

УДК 553.98+550.8.013(268.55)

М.Д. Линева¹, Н.А. Малышев², А.М. Никишин³

МОДЕЛИРОВАНИЕ ИСТОРИИ ПРОГРЕВА ОСАДОЧНОГО ЧЕХЛА И СОЗРЕВАНИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА В НЕФТЕГАЗОМАТЕРИНСКИХ ТОЛЩАХ ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНОВ ВОСТОЧНО-СИБИРСКОГО МОРЯ

Выполнено 2D- и 3D-моделирование истории прогрева осадочного чехла и эволюции органического вещества в нефтегазоматеринских толщах Восточно-Сибирского моря. Приводится распределение значений температуры и показателя отражательной способности витринита в осадочном чехле по разрезу вдоль линии композитного сейсмического профиля. Построены карты распределения температуры в осадочных толщах, а также карты распределения отражательной способности витринита в нефтегазоматеринских толщах на различные временные рубежи и карты распределения степени преобразования органического вещества в нефтегазоматеринских толщах на современный этап развития. На основании результатов моделирования проанализированы история созревания органического вещества и возможные процессы генерации углеводородов в нефтегазоматеринских толщах.

Ключевые слова: бассейновое моделирование, история прогрева, созревание органического вещества, генерация углеводородов, Восточно-Сибирское море.

2D and 3D thermal history and organic matter maturity modeling of East Siberian Sea sedimentary basins are performed in this study. We present cross-sections with temperature and vitrinite reflectance distribution along composite seismic line, temperature maps of main horizons for different time stages. Vitrinite reflectance maps of source rocks for different time stages and transformation ratio maps of source rocks for present time are also presented. Maturation history and possibilities of hydrocarbon generation were analyzed using modeling results.

Key words: basin modeling, thermal history, maturation, hydrocarbon generation, East Siberian Sea.

Введение. Восточно-Сибирское море, представляющее собой часть Арктического шельфа России, расположено между Новосибирскими островами и о. Врангеля. Эта область достаточно слабо изучена, в пределах территории Восточно-Сибирского моря отсутствуют пробуренные скважины. Данные о геологическом строении территории в основном получены по результатам изучения прилегающей суши и интерпретации сейсмических данных. Заложение осадочного бассейна Восточно-Сибирского моря происходило в апте-альбе в результате процессов рифтогенеза [Miller, Verzhbitsky, 2009].

В геологической истории осадочного бассейна выделяются четыре основных этапа развития (рис. 1): ранний синрифтовый, поздний синрифтовый, ранний пострифтовый и поздний пострифтовый, разделенные фазами деформаций различной интенсивности. Первый этап рифтинга, начавшийся в апт-альбское время, продолжался до конца раннего мела и характеризовался накоплением терригенных, преимущественно песчаных, толщ

значительной мощности (более 8 км). Следующий этап рифтинга, последовавший за кратковременным эпизодом деформаций, имел место в позднем мелу и завершился вследствие наступления режима сдвига-сжатия, приведшего к региональным деформациям и инверсии рифтов. Мощность терригенных отложений верхнего синрифтового комплекса достигает 4 км. Кайнозойское время характеризовалось спокойным режимом тектонического погружения, которое подразделялось на два основных этапа: палеоцен-эоценовый и олигоцен-четвертичный, в течение которых происходило накопление песчано-глинистых отложений, общая мощность которых может превышать 5–6 км. В районе о. Врангеля в палеоцене-эоцене происходило формирование предгорного прогиба [Drachev et al., 2010; Линева и др., 2015].

В настоящее время в пределах осадочного бассейна Восточно-Сибирского моря выделяют следующие основные структурные элементы: Дремхедский, Мелвильский, Новосибирский рифты, Восточно-Сибирская система рифтов,

¹ ООО «Центр «ГеоГрид», вед. геолог; e-mail: lineva.maria@gmail.com

² ОАО НК «Роснефть», зам. директора Департамента геолого-разведочных работ на шельфе, докт. геол.-минерал. н.; e-mail: n_malyshhev@rosneft.ru

³ Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра региональной геологии и истории Земли, профессор; e-mail: amnikishin@gmail.com



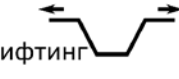
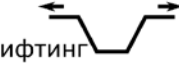

Эра-тема	Система	Отдел	Ярус	Осадочный комплекс/отражающий горизонт	Элементы УВ систем		Тектонические события
Кайнозойская	Четвертичная Неогеновая Палеогеновая	Голоценовый			НГМТ	Колл.	
		Плейстоценовый					
		Плиоценовый	Гелазский	Пост-рифтовый комплекс II			 Тектоническое погружение
			Пьяченцкий				
			Занклский				
			Мессинский				
		Миоценовый	Тортонский				
			Серравальский				
			Лангийский				
			Бурдигальский				
		Олигоцен	Аквитанский				
			Хаттский				
			Рюпельский				
			Приабонский				
		Эоценовый	Бартонский	Пост-рифтовый комплекс I			 Тектоническое погружение
			Лютетский				
			Ипрский				
			Танетский				
		Палеоценовый	Зеландский				
			Датский				
			Маастрихтский				
			Кампанский				
Мезозойская	Меловая	Верхний	Сантонский	Верхний синрифтовый комплекс			 Рифтинг
			Коньякский				
			Туронский				
			Сеноманский				
			Альбский				
		Нижний	Аптский	Нижний синрифтовый комплекс			 Рифтинг
			Барремский				
			Готеривский				
			Валанжинский				
			Бериасский				
				Фундамент			 Складчатость

Рис. 1. Осадочные комплексы, элементы углеводородных систем осадочного чехла бассейнов Восточно-Сибирского моря и основные тектонические события

поднятия Де Лонга, Барановское и Шелагское поднятия, краевой прогиб Умкилир (рис. 2).

Исходные данные. Регион Восточно-Сибирского моря характеризуется крайне невысокой степенью изученности. В основу моделирования истории погружения, эволюции температурного режима, генерации и аккумуляции углеводородов (УВ) в пределах области Восточно-Сибирского моря были положены результаты интерпретации [Линева и др., 2015] серии сейсмических профилей (рис. 2), неравномерно покрывающих территорию.

Моделирование эволюции углеводородных систем проводилось в программном пакете SEDIM™ и требовало задания следующих исходных данных:

- современная глубина залегания основных отражающих горизонтов,
- абсолютный возраст горизонтов,
- литологический состав отложений,
- данные о строении земной коры и литосферы,

— граничные условия тепловой модели: величины теплового потока на поверхности и поверхностной температуры в различные моменты геологического времени,

— характеристики потенциальных нефтегазоматеринских толщ.

Современная глубина залегания основных отражающих горизонтов получена с использованием результатов интерпретации сейсмических профилей во временном домене. Преобразование результатов интерпретации из временного масштаба в глубинный выполнено с использованием данных о значениях пластовых скоростей сейсмических волн [Grantz, Eittreim, 1979] в отложениях осадочного чехла Чукотского моря, одновозрастных отложениям чехла Восточно-Сибирского моря. Область, к которой относились использованные замеры значений пластовой скорости, находится на северо-востоке от о. Врангеля, на границе Восточно-Сибирского и Чукотского морей.

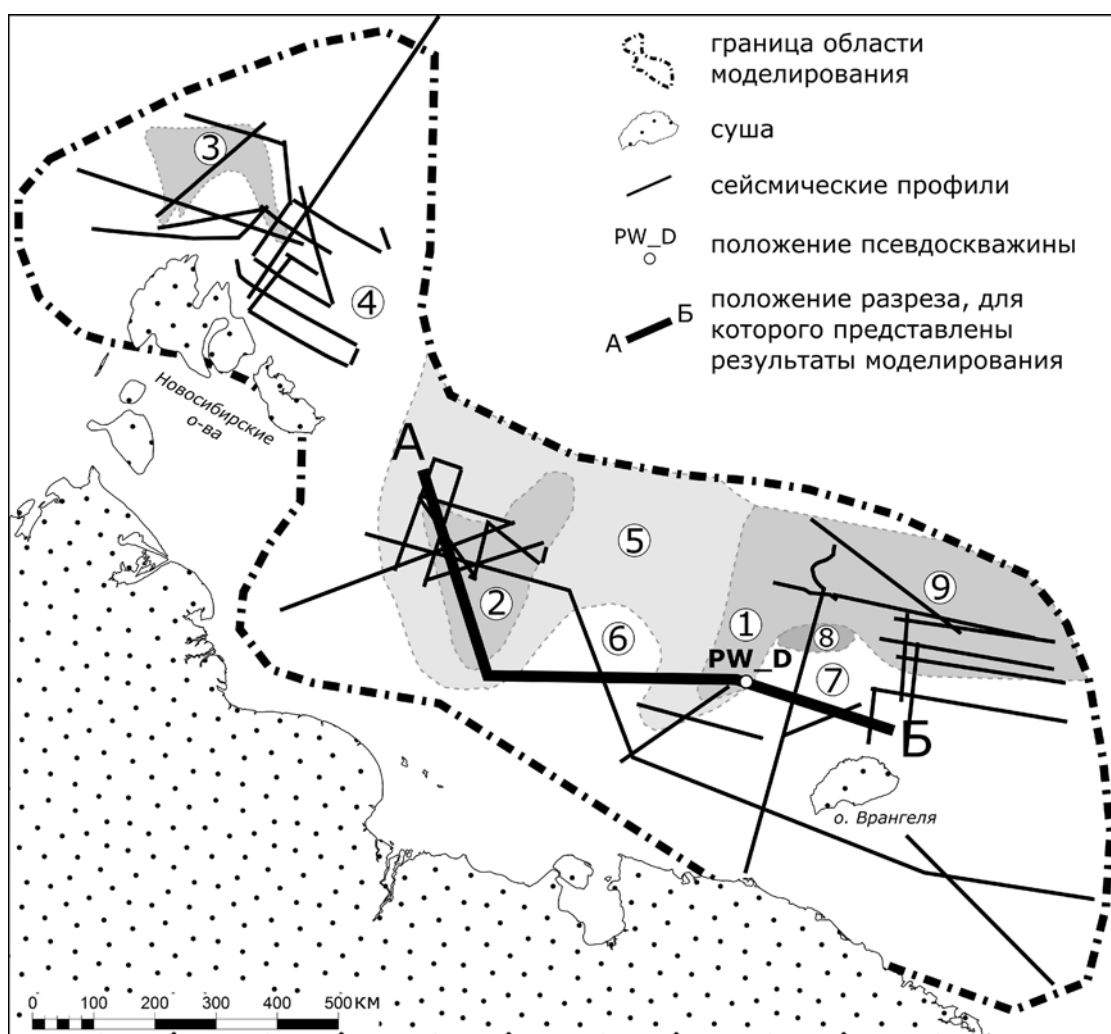


Рис. 2. Схема расположения сейсмических профилей, псевдоскважин и основных структурных элементов Восточно-Сибирского моря

Значения абсолютного возраста отражающих горизонтов были заданы в соответствии с Международной стратиграфической шкалой–2016 [International Commission on Stratigraphy, 2016], состав отложений — песчано-глинистый с преобладанием песчаников (рис. 1), отложения имеют мелководноморской и континентальный генезис [Drachev et al., 2010]. Структура литосферы исследуемого региона для выполнения моделирования принята следующая: глубина залегания поверхности Мохо составляет от 25 [Franke et al., 2004] до 35 км [Petrov et al., 2016], нижней коры — 30–35 км, верхней коры — 12–23 км [Poselov et al., 2014].

Граничные условия тепловой модели получены в результате калибровки модели прогрева с использованием палеотермпературных реперов и данных о современном тепловом режиме, что будет подробнее описано ниже.

Нефтегазоматеринские толщи. В акватории Восточно-Сибирского моря отсутствуют скважины, вследствие чего данные о составе отложений, характеристиках нефтегазоматеринских толщ и коллекторов получены на основании сведений о

прилегающих территориях и их экстраполяции в область исследования.

На Новосибирских о-вах, по данным работы [Sobolev et al., 2016], в пределах мезозойско-кайнозойских отложений выделяются две толщи, для которых характерно повышенное содержание органического вещества (ОВ), что позволяет отнести их к потенциально нефтегазоматеринским толщам (НГМТ). Для верхнемеловой потенциальной НГМТ характерно содержание ОВ около 2%, для потенциальной НГМТ палеогенового возраста — >2%. Органическое вещество в обеих толщах представлено керогеном III типа, что свидетельствует о их газоматеринском потенциале. Отложения раннемелового возраста, относящиеся к дорифтовому этапу развития Восточно-Сибирского моря, на Новосибирских о-вах также характеризуются повышенным содержанием ОВ (1–2%) и могут быть потенциально нефтематеринскими. В статье нижнемеловая нефтегазоматеринская толща рассматривается гипотетически, поскольку относится к породам, слагающим дорифтовый акустический фундамент, в котором не проводилось выделение отражающих горизонтов. Для моделирования

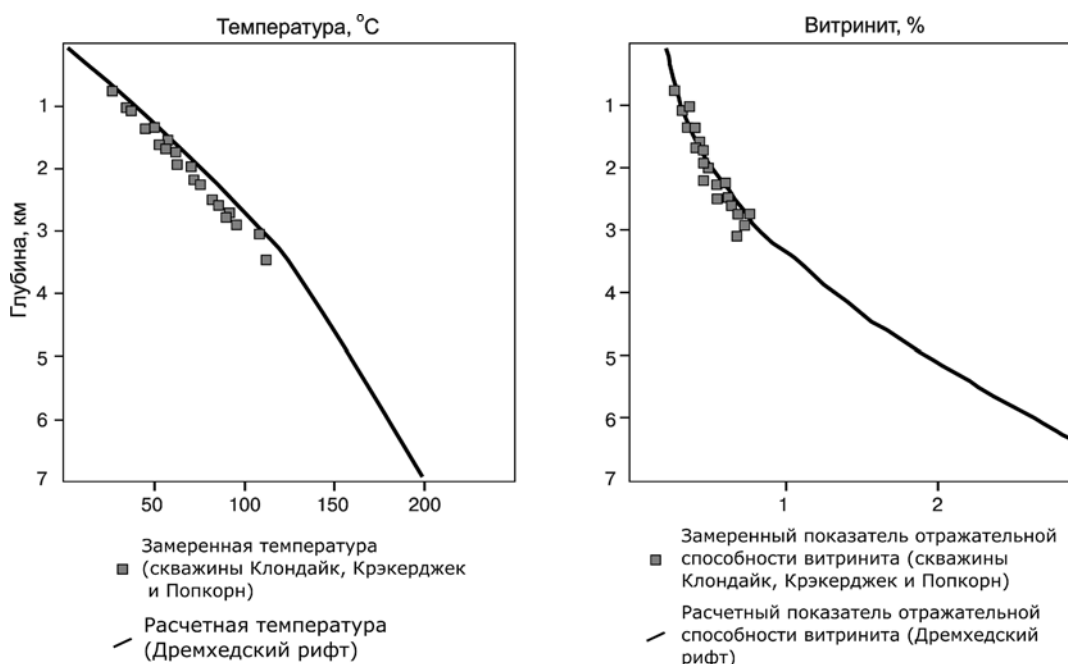


Рис. 3. Калибровка модели прогрева осадочного чехла Восточно-Сибирского моря по псевдоскважине PW_D

эволюции нижнемеловой НГМТ было принято, что она залегает вблизи подошвы синрифтового комплекса.

На хр. Ломоносова по результатам глубоководного бурения АСЕХ-302 в палеогеновых отложениях (как и на Новосибирских о-вах) обнаружены прослои темноцветных глин с высоким содержанием ОБ (1–14%) [Stein, 2007], накапливавшиеся в морских условиях в бескислородной среде. Органическое вещество в этих отложениях как водорослевое, так и представленное остатками высших растений, что позволяет отнести кероген к II–III типам [Moran et al., 2006].

Таким образом, при моделировании были приняты к рассмотрению три потенциально нефтегазоматеринские толщи, относящиеся к отложениям осадочного чехла Восточно-Сибирского моря: нижнемеловая, верхнемеловая НГМТ (III тип керогена) и палеогеновая НГМТ (III, II–III (?) тип керогена) (рис. 1).

Калибровка модели прогрева осадочного чехла Восточно-Сибирского моря выполнена с учетом данных о современном тепловом режиме территории (замеры температуры в скважинах, замеры поверхностного теплового потока), палеотемпературных данных и реперов (замеры показателя отражательной способности витринита, палеоклиматические данные).

Замеры величины поверхностного теплового потока на территории Восточно-Сибирского моря есть для области его континентального склона [O'Regan et al., 2016], она составляет 50–52 мВт/м² наиболее близко к шельфовой части, а также в районе о. Большой Ляховский [Fujita et al., 1990] — 50 мВт/м². Температура на поверхности, по данным работы [Moran et al., 2006], в

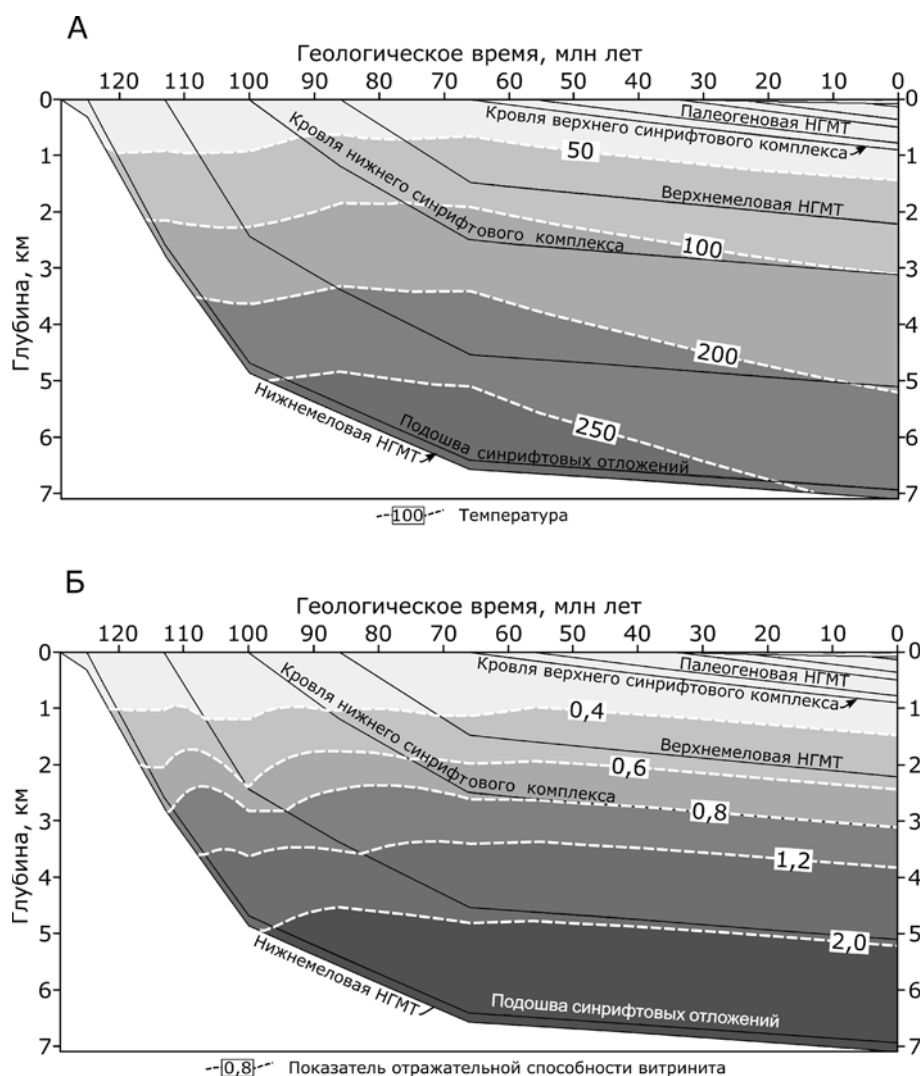
палеогеновое время достигала +24 °С, к середине эоцена снизились до +10 °С, к позднему миоцену в пределах Восточно-Сибирского моря уже присутствовал сезонный ледовый покров, в настоящее время среднегодовая поверхностная температура составляет в среднем –1 °С.

Из-за отсутствия скважин на территории Восточно-Сибирского моря калибровка модели прогрева проводилась по псевдоскважине PW_D, расположенной в районе Дремхедского рифта (рис. 2), а в качестве температурных реперов были использованы замеры температуры и показателя отражательной способности витринита из работы [Craddock, Houseknecht, 2016] для скважин Крэкерджек, Клондайк и Попкорн, расположенных в Чукотском море. В процессе калибровки граничные условия тепловой модели подбирались таким образом, чтобы полученные в результате моделирования расчетные значения показателя отражательной способности витринита, современной температуры в скважине и теплового потока на поверхности демонстрировали максимальную сходимость с фактическими данными, что представлено на рис. 3.

Согласно полученной по псевдоскважине PW_D модели прогрева осадков (рис. 4), наиболее интенсивный прогрев пород, слагающих осадочный разрез, приходился на этапы рифтинга, а после его завершения наблюдалось уменьшение интенсивности прогрева, который впоследствии сменился постепенным остыванием. Наиболее древние породы раннего синрифтового комплекса, перекрывающие фундамент, к концу апта были прогреты до 100 °С.

Значительный прогрев, связанный с процессами рифтинга, накоплением мощных осадочных

Рис. 4. История прогрева отложений (А) и созревания органического вещества для псевдоскважины PW_D (Б)



толщ и погружением фундамента, привел к тому, что к концу рифтового этапа на рубеже мела и палеогена, температура вблизи подошвы осадочного чехла достигала 290 °С, а температура кровли нижнего синрифтового комплекса — около 120 °С. Последующее остывание пород осадочного чехла привело к снижению температуры в подошве осадков до 260 °С к началу олигоцена.

В настоящее время в псевдоскважине PW_D температура в кровле фундамента составляет около 240 °С, в кровле нижнего синрифтового комплекса — 100 °С, в кровле верхнего синрифтового комплекса — не более 35 °С (рис. 4, А).

По результатам калибровки истории прогрева по псевдоскважине PW_D нижнемеловая нефтегазоматеринская толща в районе Дремхедского рифта уже к середине раннего мела начала входить в область нефтяного окна (показатель отражательной способности витринита (ПОС) начал превышать 0,6–0,7%), что связано со высокой скоростью погружения и значительным прогревом, обусловленным процессами рифтогенеза (рис. 5). К началу альбского времени нижнемеловая НГМТ в псевдоскважине PW_D вошла в газовое окно (ПОС витринита >0,8÷0,9%). С начала позднего

мела ПОС витринита для нижнемеловой нефтегазоматеринской толщи достиг 2%.

Верхнемеловая и палеогеновая нефтегазоматеринские толщи в псевдоскважине PW_D являются незрелыми вплоть до настоящего момента, о чем свидетельствуют значения ПОС витринита, не превышающие 0,55 и 0,3% соответственно (рис. 4, Б).

Модель прогрева осадочного чехла. Граничные условия тепловой модели, полученные в результате калибровки истории прогрева по псевдоскважине PW_D, были экстраполированы на всю область исследований (рис. 2) и использовались для построения 2D- и 3D-модели прогрева осадочного чехла Восточно-Сибирского моря.

Результаты построения 2D-модели прогрева представлены в виде серии разрезов по профилю А–Б, на которых показано распределение значений температуры в осадочной толще на различные моменты геологического времени (положение профиля см. на рис. 2). Профиль А–Б проходит через основные структурные элементы Восточно-Сибирского моря, такие, как Восточно-Сибирская система рифтов, Барановское поднятие, Дремхедский рифт и Шелагское поднятие. В раннемеловое

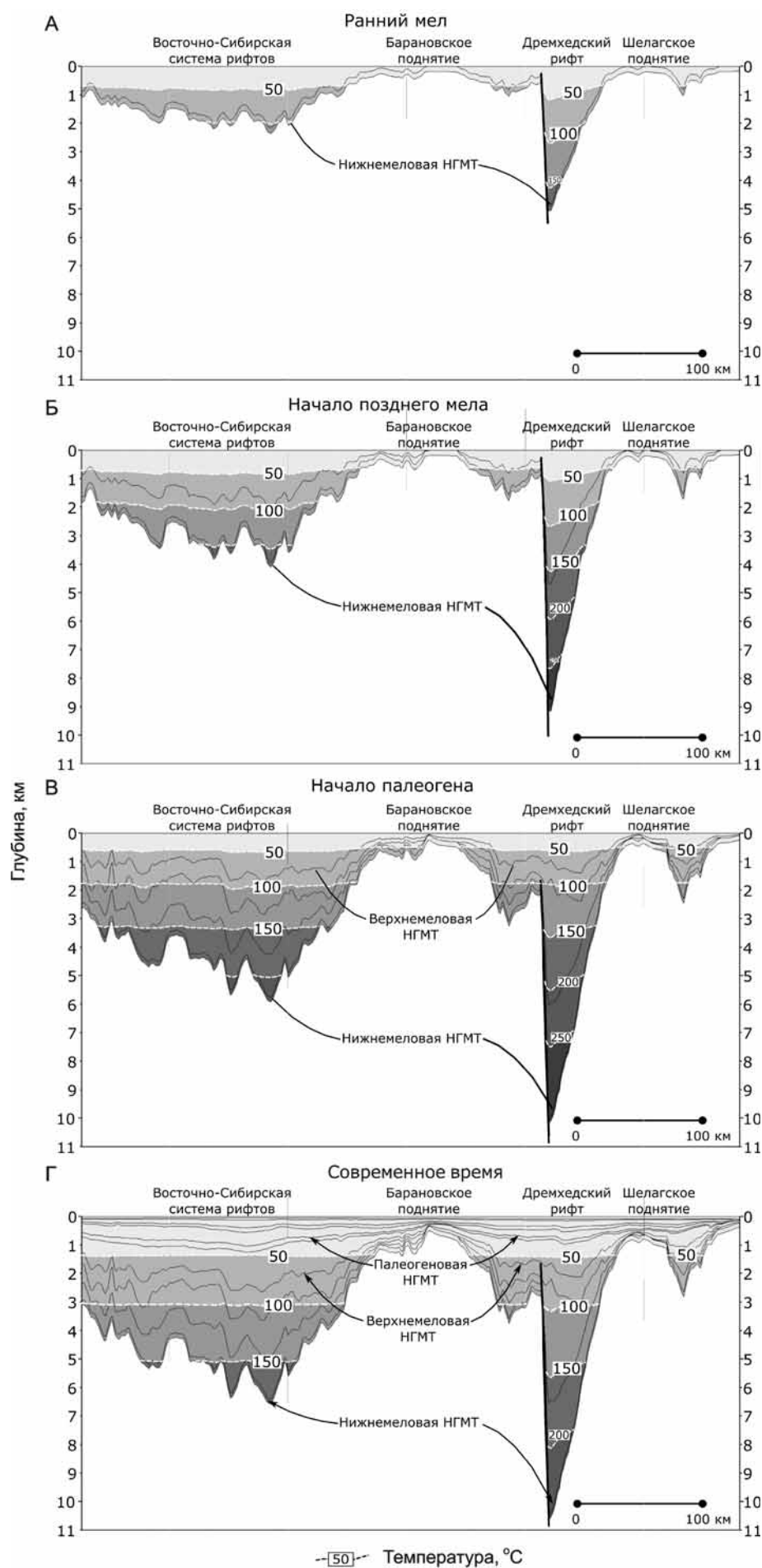


Рис. 5. Распределение температуры в осадочном чехле Восточно-Сибирского моря вдоль профиля А—Б на различные временные рубежи

время (рис. 5, А) температура в пределах Восточно-Сибирской системы рифтов не превышала 100 °С (в основании рифта), основная толща была менее прогрета — в средней части разреза температура достигала 50 °С. Барановское поднятие в раннем мелу было прогрето незначительно, температура составляла <50 °С. Дремхедский рифт, представлявший собой наиболее погруженную область уже в апт-альбское время, характеризовался наиболее высокими значениями температуры: здесь, в основании рифта, отложения были прогреты до 170 °С. Шелагское поднятие, как и Барановское, характеризовалось низкой температурой, не превышавшей 50 °С. Нижнемеловая нефтегазоматеринская толща в наиболее погруженных рифтовых структурах была прогрета до 100–170 °С.

К позднему мелу (рис. 5, Б) на фоне продолжавшегося прогрева территории произошло увеличение дифференциации значений температуры между приподнятыми и погруженными областями. В то время как температура в пределах Барановского и Шелагского поднятий по-прежнему не превышала 50 °С, температура в Восточно-Сибирской системе рифтов и Дремхедском рифте возросла до 150 и 280 °С соответственно. К началу палеогена (рис. 5, В) температура в осадочном чехле Восточно-Сибирского моря также возросла, превысив 200 °С в основании Восточно-Сибирской системы рифтов и почти достигнув 300 °С в основании Дремхедского рифта (таким образом, нижнемеловая НГМТ в палеогеновое время в наиболее погруженных частях была прогрета до 230–300 °С). Верхнемеловая НГМТ в начале палеогена в пределах рифтовых зон была прогрета до 60–90 °С.

С палеогена до настоящего времени (рис. 5, Г) осадочный чехол бассейнов Восточно-Сибирского моря подвергался постепенному остыванию. Сейчас температура в основании Дремхедского рифта не превышает 240 °С, Восточно-Сибирской системы рифтов — 170 °С, а Барановское и Шелагское поднятие характеризуются температурой <35–40 °С. Верхнемеловая нефтегазоматеринская толща в настоящее время характеризуется максимальной температурой 60–70 °С в области рифтов, температура палеогеновой НГМТ не превышает 40 °С вдоль всего профиля А–Б.

Результаты построения 3D-модели прогрева осадочного чехла представлены в виде карт распределения температуры в нефтегазоматеринских толщах на современный момент времени. Следует отметить, что в основу построения модели прогрева положена структурная модель по основным отражающим горизонтам, построенная по результатам интерпретации сейсмических данных. Поскольку область моделирования покрыта сейсмическими данными неравномерно (рис. 2), а для некоторых областей данные отсутствуют, полученная трехмерная модель достаточно грубая, однако она

позволяет получить представление об общей закономерности распределения температуры внутри осадочных толщ.

На рис. 6, А представлено современное распределение температуры внутри нижнемеловой нефтегазоматеринской толщи. Наиболее прогрета область НГМТ, расположенная на север-северо-западе от о. Врангеля, в области слияния Дремхедского рифта и Северо-Чукотского бассейна, здесь значения температуры составляют 300–360 °С. Также к областям повышенных температур в пределах нижнемеловой НГМТ относятся область Дремхедского рифта (200–250 °С), Мелвилевского рифта в центральной части области моделирования (150–200 °С) и Новосибирского рифта (150–200 °С). На склонах Барановского поднятия температура нижнемеловой НГМТ составляет около 100 °С, на самом поднятии — <50 °С.

Верхнемеловая нефтегазоматеринская толща в современный момент времени значительно менее прогрета (рис. 6, Б), чем нижнемеловая. В наиболее погруженной области осадочного бассейна — Дремхедском рифте и Северо-Чукотском бассейне температура внутри верхнемеловой НГМТ не превышает 230 °С, а в среднем составляет 175–200 °С.

В центральной части области моделирования, в районе Мелвилевского рифта, толща прогрета до 80 °С, в районе Новосибирского рифта — до 100–130 °С. На поднятиях температура в пределах верхнемеловой НГМТ не превышает 25–40 °С.

Палеогеновая нефтегазоматеринская толща характеризуется небольшой глубиной залегания, и сколько-нибудь заметно прогрета в Северо-Чукотском бассейне (температура доходит до 80 °С) и в окрестностях Новосибирского рифта (до 100–110 °С) (рис. 6, В).

Модель созревания органического вещества в нефтегазоматеринских толщах осадочных бассейнов Восточно-Сибирского моря была рассчитана на основе модели прогрева осадочного чехла. Одним из основных параметров, которые могут охарактеризовать степень зрелости ОВ в нефтегазоматеринской толще, служит показатель отражательной способности (ПОС) витринита (компонент ископаемых углей и осадочного керогена). Основу оценки степени зрелости ОВ составляет представление о том, что в процессе прогрева и углефикации витринит меняет отражательную способность, причем значения ПОС витринита, равные 0,5–0,7%, соответствуют началу главной стадии образования нефти, 1,1–1,2% — главной стадии образования газа [Галушкин, 2001].

Результаты 2D-моделирования созревания ОВ представлены в виде серии геологических разрезов, на которых отражено распределение значений ПОС витринита в осадочном чехле Восточно-Сибирского моря на различные моменты геологического времени. В раннемеловое

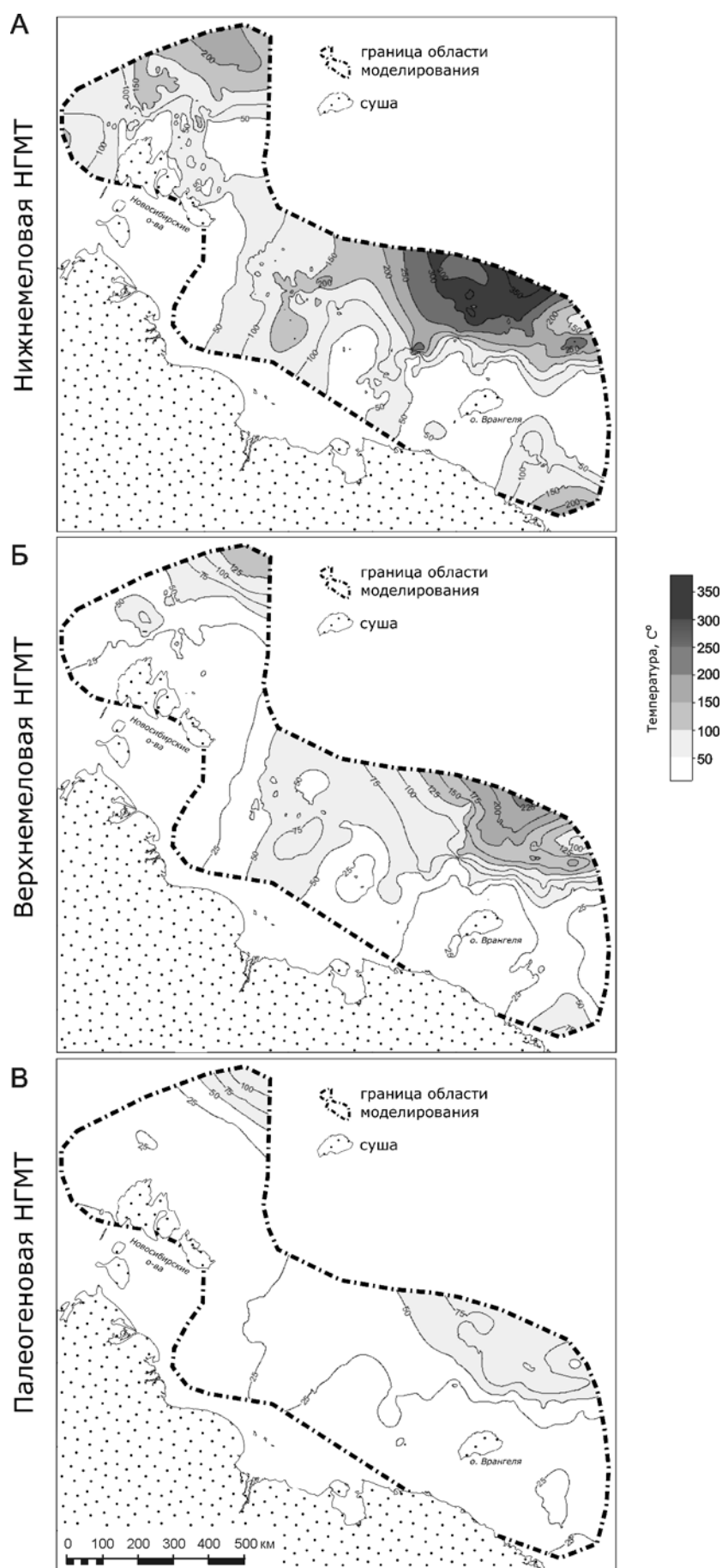


Рис. 6. Распределение температуры в нефтегазоматеринских толщах в современный момент времени

время (рис. 7, А) ОВ нижнемеловой нефтегазоматеринской толщи было незрелым в Восточно-Сибирской системе рифтов, на Барановском и Шелагском поднятиях, где ПОС витринита не превышал 0,5%, лишь в наиболее погруженных областях Восточно-Сибирской рифтовой системы нижнемеловая НГМТ приближалась к нижней границе нефтяного окна, ПОС витринита здесь немного превышал 0,5%. В то же время в осевой части Дремхедского рифта, где нижнемеловая НГМТ залегала наиболее глубоко, показатель отражательной способности витринита превышал 1,2%, т.е. толща находилась в пределах газового окна. Ближе к бортовым частям рифта ПОС витринита в нижнемеловой нефтегазоматеринской толще составлял 0,6–1,2%, что соответствует нефтяному окну.

В начале позднего мела (рис. 7, Б) погружение и прогрев, особенно интенсивные в рифтовых зонах, привели к увеличению степени зрелости ОВ нижнемеловой нефтегазоматеринской толще. В области Восточно-Сибирской системы рифтов толща вошла в нефтяное окно, о чем свидетельствуют значения ПОС витринита $>0,6\%$.

В Дремхедском рифте значительная часть нижнемеловой НГМТ в позднем мелу находилась в области образования газа (ПОС витринита $>1,2\%$), менее погруженная часть — в пределах нефтяного окна, а на склоне Шелагского поднятия ПОС витринита составлял 0,4–0,6%.

В палеогеновое время (рис. 7, В) нижнемеловая нефтегазоматеринская толща в рифтовых областях находилась в зоне газогенерации, на склонах поднятий — в зоне нефтегенерации, а на поднятиях была незрелой. Верхнемеловая нефтегазоматеринская толща в палеогеновое время являлась незрелой, ПОС витринита не превышал 0,5%.

В современный момент времени (рис. 7, В) ОВ нижнемеловой НГМТ в наиболее погруженной части перезрелое, оно характеризуется весьма высокими значениями ПОС витринита. В менее погруженных областях рифтовых зон толща находится в газовом окне, на склонах

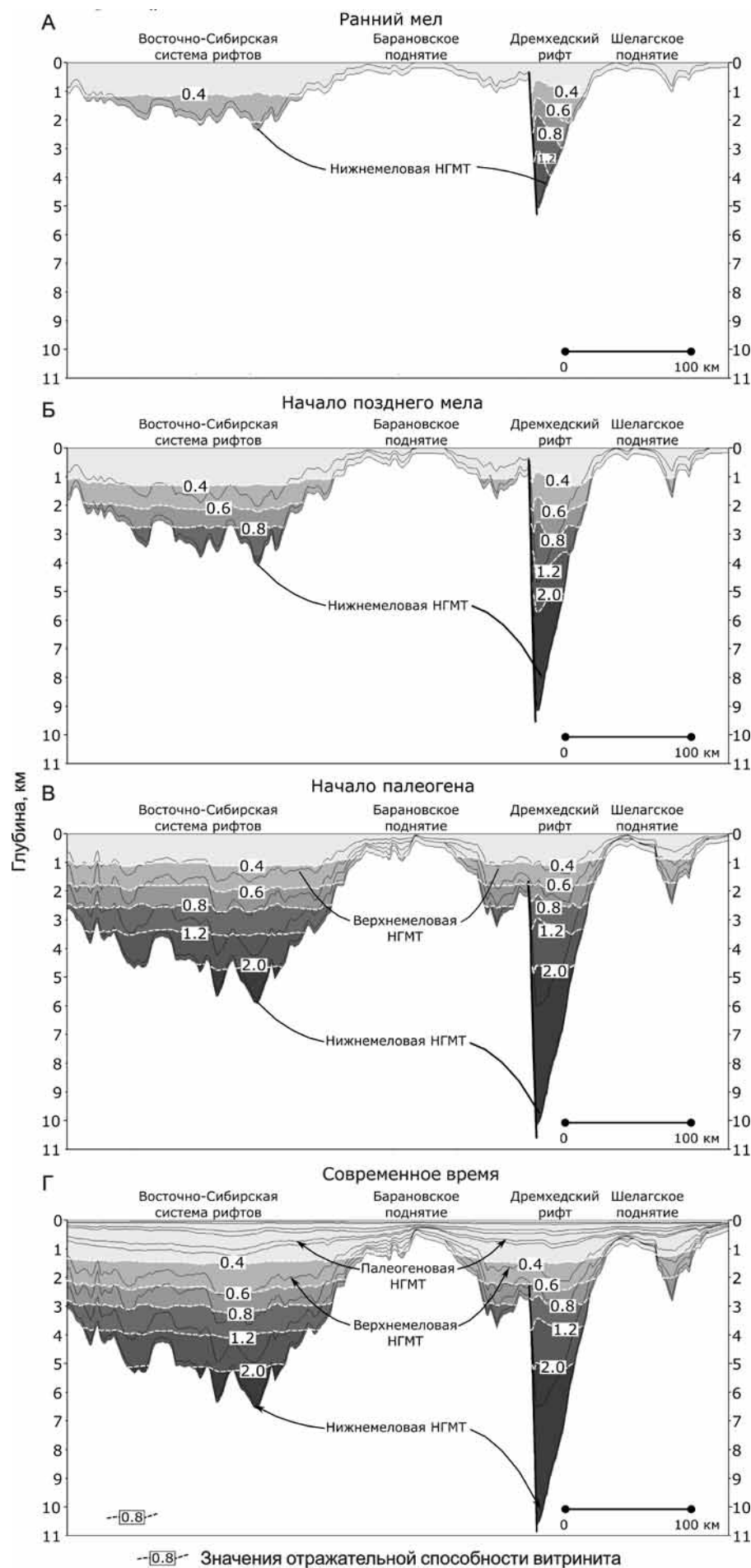


Рис. 7. Распределение показателя отражательной способности витринита в осадочном чехле Восточно-Сибирского моря вдоль профиля А–Б на различные моменты геологического времени

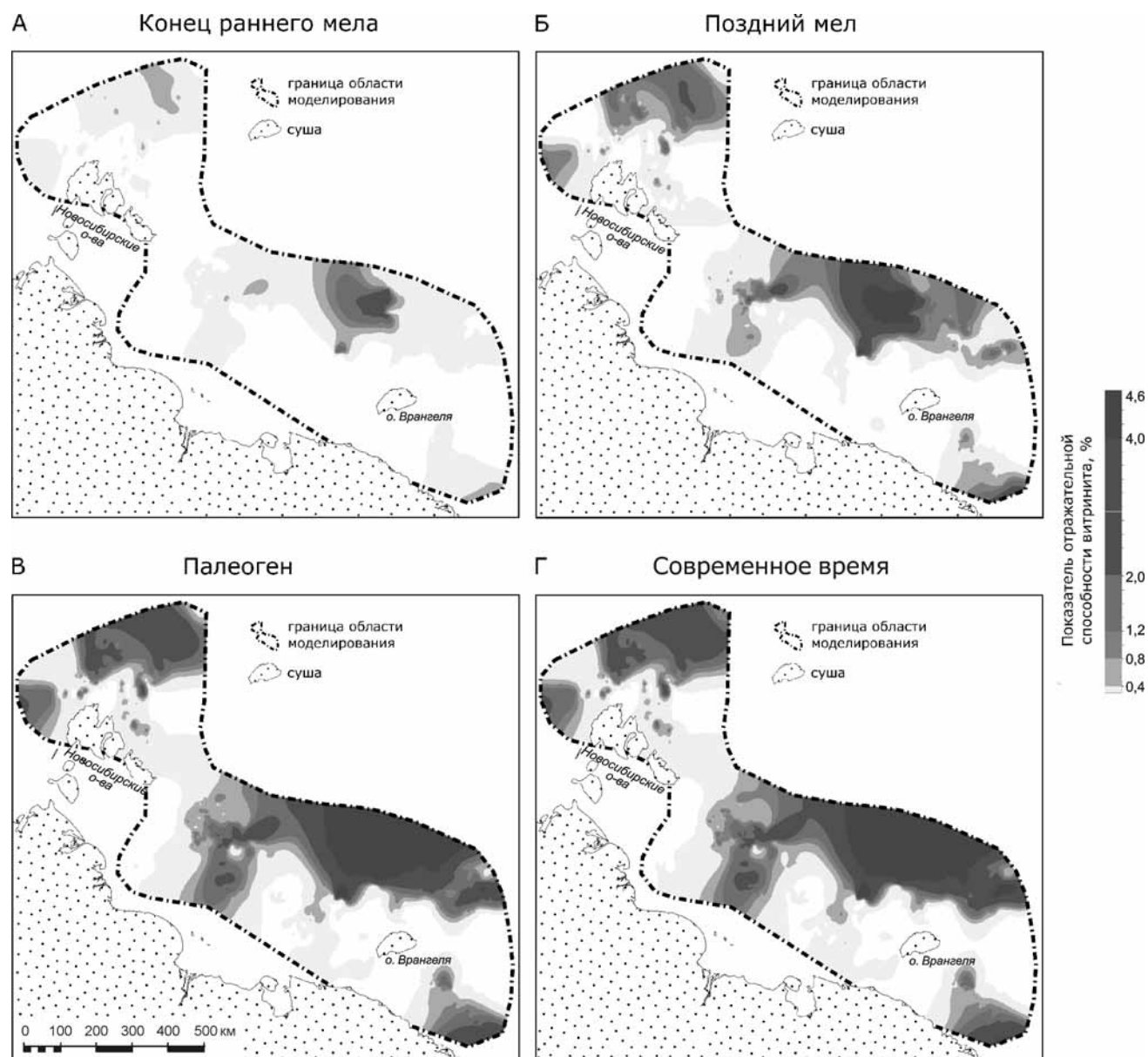


Рис. 8. Распределение показателя отражательной способности витринита в нижнемеловой нефтегазоматеринской толще в различные моменты геологического времени

поднятий — в нефтяном. На поднятиях толща является незрелой. Верхнемеловая НГМТ в отдельных областях начинает входить в газовое окно, а палеогеновая НГМТ незрелая.

Результаты построения 3D-модели созревания ОВ в нефтегазоматеринских толщах осадочного чехла Восточно-Сибирского моря представлены в виде карт распределения значений ПОС витринита в нефтегазоматеринских толщах на различные моменты времени. Как и в случае с моделью прогрева, вследствие неравномерности покрытия и в некоторых местах, разреженности исходных структурных данных (рис. 2), полученная трехмерная модель приближительная, однако она позволяет получить представление об общей закономерности созревания ОВ нефтегазоматеринских толщ с течением геологического времени.

Нижнемеловая НГМТ в конце раннего мела (рис. 8, А) на значительной территории Восточно-Сибирского моря была незрелой (ПОС витринита $< 0,6\%$). Лишь в наиболее погруженных областях, в Дремхедском рифте и его продолжении в область Северо-Чукотского бассейна ПОС витринита составлял $0,6\text{--}1,2\%$, т.е. толща частично находилась в области нефтегенерации, частично в зоне газогенерации.

В позднемеловое время (рис. 8, Б) степень зрелости ОВ в области Новосибирского рифта увеличивается до величин, соответствующих зоне нефтегенерации, а в наиболее погруженных областях — зоне газогенерации. В пределах Мелвильского рифта, практически на всей его территории, ПОС витринита в нижнемеловой НГМТ соответствует значениям $0,6\text{--}1,2\%$, толща находится в зоне нефтяного окна. Для Дремхедского рифта

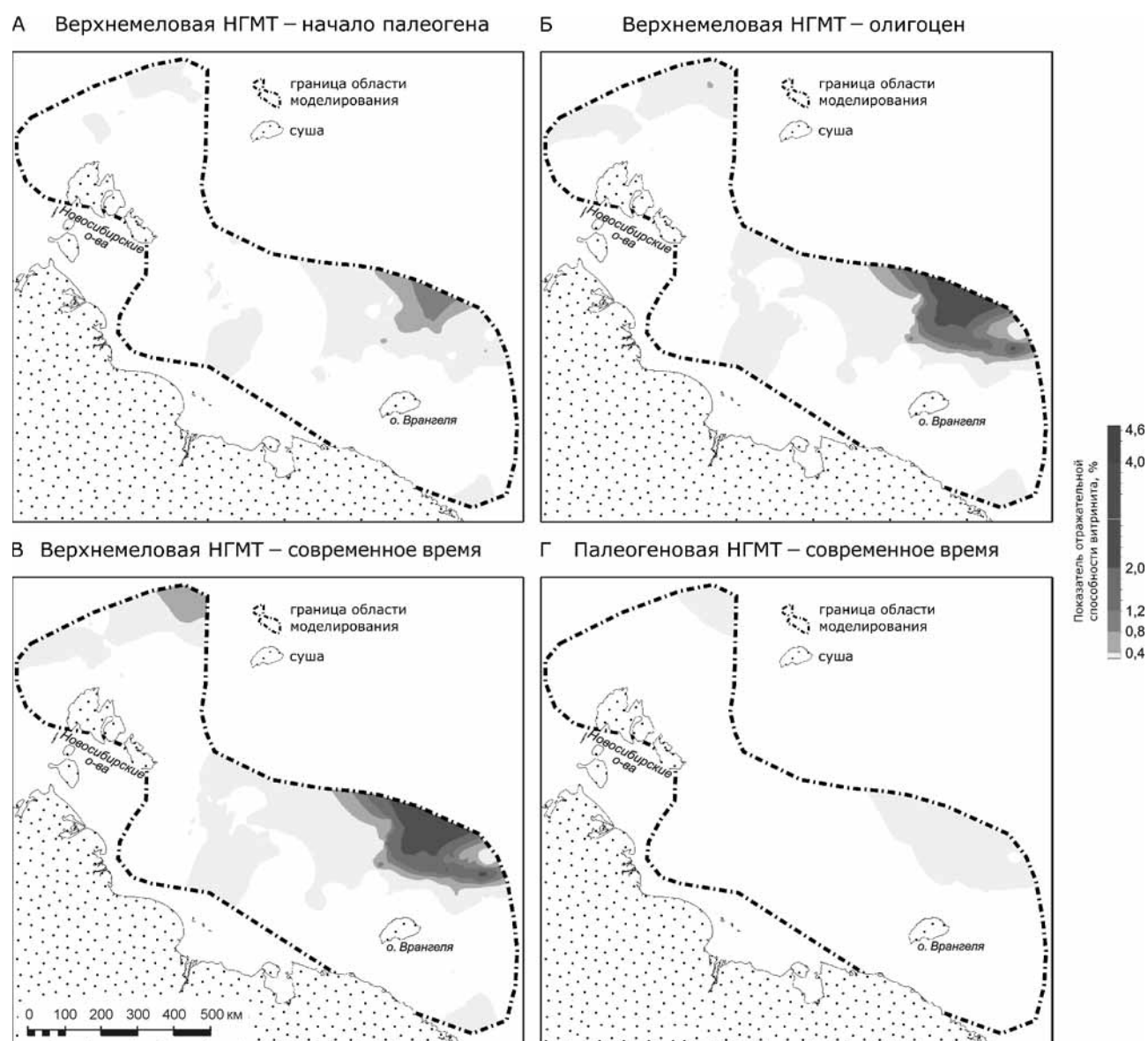


Рис. 9. Распределение показателя отражательной способности витринита в верхнемеловой и палеогеновой нефтегазоматеринских толщах в различные моменты геологического времени

и Северо-Чукотского бассейна характерны весьма высокие значения ПОС витринита, местами превышающие 3%, что свидетельствует о начале появления областей, где ОВ перезрелое. На поднятиях ПОС витринита крайне мал ($<0,4\%$), т.е. толща является незрелой.

В конце позднего мела–начале палеогена (рис. 8, В) продолжалось созревание ОВ в пределах нижнемеловой НГМТ, расширялись площади областей, где толща находится в зоне генерации углеводородов. Так, в Мелвильском и Новосибирском рифтах увеличивались зоны, для которых характерно значение ПОС витринита $>1,2\%$, в Дремхедском и Северо-Чукотском бассейнах расширялись зоны распространения перезрелого ОВ.

С палеогенового времени до современного момента не происходило значительных изменений в закономерности распределения степени зрелости

ОВ в нижнемеловой НГМТ. В настоящее время (рис. 8, Г) в области Новосибирского рифта часть нижнемеловой НГМТ находится в зоне газогенерации, значения ПОС витринита составляют $>1,2\%$, однако большая часть НГМТ здесь находится в зоне нефтегенерации. На поднятиях Де Лонга, Шелагском и Барановском ОВ незрелое. Для Мелвильского рифта в современный момент времени характерны значения ПОС витринита, большей частью лежащие в интервале $0,8–1,2\%$, что соответствует нефтяному окну. В Дремхедском рифте и Северо-Чукотском бассейне нижнемеловая НГМТ находится главным образом в зоне газогенерации, однако присутствуют области с перезрелым ОВ.

Верхнемеловая нефтегазоматеринская толща на протяжении геологического времени была менее зрелой, чем нижнемеловая. В начале палеогена (рис. 9, А) на большей части территории Восточно-Сибирского моря толща была незрелой,

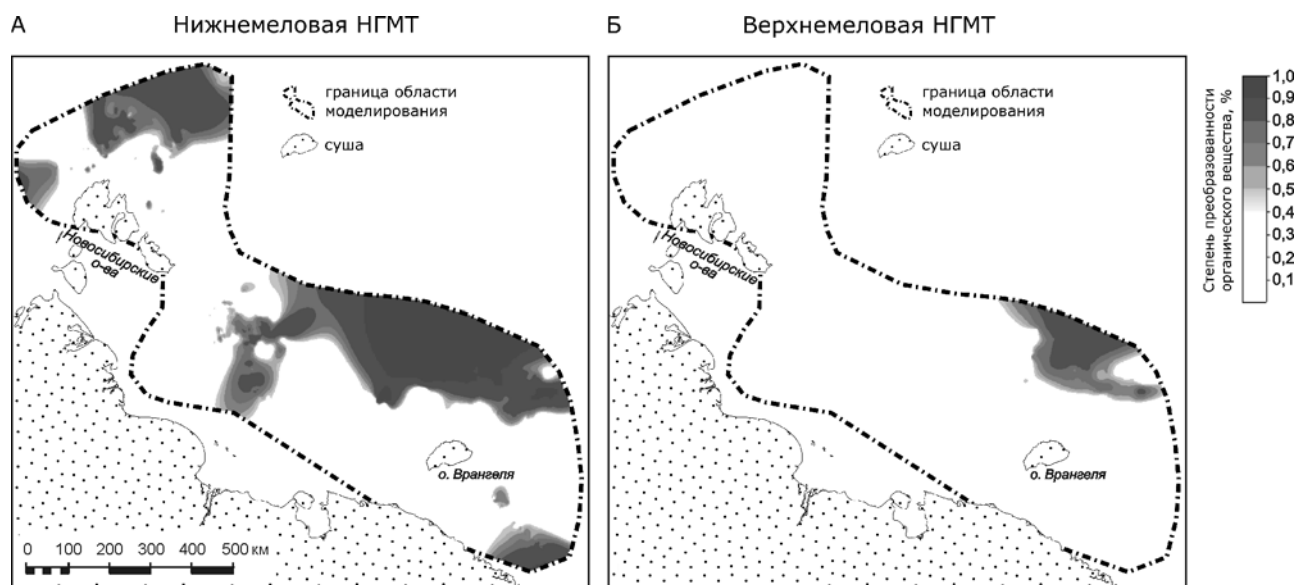


Рис. 10. Степень преобразованности органического вещества в нижнемеловой и верхнемеловой нефтегазоматеринских толщах на современный момент времени

что подтверждается весьма низкими значениями показателя отражательной способности витринита ($<0,6\%$). Исключение составляла область Северо-Чукотского бассейна, где значения ПОС витринита лежали в интервале $0,6\text{--}1,2\%$, т.е. НГМТ находилась в зоне нефтегенерации.

К олигоцену (рис. 9, Б) значительных изменений в степени зрелости ОВ не произошло, за исключением области Дремхедского рифта и Северо-Чукотского бассейна, где верхнемеловая НГМТ вошла в газовое окно.

В современный момент времени (рис. 9, В) верхнемеловая нефтегазоматеринская толща на значительной территории Восточно-Сибирского моря незрелая. В области Новосибирского рифта толща начинает входить в нефтяное окно (ПОС витринита $0,6\text{--}0,8\%$). В Дремхедском рифте и Северо-Чукотском бассейне толща находится частично в зоне газогенерации, частично в зоне нефтегенерации. В Мелвильском рифте, на поднятиях Де Лонга, Барановском и Шелагском толща незрелая.

Палеогеновая нефтегазоматеринская толща в настоящий момент (рис. 9, Г) незрелая на всей территории Восточно-Сибирского моря, ПОС витринита для этой толщи везде не превышает $0,4\%$, кроме Северо-Чукотского бассейна, где его значения находятся в интервале $0,4\text{--}0,6\%$.

Помимо ПОС витринита, важную характеристику нефтегазоматеринской толщи представляет степень преобразованности органического вещества, показывающая, насколько толща выработала свой генерационный потенциал. Нижнемеловая нефтегазоматеринская толща на современном этапе (рис. 10, А) на значительной территории распространения характеризуется невысокими значениями степени преобразованности ОВ ($<30\%$). Однако в наиболее погруженных областях

(Новосибирский, Дремхедский рифты, Северо-Чукотский бассейн) степень преобразованности ОВ составляет не менее 80% .

Органическое вещество верхнемеловой НГМТ (рис. 10, Б) слабо преобразовано везде, кроме Дремхедского рифта и Северо-Чукотского бассейна, где ОВ преобразовано на $40\text{--}90\%$.

Органическое вещество палеогеновой НГМТ практически не преобразовано.

Заключение. Для осадочного чехла бассейнов Восточно-Сибирского моря рассчитаны модели прогрева отложений и созревания органического вещества в нефтегазоматеринских толщах. Осадочные бассейны характеризуются достаточным прогревом, в наиболее погруженных областях (Дремхедский рифт, Северо-Чукотский бассейн) температура может превышать $350\text{ }^{\circ}\text{C}$. В менее глубоких рифтовых системах (Мелвильский, Новосибирский рифты, Восточно-Сибирская система рифтов) температура достигает $150\text{--}230\text{ }^{\circ}\text{C}$.

В бассейнах Восточно-Сибирского моря предполагается наличие трех основных нефтегазоматеринских толщ: нижнемеловой, верхнемеловой и палеогеновой. Нижнемеловая нефтегазоматеринская толща характеризуется значительной дифференциацией как по степени зрелости, так и степени преобразованности ОВ. В Дремхедском рифте и Северо-Чукотском бассейне в настоящий момент времени толща находится преимущественно в пределах газового окна и выработала свой генерационный потенциал на $80\text{--}100\%$, тогда как в Мелвильском и Новосибирском рифтах — на $40\text{--}70\%$, а на поднятиях степень преобразованности ОВ мала. Генерация УВ в нижнемеловой нефтегазоматеринской толще в осевых частях рифтов могла начаться уже в конце раннего мела и захватить значительные области распространения

толщи в конце позднего мела. В настоящее время генерация УВ нижнемеловой нефтегазоматеринской толщей может продолжаться на ограниченной территории, относящейся преимущественно к склонам поднятий.

Верхнемеловая НГМТ к современному моменту времени заметно (на 40–80%) выработала свой генерационный потенциал в Северо-Чукотском бассейне и Дремхедском рифте, где она находится частично в пределах нефтяного, частично — в пределах газового окна. На остальной территории

толща незрелая. Генерация УВ верхнемеловой нефтегазоматеринской толщей могла начаться в позднем мелу и продолжаться до настоящего момента на значительных площадях в пределах Северо-Чукотского бассейна и Дремхедского рифта.

Палеогеновая нефтегазоматеринская толща характеризуется крайне низкой степенью зрелости ОВ и не реализовала сколько-нибудь заметно свой генерационный потенциал, что свидетельствует об отсутствии процессов генерации УВ в этой толще вплоть до настоящего момента.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Галушкин Ю.И. Моделирование осадочных бассейнов и оценка их нефтегазоносности. М.: Научный мир, 2007. 456 с.

Лунева М.Д., Малышев Н.А., Никишин А.М. Строение и сейсмостратиграфия осадочных бассейнов Восточно-Сибирского моря // Вестн. Моск. ун-та. Сер. 4. Геология. 2015. № 1. С. 3–9.

Craddock W.H., Houseknecht D.W. Cretaceous–Cenozoic burial and exhumation history of the Chukchishelf, offshore Arctic Alaska // AAPG Bulletin 2016. Vol. 100, N 1. P. 63–100.ц

Drachev S.S., Malyshev N.A., Nikishin A.M. Tectonic history and petroleum geology of the Russian Arctic Selves: an overview // Petrol. Geology Conference ser. 2010. Vol. 7. P. 591–619.

Franke D., Hinz K., Reichert C. Geology of the East Siberian Sea, Russian Arctic, from seismic images: Structures, evolution, and implications for the evolution of the Arctic Ocean Basin // J. Geophys. Res. Solid Earth. 2004. Vol. 109, Iss. B7. P. 1–19.

Fujita K., Cambray W., Velbel M.A. Tectonics of the Laptev Sea and Moma Rift Systems, Northeastern USSR // Mar. Geol. 1990. Vol. 93. P. 95–118.

Grantz A., Eittreim S. Geology and physiography of the continental Margin North of Alaska and implications for the origin of the Canada Basin // USGS Open-File Rep. 1979. P. 79–288.

International Commission on Stratigraphy. URL: <http://www.stratigraphy.org> (дата обращения: 07.02.2017).

Miller E.L., Verzhbitsky V.E. Structural studies near Pevec, Russia: implications for formations of the East Siberian Shelf and Makarov Basin of the Arctic Ocean // Mueller Spec. Publ. Ser. 2009. Vol. 8. P. 1–19.

Moran K., Backman J., Brinkhuis H. et al. The Cenozoic palaeoenvironment of the Arctic Ocean // Nature. 2006. Vol. 441. P. 601–605.

O'Regan M., Preto P., Stranne C. et al. Surface heat flow measurements from the East Siberian continental slope and southern Lomonosov Ridge, Arctic Ocean // Geochem. Geophys. Geosystems. 2016. Vol. 17. P. 1608–1622.

Petrov O., Morozov A., Shokalsky S. et al. Crustal structure and tectonic model of the Arctic region // Earth Sci. Rev. 2016. Vol. 154. P. 29–71.

Poselov V., Butsenko V., Pavlov S. et al. Lomonosov Ridge and Mendeleev Rise as a geological continuity of the Siberian Continental Margins // ICAM VI: Proceed. of the Intern. Conf. on Arctic Margins VI. Fairbanks, Alaska, May 2011. SPb.: Press VSEGEI, 2014. P. 223–258.

Sobolev P., Franke D., Gaedicke C. et al. Reconnaissance study of organic geochemistry and petrology of Paleozoic–Cenozoic potential hydrocarbon source rocks from the New Siberian Islands, Arctic Russia // Mar. and Petrol. Geol. 2016. Vol. 78. P. 30–47.

Stein R. Upper Cretaceous/lower Tertiary black shales near the North Pole: Organic-carbon origin and source-rock potential // Mar. and Petrol. Geol. 2007. Vol. 24. P. 67–73.

Поступила в редакцию
01.03.2017