

УДК 550.82:004.94+55(1-922.1/.2)  
doi: 10.55959/MSU0579-9406-4-2024-63-5-51-57

## ТРЕХМЕРНАЯ МОДЕЛЬ ТЕПЛОВОЙ ИСТОРИИ ЮЖНО-ЧУКОТСКОГО БАССЕЙНА

Максим Валерьевич Коротаев<sup>1</sup>✉, Наталья Витальевна Правикова<sup>2</sup>,  
Анатолий Михайлович Никишин<sup>3</sup>

<sup>1</sup> Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия; korm1111@yandex.ru✉, <https://orcid.org/0009-0007-4542-7787>

<sup>2</sup> Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия; npravikova@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0001-5605-9261>

<sup>3</sup> Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия; amnikishin@gmail.com, <https://orcid.org/0000-0002-5375-6237>

**Аннотация.** Выполнено трехмерное моделирование тепловой истории Южно-Чукотского моря. Модель откалибрована по данным замеров температур и витринита из скважин на шельфе Аляски. Получено распределение температур и зрелости органического вещества во времени, оценена вероятность генерации и аккумуляции углеводородов.

**Ключевые слова:** Арктика, Чукотское море, трехмерная модель, тепловая история, углеводородная система, моделирование

**Для цитирования:** Коротаев М.В., Правикова Н.В., Никишин А.М. Трехмерная модель тепловой истории Южно-Чукотского бассейна // Вестн. Моск. ун-та. Сер. 4. Геология. 2024. № 5. С. 51–57.

## 3D THERMAL MODEL OF SOUTH CHUKCHI BASIN

Maxim V. Korotaev<sup>1</sup>✉, Natalya V. Pravikova<sup>2</sup>, Anatoly M. Nikishin<sup>3</sup>

<sup>1</sup> Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia; korm1111@yandex.ru✉

<sup>2</sup> Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia; npravikova@mail.ru

<sup>3</sup> Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia; amnikishin@gmail.com

**Abstract.** 3D thermal modeling of South Chukchi basin was done. Model was calibrated by temperature data and vitrinite reflectance from wells on Alyaska shelf. The distribution of temperatures and maturity of organic matter over time was obtained, and the probability of generation and accumulation of hydrocarbons was assessed.

**Keywords:** Arctic, Chukchi Sea, 3D model, thermal history, hydrocarbon system, modeling

**For citation:** Korotaev M.V., Pravikova N.V., Nikishin A.M. 3D thermal model of South Chukchi basin. *Moscow University Geol. Bull.* 2024; 5: 51–57. (In Russ.).

**Введение.** На сегодняшний момент Арктический регион хорошо изучен сейсмическими методами, по Чукотскому морю существует достаточно большое количество данных и вариантов их интерпретации. Целью данной работы было трехмерное моделирование тепловой истории Южно-Чукотского бассейна, оценка влияния ключевых событий геологической истории на прогрев осадочного чехла и оценка возможной генерации и аккумуляции углеводородов в осадочном чехле южной части Чукотского моря.

Сейсмостратиграфия, хронология основных геологических событий, характер деформаций в Южно-Чукотском бассейне определены достаточно детально [Verzhbitsky et al., 2012; Ихсанов, 2014; Nikishin et al., 2021; Никишин и др., 2022; Skaryatin et al., 2022]. В бассейне нет пробуренных глубоких скважин, но на северо-восточной окраине бассейна, на шельфе Аляски пробурены несколько скважин с полным комплексом исследований, в том числе за-

мерами температуры и отражательной способности витринита, что позволяет хорошо откалибровать модель тепловой истории региона. В работе [Ким и др., 2007] Южно-Чукотская впадина оценивается как перспективный бассейн с очагом генерации в прогибах Южно-Шмидтовском и Хоуп и со структурными ловушками в районе поднятий Онман и Инкитурское. В работе [Bird et al., 2008] для бассейна Хоуп — восточной части Южно-Чукотского бассейна, область оценивается преимущественно как газогенерирующая, нефтегенерация началась с олигоценового времени, газогенерация — с миоценом. При геохимической съемке донных осадков определены аномальные содержания УВ-газов, что может свидетельствовать о наличии успешно функционирующей углеводородной системы (УВС) [Яшин, 2007; Ким, 2007].

В данной работе авторы выполнили построение достаточно обобщенной трехмерной региональной бассейновой модели и оценили возможность фун-

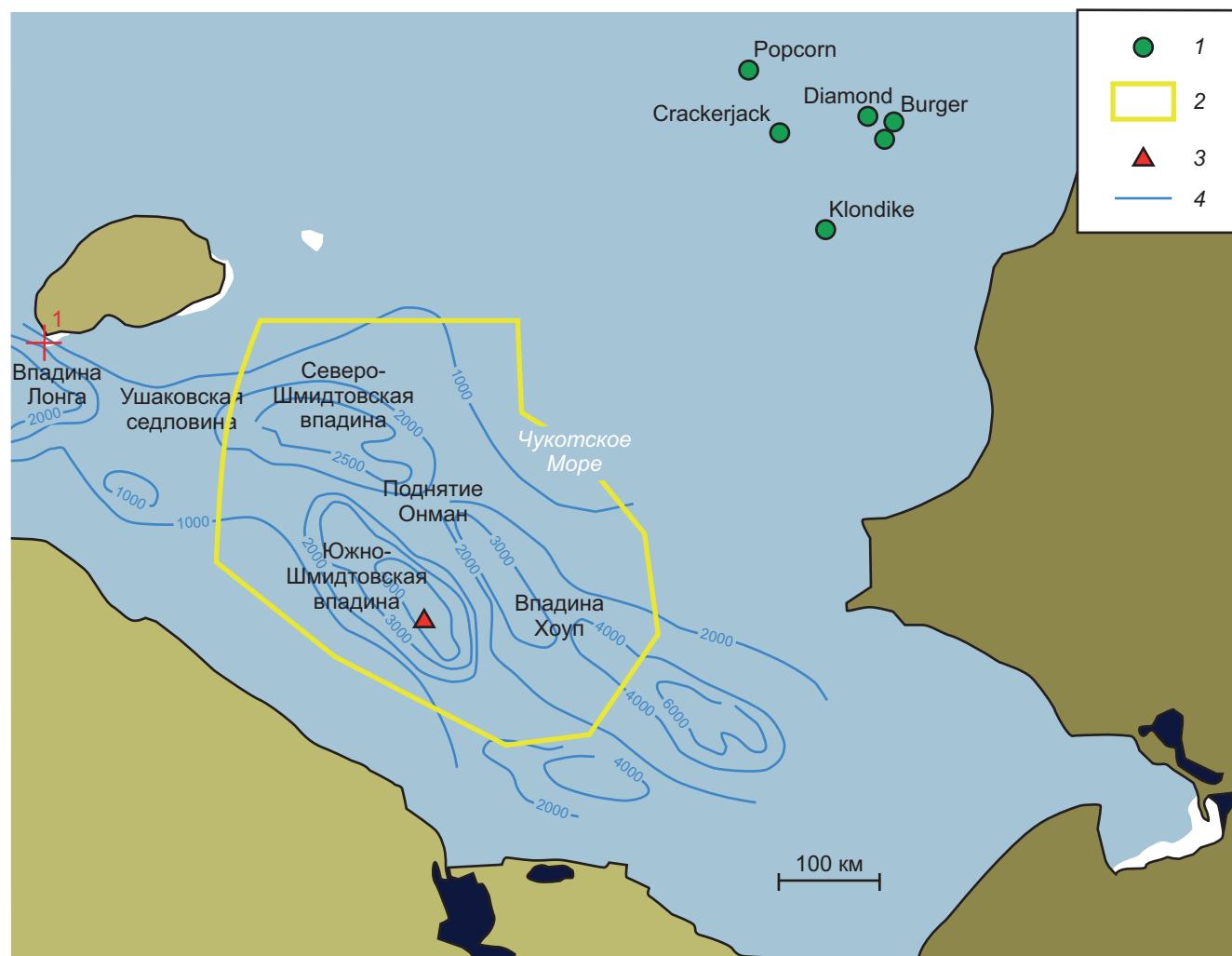


Рис. 1. Схема расположения объектов моделирования: 1 — скважины, использованные для калибровки, 2 — область трехмерного моделирования, 3 — псевдоскважина в Южно-Чукотском бассейне, 4 — изолинии поверхности фундамента по [Яшин, Ким, 2007], м

ционирования углеводородной системы Южно-Чукотского бассейна, возможные масштабы генерации и аккумуляции углеводородов на шельфе Южно-Чукотского моря.

**Материалы и методы. Геология Южно-Чукотского бассейна.** Бассейн Южно-Чукотского моря (рис. 1) расположен в Восточной Арктике, к северу от Чукотского полуострова, к востоку от Восточно-Сибирского моря, на западе продолжается вдоль Аляски до залива Коцебу. Американская часть Чукотского бассейна называется бассейном Хоуп.

Бассейн подстилается фундаментом мезозойского возраста Новосибирско-Чукотского орогена [Никишин и др., 2022; Nikishin et al., 2021]. Бассейн сформировался на месте апт-альбских континентальных рифтовых бассейнов [Никишин и др., 2022]. Мощность осадочного чехла в среднем составляет 4 км, в наиболее глубоких частях бассейна достигает 8 км [Verzhbitky et al., 2012].

Непосредственно в бассейне Южно-Чукотского моря нет скважин, однако на шельфе Аляски есть большое количество скважин (Clondike-1, CrackerJack-1, Popcorn-1, Burger-1, Diamond-1)

с полным комплексом исследований [Mineral..., 2006], по которым проведена привязка отражающих горизонтов.

Литология и палеогеография Южно-Чукотского бассейна тесно связана с геодинамикой формирования восточной части Арктического бассейна и Чукотского орогена [Nikishin et al., 2021] и поднятия Менделеева. Регион представлял собой типичный пострифтовый бассейн, заполнявшийся осадками, преимущественно с Чукотского орогена. Общая мощность осадочного чехла 4–8 км. Литологический состав отложений — преимущественно глины с прослойями песчаников [Никишин и др., 2022; Mineral..., 2006]. В геологической истории Южно-Чукотского бассейна можно выделить несколько этапов [Ихсанов, 2014; Skaryatin et al., 2022; Правикова и др., 2023].

**Апт — эоцен** (125–34 млн лет). Этап растяжения, формирования рифтов в основании бассейна и их заполнения синрифтовыми и пострифтовыми осадками. Это время отвечает обстановке общего рифтогенеза во всей Восточной Арктике и крупномасштабного магматизма на поднятии Менделеева [Никишин и др., 2022]. В апт-альбское время в обстановке обще-

го растяжения бассейн заполняется синрифтовыми осадками. В позднем мелу в относительно спокойной тектонической обстановке медленного термального погружения [Никишин и др., 2022] бассейн заполняется пострифтовыми осадками. По данным возрастов дегритовых цирконов источником сноса обломочного материала в меловое время являлись мезозойские орогены Дальнего Востока [Никишин и др., 2022]. В эоцене продолжается медленное погружение и заполнение рифта пострифтовыми осадками. Регионально это время начала роста и эрозии орогена на востоке Азии. В Северо-Чукотском бассейне в это время формируются клиноформенные комплексы [Никишин и др., 2022].

**Олигоцен — ранний миоцен** (34–20 млн лет). Этап сжатия. На сейсмических разрезах выделяются два уровня несогласии: пред-олигоценовое (~34 млн лет) и раннемиоценовое (~20 млн лет), которым отвечают главные фазы сжатия [Ихсанов, 2014; Skaryatin et al., 2022; Правикова и др., 2023]. В олигоцене–миоцене продолжалось погружение в режиме транстенсии, прерываемое компрессионными событиями. Две транспрессионные фазы привели к локальной инверсии в западной части Южно-Чукотского бассейна и формированию структур Ушакова и Надеждина. Фазы инверсии сопровождались эрозией замков антиклинальных складок [Skaryatin et al., 2022; Правикова и др., 2023].

**Ранний миоцен — настоящее время** (20–0 млн лет). Этап стабилизации. Бассейн перекрывается осадками, в Северо-Чукотском бассейне начало этапа соответствует кровле верхнего клиноформенного комплекса. Осадки выше этого горизонта примерно равномерно перекрывают все структуры [Никишин и др., 2022].

**Методика моделирования.** Моделирование углеводородной системы Южно-Чукотского бассейна проводилось в программном пакете МОБиУС (ООО «Лаборатория геологии» (SBmG), Москва) по стандартной методике [Никишин и др., 1999], включающей следующие этапы:

1. Определение элементов углеводородной системы.
2. Создание трехмерной структурной модели. Задание элементов УВС в трехмерной модели (литологические свойства, свойства НМТ, коллекторов, покрышек, разломы и их характеристики и т. д.).
3. Одномерное моделирование по скважинам. Расчет истории погружения. Расчет тепловой истории. Калибровка тепловой модели по данным температур и витринита по скважинам и определение граничных условий модели.
4. Трехмерное моделирование истории погружения, тепловой истории и истории генерации углеводородов. Моделирование миграции и аккумуляции углеводородов.
5. Калибровка результатов трехмерного моделирования по известным месторождениями или проявлениям УВ.

## 6. Оценка ресурсов. Оценка рисков.

**Исходные данные.** Обобщенная трехмерная структурная модель для трехмерной модели УВС была построена по данным [Ким, 2007; Яшин, 2007; Ихсанов, 2014; Skaryatin, 2022].

**Элементы углеводородной системы.** Все элементы углеводородной системы Южно-Чукотского моря определены по аналогам в соседних регионах. Для трехмерной модели использован наиболее оптимистичный сценарий существования нефтематеринских пород, коллекторских толщ и покрышек. Трехмерная модель углеводородной системы позволяет проверить вероятность ее функционирования и выявить основные закономерности развития.

**Нефтематеринские породы.** Нефтематеринские породы триасового и юрского возраста являются доказанными бурением в бассейне Колвилл на севере Аляски [Skaryatin et al., 2022]. В Южно-Чукотском бассейне они находятся в фундаменте и не принимали участия в функционировании углеводородной системы.

Потенциально нефте- и газоматеринскими могут являться углисто-глинистые породы апта–альба [Ким, 2007; Яшин, 2007; Tolson, 1987]. Гумусовое органическое вещество (ОВ), содержание органического вещества ( $C_{опр}$ ) 1,2–2,8%.

Кайнозойские породы по данным скважин Nimiuk Point-1 и Cape Espenberg-1 (Аляска) отличаются низкой зрелостью, содержание органического вещества от 0,06 до 8,34% (среднее 1,16%) [Skaryatin, 2022, Decker et al., 1988].

В модели использованы две нефтегазоматеринские толщи: апта–альбская, мощность 100 м,  $C_{опр} = 3\%$ , III тип керогена, и эоценовая, мощность 100 м,  $C_{опр} = 2\%$ , III тип керогена.

**Коллекторы.** Потенциальными коллекторами могут являться континентальные и мелководно-морские терригенные песчаники палеогенового и неогенового возраста, накапливавшиеся в изолированных бассейнах в палеодепрессиях и на склонах палеоподнятий. Источник обломочного материала — поднятия в чехле, разрушающиеся в процессе переработки в обстановки транстенсии [Skaryatin, 2022]. В бассейне Хоуп (восточная часть Южно-Чукотского бассейна) коллектора предполагаются в верхней части палеогена и в неогене [Bird et al., 2008].

Для оценки вероятности миграции и аккумуляции УВ в модели использованы две коллекторские толщи мощностью 100 м — палеоценовая и миоценовая.

**Покрышки.** В Южно-Чукотском бассейне выделяются три региональные покрышки. Две из них, в эоцене и миоцене, выглядящие на сейсмической записи как хаотические комплексы, предположительно сложены обломочными породами с глинистым цементом. Выше, в миоцене, морские глины, распространенные по всей площади бассейна, также могут являться хорошей покрышкой [Skaryatin, 2022].

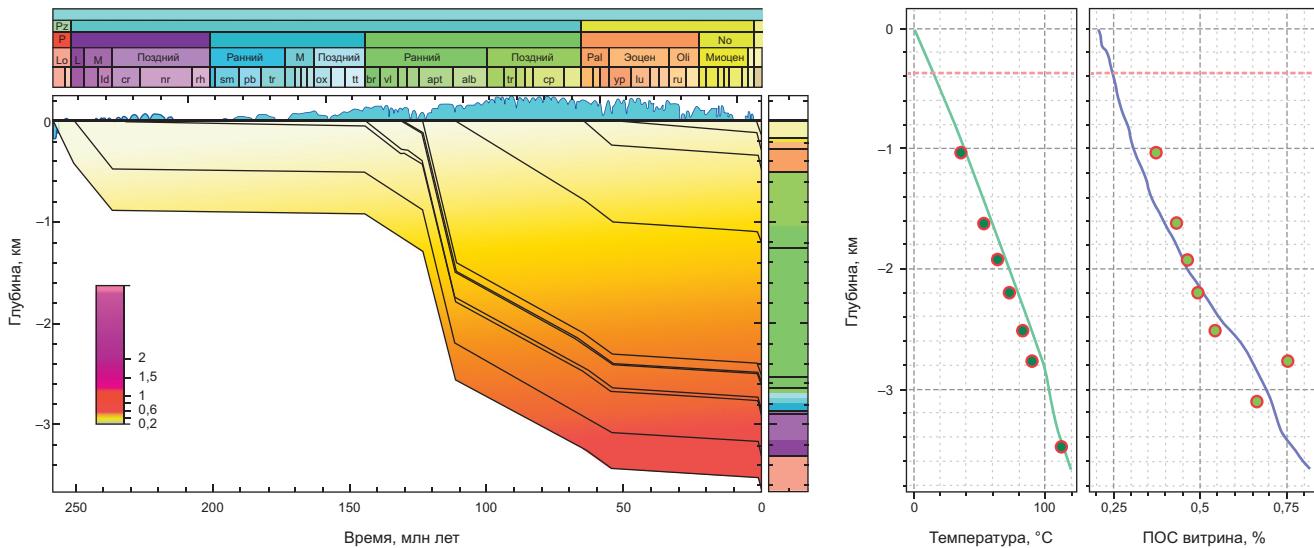


Рис. 2. Расчет тепловой истории и калибровка тепловой модели по скважине Crackerjack-1 на шельфе Аляски

В модели использованы две региональные покрышки эоценового и миоценового возраста.

**Ловушки.** Тектоническая история бассейна была достаточно сложной, поэтому в Южно-Чукотском море выделяется большое количество потенциальных ловушек разного типа. Так, структурные ловушки связаны с инвертированными антиклиналями и цветочными структурами в транспрессионной обстановке, стратиграфические ловушки связаны с выклиниванием вблизи поднятий фундамента. Размеры ловушек от 5×7 до 50×30 км, стратиграфически приурочены к мелу на глубинах около 3 км и эоцену-миоцену на глубинах 1 км и менее [Skaryatin, 2022].

**Результаты исследований и их обсуждение.** Тепловая модель была откалибрована авторами по скважинам Crackerjack-1 и Diamond-1 [Craddock, Houseknecht, 2016] на шельфе Аляски. Расположение скважин показано на рис. 1, результаты калибровки и тепловая история — рис. 2.

**Границные условия модели.** Границными условиями модели, определяющими тепловую историю региона, являются среднегодовые температуры, тепловой поток в основании литосферы, моменты и величина растяжения при рифтогенезе.

Этап рифтогенеза в апте (125–112 млн лет) продолжительностью 12 млн лет, коэффициент растяжения 1,1.

Среднегодовые температуры для палеоцена-эоцена 10–12° и уменьшаются с олигоценом до настоящего времени до 0...–4° [Planke et al., 2021; Westerhold et al., 2020; Никишин и др., 2022].

Тепловой поток в основании литосферы в момент рифтогенеза и образования бассейна 60 мВт/м<sup>2</sup>, впоследствии при пострифтовом остывании он снижается до 40 мВт/м<sup>2</sup>.

**Результаты моделирования и обсуждение.** Результаты одномерного моделирования по скважине приведены на рис. 2, где видна хорошая сходимость

рассчитанной тепловой модели реальных замеров температуры и витринита по скважине Crackerjack-1.

Для оценки зрелости органического вещества и генерационного потенциала собственно Южно-Чукотского бассейна построена модель по псевдоскважине в наиболее погруженной части бассейна (южная часть бассейна, Южно-Шмидтовская впадина). История созревания органического вещества и степень его трансформации по нефтематеринским породам мела и палеогена приведены на рис. 3. Рассчитанный показатель отражения витринита по псевдоскважине имеет хорошую сходимость с замерами отражения витринита по скважинам Nimiuk Point-1 и Cape Espenberg-1 на Аляске. Видно, что в модели по псевдоскважине раннемеловые нефтематеринские породы попадают в зону нефтяного окна, палеогеновые породы — в самое начало зоны генерации углеводородов.

Трехмерная модель степени зрелости органического вещества выраженной в показателе отражения витринита для апт-альбских нефтематеринских пород на настоящий момент показана на рис. 4, на котором видно, что в наиболее погруженных частях бассейнах нефтематеринские породы вошли в область активной генерации.

По результатам трехмерного моделирования можно оценить функционирование нефтяной системы (рис. 5). Активная генерация началась в конце олигоцена, к этому времени ловушки и покрышки уже сформированы, генерация идет и на настоящий момент, преимущественно УВ генерируются в наиболее погруженных частях бассейна (Северо-Шмидтовская впадина и Южно-Шмидтовская впадина). Степень преобразования органического вещества (TR) очень невысока: 0,1 для апт-альбских, 0,05 для палеогеновых материнских пород. Плотность генерации 200–1400 кг/м<sup>2</sup>, суммарный объем генерации для Южно-Чукотского бассейна в границах модели

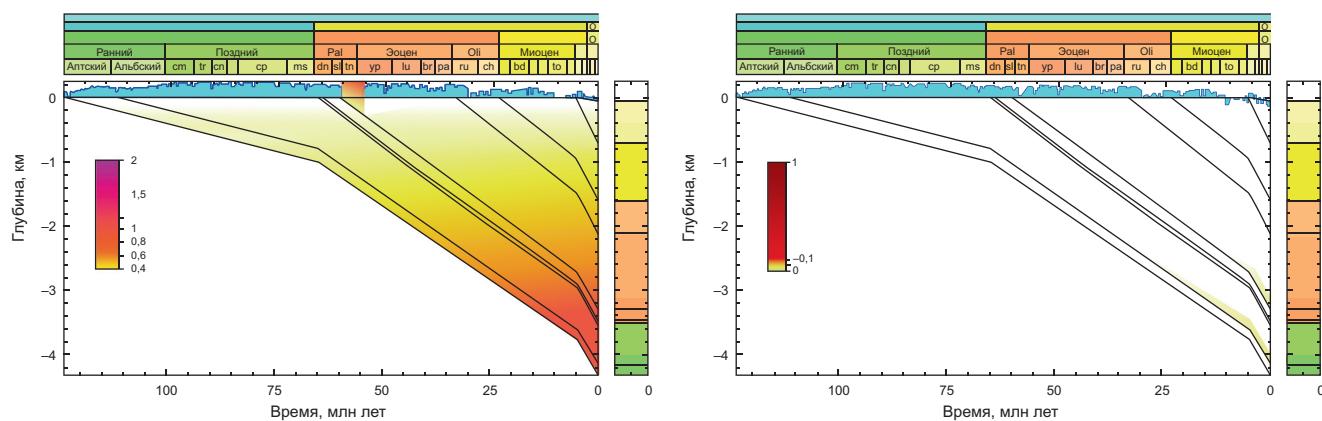


Рис. 3. Термальная история и степень зрелости органического вещества по псевдоскважине в южной части Южно-Чукотского бассейна. Левый график — отражательная способность витринита, правый — степень преобразования органического вещества (TR) в нефтематеринских толщах

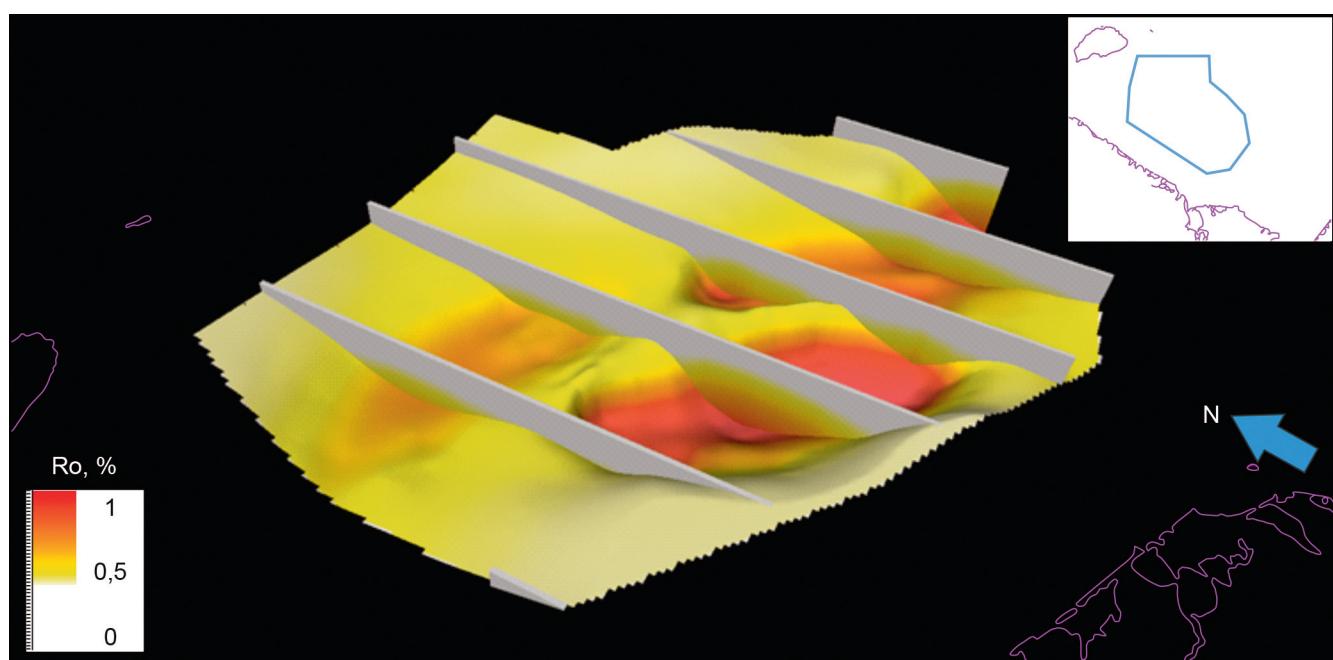


Рис. 4. Зрелость органического вещества, выраженная в показателе отражения витринита, для апт-альбских нефтематеринских пород на настоящий момент. Границы модели показаны на врезке

по двум нефтематеринским свитам может достигать 4300 млн т УВ.

Направления миграции и вероятные места аккумуляции УВ показаны на рис. 5. Формирование месторождений УВ начинается в миоцене и продолжается по настоящий момент, основные скопления УВ находятся в антиклинальных ловушках в палеоценовом коллекторе. Поскольку выявлено большое количество донных аномалий [Ким, 2007; Яшин, 2007], связанных с просачиванием УВ, разломы в Южно-Чукотском бассейне являются проницаемыми на настоящий момент и могут играть большую роль при перераспределении УВ в ловушках, а также оказывать негативное влияние на сохранность залежей.

**Выводы.** 1. Выполнено трехмерное моделирование тепловой истории и истории формирования

углеводородных систем бассейна Южно-Чукотского моря с калибровкой по скважинам на шельфе Аляски.

2. Переломные моменты функционирования УВ системы связаны с геологической эволюцией региона: рифтогенез в апте определил тепловую историю и историю генерации УВ, перестройка структурного плана и движения по разломам в эоцене определили формирование ловушек и пути миграции УВ по разломам.

3. Генерация возможна в меловых и эоценовых нефтематеринских толщах в наиболее погруженных частях бассейна (Северо-Шмидтовская и Южно-Шмидтовская впадины, впадина Хоуп), время начала генерации для меловой толщи — конец олигоцена, для эоценовой — конец миоцена. Аккумуляция углеводородов ожидается в ловушках различного

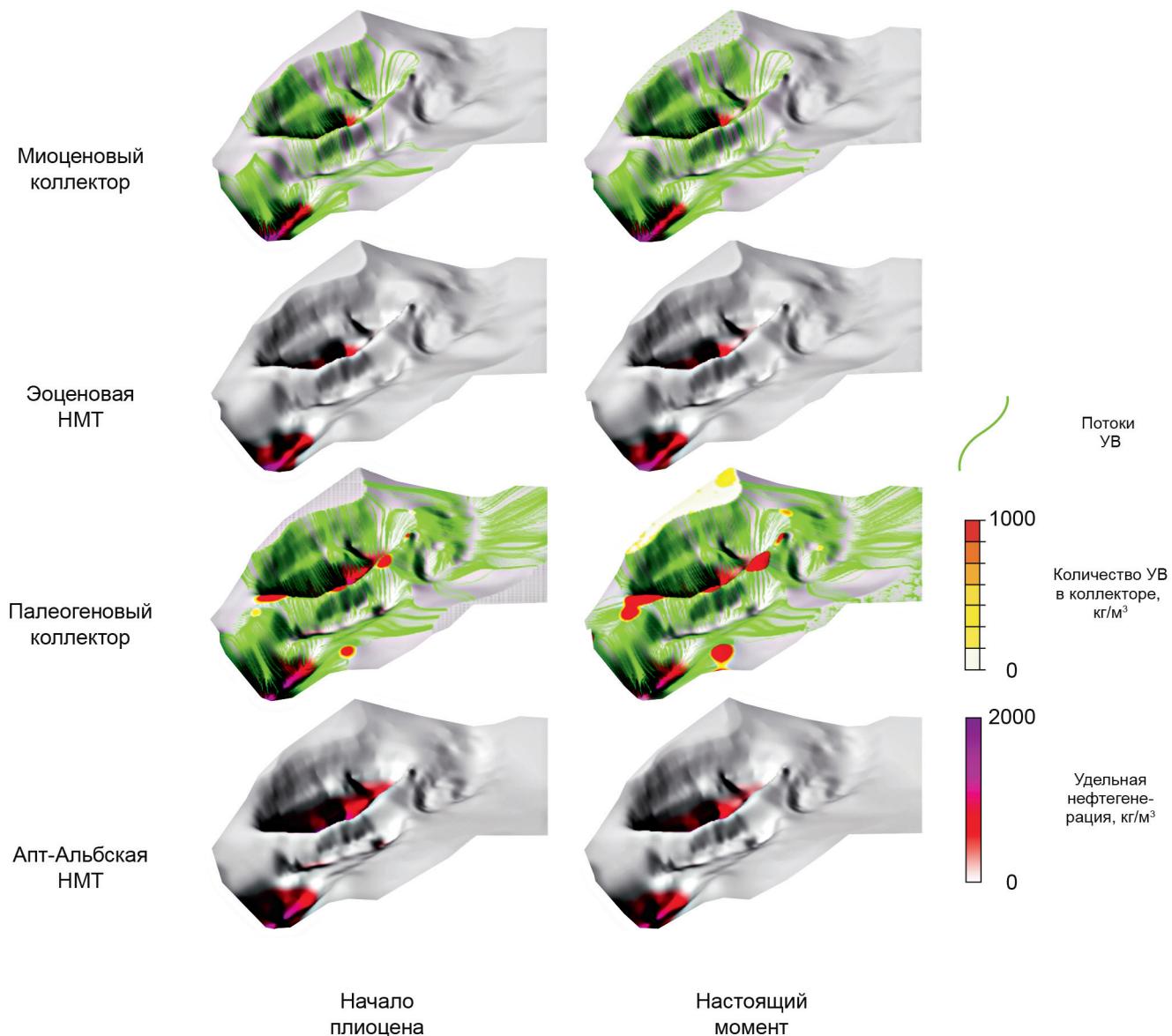


Рис. 5. Эволюция углеводородной системы Южно-Чукотского моря для конца миоцена и на настоящий момент. Показана генерация углеводородов в нефтематеринских толщах, миграция углеводородов в коллекторе и возможные области аккумуляции

типа на поднятии Онман на границе впадин и периферических частях бассейна. Распределение и сохранность скоплений УВ в значительной мере может быть связано с активностью разломов. Газовые аномалии объясняются миграцией УВ по разломам в последние 5 млн лет.

**Благодарности.** Авторы благодарят ООО «Лаборатория геологии» за предоставленное для

научных и образовательных целей ПО «Мобиус». Авторы благодарят А.Б. Попову, В.Е. Вержбицкого, М.В. Скарятина, С.М. Данилкина, М.А. Большакову за прочтение первичной версии статьи и конструктивные замечания.

**Финансирование.** Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда (проект 24-17-00020).

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Ихсанов Б.И. Позднемезозойские и кайнозойские деформации в осадочных бассейнах акватории Чукотского моря: Автoref. дисс. ... канд. геол.-мин. наук. М.: МГУ, 2014. 22 с.

Ким Б.И., Евдокимова Н.К., Супруненко О.И. и др. Нефтегеологическое районирование шельфа восточно-арктических морей России и перспективы их нефтегазоносности // Геология нефти и газа. 2007. № 2. С. 49–58.

Никишин А.М., Еришов А.В., Копаевич Л.Ф. и др. Геисторический и геодинамический анализ осадочных бассейнов МПР РФ, ЦРГЦ, Геокарт. М., 1999. 524 с.

Никишин А.М., Петров Е.И., Старцева К.Ф. и др. Сейсмостратиграфия, палеогеография и палеотектоника Арктического глубоководного бассейна и его российских шельфов. М.: ГИН РАН, 2022.

Правикова Н.В., Коротаев М.В., Старцева К.Ф. и др. Этапы формирования инвертированного Пегтымельского

рифта по результатам кинематической реконструкции (Чукотское море) // Вестн. Моск. ун-та. Сер. 4. Геология. 2023. № 3. С. 31–38.

Яшин Д.С., Ким Б.И. Геохимические признаки нефтегазоносности Восточно-Арктического шельфа России // Геология нефти и газа. 2007. № 4. С. 25–29.

Bird K.J., Houseknecht D.W., Pitman J.K. Geology and assessment of undiscovered oil and gas resources of the Hope Basin Province, 2008, chap. D of Moore, T.E., and Gautier, D.L., eds., The 2008 Circum-Arctic Resource Appraisal: U.S. Geological Survey Professional Paper No.1824.

Craddock W.H., Houseknecht D.W. Cretaceous–Cenozoic burial and exhumation history of the Chukchi shelf, offshore Arctic Alaska // AAPG Bulletin 2016. v. 100. No. 1. P. 63–100.

Decker J., Robinson M.S., Clough J.G., et al. Geology and petroleum potential of Hope and Selawik Basins // Public data-file report. 1988. No. 88-1.

Mineral Management Service (MMS) 2006. Chukchi Sea Province Summary. Assessment — Alaska Region. Seismic Framework, US 2006. Chukchi Shelf 13, <http://www.mms.gov/alaska/re/reports/2006Asmt/CHGA/chga.HTM>.

Nikishin A.M., Petrov E.I., Cloetingh S., et al. Arctic Ocean Mega Project: Paper 1 — Data collection // Earth-Sci. Rev. 2021. 217. 103559.

Planke S., Berndt C., Alvarez Zarikian C.A. Expedition 396 scientific prospectus: Mid-Norwegian continental margin Magmatism. International Ocean Discovery Program. 2021.

Skaryatin M.V., Bulgakova E.A., Verzhbitskiy V.E., et al. South Chukchi-Hope composite tectono-sedimentary element, Chukchi Sea // Geological Society. London, Memoirs (2022), 57 (1).

Tolson R.B. Structure and stratigraphy of the Hope basin, Southern Chukchi Sea, Alaska / Eds. D.W. Scholl, A. Grantz, J.G. Vedder. Geology and resource potential of the continental margin of western North America and adjacent ocean basins: Beaufort Sea to Baja California // Circum-Pacific Council for Energy and Mineral Resources Earth Science Series 6, 1987. P. 59–71.

Verzhbitsky V., Sokolov S., Frantzen E., et al. The South Chukchi Sedimentary Basin (Chukchi Sea, Russian Arctic): Age, structural pattern, and hydrocarbon potential // Tectonics and sedimentation: Implications for petroleum systems / Ed. by D. Gao: AAPG Memoir 100, 2012. P. 267–290.

Westerhold T., Marwan N., Drury A.J., et al. An astronomically dated record of Earth's climate and its predictability over the last 66 million years // Science. 2020. 369(6509): 1383–1387.

Статья поступила в редакцию 15.05.2024,  
одобрена после рецензирования 03.06.2024,  
принята к публикации 25.10.2024