

Нефтегазоматеринские толщи Баренцево-Карского шельфа: область распространения и свойства

А.В. Ступакова¹, М.А. Большакова¹, А.А. Суслова¹, А.В. Мордасова^{1*}, К.О. Осипов¹, С.О. Ковалевская¹, Т.О. Колесникова¹, Г.А. Шевченко¹, И.А. Мастерков¹, А.А. Цыганкова¹, А.А. Гильмуллина²

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

²Университет Бергена, Берген, Норвегия

Определение свойств и области распространения нефтегазоматеринских толщ (НГМТ) является важнейшим этапом при бассейновом анализе и оценке ресурсного потенциала нефтегазоносного бассейна. На основе анализа обширной базы геолого-геохимической информации, накопленной на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова, и комплексирования разномасштабной информации (точечные замеры по керну и региональные палеогеографические карты) оценен генерационный потенциал, восстанавливается область распространения и степень катагенетической преобразованности девяти основных нефтегазоматеринских толщ Баренцево-Карского шельфа. Нефтегазоматеринские толщи распространены регионально на Баренцевоморском и Карском шельфе, и их свойства меняются по латерали в зависимости от палеогеографических условий. В периоды максимальных трансгрессий – в позднем девоне, ранней перми, среднем триасе, поздней юре – накапливались толщи, обогащенные сапропелевым органическим веществом (ОВ) и обладающие превосходным генерационным потенциалом. Однако и в регрессивные эпохи на фоне периодических трансгрессий накапливались толщи, обогащенные смешанным и гумусовым органическим веществом – нижнекаменноугольная, верхнепермская, нижнетриасовые индская и оленекская, верхнетриасовая НГМТ.

Верхнедевонская глинисто-кремнисто-карбонатная НГМТ содержит до 20,6% (в среднем на толщу – 3%) сапропелевого ОВ, обладает превосходным генерационным потенциалом и прогнозируется в Восточно-Баренцевском мегапрогибе. Верхнедевонская НГМТ вошла в главные зоны газообразования (ГЗГ) и нефтеобразования (ГЗН) на склонах впадин, в то время как во впадинах достигла апокатагенеза. Нижнепермская глинисто-карбонатная НГМТ обогащена смешанным и сапропелевым ОВ (до 4%, в среднем – 1,4%), обладает хорошим и превосходным генерационным потенциалом и развита как на Баренцевоморском шельфе, так и в Северо-Карской синеклизе (ахматовская свита). Нижнепермская НГМТ на Баренцевоморском шельфе преимущественно вошла в ГЗГ, а в бортовых частях и на поднятиях – в ГЗН. В Северо-Карской синеклизе прогнозируется зрелость на уровне протокатагенеза. Среднетриасовая глинистая НГМТ содержит до 11,2% ОВ (в среднем 1,2–1,6%), для нее характерна значительная латеральная изменчивость свойств и типа ОВ – от превосходного генерационного потенциала и сапропелевого ОВ в западной части шельфа до удовлетворительного потенциала и гумусового ОВ в восточной части. Среднетриасовая НГМТ на Баренцевоморском шельфе вошла в ГЗН, за исключением депонентов впадин, где она вошла в ГЗГ. Верхнеюрская глинисто-кремнистая НГМТ содержит до 27,9% ОВ (в среднем – 7,3% в российском секторе шельфа) сапропелевого, в меньшей степени, смешанного типа и характеризуется превосходным генерационным потенциалом. Верхнеюрская НГМТ на большей части Баренцево-Карского шельфа незрелая, вошла в ГЗН в Южно-Карской впадине и в самых прогнутых частях баренцевоморских прогибов.

Ключевые слова: Баренцево-Карский шельф, нефтегазоматеринская толща, генерационный потенциал, органическое вещество, катагенетическая зрелость, палеогеография, бассейновый анализ.

Для цитирования: Ступакова А.В., Большакова М.А., Суслова 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. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.1>

Введение

Шельф Баренцева, Печорского морей и южная часть шельфа Карского моря – наиболее изученные в российском секторе Арктики. Мощность осадочного чехла в среднем составляет 10–12 км, иногда превышая 18 км в депонентах. Регион исследования включает несколько осадочных бассейнов, сложенных отложениями палеозойско-мезозойского осадочного чехла. В российском секторе Баренцева моря и на Карском шельфе открыто 7 газовых

и газоконденсатных месторождений и 1 газонефтяное в мезозойских резервуарах. Наличие нефтяных и нефтегазовых месторождений в норвежском секторе Баренцева моря и в Печорском море определяет необходимость уточнения нефтяного потенциала этого бассейна.

Для успешного проведения нефтегазопромысловых работ в регионе важно выявить закономерности изменения характеристик нефтегазоматеринских пород по площади и в разрезе. Так как условия осадконакопления влияют на тип, количество и сохранность органического вещества в осадке, т.е. на исходный нефтематеринский потенциал породы, комплексное рассмотрение результатов геохимических исследований нефтегазоматеринских отложений

* Ответственный автор: Алина Владимировна Мордасова
e-mail: a.mordasova@oilmsu.ru

© 2021 Коллектив авторов

и палеогеографических условий их формирования представляется целесообразным. Такой анализ был проведен для основных палеозойских и мезозойских нефтегазоматеринских отложений Баренцевоморского шельфа.

Углеводородный потенциал Баренцевоморского шельфа высок за счет значительного количества нефтегазоматеринских толщ (НГМТ), выделяемых здесь в широком стратиграфическом интервале от верхнего девона до верхней юры (рис. 1). НГМТ разного возраста характеризуются различным содержанием и составом органического вещества (ОВ); области их распространения и степень катагенетической преобразованности тоже разные.

Целью данного исследования было проанализировать возраст, состав, характеристики органического вещества, опираясь на знания об истории геологического развития спрогнозировать область распространения нефтегазоматеринских толщ и степень их катагенетической зрелости. Анализ основан на обширной базе пиролитических и углепетрографических исследований (1496 образцов), проведенных на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых Геологического факультета МГУ им. М.В. Ломоносова, опубликованных данных и сведениях из фондовых источников (Киреев и др., 2009ф; Вискунова и др., 2006ф; Большакова, 2008; Кирюхина и др., 2011; Кирюхина, 2013; Норина, 2014). Обобщены и проанализированы сведения о свойствах

НГМТ каменноугольно-юрского возраста в западной части шельфа с портала Норвежского нефтяного директората (www.npd.no). Всего для представленных в этой работе построений использованы измерения по 13184 образцу. В географическом плане база данных охватывает акваторию Баренцева и Печорского морей, архипелаги Шпицберген, Новая Земля и Земля Франца-Иосифа, острова Медвежий (Бьорная) и Надежды (Хопен), а также Тимано-Печорский нефтегазоносный бассейн и полуостров Ямал (рис. 2).

Карты областей распространения палеозойских и мезозойских НГМТ по шельфу Баренцева моря строились на основе анализа геохимической базы данных и с учетом наработок предыдущих исследователей данного региона (Басов и др., 2009; Маргулис, 2009; Суслова, 2013; Норина, 2014; Henriksen et al., 2011; Geological history..., 2009; Мордасова и др., 2019). Область развития верхнеюрских и верхнедевонских НГМТ уточнена на основе анализа сейсмических данных (Казанин и др., 2011; Суслова, 2013).

О важности знания палеогеографии для установления распространения потенциальных нефтематеринских отложений говорил еще Н.Б. Вассоевич при описании задач историко-геохимического метода исследования осадочно-породных бассейнов (Вассоевич и др., 1986). Количество, сохранность и тип ОВ, а значит и исходный нефтегазоматеринский потенциал породы во многом связаны с палеогеографическими обстановками осадконакопления: климатом, глубиной водоема, удаленностью от берега, наличием/отсутствием крупных рек и дельт, гидродинамическими условиями, окислительно-восстановительными условиями в осадке и т.д. (Баженова и др., 2004; Ермолкин, Керимов, 2012). Состав осадков, размерность и сортировка зерен, влияющие на сохранность ОВ, тесно связаны с обстановками осадконакопления.

Рассеянное органическое вещество сорбируется преимущественно на тонкодисперсном осадке, необходимым условием для его сохранности и захоронения являются слабоокислительные и восстановительные условия среды; сероводородное заражение и застойный режим являются также благоприятными условиями. Поэтому наиболее вероятными областями для накопления НГМТ являются изолированные впадины на морском шельфе. При этом области развития НГМТ с наилучшим потенциалом будут развиты в областях относительно глубоководных впадин,

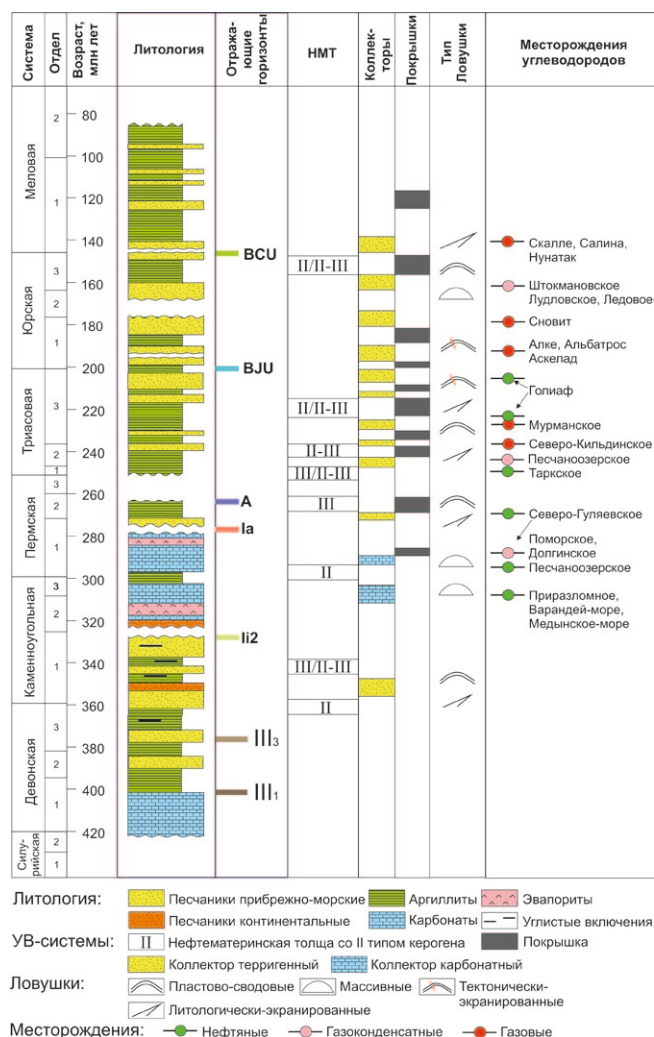


Рис. 1. Нефтематеринские породы Баренцево-Карского шельфа (Ступакова, Кирюхина, 2013)

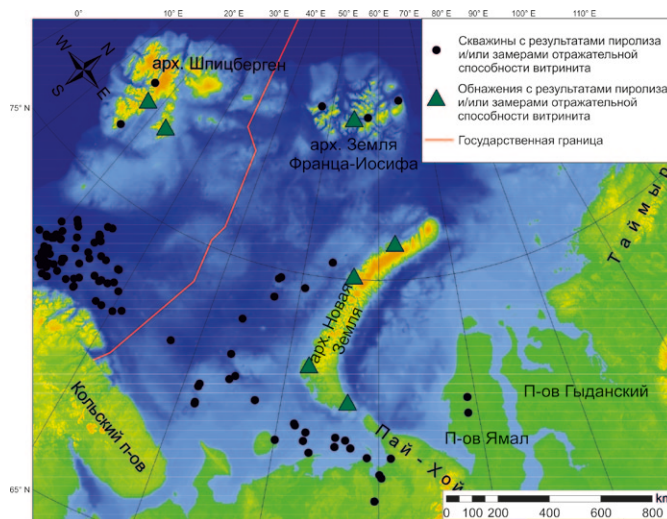


Рис. 2. Точки геолого-геохимического опробования

где накапливаются глинистые, глинисто-карбонатные и глинисто-кремнисто-карбонатные породы. Сапропелевое ОВ (I тип) формируется, как правило, в озерных условиях и встречается достаточно редко. Гумусовое ОВ, являясь продуктом захоронения высшей растительности, может быть развито в континентальных и прибрежно-морских условиях. Но необходимым условием при этом является гумидный климат и устойчивое тектоническое прогибание. Смешанное ОВ накапливается в области перехода от континента к морю, где наряду с накоплением сапропелевого ОВ происходит вынос и остатков высшей растительности. Такие условия могли существовать на прибрежных равнинах, периодически затопляемых морем, а также в авандельтах.

Карты катагенетической зрелости основных НГМТ Баренцево-Карского шельфа построены с использованием комплексного анализа структурного плана, фактических замеров индикаторов катагенетической зрелости по образцам из скважин и обнажений (замеры отражательной способности витринита R° , % и пиролитического параметра T_{max}) и бассейнового анализа.

Результаты исследования. Генерационный потенциал, область распространения и катагенетическая зрелость НГМТ Баренцево-Карского шельфа

Палеозойские НГМТ

Верхнедевонские, главным образом, франские глинисто-кремнисто-карбонатные НГМТ выделяются по аналогии с НГМТ доманикового горизонта Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна (НГБ). Современное содержание Сорг в них меняется от 0,1 до 20,6%, в среднем составляя порядка 3%. ОВ преимущественно II (сапропелевого) и смешанного III-II типа (гумусово-сапропелевого), катагенетическая зрелость соответствует грациям MK_1 - MK_2 (рис. 3). Генерационный потенциал – от удовлетворительного до превосходного, в среднем составляет 13 мг УВ/г породы, достигая 121 мг УВ/г породы в единичных образцах на Большеземельском своде. Франско-фаменские отложения в акватории Печорского моря (скв. Приразломная-5) характеризуются низкими содержаниями Сорг – от 0,1 до 0,45% и низким

генерационным потенциалом (0,2–0,4 мг УВ/г Сорг) при грациях катагенеза MK_2 .

Единая область распространения верхнедевонских НГМТ включает северную часть Тимано-Печорского бассейна, восточную часть Баренцевоморского шельфа и западную часть Северо-Карского бассейна (рис. 4).

Согласно результатам бассейнового геолого-геохимического моделирования и анализа замеров T_{max} в скважинах Печорского моря, верхнедевонская НГМТ в центральной части Восточно-Баренцевого мегапрогиба достигла граций катагенеза MK_3 -АК и находится преимущественно на завершающей стадии газообразования (рис. 5, рис. 4). В акватории Печорского моря, на своде Федьинского, Ферсмановском поднятии и на Свальбардской антеклизе зрелость верхнедевонской НГМТ меняется от граций MK_1 до MK_4 . В юго-западной части Северо-Карского бассейна верхнедевонская толща еще не вошла в нефтяное окно.

Нижнекаменноугольные визейские глинисто-карбонатные НГМТ охарактеризованы пиролитическими данными на Приразломной площади, на архипелаге Новая Земля и в западной части шельфа. Современное содержание Сорг меняется в широких пределах от 0,1 до 22,5%, в среднем составляя около 2%. ОВ преимущественно III типа (гумусового) с тенденцией к смешанному сапропелево-гумусовому, катагенетическая зрелость меняется в широких пределах от грации ПК до конца грации MK_3 (рис. 6). Генерационный потенциал преимущественно невысокий, редко превышает 0,5 мг УВ/г породы. Однако в отдельных образцах – битуминозно-глинисто-карбонатных сланцах – генерационный потенциал достигает значений до 53 мг УВ/г породы. НГМТ платформы Финнмарк (свиты Сольдог и Теттеграс) характеризуются наилучшими качеством среди визейских пород. Сорг меняется от 1 до 5%, в углистых разностях от 14 до 80%, тип ОВ смешанный и сапропелевый. Степень зрелости соответствует MK_1 - MK_2 . Генерационный потенциал хороший и превосходный, достигает 180 мг УВ/г породы (www.npd.no).

Визейская нижнекаменноугольная НГМТ имеет широкое площадное распространение и накапливалась в области глубокого шельфа (район современного арх. Новая

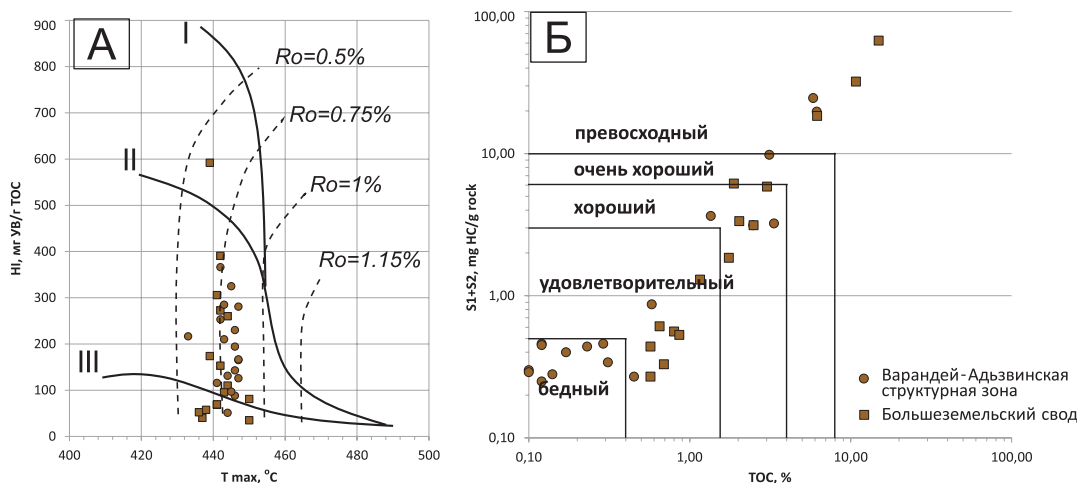


Рис. 3. А – Тип и степень катагенетического преобразования ОВ франских НГМТ Тимано-Печорского НГБ и его акваториального продолжения. Б – Генерационный потенциал (по Espitalie, Bordenave, 1993) франских НГМТ Тимано-Печорского НГБ и его акваториального продолжения.

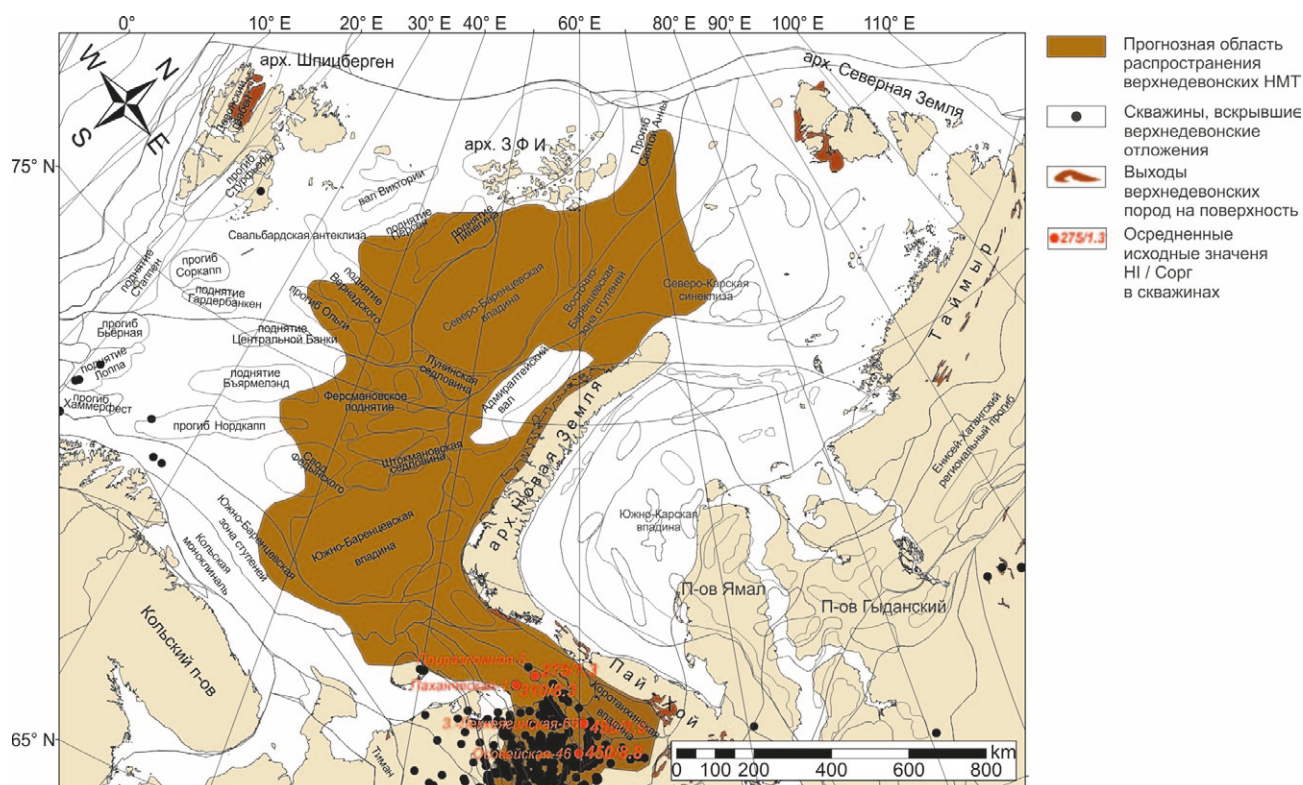


Рис. 4. Карта вероятного распространения верхнедевонских нефтегазоматеринских отложений на Баренцево-Карском шельфе

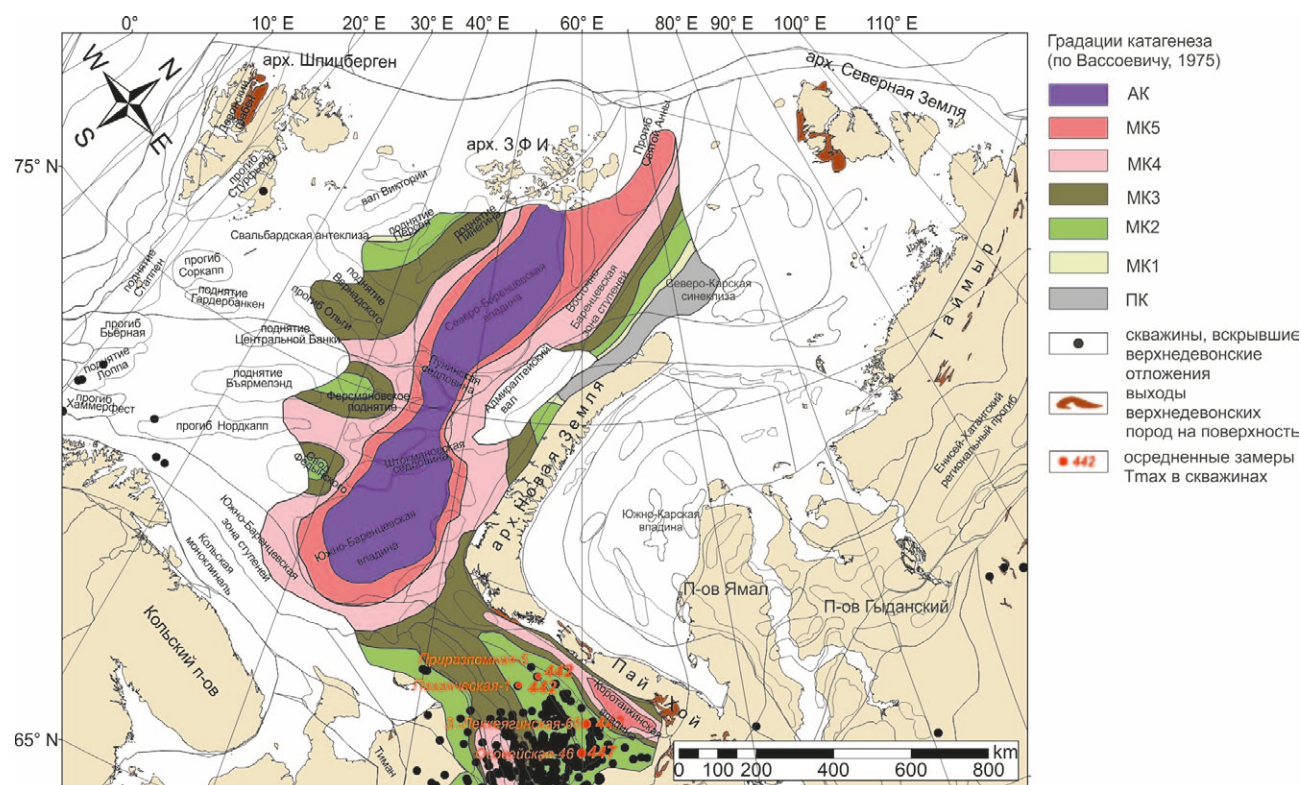


Рис. 5. Карта прогноза катагенетической зрелости верхнедевонских нефтегазоматеринских отложений на Баренцево-Карском шельфе

Земля), мелкого шельфа и в прибрежных обстановках (Восточно-Баренцевский мегапрогиб) (Geological history..., 2009). Единая область распространения включает северную краевую часть Тимано-Печорского бассейна, восточную часть Баренцевоморского шельфа и западную часть Северо-Карского бассейна, а также отдельные

области распространения существуют в пределах поднятий Стаппен и Лоппа, которые в визейское время представляли собой грабени, выполненные озерно-болотными осадками (рис. 7, Geological history..., 2009).

Согласно результатам моделирования и анализу замеров T_{max} в скважинах в Печорском море, визейская

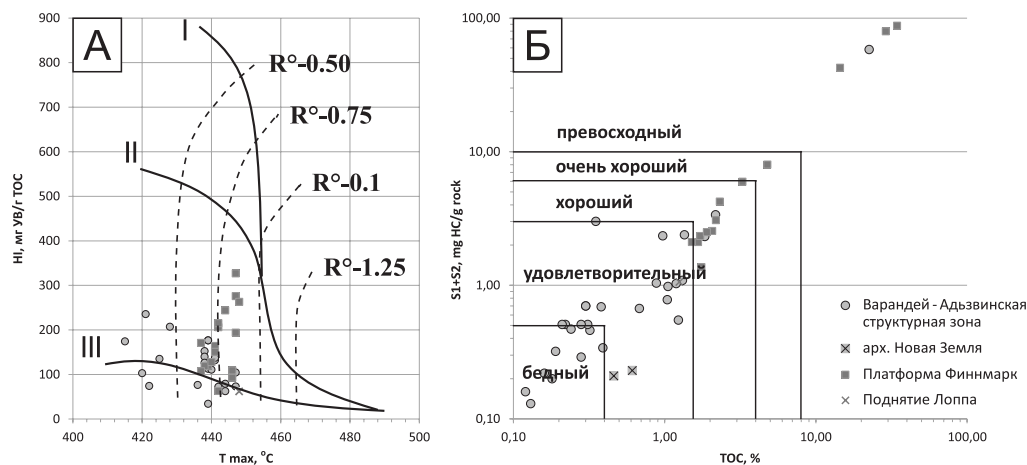


Рис. 6. А – Тип и степень катагенетического преобразования ОВ визейских НГМТ акваториального продолжения Тимано-Печорского НГБ. Б – Генерационный потенциал (по Espitalie, Bordenave, 1993) визейских НГМТ акваториального продолжения Тимано-Печорского НГБ.

НГМТ в центральной части Восточно-Баренцевского мегапрогиба и на поднятии Лоппа достигла градаций катагенеза МК₅-АК, в бортовых частях степень зрелости ниже – до МК₄ (рис. 8). На поднятии Стаппен прогнозная зрелость меняется от градации МК₂ до МК₅-АК. В акватории Печорского моря, на своде Федынского, Ферсмановском поднятии, зрелость меняется от градаций МК₁ до МК₃. В Восточно-Баренцевской зоне ступеней нижнекаменноугольная НГМТ находится в главной зоне нефтеобразования (ГЗН), в то время как в мегапрогибе Фобос она незрелая. Визейская НГМТ на данный момент генерирует преимущественно газовые УВ.

Нижнепермские ассельско-сакмарские глинисто-карбонатные НГМТ охарактеризованы результатами пиролиза в акваториальном продолжении Тимано-Печорского НГБ и на платформе Финнмарк (свиты

Исборн и Ульв). Содержание органического углерода изменяется от 0,1 до 4%, в среднем составляя 1,4%. Тип ОВ меняется от III до II в Варандей-Адзвинской структурной зоне и на Большеземельском своде (рис. 9). Катагенетическая зрелость также различная: МК₂ в пределах Большеземельского свода и преимущественно ПК в Варандей-Адзвинской структурной зоне. Генерационный потенциал меняется от удовлетворительного до превосходного, составляя в среднем 2 мг УВ/г породы на Большеземельском своде и 4,5 мг УВ/г породы в Варандей-Адзвинской структурной зоне. Важно отметить, что в разрезе кунгурских отложений также отмечаются единичные образцы из прослоев, обогащенных ОВ (Сорг=0,2–3%) с ОВ смешанного типа, удовлетворительным и хорошим генерационным потенциалом (Вискунова и др., 2006).

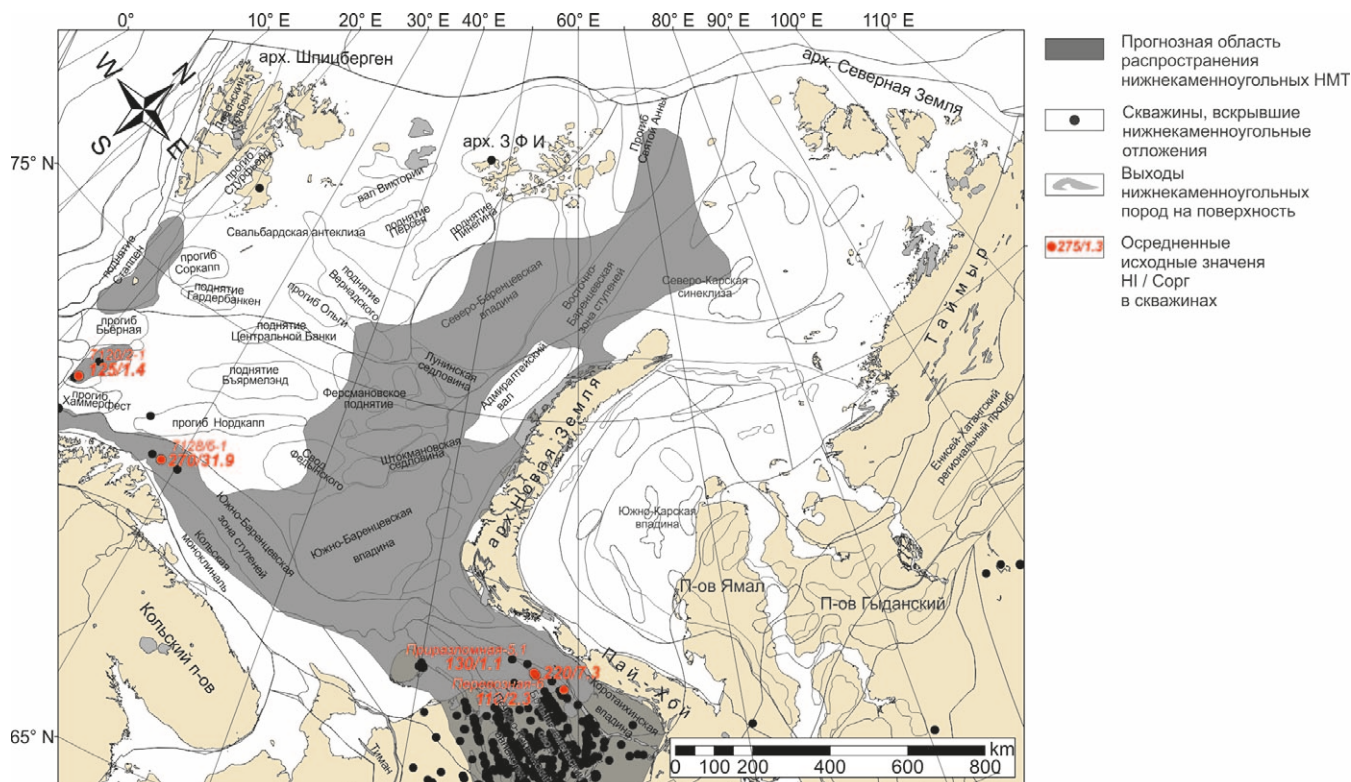


Рис. 7. Карта вероятного распространения нижнекаменноугольных нефтегазоматеринских отложений на Баренцево-Карском шельфе

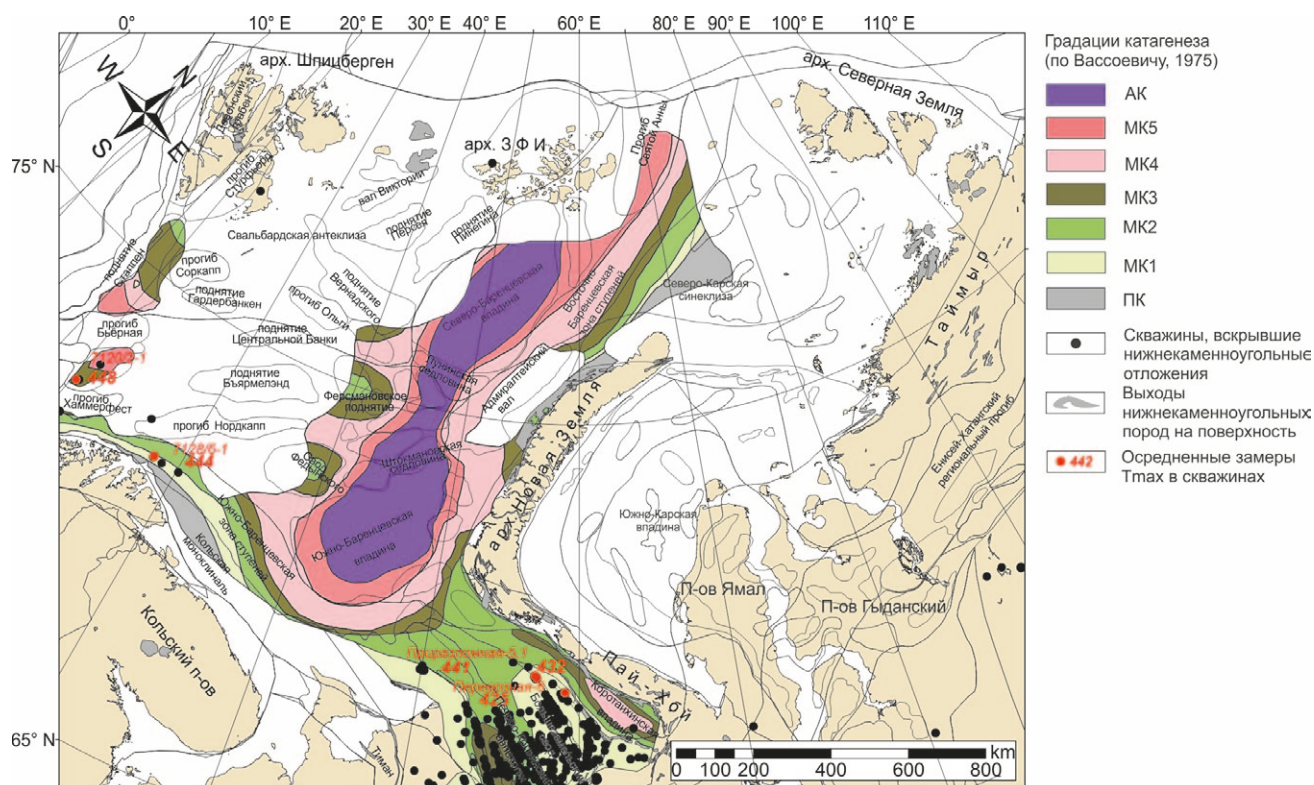


Рис. 8. Карта прогноза катагенетической зрелости нижнекаменноугольных нефтегазоматеринских отложений на Баренцево-Карском шельфе

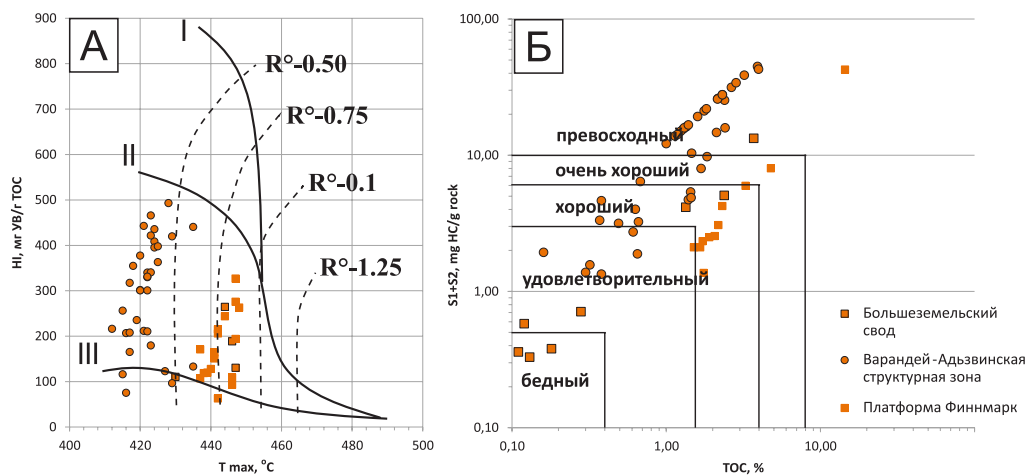


Рис. 9. А – Тип и степень катагенетического преобразования ОВ ассельско-сакмарских НГМТ акваториального продолжения Тимано-Печорского НГБ. Б – Генерационный потенциал (по Espitalie, Bordenave, 1993) ассельско-сакмарских НГМТ акваториального продолжения Тимано-Печорского НГБ.

Нижнепермская НГМТ имеет широкое площадное распространение и приурочена к области глубокого и мелкого шельфа, за исключением солеродного бассейна в прогибах Нордкапп и Тромсо (Geological history..., 2009, рис. 10). Область распространения включает северную краевую часть Тимано-Печорского бассейна, восточную и западную часть Баренцевоморского шельфа. Нижнепермские НГМТ размыты на Адмиралтейском валу и отсутствуют на большей части Свальбардской антеклизы.

С артинского века и до конца перми восточная часть Баренцевоморского шельфа (БМШ) характеризовалась преимущественно терригенным осадконакоплением, а западная – глинисто-кремнисто-карбонатным и глинисто-кремнистым, постепенно переходя в полностью терригенное в татарском веке поздней перми (Geological history..., 2009).

Нефтематеринские отложения могут быть приурочены к зоне глубокого шельфа в центральных и западных районах Южно- и Северо-Баренцевской впадин и к области накопления глинисто-кремнистых отложений на норвежском шельфе. В Северо-Баренцевской зоне поднятий и на Шпицбергене в пределах обширной области развития кремнисто-карбонатных мелководно-морских фаций артинско-уфимские отложения характеризуются бедным газогенерационным потенциалом.

Катагенетическая зрелость нижнепермских НГМТ на Баренцево-Карском шельфе меняется в широких пределах (рис. 11). В Восточно-Баренцевском прогибе, прогибах Бьорная, Хаммерфест и на хребте Сеня нежнепермские НГМТ вошли в апокатагенез. На склонах прогибов, на платформе Бьярмелэнд, в зонах ступеней зрелости соответствует грациям $МК_4$ - $МК_5$.

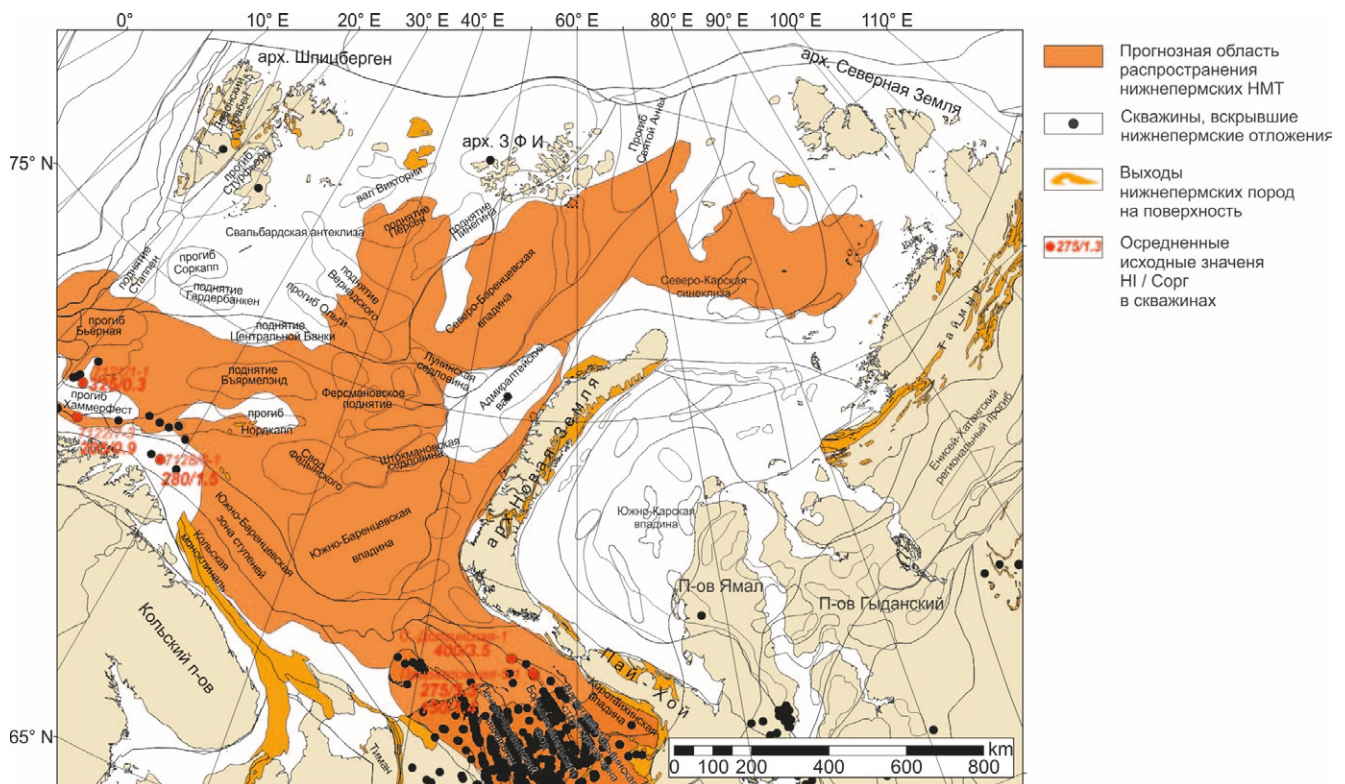


Рис. 10. Карта вероятного распространения нижнепермских нефтегазоматеринских отложений на Баренцево-Карском шельфе

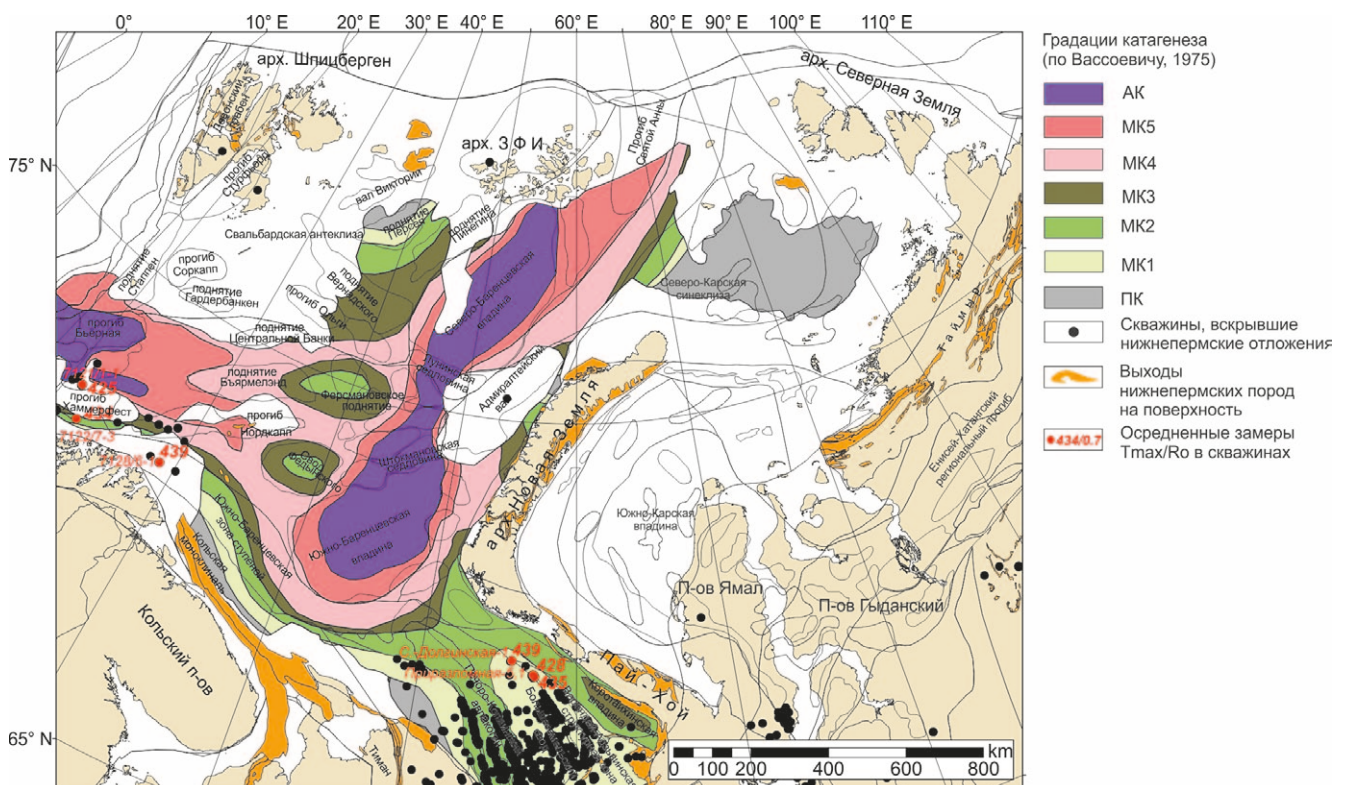


Рис. 11. Карта прогноза катагенетической зрелости нижнепермских нефтегазоматеринских отложений на Баренцево-Карском шельфе

Зрелость пород, соответствующая нефтяному окну, прогнозируется в относительно узкой полосе на Южно-Баренцевской зоне ступеней, а также на Кольской моноклинали, акваториальном продолжении структур Тимано-Печорского бассейна, на своде Федынского, на юго-восточной окраине Свальбардской антеклизы. В Северо-Карском бассейне нежнепермская НГМТ (точнее

верхнекаменноугольно-нижнепермская – ахматовская свита) незрелая.

Верхнепермские терригенные НГМТ охарактеризованы единичными образцами в пределах Большеземельского свода, Варандей-Адзвинской структурной зоны и их акваториального продолжения, а также в западной части шельфа. Содержание Sorg не превышает 4%, в среднем

составляет 1,3%. Для верхнепермских НГМТ характерно ОВ преимущественно III типа и катагенетическая зрелость в пределах градаций ПК-МК₁ (рис. 12). Для западной части шельфа характерно увеличение доли сапропелевого ОВ в верхнепермских НГМТ свитах Оррет и Ройе и широкий диапазон катагенетической зрелости от ПК до МК₃. Генерационный потенциал удовлетворительный и хороший, в среднем – 1,3 мг УВ/г породы.

Верхнепермская НГМТ по всей видимости имеет широкое площадное распространение (рис. 13). Единая область распространения объединяет западную и восточную часть Баренцево-море шельфа и западную часть Северо-Карского бассейна, архипелаг Шпицберген и южную часть архипелага Земля Франца-Иосифа. Также прослеживаются отдельные небольшие фрагменты в Северо-Карском бассейне.

С артинского века и до конца перми восточная часть БМШ характеризовалась преимущественно терригенным осадконакоплением, а западная – глинисто-кремнисто-карбонатным и глинисто-кремнистым, постепенно переходя в полностью терригенное в татарском веке поздней перми. Нефтегазоматеринские отложения могут быть приурочены к зоне глубокого шельфа в центральных и западных районах Южно- и Северо-Баренцевской впадин и к области накопления глинисто-кремнистых отложений на норвежском шельфе (Henriksen et al., 2011).

Верхнепермские и нижнетриасовые НГМТ имеют высокую степень катагенетического преобразования (градиация АК, $R^0=4,5-5\%$) в пределах восточной части БМШ (рис. 14).

В Центрально-Баренцевской зоне поднятий они, вероятно, находятся на градиациях катагенеза МК₄-МК₅.

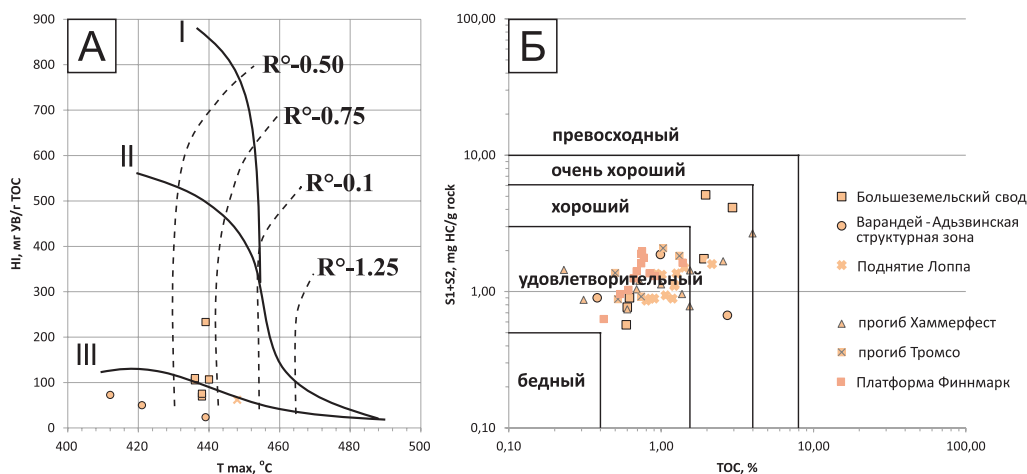


Рис. 12. А – Тип и степень катагенетического преобразования ОВ верхнепермских НГМТ в Печорском море и на западе Баренцева моря. Б – Генерационный потенциал (по Espitalie, Bordenave, 1993) верхнепермских НГМТ в Печорском море и на западе Баренцева моря.

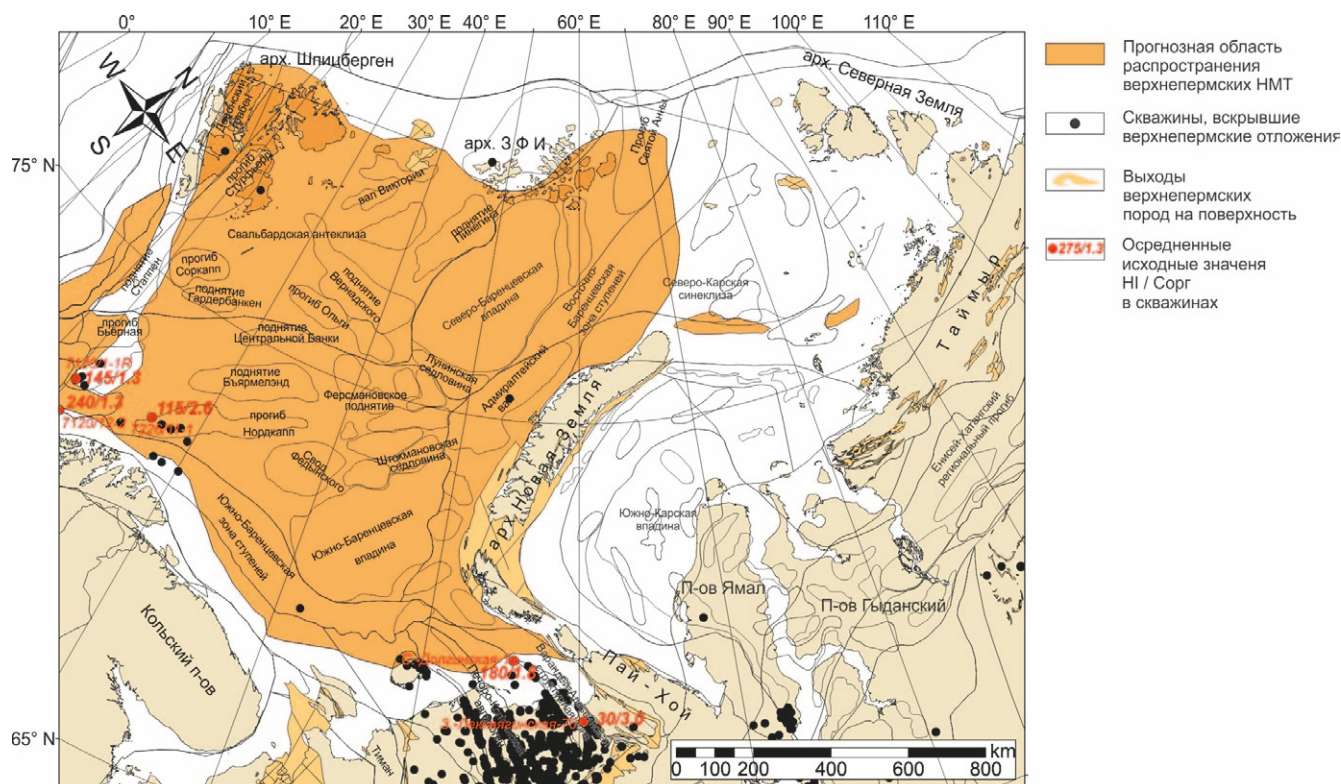


Рис. 13. Карта вероятного распространения верхнепермских нефтегазоматеринских отложений на Баренцево-Карском шельфе

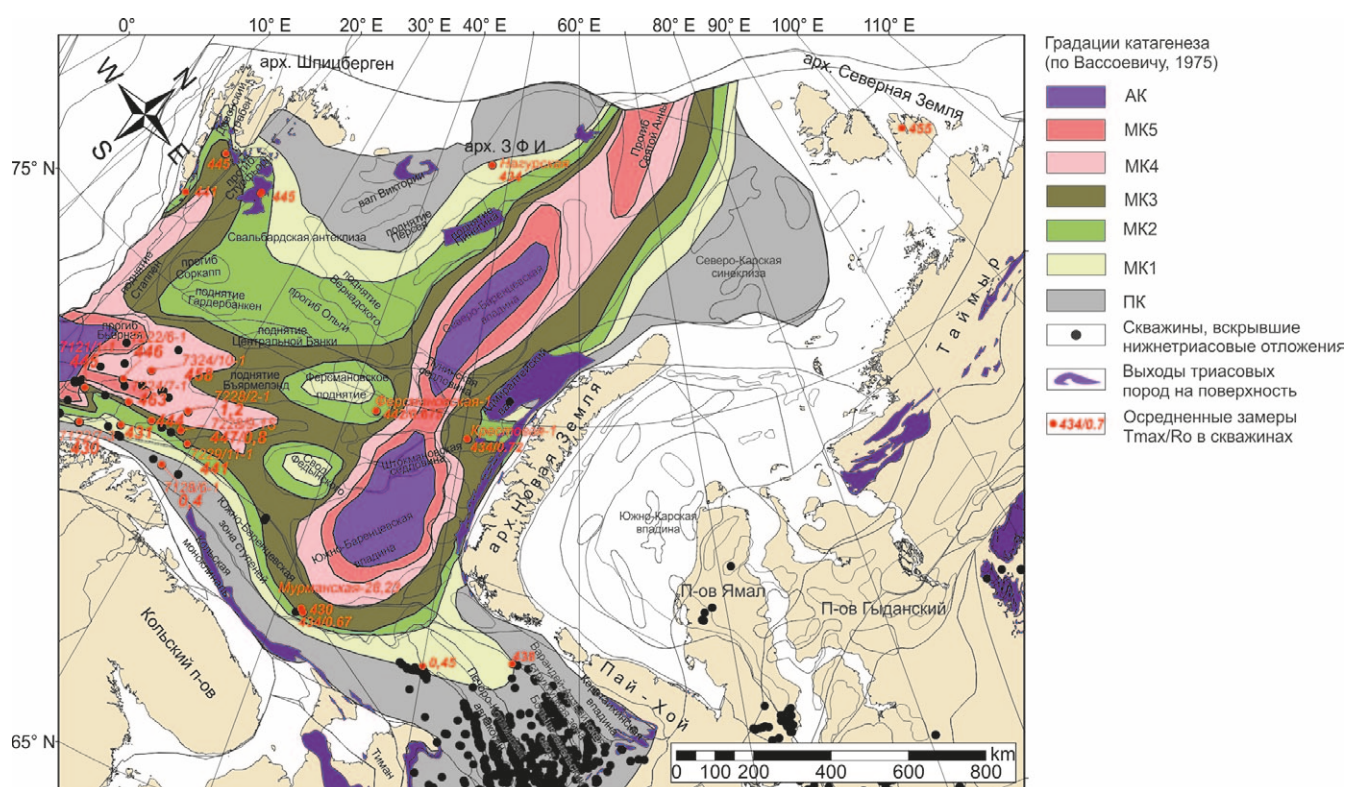


Рис. 14. Карта прогноза катагенетической зрелости верхнепермских и нижнетриасовых нефтегазоматеринских отложений на Баренцево-Карском шельфе (по Нориной, 2014)

Исключение составляет акваториальное продолжение Печорской плиты и бортовые зоны Баренцевоморского бассейна (моноклинали Кольская и Финнмарк, Северо-Баренцевская зона поднятий, Южно-Баренцевская и Восточно-Баренцевская зоны ступеней), где верхнепермские и индские НГМТ имеют меньшую степень преобразования, соответствующую МК₂-МК₃.

Мезозойские НГМТ

Нижнетриасовые индские НГМТ охарактеризованы скважинными данными в акватории Баренцева моря. Для индских НГМТ архипелага Земля Франца-Иосифа и Адмиралтейского вала характерны низкие содержания Сорг (0,15–1,15%), III тип ОВ (вплоть до IV – инертинитового), бедный и удовлетворительный генерационный потенциал (рис. 15). Индские НГМТ

Южно-Баренцевской зоны ступеней, Ферсмановского поднятия и западной части шельфа (свита Хаверт) также характеризуются невысокими концентрациями Сорг (в среднем 1,3%), смешанным и гумусовым типом ОВ, бедным и удовлетворительным генерационным потенциалом. Однако в разрезе скважины Мурманская-23 и 7121/1-1 (поднятия Лоппа) присутствуют единичные образцы с Сорг 2–7%, с хорошим и превосходным генерационным потенциалом.

Индские отложения центральной части Шпицбергена характеризуются низким содержанием ОВ (0,1–0,5%) и бедным нефтегазогенерационным потенциалом (0,05–0,45 мгУВ/г породы), и могут быть связаны как с меньшим его поступлением в бассейн по сравнению с дельтовыми областями, так и с сохранностью в водной толще и осадке (Норина, 2014).

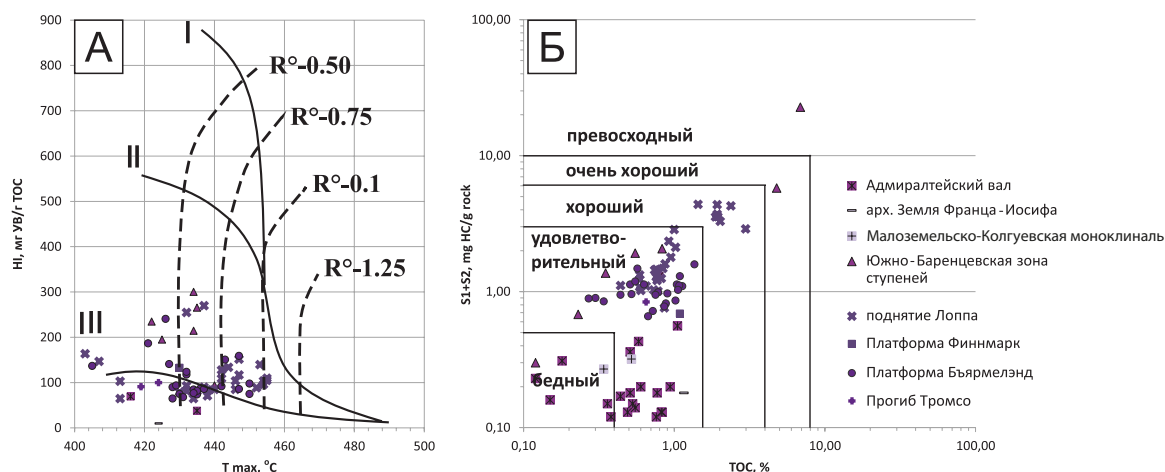


Рис. 15. А – Тип и степень катагенетического преобразования ОВ индских НГМТ Баренцевоморского шельфа и архипелагов. Б – Генерационный потенциал (по Espitalie, Bordenave, 1993) индских НГМТ Баренцевоморского шельфа и архипелагов.

Нижнетриасовые индские НГМТ имеют широкое площадное распространение (рис. 16). Единая область распространения ограничена на юге акваторией Печорского моря и включает Баренцевоморский шельф, западную часть Северо-Карского бассейна, архипелаг Земля Франца-Иосифа и южную часть архипелага Шпицберген.

В индский век на юго-востоке, северо-востоке БМШ и на Новой Земле в зоне распространения аллювиальных и дельтовых равнин господствовали активные гидродинамические обстановки, что привело к накоплению красочных отложений с повышенной песчаностью. Все эти факторы не способствовали сохранности ОБ. Наличие обогащенных ОБ прослоев связано с периодами морских трансгрессий, когда происходило затопление обширной дельтовой равнины (Норина, 2014). Дельтовые обстановки, неблагоприятные для консервации ОБ, сменялись на продельтовые и мелководноморские в пределах Южно-Баренцевской впадины.

Обстановки мелководно-морского шельфа, занимавшие юго-западную часть шельфа Баренцева моря (норвежский сектор) в начале раннего триаса и наиболее благоприятные для сохранности ОВ, постепенно сокращались по мере проградации дельтовой равнины на запад и северо-запад.

Катагенетическая зрелость индской НГМТ близка зрелости верхнепермской НГМТ (рис. 14)

В оленекских НГМТ Баренцева и Печорского морей и на архипелаге Земля Франца-Иосифа содержание Сорг меняется от 0,14 до 7%, в среднем составляя 1,4%. Тип ОВ преимущественно гумусовый, однако в пределах Южно-Баренцевской впадины, на поднятии Лоппа и Бьярмелэнд (свита Штайнкоббе) увеличивается вклад сапропелевого ОВ (рис. 17). Степень катагенетической преобразованности в акваториальной части меняется от ПК до МК,

увеличиваясь на архипелаге до МК₁-МК₂, а в западной части шельфа – до МК₂-МК₃. Генерационный потенциал в российском секторе шельфа меняется в широких пределах от бедного до превосходного, в среднем составляет 1,9 мг УВ/г породы, средний генерационный потенциал в западной части несколько выше – 3,5 мг УВ/г породы (рис. 18).

В центральной части Шпицбергена в связи с трансгрессией в оленекское время накапливались мелководноморские алевро-глинистые отложения. Темно-серые аргиллиты здесь характеризуются значениями ТОС до 3% и преобладанием ОВ смешанного гумусово-сапропелевого типа. Породы оленекского возраста в этой части архипелага характеризуются хорошим нефтегазоматеринским потенциалом до 3,6–8,9 мгУВ/г породы (Норина, 2014).

Накопление оленекских НГМТ с лучшим генерационным потенциалом, вероятно, приурочено к западной части шельфа и архипелага Шпицберген в области глубоководного шельфа с благоприятными условиями для накопления гумусово-сапропелевого ОВ (Норина, 2014; Bjoroy et al., 2010).

Нижнетриасовые оленекские НГМТ имеют широкое площадное распространение (рис. 19). Единая область распространения ограничена на юге акваторией Печорского моря и объединяет весь Баренцевоморский шельф, западную часть Северо-Карского бассейна, архипелаг Земля Франца-Иосифа и южную часть архипелага Шпицберген.

Капагенетическая зрелость индской НГМТ близка к зрелости верхнепермской НГМТ (рис. 14). В пределах Южно- и Северо-Баренцевской впадин, прогиба Святой Анны к востоку от Земли Франца-Иосифа (ЗФИ) и прогибов в западной части Баренцевоморского бассейна (Сорвестнагет, Бьёрная, Тромсо, Харстад, Хаммерфест и Нордкапп) выделяются основные очаги генерации УВ.

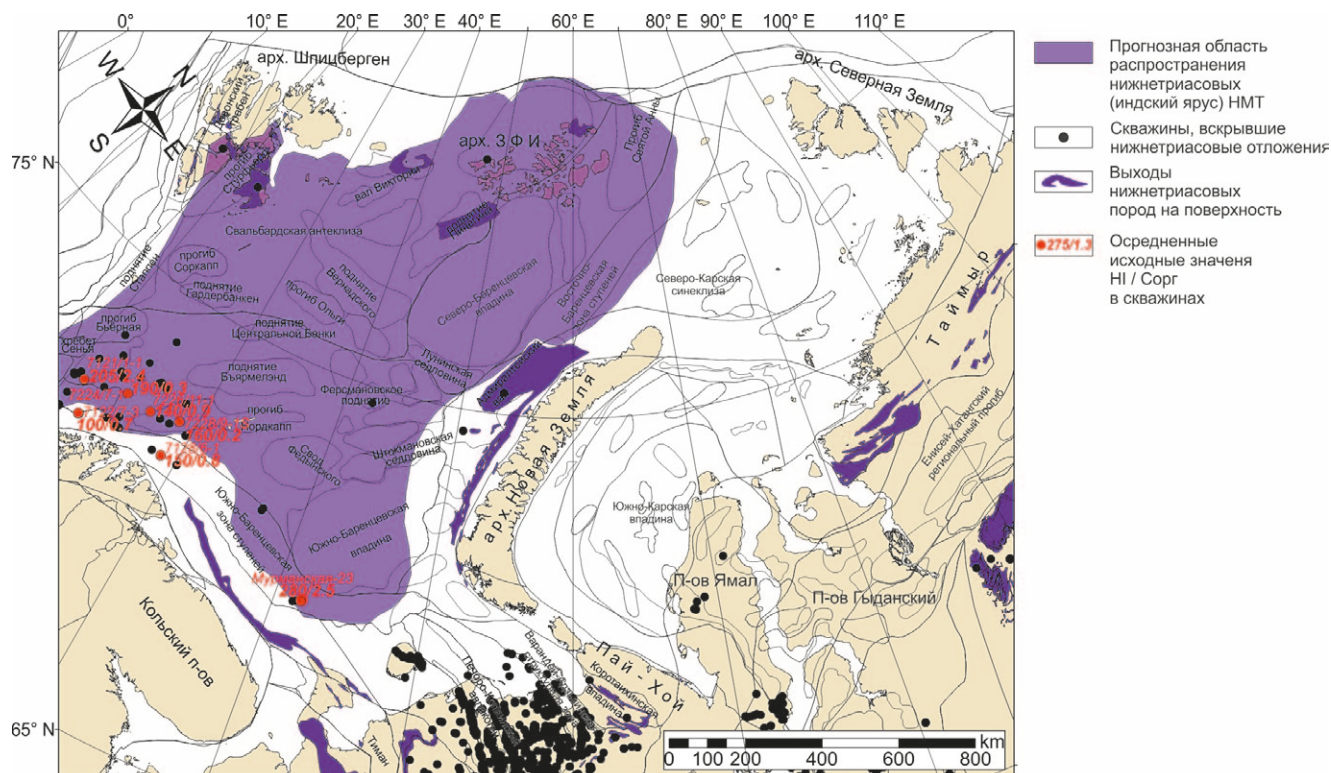


Рис. 16. Карта вероятного распространения нижнетриасовых (индский ярус) нефтегазоматеринских отложений на Баренцево-Карском шельфе

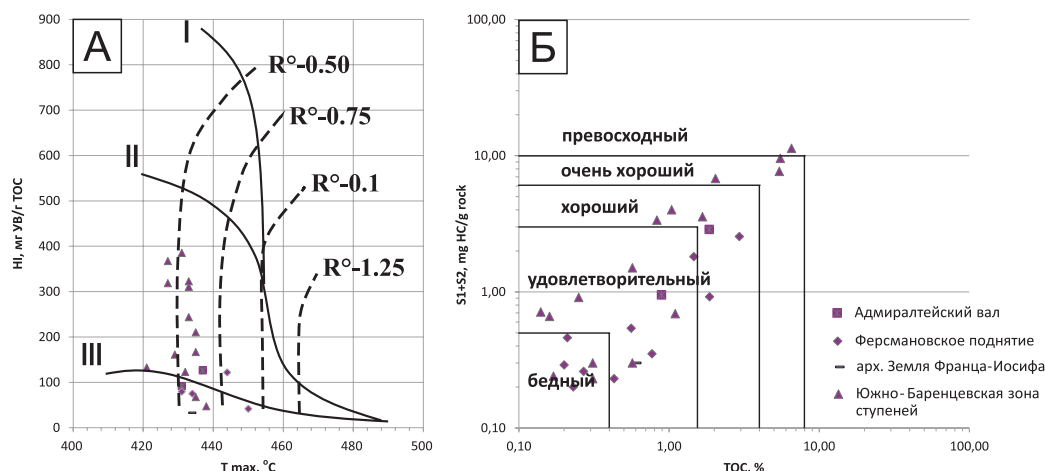


Рис. 17. А – Тип и степень катагенетического преобразования ОВ оленекских НГМТ российского сектора Баренцевоморского шельфа и архипелагов. Б – Генерационный потенциал (по Espitalie, Bordenave, 1993) индских НГМТ российского сектора Баренцевоморского шельфа и архипелагов.

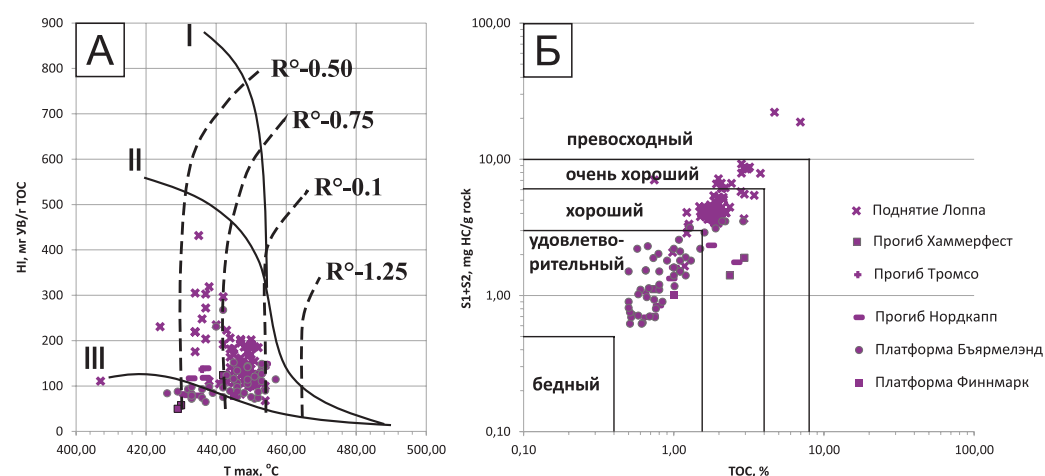


Рис. 18. А – Тип и степень катагенетического преобразования ОВ оленекских НГМТ норвежского сектора Баренцевоморского шельфа. Б – Генерационный потенциал (по Espitalie, Bordenave, 1993) индских НГМТ норвежского сектора Баренцевоморского шельфа и архипелагов.

Среднетриасовые НГМТ наиболее полно охарактеризованы пиролитическими данными (рис. 20) (прим.: для норвежского сектора в силу большого количества данных на диаграммах приведены осредненные значения). Содержание Сорг изменяется от 0,17 до 11,2% (в скважинах Мурманская-28, 7226/11-1 и на арх. Шпицберген), в среднем составляет 1,2% для восточной и 1,6 для западной части шельфа (свита Штайнкоббе). Согласно диаграмме HI-Tmax, среднетриасовые НГМТ содержат ОВ преимущественно смешанного и гумусового типа, однако на арх. Шпицберген (свита Ботнейя), в пределах Южно-Баренцевской впадины, на поднятии Лоппа и прогибе Нордкапп отмечается преобладание сапропелевой составляющей (рис. 20). Катагенетическая зрелость меняется в широких пределах: ПК-МК₁ – в Варандей-Адзвинской структурной зоне, на Малоземельско-Колгуевской моноклинали и на Ферсмановском поднятии, МК₁-МК₂ – на арх. Шпицберген, поднятии Лоппа и платформе Бьярмелэнд, МК₄-АК – в Южно-Баренцевской впадине и прогибе Нордкапп. На арх. Земля Франца-Иосифа среднетриасовые НГМТ находятся в апокатагенезе. Генерационный потенциал от бедного до превосходного (до 23–69 мгУВ/г породы в скв. 7226/11-1), но преимущественно удовлетворительный и хороший, в среднем – 2,1 мг УВ/г породы.

В среднем триасе на фоне проградации дельтовой равнины на запад и северо-запад (Glorstad-Clark, 2011; Норина, 2014), во время морских трансгрессий в анизийском и ладинском веках дельтовая равнина, по всей видимости, отступала на юго-восток. Поэтому в скважинах Мурманская, Ферсмановская и Лудловская наблюдаются отдельные прослои глинистых пород с повышенным содержанием ОВ 1,5–8,0% и хорошим и превосходным потенциалом (2,0–18,7 мгУВ/г породы). Они приурочены к продельтовым и мелководно-морским отложениям трансгрессивной части циклитов (Норина, 2014). Так как ОВ в этих породах содержит долю сапропелевой составляющей, они могут генерировать некоторое количество нефтяных углеводородов.

Согласно анализу типа и содержания ОВ и палеогеографических карт (Норина, 2014; Glorstad-Clark et al., 2011), среднетриасовые НГМТ имеют широкое площадное распространение (рис. 21). Единая область распространения включает весь Баренцевоморский и Печороморский шельф, западную часть Северо-Карского бассейна, архипелаг Земля Франца-Иосифа и южную часть архипелага Шпицберген. НГМТ с наилучшими характеристиками приурочены к западной части региона, где в поздне-триасовое время были обстановки глубокого и мелкого

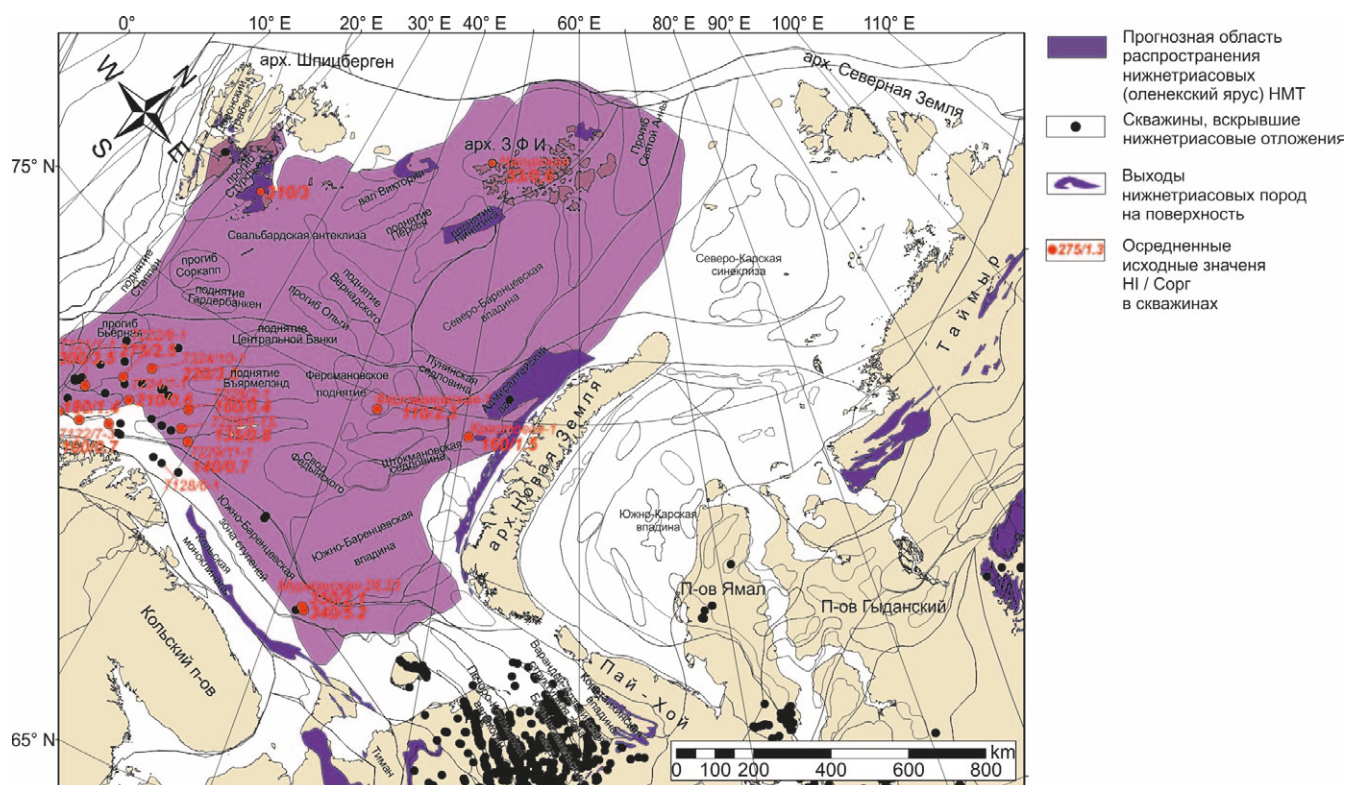


Рис. 19. Карта вероятного распространения нижнетриасовых (оленьский ярус) нефтегазоматеринских отложений на Баренцево-Карском шельфе

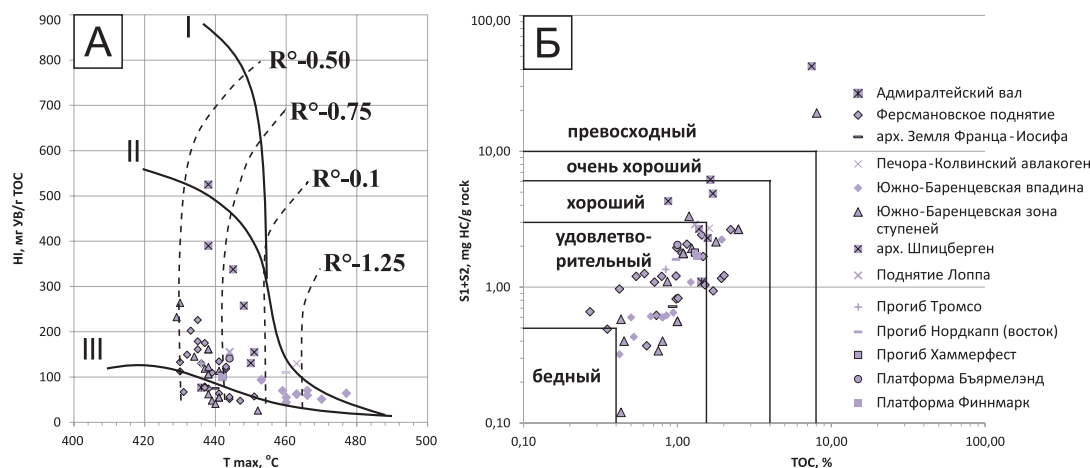


Рис. 20. А – Тип и степень катагенетического преобразования ОВ среднетриасовых НГМТ Баренцевоморского и Печороморского шельфа и архипелагов. Б – Генерационный потенциал (по Espitalie, Bordenave, 1993) среднетриасовых НГМТ Баренцевоморского и Печороморского шельфа и архипелагов. Для структур западной части шельфа даны осредненные значения (для интервалов с Сорг > 1%).

шельфа, а в центральной части арх. Шпицберген – к мелководно-морским, продельтовым и лагунным условиям (Норина, 2014).

Практически на всей площади Баренцевоморского шельфа среднетриасовая НГМТ вошла в ГЗН (МК₁-МК₃), в наиболее погруженных частях бассейна катагенетическая преобразованность соответствует грациям МК₄-МК₅ (ГЗГ) или даже выше (рис. 22). Повышенный уровень зрелости в центральной части Западно-Шпицбергенского прогиба и в отдельных пачках на арх. ЗФИ объясняется влиянием активных тектонических процессов и широким распространением магматических тел.

Область распространения, где уровень катагенеза пород соответствует МК₅, приурочена предположительно лишь к

самым западным прогибам Сорвестнагет, Бьёрная и Тромсо.

Верхнетриасовые НГМТ охарактеризованы пиролитическими данными в акватории Печорского и Баренцева морей и на архипелагах Шпицберген и Земля Франца-Иосифа (рис. 23) (прим.: для норвежского сектора в силу большого количества данных на диаграммах приведены осредненные значения). Содержание Сорг изменяется в широких пределах от 0,13% до 10,0–28,8% в прослоях углистых аргиллитов на Лудловской, Северо-Мурманской, Арктической площадях. В западной части шельфа отмечается повсеместное развитие глинисто-углистых слоев с Сорг до 87%. В восточной части шельфа тип ОВ смешанный II-III, в то время как в западной – отмечается так же ОВ II и I типа (свиты Снадд и Фрюхольмен, рис. 23).

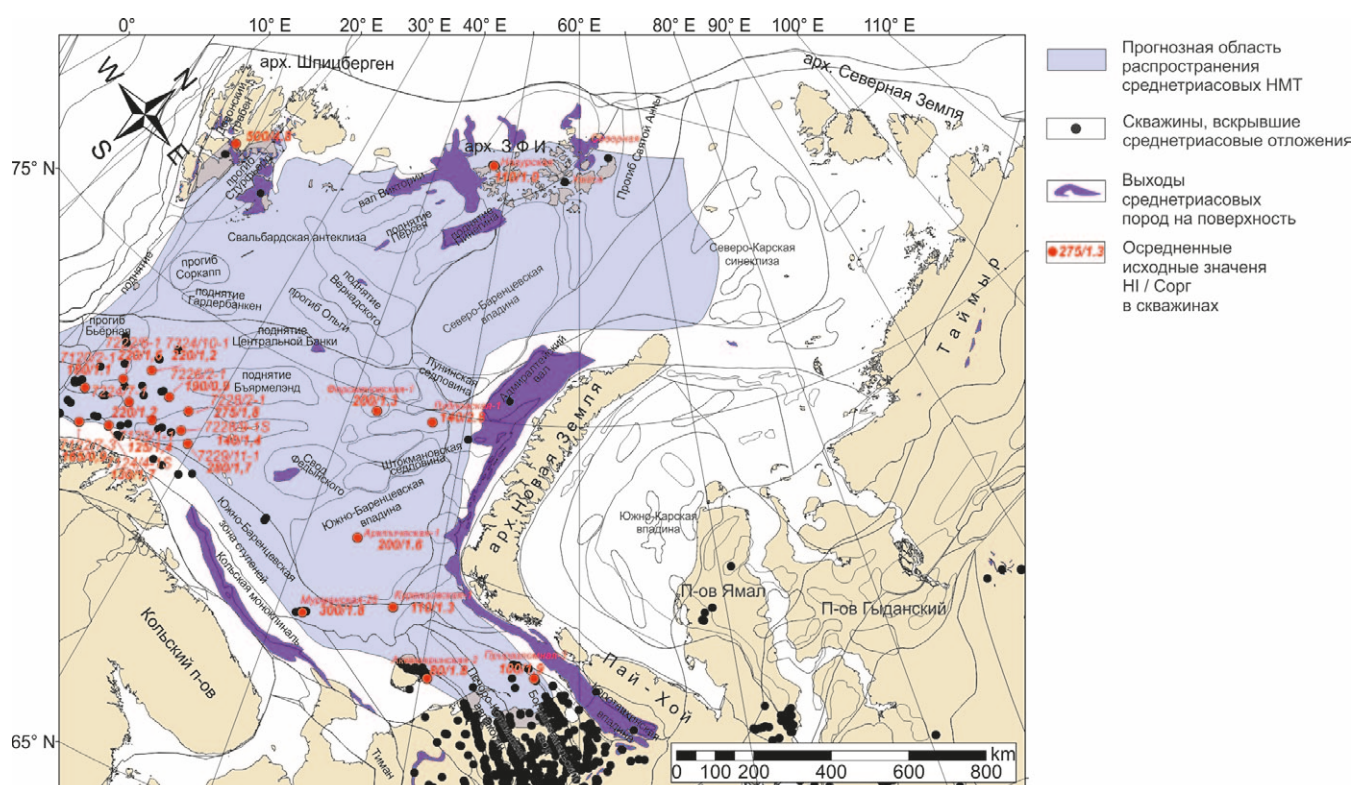


Рис. 21. Карта вероятного распространения среднетриасовых нефтегазоматеринских отложений на Баренцево-Карском шельфе

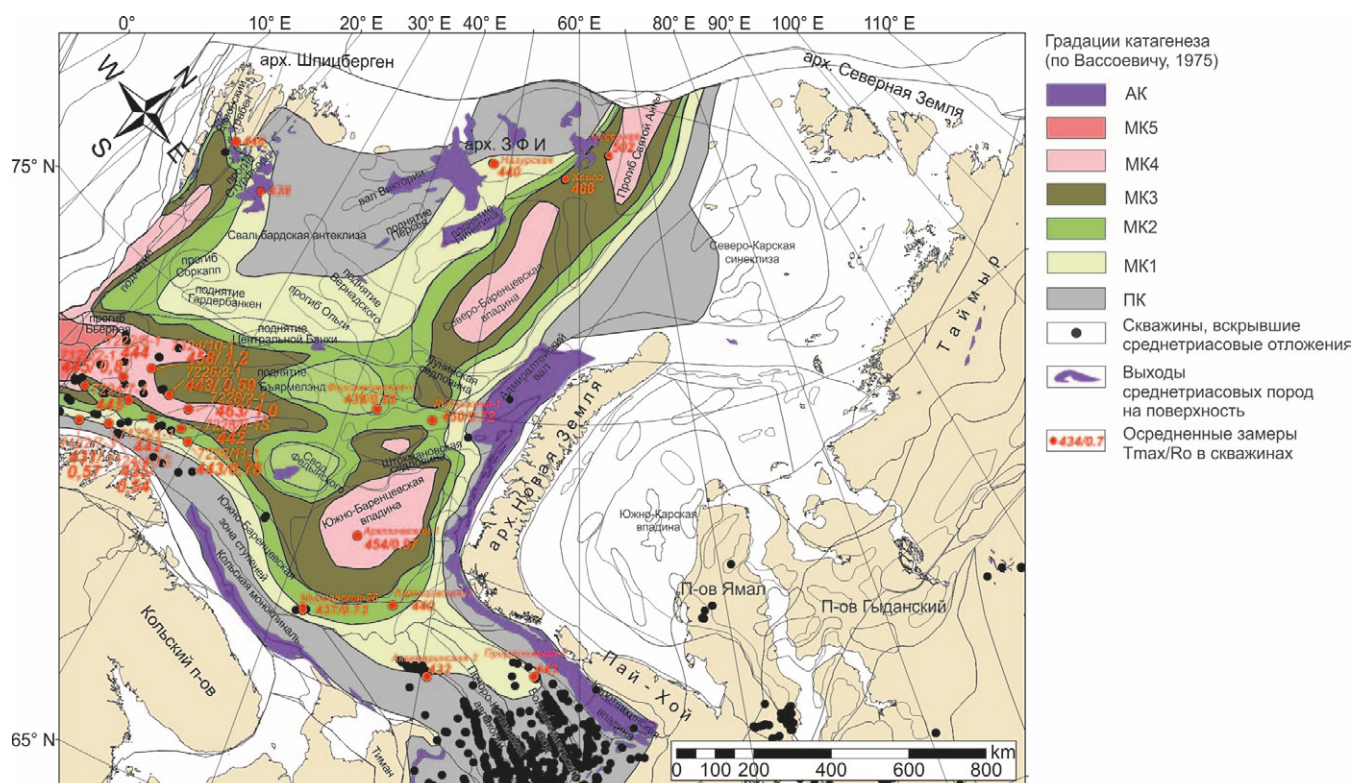


Рис. 22. Карта прогноза катагенетической зрелости среднетриасовых нефтегазоматеринских отложений на Баренцево-Карском шельфе (по Норину, 2014)

Катагенетическая зрелость меняется от градации MK_1 до MK_4 - MK_5 . Генерационный потенциал в среднем составляет 4,5 мг УВ/г породы и меняется в широких пределах от бедного до превосходного, достигая 262 мгУВ/г породы в углистых прослоях (скв. 7122/6-1, 7124/3-1).

На арх. Земля Франца-Иосифа верхнетриасовые породы обладают преимущественно бедным и

удовлетворительным газогенерационным потенциалом. Однако в скважине Северная отмечается присутствие черных карнийских глин с высоким содержанием ОВ (5,6–10,8%) гумусово-сапропелевого типа и превосходным нефтегазоматеринским потенциалом (Норина, 2014)

Верхнетриасовые НГМТ имеют широкое площадное распространение (рис. 24). Единая область

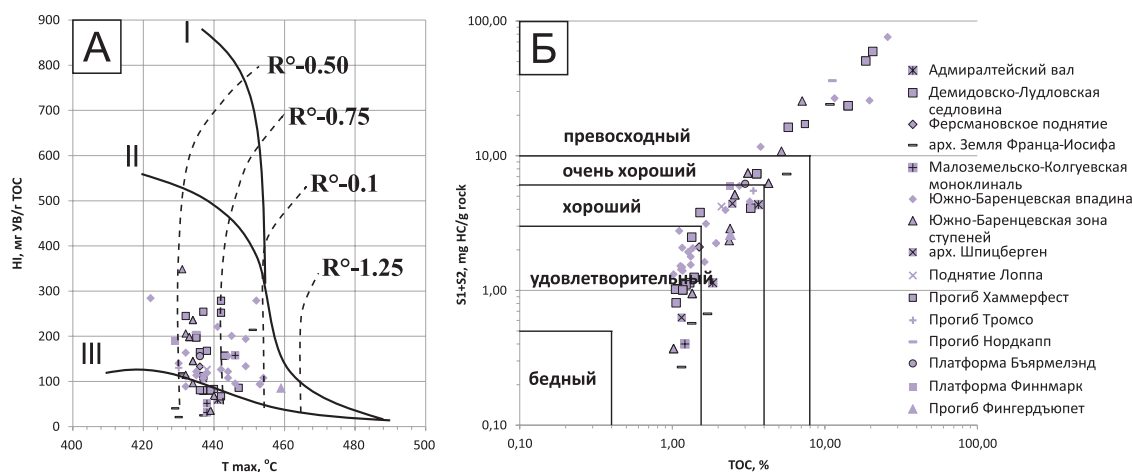


Рис. 23. А – Тип и степень катагенетического преобразования ОВ верхнетриасовых НГМТ Баренцевоморского и Печороморского шельфа и архипелагов. Б – Генерационный потенциал (по Espitalie, Bordenave, 1993) верхнетриасовых НГМТ Баренцевоморского и Печороморского шельфа и архипелагов.

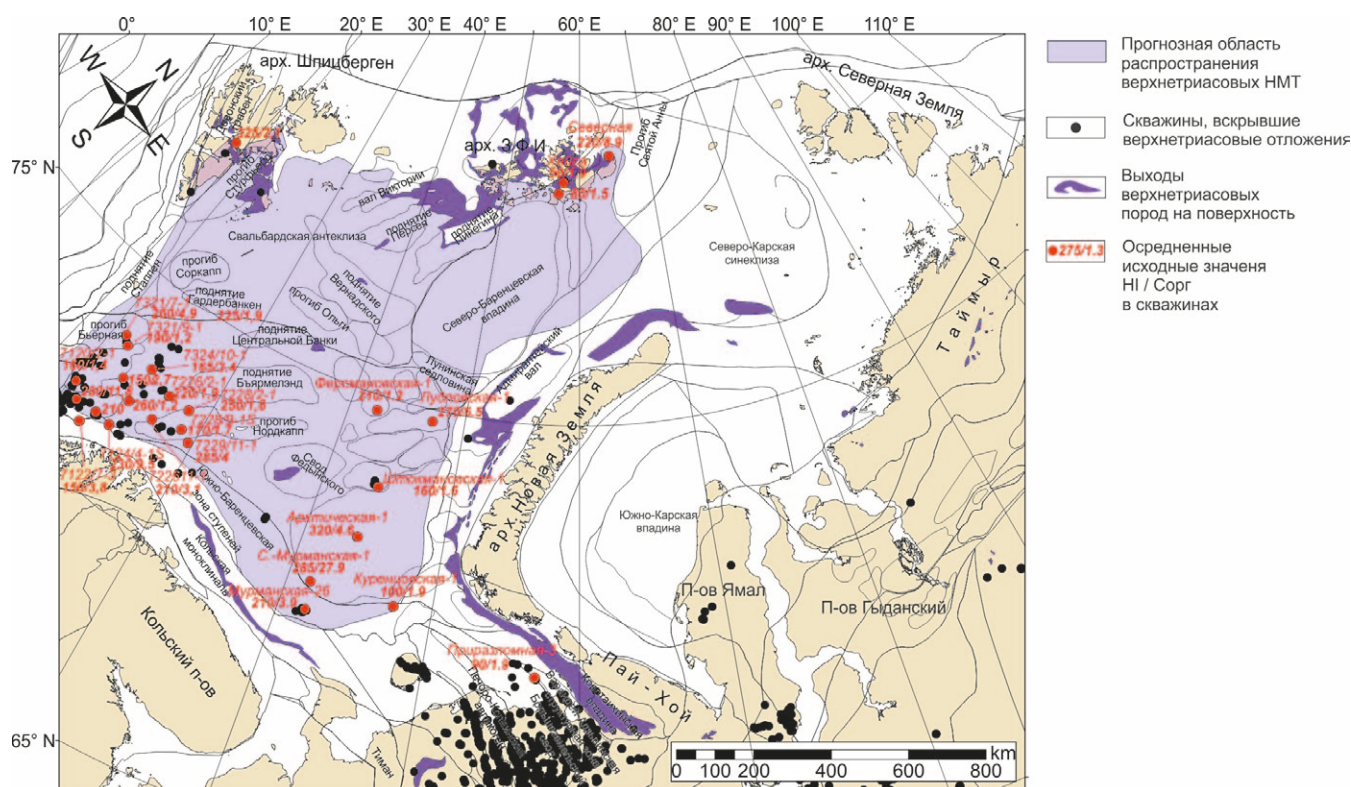


Рис. 24. Карта вероятного распространения верхнетриасовых нефтегазоматеринских отложений на Баренцево-Карском шельфе

распространения ограничена на юге границей Южно-Баренцевской впадины, объединяет западную и восточную часть Баренцевоморского шельфа, южную часть архипелага Шпицберген и архипелага Земля Франца-Иосифа.

В поздне триасовую эпоху произошло общее обмеление бассейна, что обусловило преимущественно гумусовый тип ОВ и газогенерационный потенциал верхнетриасовых отложений. Обширная дельтовая равнина, периодически затопляемая морем, раскинулась в восточной, центральной и западной частях региона. Вероятно, во время этих трансгрессий сформировались углисто-глинистые пачки, обогащенные смешанным и сапропелевым ОВ. Эти прослои характеризуются хорошим и превосходным генерационным потенциалом (от 2,1 до 73,3 мг УВ/г породы в восточной части шельфа и от 15 до 262 мг УВ/г породы в западной) и способны генерировать жидкие углеводороды.

Катагенетическая преобразованность ОВ пород верхнего триаса варьирует от незрелого ОВ (R° менее 0,5%) на о. Колгуев, до зрелого (R° 0,95–1,0%) – в центральных частях Южно-Баренцевской впадины (ЮБВ) и Северо-Баренцевской впадины (СБВ) и на арх. ЗФИ (рис. 25). Верхнетриасовая НГМТ вошла в ГЗГ лишь в пределах прогибов Бьорная. В пределах Южно-Баренцевской и Северо-Баренцевской впадин, в прогибах Святой Анны, Нордкапп и Хаммерфест, на поднятии Лоппа, в районе арх. Шпицберген верхнетриасовые НГМТ находятся на грациях катагенеза $МК_1$ – $МК_3$. Исключение составляют поднятия Ферсмана и Федынского, где эти отложения незрелые (Норина, 2014).

Триасовые нефтегазоматеринские толщи с наилучшими свойствами и сапропелевым ОВ приурочены к литофациальной зоне глубокого шельфа, протягивавшейся

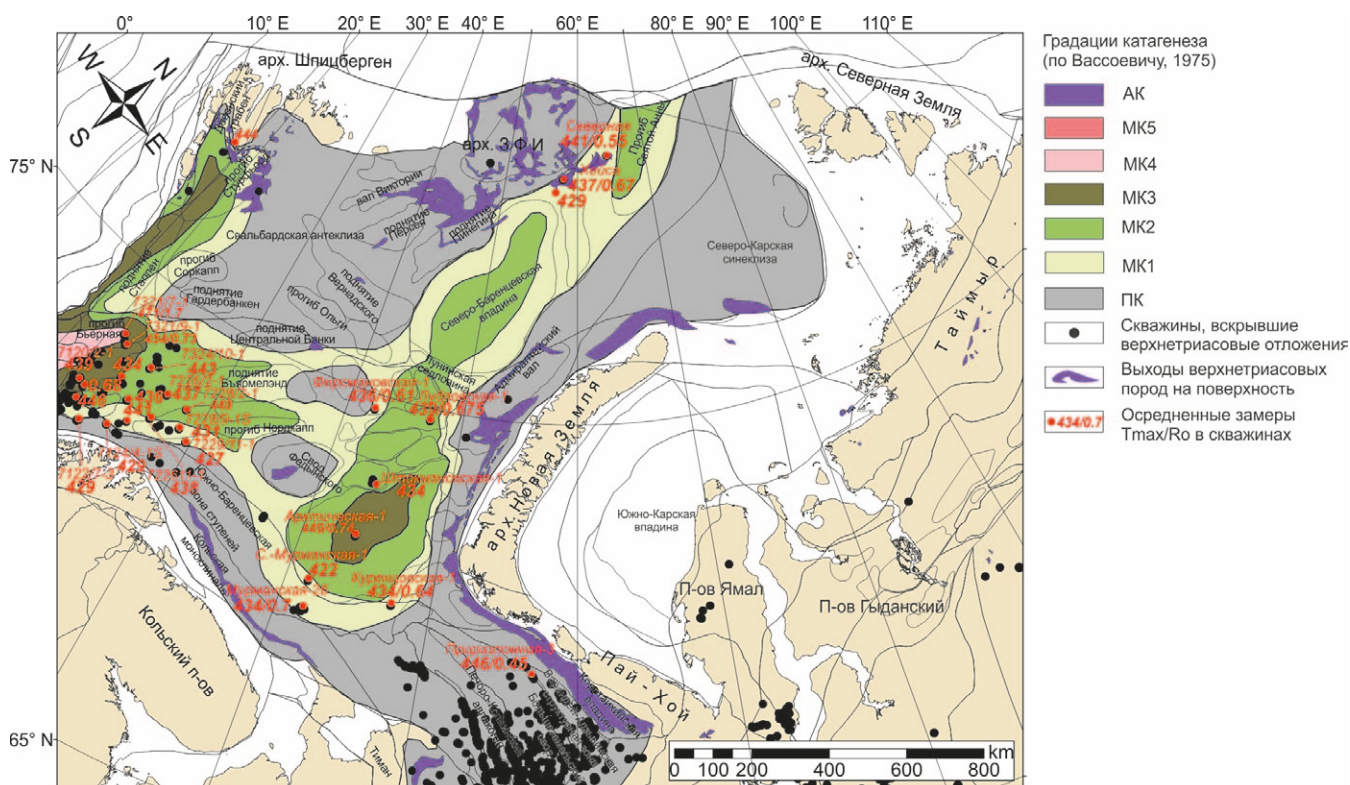


Рис. 25. Карта прогноза катагенетической зрелости верхнетриасовых нефтегазоматеринских отложений на Баренцево-Каспийском шельфе (по Нориной, 2014)

в субмеридиональном направлении в западной части региона в раннем и среднем триасе (Норина, 2014). Другая область развития НГМТ с хорошим и превосходным генерационным потенциалом приурочена к Южно-Баренцевской впадине, где в периоды трансгрессий накапливались глинисто-углистые пачки, обогащенные гумусовым и смешанным ОВ (Катков и др., 2014).

Верхнеюрские НГМТ представлены темноокрашенными глинистыми, реже карбонатно-глинистыми породами. В российском секторе Баренцевоморского шельфа в разрезе верхнеюрской толщи выделяется 2 пачки – оксфорд-киммериджская и волжско-берриаская. Мощность и генерационный потенциал этих пачек варьирует в пределах Баренцевоморского шельфа и на архипелаге Шпицберген (Бро, 1993; Leith, 1992; Ohm, 2008; Кирюхина, 2013). Содержание и тип ОВ в

оксфорд-киммериджской и волжско-берриаской пачках определялись палеогеографическими условиями. Тип керогена изменяется от преимущественно сапропелевого (скважины в юго-восточной части Баренцева моря) до гумусово-сапропелевого и гумусового (арх. Земля Франца-Иосифа и Шпицберген). В центральной части Южно-Баренцевской впадины оксфорд-киммериджские отложения характеризуются более высоким генерационным потенциалом, чем волжско-берриаские породы. Киммериджские «черные глины» обладают превосходным генерационным потенциалом и содержат смешанное ОВ, с преобладанием сапропелевого ОВ. Содержание Сорг=8,2–16,7 % (рис. 26). Титонские «черные глины» обладают неоднородными геохимическими свойствами. Вверх по разрезу наблюдается уменьшение содержания Сорг (от 8–16 % до 2–6 %) и ухудшение генерационного

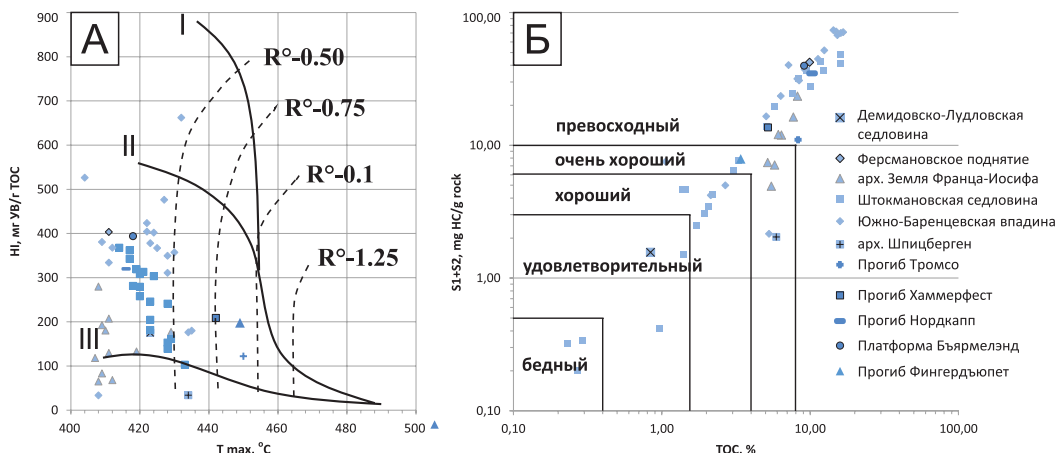


Рис. 26. А – Тип и степень катагенетического преобразования ОВ верхнеюрских НГМТ Баренцевоморского и Печороморского шельфа и архипелагов. Б – Генерационный потенциал (по Espitalie, Bordenave, 1993) верхнеюрских НГМТ Баренцевоморского и Печороморского шельфа и архипелагов.

потенциала от отличного до удовлетворительного. Тип керогена изменяется от смешанного гумусово-сапропелевого с высоким содержанием сапропелевого ОВ до гумусового. Генерационный потенциал от хорошего до превосходного (1,4–68,3 мг УВ/г породы), в среднем составляя 23,3 мг УВ/г породы.

На западе Баренцевоморского шельфа верхнеюрские НГМТ выделяются в свите Хеккинген, подразделяемой на две пачки: Альге оксфорд-кимериджского возраста и Крилл титонского возраста. Содержание Сорг в пачке Альге изменяется от 1,2 до 27,9 %, пересчитанные на исходные значения показания генерационного потенциала изменяются от 1,4 до 95,5, в среднем 29 мг УВ/г породы (Ohm, 2008). Залегающая выше пачка Крилл содержит более низкие начальные концентрации Сорг = 0,8–9,9 % и значения генерационного потенциала – 1,1–29,3 мг УВ/г породы (в среднем 11,8 мг УВ/г породы) (Ohm, 2008). В качественном отношении ОВ относится к смешанному II-III типу с преобладанием сапропелевого ОВ (Leith, 1992; Ohm, 2008).

На арх. Шпицберген верхнеюрские НГМТ представлены свитой Агардфьеллет среднеоксфордско-среднетитонского возраста. Разрез представлен пачками черных битуминозных аргиллитов, разделенными темно-серыми аргиллитами с меньшим содержанием ОВ. Содержание Сорг в битуминозных аргиллитах изменяется от 1 до 10%, в среднем составляет 3–4%. Тип ОВ преимущественно гумусовый (III), однако, в разрезе встречаются отдельные прослои, содержащие сапропелевый тип керогена (Leith, 1992).

В Южно-Карской впадине наличие и свойства верхнеюрской НГМТ – баженовской свиты – спрогнозированы на основе исследований керна Харасавэйского и Бованенковского месторождений Ульяновым Г.В. и Кирюхиной Т.А. с соавторами (Ульянов, 2011; Кирюхина

и др., 2011). Среднее содержание Сорг увеличивается в северном направлении: от 0,9% на Бованенковском месторождении до 4,8% на Харасавэйском. В этом же направлении отмечается и рост водородного индекса и, соответственно, генерационного потенциала – до 6,85 мг УВ/г породы, в среднем составляя 2,5–2,9 мг УВ/г породы. Тип ОВ преимущественно сапропелевый, что подтверждается так же преобладанием низкомолекулярных гомологов на хроматограммах (Ульянов, 2011). Степень зрелости также увеличивается на север от МК₁ до МК₄.

Верхнеюрские НГМТ накапливались в условиях некомпенсированной, вероятно, изолированной впадины на шельфе и широко распространены на Баренцевоморском шельфе (Суслова, 2013; Marin et al., 2020) (рис. 27). Эти породы распространены как на большей части Баренцевоморского шельфа, на Печорском шельфе и в Тимано-Печорском бассейне, так и в западной и юго-восточной части Северо-Карского бассейна (прогиб Уединения), в Южно-Карском бассейне, продолжаясь в Западно-Сибирский бассейн и Енисей-Хатангский прогиб.

Степень зрелости верхнеюрских отложений по результатам геохимических исследований на большей части шельфа Баренцева моря не превышает ПК₃ (рис. 28). Только в центральной части Южно-Баренцевой впадины (Арктическая площадь) толщи достигли ГЗН и могли генерировать жидкие УВ, что косвенно подтверждается наличием микронепти в верхнеюрских аргиллитах Арктической площади (Маргулис 2008, Кирюхина, 2013). На арх. Земля Франца-Иосифа породы находятся на градации ПК (T_{max} = 407–429°C), а на арх. Шпицберген – МК₂ (T_{max} = 446°C). Степень зрелости верхнеюрской НГМТ (баженовская свита и ее возрастные аналоги) в Южно-Карской впадине, в северной части Западно-Сибирского бассейна и Енисей-Хатангского

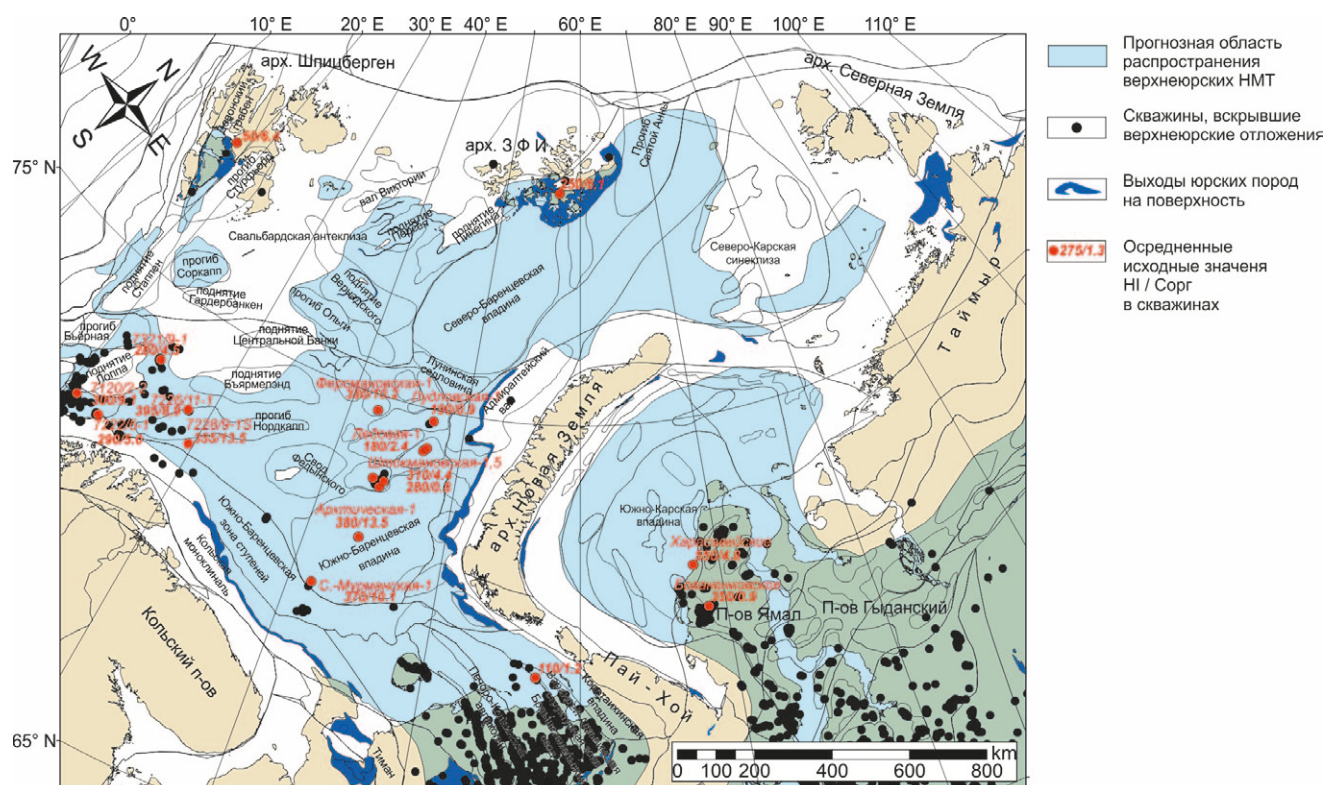


Рис. 27. Карта вероятного распространения верхнеюрских нефтегазоматеринских отложений на Баренцево-Карском шельфе

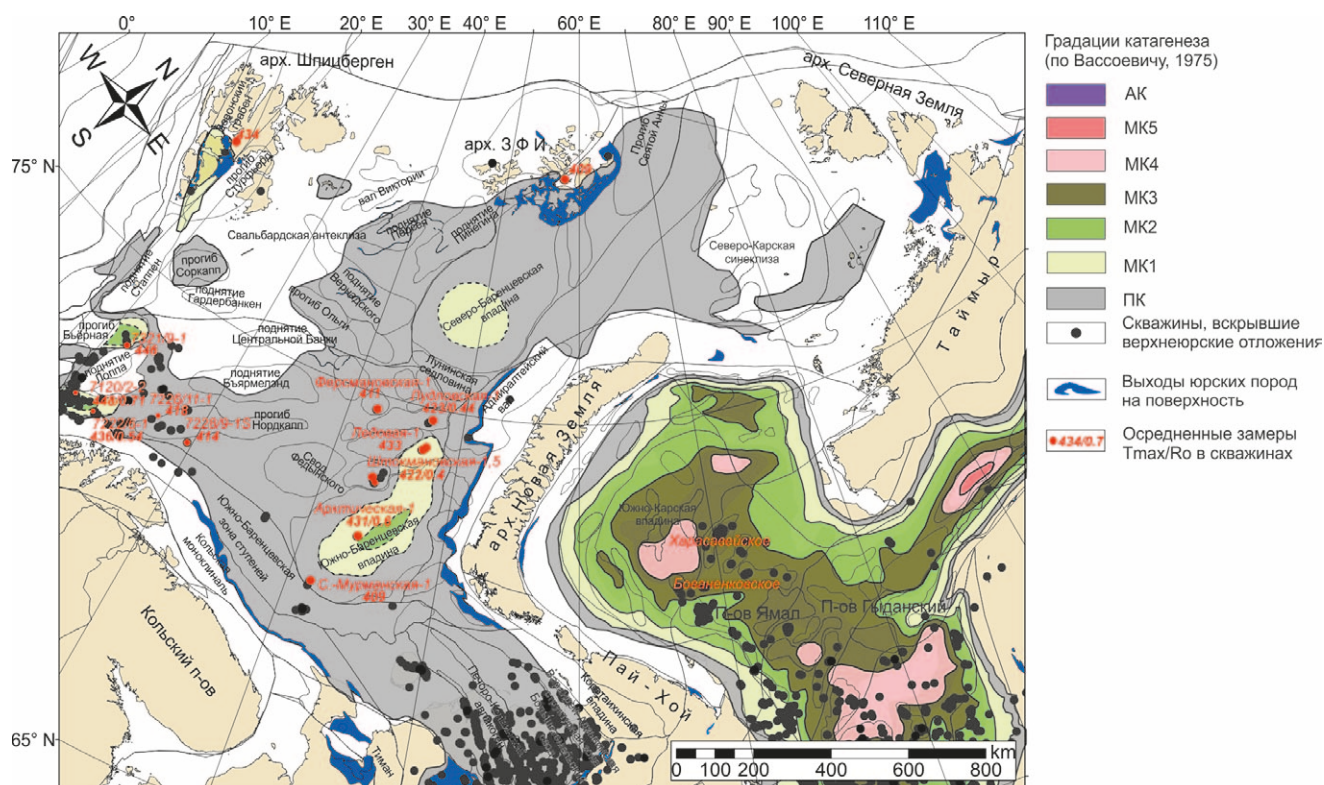


Рис. 28. Карта катагенетической зрелости верхнеюрской НГМТ Баренцева и Карского морей

регионального прогиба изменяется в широких пределах от градаций ПК до МК₄. Однако прогнозируется, что большая часть верхнеюрской НГМТ на Баренцево-Карском шельфе находится в ГЗН.

Очаги нефтегазообразования и основные источники нефти Баренцевоморского шельфа

Основным очагом нефте- и газогенерации в восточной части шельфа на современном этапе изучения многими исследователями признается Южно-Баренцевская впадина, которая устойчиво погружалась, начиная с раннего палеозоя и на протяжении всего мезозоя, что привело к накоплению осадочного чехла толщиной до 18–20 км. Е.А. Маргулис (2008) рассматривает Южно-Баренцевскую впадину как очаг нефтегазогенерации, в пределах которого расположены три из четырех главных нефтематеринских свит – «черносланцевая» НГМТ верхнего девона, битуминозно-глинисто-кремнистая ассельско-сакмарская НГМТ и глинисто-битуминозная верхнеюрская НГМТ (Маргулис, 2008). В западной части шельфа основными очагами генерации являются прогибы Нордкапп, Хаммерфест, Бьорная и Тромсо. Основным очагом генерации верхнеюрской НГМТ на Западно-Арктическом шельфе являются прогибы норвежского сектора Баренцева моря и Южно-Карская впадина. Согласно выполненному анализу с учетом структурных и палеогеографических условий, прогнозируется очаг генерации в Северо-Баренцевской впадине, где общая мощность осадочных пород достигает 17 км.

Наилучшими генерационными характеристиками в восточной части Баренцевоморского шельфа обладают верхнеюрская, среднетриасовая и верхнетриасовая НГМТ, которые содержат смешанное и гумусовое органическое вещество и находятся в благоприятных

катагенетических условиях для генерации газа и, в меньшей степени, нефти. В акватории Печорского моря в ГЗН вошли НГМТ также верхнедевонского, каменноугольного и пермского возраста. Для западной части Баренцевоморского шельфа характерно увеличение содержания сапропелевого ОВ в средне-верхнетриасовых НГМТ, что определяет более высокий нефтегенерационный потенциал.

Финансирование/Благодарности

Работа выполнена в рамках гранта РФФИ № 20-55-20007 совместно с коллегами из Университета г. Берген. Авторы благодарят РФФИ за поддержку и коллег из Университета г. Берген (Норвегия) – Кристиана Эйде и Альбину Гильмуллину – за продуктивную совместную работу.

Коллектив авторов выражает благодарность рецензенту за указанные замечания и рекомендации.

Литература

- Баженова О.К., Бурлин Ю.К., Соколов. (2000). Геология и геохимия нефти и газа. Москва: Изд-во МГУ, 384 с.
- 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., Суслова 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*. http://www.ngtp.ru/rub/2/3_2009.pdf
- Большакова М.А. (2008). Геолого-геохимические условия формирования нефтегазоносности Штокмановско-Лунинской мегаседловины: Дис. канд. геол.-мин. н. Москва, 143 с.
- Бро Е.Г., Устинов Ю.В., Устицкий В.И. (1993). Геологическое строение и нефтегазоносность осадочного чехла на шельфах Баренцева и Карского морей. С-Пб.: Изд-во ВНИИОкеангеологии, с. 17–37 (фондовая)
- Вассоевич Н.Б. Вассоевич О.М., Назаревич И.А. (1986). Геохимия органического вещества и происхождение нефти. Избранные труды. Москва: Наука, 368 с.

Тиссо Б., Вельте Д. (1981). Образование и распространение нефти. М.: Мир, 504 с.

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, С-Пб.: ФГУП ВНИИОкеангеология.

Данюшевская А.И. (1995). Нефтегазопроизводящие толщи фанерозойских отложений арктических островов. *Геохимия*, 10, с. 1495–1505.

Ермошкин В.И., Керимов В.Ю. (2012). Геология и геохимия нефти и газа. Москва: Недра, 460 с.

Казанин Г.С., Павлов С.П., Шлыкова В.В. и др. (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. Вып. 3. Москва: ГЕОС, с. 59–81.

Катков Д.А., Фомина Е.А., Каюкова А.В. (2015). Триасовые углеводородные системы южно-баренцевской впадины. *Сб. трудов: Геология в развивающемся мире*. Отв. ред. П. А. Белкин. Т. 2. Пермь, с. 396–400.

Кирихина Н.М. (2013). Нефтегазогенерационный потенциал юрских отложений шельфа Баренцева моря. *Дис. канд. геол.-мин. н.* Москва.

Кирихина Т. А., Ульянов Г. В., Дзюбло А. Д., Холодилов В.А., Цемкало М.Л. (2011). Геохимические аспекты газонефтеносности юрских и доюрских отложений севера Западной Сибири и прилегающего шельфа. *Газовая промышленность*, 7, с. 66–70.

Маргулис Е.А. (2008). Факторы формирования уникального Штокмановского-Лудловского узла газонакопления в Баренцевом море. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 3. http://www.ngtp.ru/rub/5/17_2008.pdf

Маргулис Е.А. (2009). Эволюция Баренцевоморского региона и его углеводородные системы. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 4(2). http://www.ngtp.ru/rub/5/24_2009.pdf

Норина Д.А. (2014). Строение и нефтегазоматеринский потенциал пермско-триасовых терригенных отложений Баренцевоморского шельфа: *Дис. канд. г.-м. н.* Москва.

Норина Д.А., Ступакова А.В., Кирихина Т.А. (2014). Условия осадконакопления и нефтегазоматеринский потенциал триасовых отложений Баренцевоморского бассейна. *Вестник Московского университета. Серия 4: Геология*, с. 6–16. <https://doi.org/10.3103/S0145875214010062>

Ступакова А.В., Кирихина Т.А., Суслова А.А., Норина Д.А. и др. (2015). Перспективы нефтегазоносности мезозойского разреза Баренцевоморского бассейна. *Георесурсы*, 2, с. 13–27. <https://doi.org/10.18599/grs.61.2.2>

Ульянов Г.В. (2011). Геолого-геохимические предпосылки газонефтеносности юрских отложений Южно-Карской впадины: *дис. канд. г.-м. н.*, Москва

Espitalie J. and Bordenave M.L. (1993). Rock-Eval pyrolysis. In: M.L. Bordenave (Editor) *Applied Petroleum Geochemistry*. Technip ed., Paris, pp. 237–361.

Geological History of the Barents Sea (2009). Edited by Smelror M., Petrov O.V., Larssen G.B., Werner S.C. Geological survey of Norway, Trondheim, 135 p.

Glørstad-Clark E. (2011). Triassic platform-margin deltas in the western Barents Sea. *Marine and Petroleum Geology*, 28(7), pp. 1294–1314. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2011.03.006>

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

Leith T.L., Weiss H.M., Mork A., Arhus N., Elvebakk G., Embry A.F., Brooks P.W., Stewart K.R., Pchelina T.M., Bro E.G., Verba M.L., Danyushevskaya A., Borisov A.V. (1992). Mesozoic hydrocarbon source-rocks of the Arctic region. *Arctic Geology and Petroleum Potential*. Amsterdam, Elsevier, Norwegian Petroleum Society, pp. 1–25. <https://doi.org/10.1016/B978-0-444-88943-0.50006-X>

Marin, D., Hellenen, S., Escalona, A., Olaussen, S., Cedeño, A.F., Nøhr-Hansen, H., Sverre Ekrene Ohm, S.E. (2020). The Middle Jurassic to lowermost Cretaceous in the SW Barents Sea: Interplay between tectonics, coarse grained sediment supply and organic matter preservation. *Basin Research*, pp. 1–23. <https://doi.org/10.1111/bre.12504>

Ohm S.E., Karlsen 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>

Сведения об авторах

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

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

Мария Александровна Большакова – 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, д. 1

Анна Анатольевна Суслова – 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, д. 1

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, д. 1

e-mail: a.mordasova@oilmsu.ru

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

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

Светлана Олеговна Ковалевская – студент магистратуры кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

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

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

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

Глеб Антонович Шевченко – студент бакалавриата кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

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

Игорь Алексеевич Мастерков – студент бакалавриата кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

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

Анастасия Алексеевна Цыганкова – аспирант кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

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

Альбина Альбертовна Гильмуллина – аспирант факультета наук о Земле, Университет Бергена

Норвегия, Берген, ул. Альегате, д. 41

Статья поступила в редакцию 18.02.2021;

Принята к публикации 21.04.2021; Опубликована 25.05.2021

Generation potential, distribution area and maturity of the Barents-Kara Sea source rocks

A.V. Stoupakova¹, M.A. Bolshakova¹, A.A. Suslova¹, A.V. Mordasova^{1*}, K.O. Osipov¹,
S.O. Kovalevskaya¹, T.O. Kolesnikova¹, G. Shevchenko¹, I. Masterkov¹, A.A. Tsigankova¹, A.A. Gilmullina²

¹Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation

²University of Bergen, Bergen, Norway

*Corresponding author: Alina V. Mordasova, e-mail: a.mordasova@oilmsu.ru

Abstract. Identification of the source rock potential and distribution area is the most important stage of the basin analysis and oil, and gas reserves assessment. Based on analysis of the large geochemical and geological data base of the Petroleum geology department of the Lomonosov Moscow State University and integration of different-scale information (pyrolysis results and regional palaeogeographic maps), generation potential, distribution area and maturity of the main source rock intervals of the Barents-Kara Sea shelf are reconstructed. These source rocks wide distribute on the Barents-Kara Sea shelf and are characterized by lateral variability of generation potential and type of organic matter depending on paleogeography. During regional transgressions in Late Devonian, Early Permian, Middle Triassic and Late Jurassic, deposited source rocks with marine organic matter and excellent generation potential. However in the regression periods, during the short-term transgressions, formed Lower Carboniferous, Upper Permian, Induan, Olenekian and Late Triassic source rocks with mixed and terrestrial organic matter and good potential.

Upper Devonian shales contain up to 20.6% (average – 3%) of marine organic matter, have an excellent potential and is predicted on the Eastern-Barents megabasin. Upper Devonian source rocks are in the oil window on the steps, platforms and monoclines, while are overmature in the basins. Lower Permian shale-carbonate source rock is enriched with marine organic matter (up to 4%, average – 1.4%) and has a good end excellent potential. Lower Permian source rocks distribute over the entire Barents shelf and also in the North-Kara basin (Akhmatov Fm). These rocks enter the gas window in the Barents Sea shelf, the oil window on the highs and platforms and are immature in the North-Kara basin. Middle Triassic shales contain up to 11.2% of organic matter, there is a significant lateral variability of the features: an excellent generation potential and marine organic matter on the western Barents Sea and poor potential and terrestrial organic matter in the eastern Barents Sea. Middle Triassic source rocks are in the oil window; in the depocenters it generates gas. Upper Jurassic black shales are enriched with marine and mixed organic matter (up to 27.9%, average – 7.3%) and have an excellent potential. On the most Barents-Kara Sea shelf, Upper Jurassic source rock are immature, but are in the oil window in the South-Kara basin and in the deepest parts of the Barents Sea shelf.

Keywords: Barents-Kara Sea shelf, source rocks, organic matter, generation potential, maturity, paleogeography, basin analysis

Recommended citation: 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. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.1>

Acknowledgments

This work was carried out in the framework of RFBR grant No. 20-55-20007 in collaboration with colleagues from the University of Bergen. The authors thank the RFBR for support and colleagues from the University of Bergen (Norway) – Christian Eide and Albina Gilmullina – for productive joint work.

The authors would like to thank the reviewer for useful comments and recommendations.

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., Ustritskii V.I., Fefilova L.A. (2009). Evolution of sedimentation environment in the Barents-North Kara paleobasin in the Phanerozoic. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i praktika = Petroleum Geology - Theoretical and Applied Studies*. http://www.ngtp.ru/rub/2/3_2009.pdf
- Bazhenova O.K., Burlin Yu.K., Sokolov B.A., Khain V.E. (2000). *Geology and geochemistry of oil and gas*. Moscow: MSU Publ., 384 p. (In Russ.)
- Bolshakova M.A. (2008). Geological and geochemical conditions for formation of oil and gas content of the Shtokman-Lunin mega delta. Cand. geol. and min. sci. diss. Moscow: MSU, 143 p. (In Russ.)
- Bro E.G., Ustinov Yu.V., Ustitskii V.I. (1993). Geological structure and oil and gas content of the sedimentary cover on the shelves of the Barents and Kara seas. St.Petersburg: VNIIOkeangeologiya, pp. 17–37. (In Russ.)
- Danyushevskaya A.I. (1995). Oil and gas producing strata of Phanerozoic sediments of the Arctic islands. *Geochemistry International*, 10, pp. 1495–1505. (In Russ.)
- Ermolkin V.I., Kerimov V.Yu. (2012). *Geology and geochemistry of oil and gas*. Moscow: Nedra, 460 p. (In Russ.)
- Espitalie J. and Bordenave M.L. (1993). Rock-Eval pyrolysis. In: M.L. Bordenave (Editor) *Applied Petroleum Geochemistry*. Technip ed., Paris, pp. 237–361.
- Geological History of the Barents Sea (2009). Edited by Smelror M., Petrov O.V., Larssen G.B., Werner S.C. Geological survey of Norway, Trondheim, 135 p.
- Glørstad-Clark E. (2011). Triassic platform-margin deltas in the western Barents Sea. *Marine and Petroleum Geology*, 28(7), pp. 1294–1314. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2011.03.006>
- Henriksen E., Ryseth A.E., Larssen G.B., Heide T., Ronning K., Sollid K., Stoupakova A.V. (2011). Tectonostratigraphy of the greater Barents Sea: implication for petroleum systems. *Petroleum Geology. Memoir of the geological Society of London*, Memoirs 35, pp. 163–195. <https://doi.org/10.1144/M35.10>

Katkov D.A., Fomina E.A., Kayukova A.V. (2015). Triassic hydrocarbon systems of the South Barents Basin. *Geology in the developing world: Coll. papers*. Vol. 2. Ed. P.A. Belkin. Perm, pp. 396–400. (In Russ.)

Kazanin G.S., Pavlov S.P., Shlykova V.V. et al. (2011). Seismic-geological structure of the Pechora and the southeastern part of the Barents Seas based on interpretation of the seismic profiles of the CDP 2D MOV. *Geology and geoecology of the continental margins of Eurasia*, vol. 3. Moscow: GEOS Publ, pp. 59–81.

Kiryukhina N.M. (2013). Oil and Gas Generation Potential of Jurassic Deposits of the Barents Sea Shelf. Cand. geol. and min. sci. diss. Moscow: MSU. (In Russ.)

Kiryukhina T. A., Ul'yanov G. V., Dzyublo A. D., Kholodilov V.A., Tsemkalo M.L. (2011). Geochemical aspects of oil and gas content of the Jurassic and pre-Jurassic deposits of the north of Western Siberia and the adjacent shelf. *Gazovaya promyshlennost = Gas industry*, 7, pp. 66–70. (In Russ.)

Leith T.L., Weiss H.M., Mork A., Arhus N., Elvebakk G., Embry A.F., Brooks P.W., Stewart K.R., Pchelina T.M., Bro E.G., Verba M.L., Danyushevskaya A., Borisov A.V. (1992). Mesozoic hydrocarbon source-rocks of the Arctic region. *Arctic Geology and Petroleum Potential*. Amsterdam, Elsevier, Norwegian Petroleum Society, pp. 1–25. <https://doi.org/10.1016/B978-0-444-88943-0.50006-X>

Margulis E.A. (2008). Factors of the formation of the unique Shtokman-Ludlovsky gas accumulation node in the Barents Sea. *Neftegazovaya Geologiya. Teoria i praktika = Petroleum Geology - Theoretical and Applied Studies*, 3. http://www.ngtp.ru/rub/5/17_2008.pdf

Margulis E.A. (2009). Evolution of the Barents Sea region and its hydrocarbon systems. *Neftegazovaya Geologiya. Teoria i praktika = Petroleum Geology - Theoretical and Applied Studies*, 4(2). http://www.ngtp.ru/rub/5/24_2009.pdf

Marin, D., Hellenen, S., Escalona, A., Olaussen, S., Cedeño, A.F., Nøhr-Hansen, H., Sverre Ekrene Ohm, S.E. (2020). The Middle Jurassic to lowermost Cretaceous in the SW Barents Sea: Interplay between tectonics, coarse grained sediment supply and organic matter preservation. *Basin Research*, pp. 1–23. <https://doi.org/10.1111/bre.12504>

Norina D.A. The structure and oil and gas potential of the Permian-Triassic terrigenous deposits of the Barents Sea shelf. *Cand. geol. and min. sci. diss.* Moscow: MSU, 2014. (In Russ.)

Norina D.A., Stupakova A.V., Kiryukhina T.A. (2014). Sedimentation conditions and oil and gas source potential of Triassic deposits in the Barents Sea basin. *Moscow University Geology Bulletin*, pp. 6–16 (In Russ.) <https://doi.org/10.3103/S0145875214010062>

Ohm S.E., Karlsen 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>

Stupakova A.V., Kiryukhina T.A., Suslova A.A., Norina D.A., Mayer N.M., Pronina N.V., Mordasova A.V. (2015). Oil and gas prospects in the Mesozoic section of the Barents Sea basin. *Georesursy = Georesources*, 2(61), pp. 13–27. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.61.2.2>

Ul'yanov G.V. (2011). Geological and geochemical preconditions for gas-oil-content of Jurassic deposits of the South Kara basin. *Cand. geol. and min. sci. diss.* Moscow: MSU. (In Russ.)

Vassoevich N.B. Vassoevich O.M., Nazarevich I.A. (1986). Geochemistry of organic matter and the origin of oil: Selected papers. Moscow: Nauka, 368 p. (In Russ.)

Tissot B., Welte D. (1984). *Petroleum Formation and Occurrence*. Springer, Berlin, Heidelberg, 702 p. <https://doi.org/10.1007/978-3-642-87813-8>

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

About the Authors

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

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Maria A. Bolshakova – PhD (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

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

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Alina V. Mordasova – PhD (Geology and Mineralogy), Researcher of the Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

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

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

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Svetlana O. Kovalevskaya – Graduate student, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Tatiana O. Kolesnikova – Graduate student, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Gleb A. Shevchenko – Undergraduate student, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Igor A. Masterkov – Undergraduate student, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Anastasia A. Tsygankova – PhD student, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Albina A. Gilmullina – Postgraduate Student, Department of Earth Science, University of Bergen

41, Allégaten, Bergen, Norway

*Manuscript received 18 February 2021;
Accepted 21 April 2021; Published 25 May 2021*