Konstantin O. Osipov – Engineer, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

*Manuscript received 27 February 2025;
Accepted 14 May 2025; Published 30 June 2025*

© 2025 The Authors. 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/>)