

УДК 550.82:004.94+55(1-922.1/.2)
doi: 10.55959/MSU0579-9406-4-2025-64-4-30-38

ТРЕХМЕРНАЯ МОДЕЛЬ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ СЕВЕРО-ЧУКОТСКОГО БАССЕЙНА

**Максим Валерьевич Коротаев¹✉, Наталья Витальевна Правикова²,
Ксения Федоровна Алёшина³**

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

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

³ Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия; kfstartseva@gmail.com;
<https://orcid.org/0009-0000-6261-4110>

Аннотация. Выполнено трехмерное моделирование истории формирования углеводородных систем Северо-Чукотского бассейна. Построена и откалибрована по скважинным данным модель тепловой истории, оценена возможность и масштаб генерации углеводородов. Для оценки вероятных коллекторских толщ использованы данные седиментационного моделирования. Оценены области вероятного скопления углеводородов в коллекторах бассейна. Начало активной генерации апт-альбских нефтегазоматеринских толщ — палеоцен, сеномантуронских — эоцен, эоценовых нефтегазоматеринских толщ — конец олигоцена. Локализация и сохранность скоплений углеводородов сильно зависит от качества покрышек и конфигурации тел клиноформного комплекса.

Ключевые слова: Арктика, Чукотское море, трехмерная модель, углеводородные системы, термальная история, седиментация, моделирование

Для цитирования: Коротаев М.В., Правикова Н.В., Алёшина К.Ф. Трехмерная модель углеводородных систем Северо-Чукотского бассейна // Вестн. Моск. ун-та. Сер. 4. Геология. 2025. № 4. С. 30–38.

3D MODELING OF THE NORTH-CHUKCHI BASIN HYDROCARBON SYSTEMS

Maksim V. Korotaev¹✉, Natalya V. Pravikova², Kseniya F. Aleshina³

¹ Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia; korm1111@yandex.ru✉

² Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia; npravikova@mail.ru

³ Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia; kfstartseva@gmail.com

Abstract. 3D modeling of the history of hydrocarbon systems formation in the North Chukchi Basin has been performed. A thermal history model has been constructed and calibrated using well data, and the possibility and scale of hydrocarbon generation have been estimated. Sedimentation modeling data have been used to estimate probable reservoir layers. The areas of probable hydrocarbon accumulation in the basin reservoirs have been estimated. The time of active generation of Cretaceous source rock is the Eocene, and of Eocene source is the Miocene-present. The localization and preservation of hydrocarbon fields significantly depend on the quality of the seals and the configuration of the clinoform complex bodies.

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

For citation: Korotaev M.V., Pravikova N.V., Aleshina K.F. 3D Modeling of Hydrocarbon Systems of North-Chukchi basin. *Moscow University Geol. Bull.* 2025; 4: 30–38. (In Russ.).

Введение. На сегодняшний момент Арктический регион хорошо изучен сейсмическими методами, по Северо-Чукотскому бассейну существует достаточно большое количество данных и вариантов их интерпретации [Фрейман, 2019; Скарягин, 2020; Nikishin, et al., 2021; Никишин и др., 2022]. Целью данной работы является трехмерное моделирование углеводородных систем Северо-Чукотского бассейна с учетом результатов седиментационного моделирования, и оценка возможной генерации и аккумуляции углеводородов в осадочном чехле северной части Чукотского моря.

Сейсмостратиграфия, хронология основных геологических событий, особенности формирования

осадочных комплексов в Северо-Чукотском бассейне разработаны достаточно детально [Фрейман, 2019; Скарягин, 2020; Nikishin, et al., 2021; Никишин и др., 2022]. В восточной части бассейна, на шельфе Аляски пробурены 10 глубоких скважин [Mineral..., 2006], с полным комплексом исследований. Авторами работы ранее выполнено двухмерное и трехмерное седиментационное моделирование, на основании результатов которого можно оценить количественные характеристики олигоцен-миоценовых коллекторских толщ [Коротаев и др., 2024b].

Ранее многие исследователи высоко оценивали нефтегазоносный потенциал Северо-Чукотского бассейна. Так, в работе [Ким и др., 2007] как наиболее



Рис. 1. Схема расположения области моделирования и скважин, использованных для калибровки тепловой модели. Красный контур — область моделирования, желтый прямоугольник — область построения трехмерной седиментационной модели, зеленые кружки — скважины на шельфе Аляски

перспективные рассматриваются бортовые части бассейна с сокращенной мощностью разреза и склоны Дромхедского прогиба. В работе [Скарягин и др., 2021] в качестве основных поисковых направлений указываются неструктурные ловушки литологического выклинивания в комплексах мелового-средне-палеоценового, эоцен-олигоценового и миоценового возраста. В работе [Peters, et al., 2010] было выполнено бассейновое моделирование континентального склона Аляски, рассчитана генерация триасовых нефтематеринских пород и рассмотрены факторы, влияющие на формирование месторождений на северном склоне Аляски. В работе [Bird, et al., 2008] оценен генерационный потенциал меловых и палеогеновых пород для бассейнов Чукотского плато. В работе [Малышев и др., 2010] на основе бассейнового моделирования предполагаются газовые скопления в мел-палеогеновых отложениях в депоцентре и на бортах Северо-Чукотского прогиба. Авторами [Коротаев и др., 2024а] выполнено трехмерное моделирование Южно-Чукотского бассейна и показана возможность генерации в меловых и палеогеновых толщах, оценены области вероятной аккумуляции УВ.

Авторы построили модель углеводородных систем регионального уровня, которая позволяет оценить возможность их функционирования, выявить временные соотношения их развития и критические моменты. Данная модель может являться базовой для планирования перспективных областей более детальных работ.

Материалы и методы. Северо-Чукотский бассейн (рис. 1) является одним из наиболее глубоких в Арктическом регионе, мощность осадков достигает по разным оценкам от 14–16 [Вержбицкий и др., 2012] до 20–22 км [Яшин, Ким, 2007]. Бассейн подстилается, вероятно, гипер-растянутой континентальной корой [Kashubin, et al., 2018; Petrov and Smelror, 2021; Nikishin, et al., 2021]. Время образования бассейна — апт –альб [Никишин и др., 2022].

Для Северо-Чукотского бассейна (рис. 2) можно выделить несколько сейсмокомплексов [Nikishin, et al., 2021; Никишин и др., 2022].

1. Нижний синрифтовый сейсмокомплекс выделяется только на отдельных сейсмических профилях и представлен отложениями заполнения полутрансформов и сейсмокомплексами, сходными с SDR (Sea Deepward Reflectors, отражения с наклоном в сторону бассейна). Диапазон возрастов сейсмокомплекса 125–100 млн лет, его образование происходило синхронно с раскрытием области поднятия Менделеева.

2. Пострифтовый комплекс характеризуется горизонтальным залеганием слоев. В центральной части Северо-Чукотского бассейна пострифтовые отложения залегают непосредственно на породах акустического фундамента. В составе комплекса выделяется пакет ярких рефлекторов (HARS-2, high-amplitude reflection sequence-2, высокоамплитудная секвенция рефлекторов). Кровлей нижнего пострифтового комплекса является основание нижнего клиноформного комплекса (65 млн лет).

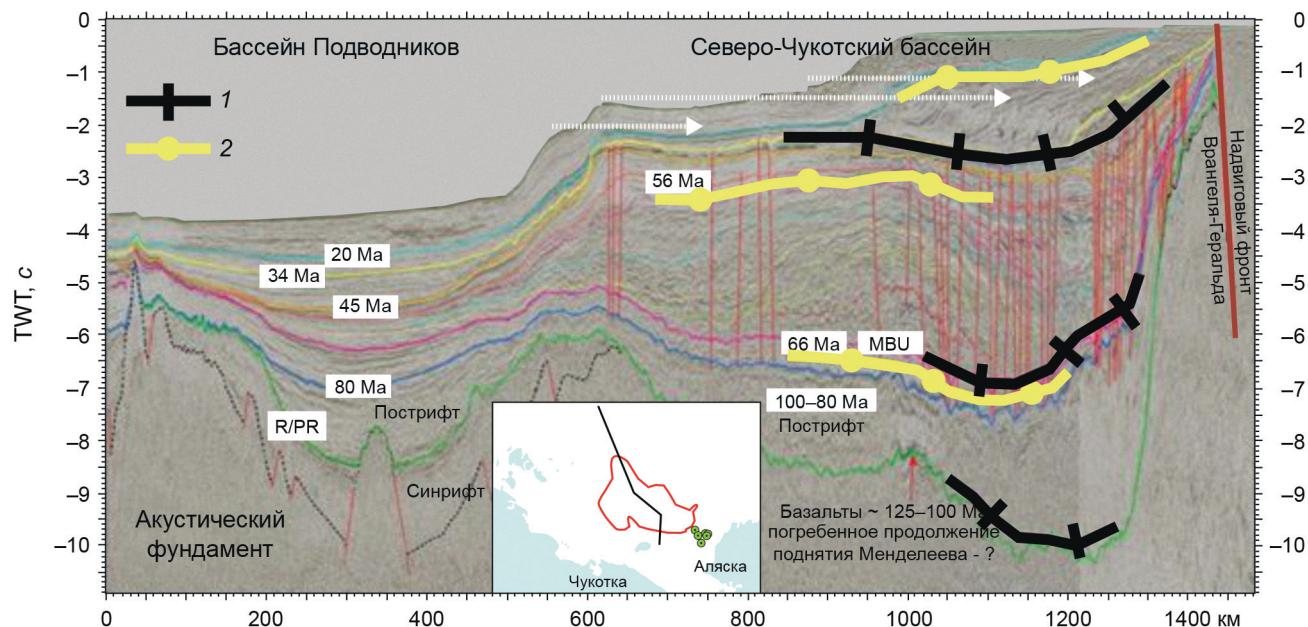


Рис. 2. Интерпретация композитного сейсмического профиля, пересекающего Северо-Чукотский бассейн [Никишин и др., 2021]. Схематично показаны уровни нефтематеринских пород (1) и коллекторов (2) по [Скарягин и др., 2021], с изменениями, использованными в модели. На врезке — положение разреза

3. Нижний клиноформный комплекс хорошо выделяется на многих сейсмических профилях как непрерывная клиноформная последовательность. Начало формирования клиноформного комплекса связывается с воздыманием территории современной Аляски и других соседних регионов в ходе Средне-Брукского орогенеза. Между нижним и верхним клиноформными комплексами выделяется отчетливая граница, отвечающая главной трансгрессивной поверхности, вероятно, связанной с кратковременным этапом быстрого погружения. Она соответствует границе HARS-1, выделяемой в бассейне Подводников с возрастом 45 млн лет.

4. Верхний клиноформный комплекс характеризуется отчетливой проградацией клиноформ в направлении более глубоководной части моря. Его верхней границей является горизонт с возрастом 20 млн лет. Верхний клиноформный комплекс начал формироваться в начале олигоцена, и в его составе можно выделить два разноориентированных комплекса: Аляскинской на востоке и Колымский на западе. Предположительно, источником материала Аляскинского комплекса послужил хр. Брукса на Аляске, где в это время происходило активное воздымание [Craddock, et al., 2018; Moore, Box, 2016].

5. Верхний комплекс без типичных клиноформ.

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

1. Определение элементов углеводородной системы.

2. Создание трехмерной структурной модели. Задание элементов углеводородной системы в трехмерной модели (литологические свойства, свойства нефтегазоматеринских толщ, 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 месторождениям или проявлениям углеводородов. Оценка ресурсов. Оценка рисков.

В дополнение к классической методике моделирования авторами для прогноза фильтрационно-емкостных свойств коллекторов в клиноформных толщах было выполнено трехмерное седиментационное моделирование. Более подробно методика и результаты моделирования описаны в [Коротаев и др., 2024b]. В данной работе по результатам моделирования построены карты мощности коллектора, пористости и доли коллекторов в общем разрезе. Они были использованы для моделирования миграции и аккумуляции углеводородов (УВ).

Общая схема процесса моделирования приведена на рис. 3.

Обобщенная трехмерная структурная модель для трехмерной модели углеводородных систем была построена авторами на основе карты поверхности

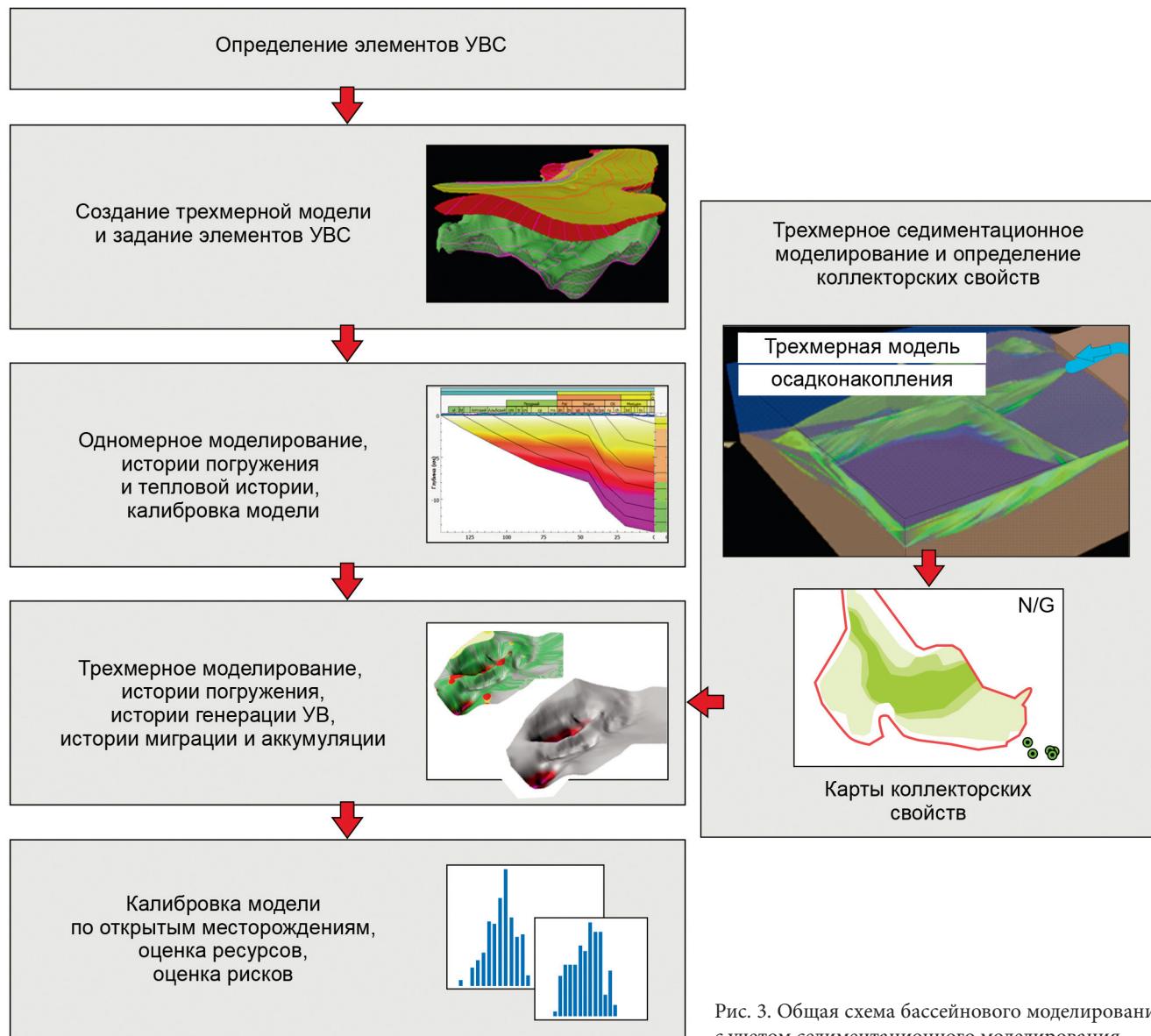


Рис. 3. Общая схема бассейнового моделирования с учетом седиментационного моделирования

акустического фундамента [Никишин и др., 2022] и результатам интерпретации региональных профилей, выполненных авторами. Структурная модель сконвертирована из временного домена в глубинный при помощи скоростного закона по скважинам на шельфе Аляски [Mineral..., 2006]. При моделировании истории погружения для этапов формирования клиноформных комплексов были использованы карты палеоглубин, построенные на основе положения бровки шельфа на этапы накопления клиноформ [Фрейман и др., 2019, Скарягин и др., 2021], геометрии клиноформ и результатам седиментационного моделирования [Коротаев и др., 2024b].

Элементы углеводородной системы Северо-Чукотского бассейна. Нефтегазоматеринские толщи (НГМТ). В осадочном чехле Северо-Чукотского бассейна различными авторами предполагаются следующие нефтегазоматеринские породы.

1. Потенциально нефте- и газоматеринскими могут являться углисто-глинистые породы барре-

ма [Ким и др., 2007; Tolson, 1987, Bird et al, 2008]. Гумусовое органическое вещество, содержание органического вещества 1,6–5,4 %. В нашей модели барремские отложения не входят в состав осадочного чехла.

2. Углисто-глинистые породы апта — альба также могут быть нефте- и газоматеринскими [Ким и др., 2007; Tolson, 1987, Bird et al, 2008]. Гумусовое органическое вещество, содержание органического вещества 0,6–1,4 %.

3. Сеноман-туронские глинистые отложения могут быть перспективными как нефте-газоматеринские [Скарягин и др., 2021].

4. Эоцен. Присутствуют слои Azolla, обогащенные органическим веществом [Bird, 2008; Скарягин и др., 2021], содержание органического вещества до 5 % [Bujak, 2007].

5. Миоцен. Потенциальные нефтегазоматеринские породы в миоценовом сейсмокомплексе [Скарягин и др., 2021].

Нефтематеринские породы триасового и юрского возраста являются доказанными бурением в бассейне Колвилл на севере Аляски [Ким и др., 2007, Skaryatin, et al., 2022, Peters, 2010]. В Северо-Чукотском бассейне они находятся в фундаменте и не принимали участия в функционировании углеводородной системы.

В модели учтены четыре потенциальных НГМТ в чехле бассейна: апт-альбская, сеноман-туронская, эоценовая и миоценовая. Содержание органического вещества в апт-альбской НГМТ составляет 1,4 % [Ким и др., 2007; Tolson, 1987, Bird et al., 2008], в эоценовой [Bujak, 2007] $C_{\text{опт}}=5\%$. Для остальных НГМТ по аналогии принята наиболее оптимистическая оценка $C_{\text{опт}}=5\%$. Тип керогена — II (сеноман-турон) [Скарягин и др., 2021] и III (все остальные НГМТ) [Ким и др., 2007; Tolson, 1987, Bird et al., 2008, Bujak, 2007].

Мощность эоценовой НГМТ — 20 м [Bujak, 2007], мощность остальных НГМТ для модели условно задана как 100 м, для оценки времени и интенсивности нефтегенерации. При дальнейшей детализации модели она может быть легко скорректирована.

Коллекторы. В регионе нет глубоких скважин, положение возможных коллекторов предполагается по результатам бурения на шельфе Аляски [Mineral..., 2006] и секвенс-стратиграфическому анализу сейсмических данных [Скарягин и др., 2021].

1. Меловые-раннепалеоценовые коллекторы. В скважинах Popcorn-1, Klondike-1 и Crackerjack-1 вскрыты мощные песчаники альбского и дат-зеландского возраста с пористостью 28–32 % и проницаемостью 63–500 мД [Mineral..., 2006]. Аналогичные песчаники, а также конусы выноса ожидаются в нижнемеловой части разреза Северо-Чукотского бассейна [Скарягин и др., 2021].

2. В отложениях среднеэоцен-олигоценового комплекса ожидаются дельтовые песчаники вблизи кромки клиноформ [Скарягин и др., 2021]. Среднеэоцен-олигоценовый комплекс может содержать песчаные коллекторы различного генезиса, их аналоги являются коллекторскими толщами на месторождениях в бассейне Бофорта-Маккензи [Скарягин и др., 2021].

3. Песчаные коллекторы тела прогнозируются в составе клинотем врезов и конусов выноса в миоценовых отложениях (верхняя часть верхнего клиноформного комплекса) [Скарягин и др., 2021].

По результатам седиментационного моделирования (рис. 4, B) самого молодого из описанных выше, миоценового, верхнего клиноформного комплекса (Аляскинский комплекс) [Коротаев и др., 2024b] построены обобщенные карты пористости коллекторов и соотношения коллектор/неколлектор (N/G) (рис. 4, Г). Результаты моделирования были экстраполированы на восточную часть бассейна (Колымский комплекс) с учетом данных о положении бровки шельфа в эоцене и олигоцене [Фрейман и др., 2019; Скарягин и др., 2021].

В модели углеводородных систем были использованы все три уровня коллекторских толщ: меловая-раннепалеоценовая, среднеэоценовая-олигоценовая и миоценовая. Мел-раннепалеоценовые и среднеэоцен-олигоценовые коллекторы были распространены на восточную часть бассейна с учетом положения бровки шельфа [Фрейман и др., 2019; Скарягин и др., 2021]. Схемы распространения коллекторов приведены на рис. 4.

Покрышки. Как покрышки в регионе могут рассматриваться отложения трансгрессивных трактов в мел-раннепалеоценовом, среднеэоцен-олигоценовом и миоценовом комплексах [Скарягин и др., 2021].

Результаты моделирования и обсуждение. Перед расчетом трехмерной модели было выполнено одномерное моделирование и калибровка модели по данным реальных скважин. Тепловая модель была откалибрована авторами по скважинам Crackerjack-1, Clondike-1 и Diamond-1 на шельфе Аляски [Коротаев и др., 2024a]. Результаты калибровки показали хорошую сходимость рассчитанной тепловой истории и скважинных данных и позволили определить граничные условия модели.

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

При калибровке задан этап рифтогенеза в апте-альбе (121–109 млн лет) продолжительностью 12 млн лет, коэффициент растяжения 1,1. Среднегодовые температуры для апта и позднего мела 8 °C [Scotese, Moore, 2014]. Среднегодовые температуры для палеоэона-эоцена (10–12 °) и уменьшаются с олигоцена до настоящего времени до (0... –4 °) [Planke, et al., 2021; Westerhold, et al., 2020; Никишин и др., 2022]. По результатам калибровки тепловой поток в основании литосферы в момент рифтогенеза и образования бассейна 60 мВт/м², впоследствии при пострифтовом остывании он снижается до 40 мВт/м².

Результаты трехмерного моделирования генерации и аккумуляции углеводородов приведены на рис. 5 и 6. Время активной генерации в различных нефтегазоматеринских толщах наиболее наглядно можно оценить по графикам показателя отражения витринита и степени трансформации органического вещества по разрезу псевдоскважины, экстрагированной из трехмерной модели для наиболее погруженной части Северо-Чукотского бассейна (рис. 5). Видно, что для апт-альбских НГМТ начало генерации — палеоцен, для сеноман-туронских — эоцен, для эоценовых — конец олигоцена. На настоящий момент меловые нефтегазоматеринские породы выработали свой потенциал, для эоценовых пород коэффициент преобразования составляет 0,3. Потенциальные нефтегазоматеринские миоценовые породы являются незрелыми на настоящий момент.

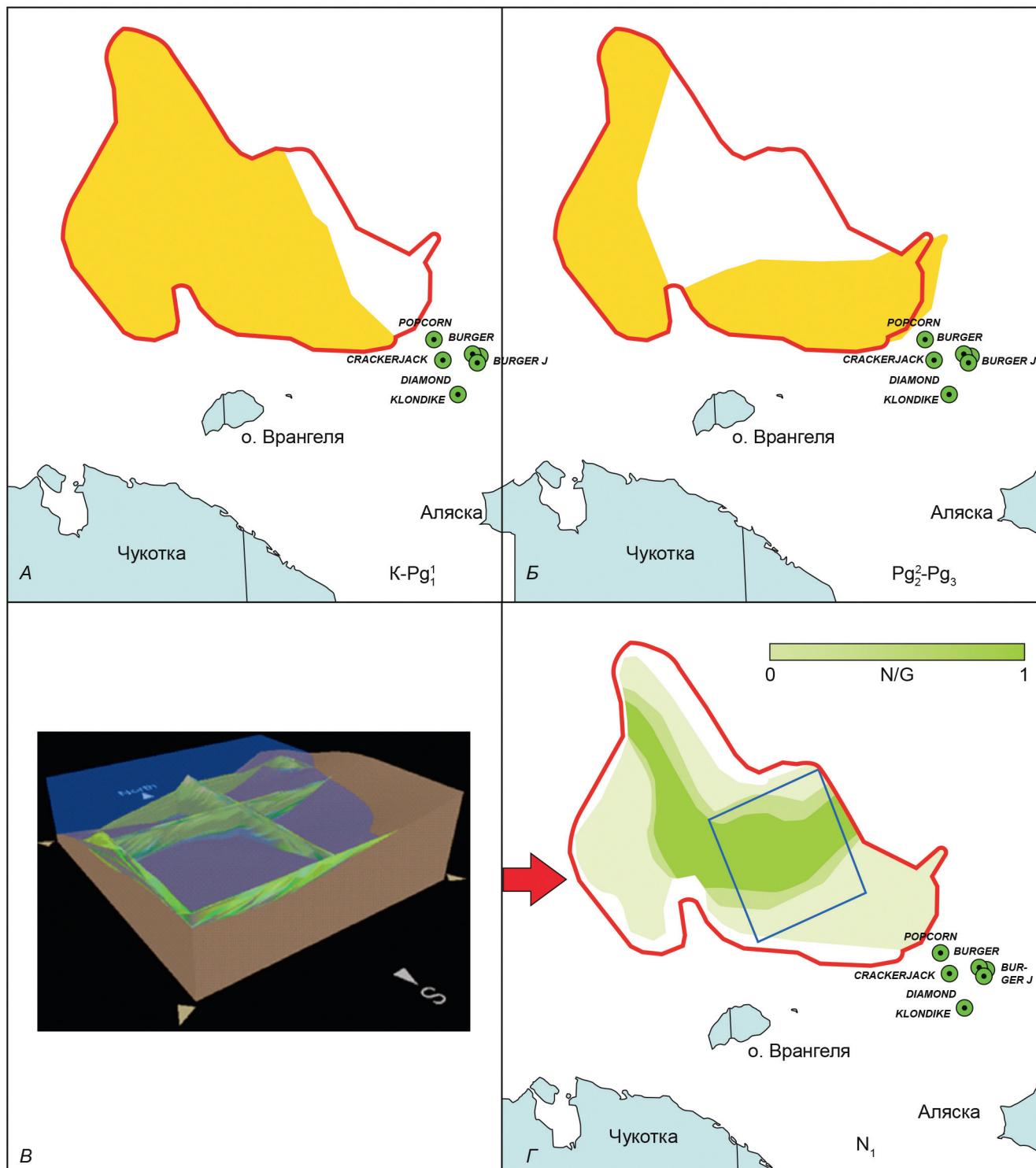


Рис. 4. Карты распространения коллекторов, использованных в модели трехмерного моделирования осадконакопления в Северо-Чукотском бассейне. Красный контур — область моделирования, зеленые кружки — скважины. А, Б — область распространения коллекторов мела-раннего палеоцена и среднего эоцен-олигоцена (желтый цвет); В — общий вид трехмерной седиментационной модели и распространение клиноформных тел, область построения модели показана прямоугольником: Г — карта доли коллекторов в разрезе (N/G) для миоценового коллектора по результатам моделирования

История генерации УВ, миграции и аккумуляции на ключевые моменты показана на рис. 6. Так, на начало олигоцена все меловые свиты активно генерируют УВ, меловой-раннепалеоценовый коллектор заполнен УВ, начинается генерация в эоценовой НГМТ. В начале миоцена меловые нефтематеринские породы практически закончили генерацию, она про-

должается только в краевых частях бассейна, идет активная генерация в эоценовой НГМТ, заполнен среднеэоцен-олигоценовый коллектор. На настоящий момент продолжается генерация в эоценовой НГМТ, активная генерация в миоценовых породах так и не началась, миоценовые коллекторы (верхний клиноформный комплекс) заполняются только при

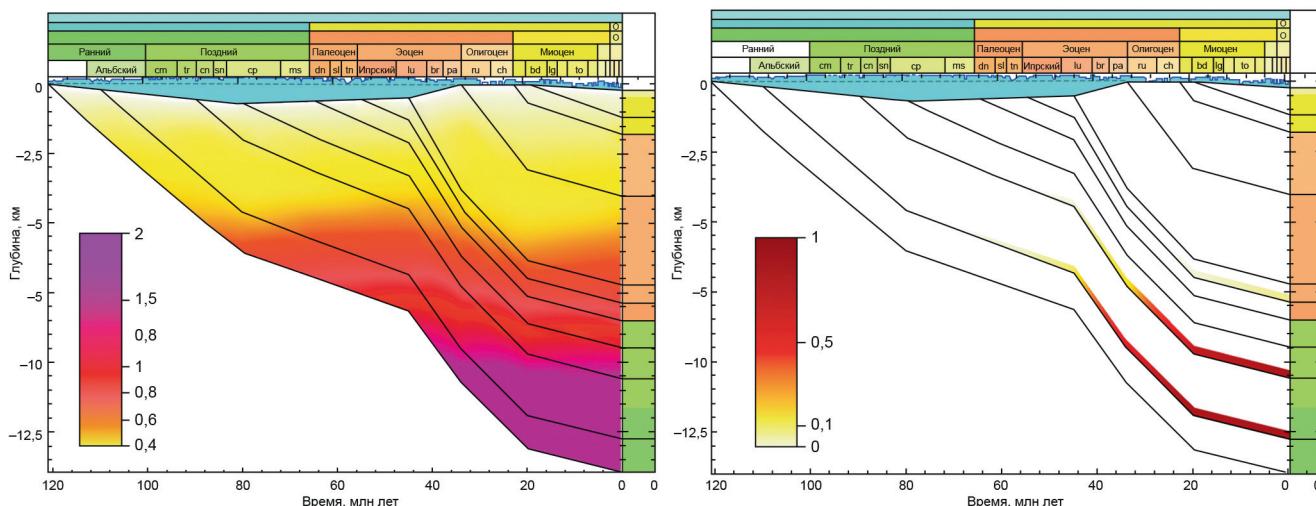


Рис. 5. Моделирование тепловой истории и истории генерации УВ по псевдоискажине в восточной части Северо-Чукотского бассейна. Показаны зрелость органического вещества, выраженная в показателе отражения витринита, % (слева) и степень преобразования органического вещества, д.е. (TR) (справа)

условии перетоков из нижележащего среднезооцен-олигоценового коллектора.

Таким образом, критический момент (наличие генерации, коллектора и покрышки) для мел-раннепалеоценовой углеводородной системы достигнут в эоцене. Среднезооцен-олигоценовый коллектор активно заполняется нижележащей НГМТ, начиная с олигоцена. Миоценовый коллектор не имеет запитывающих его расположенных рядом пород и может быть запитан только при перетоке из нижележащего среднезооцен-олигоценового коллектора.

Для региональной модели миграции и аккумуляции углеводородов мел-раннепалеоценовый и среднезооцен-олигоценовый коллекторы заданы единым слоем без вариаций по фильтрационно-емкостным свойствам. Такая модель позволяет оценить общие закономерности миграции и области аккумуляции, но не положение конкретных месторождений. Отдельные структуры, заполненные углеводородами, видимые на модели, соответствуют структурным поднятиям, заполненным при наличии «идеального» коллектора. Они, вероятно, исчезнут при использовании детальных карт положения коллекторов. Аналогично, покрышки заданы единой региональной покрышкой, обеспечивающей «идеальные» условия аккумуляции. Таким образом, региональная модель дает максимально оптимистическую оценку процессов миграции и аккумуляции. Для более точного прогноза необходимы детальные карты положения коллекторов и покрышек относительно крупного масштаба по результатам детальной сейсмической интерпретации.

К сожалению, модель регионального уровня в местах, не изученных бурением, не позволяет провести калибровку по открытым месторождениям и выполнить корректную оценку ресурсов. Наша

модель показывает вероятность функционирования нефтегазовых систем, время наступления их критического момента и вероятные направления миграции и аккумуляции УВ.

Выводы. 1. Выполнено трехмерное моделирование углеводородных систем Северо-Чукотского бассейна с учетом данных седиментационного моделирования.

2. Определено вероятное время начала и пика активной генерации УВ в потенциальных нефтегазоматеринских породах. Для апт-альбской НГМТ начало генерации — палеоцен, для сеноман-туронской — эоцен, для эоценовой — конец олигоцена. На настоящий момент меловые нефтегазоматеринские породы выработали свой потенциал, для эоценовых пород степень преобразования на настоящий момент составляет 0,3.

3. Выполнена оценка миграции и аккумуляции УВ. Наиболее вероятны скопления УВ в коллекторах верхнего мела-палеозена и эоцена-раннего олигоцена. Степень и локализация скоплений УВ в клиноформных комплексах кайнозоя сильно зависит от качества покрышек и перетоков между коллекторами.

4. Построенная трехмерная модель может служить основой более детальной модели. Для более корректной оценки областей вероятной аккумуляции УВ необходимы детальные структурные карты и карты точного положения клиноформных тел.

Благодарности. Авторы благодарят ООО «Лаборатория геологии» за предоставленное для научных и образовательных целей ПО «МОБиУС», а также И.С. Патину и М.А. Большакову за прочтение первичной версии статьи и конструктивные замечания.

Финансирование. Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 24-17-00020, <https://rscf.ru/project/24-17-00020/>.

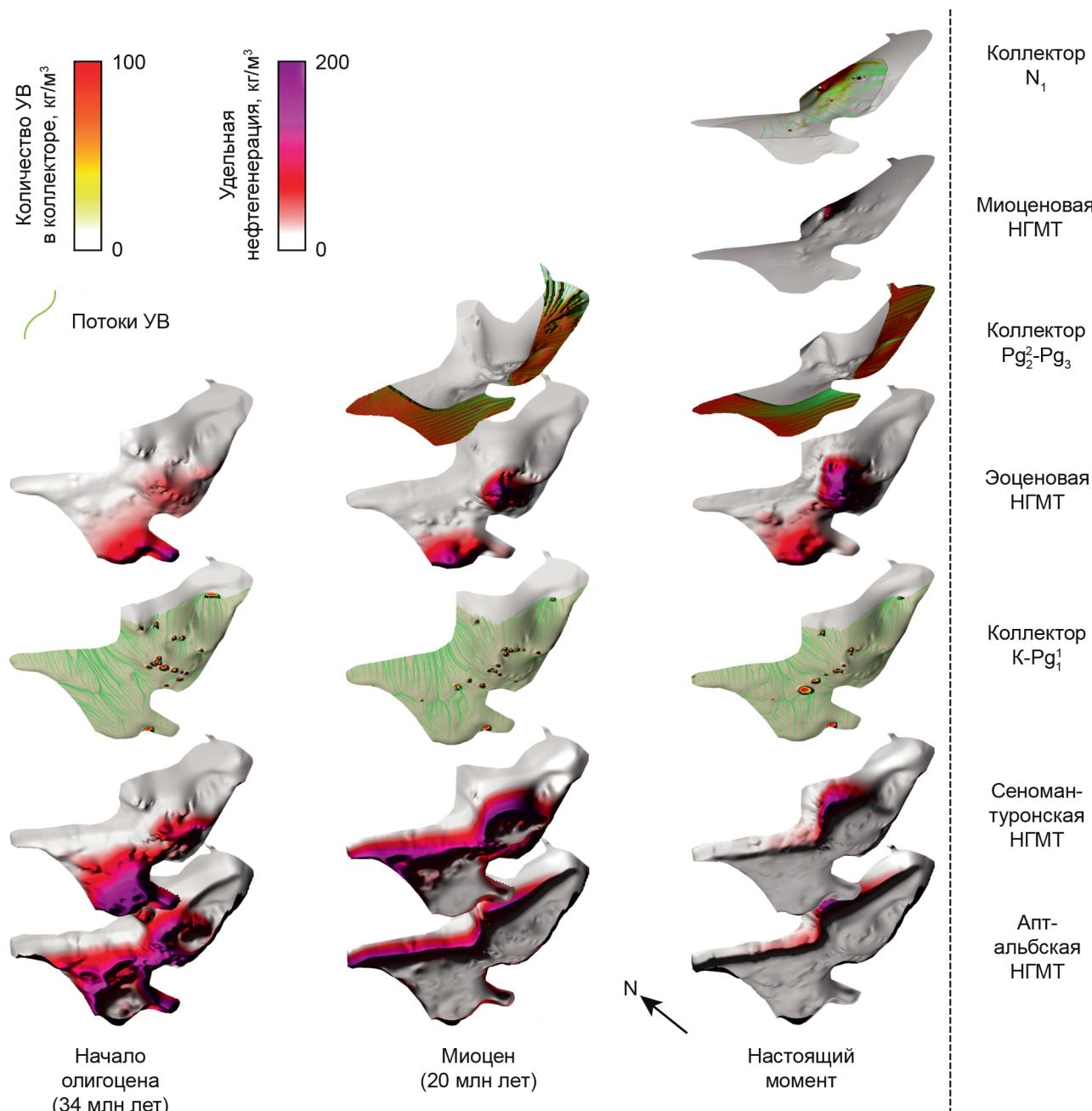


Рис. 6. Модель эволюции УВ систем Северо-Чукотского бассейна на начало олигоцена, миоцен и настоящий момент. Показаны генерация УВ в нефтегазоматеринских толщах, удельное количество УВ в коллекторе и потоки миграции УВ. Контур модели показан на рис. 1.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Вержбицкий В.Е., Малышева С.В., Соколов С.Д. и др. Проблемы тектоники и углеводородный потенциал российского сектора Чукотского моря // Нефтяное хозяйство. 2012. № 12. С. 8–13.

Ерилов А.В. Методы математического моделирования осадочных бассейнов // Никишин А.М., Ершов А.В., Копаевич Л.Ф. и др. Геисторический и геодинамический анализ осадочных бассейнов МПР РФ, ЦРГЦ. М.: Геокарт, 1999. С. 175–300.

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.

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

Коротаев М.В., Правикова Н.В., Алёшина К.Ф. Трехмерное моделирование осадконакопления клиноформных комплексов Северо-Чукотского бассейна // Вестн. Моск. ун-та. Сер. 4. Геология. 2024б. № 6. С. 92–99.

Малышев Н.А., Обметко В.В., Бородулин А.А. Оценка перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов Восточной Арктики // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». 2010. № 1. С. 20–28.

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. 156 с.

Скарягин М.В., Ставицкая В.Н., Мазаева И.В. и др.
Применение результатов анализа траектории кромки клиноформ в пространстве для прогноза перспектив нефтегазоносности осадочного чехла Северо-Чукотского мегапрогиба // Нефтяное хозяйство. 2021. № 2. С. 40–45.

Фрейман С.И., Никишин А.М., Петров Е.И. Кайнозойские клиноформные комплексы и геологическая история северо-чукотского бассейна // Вестн. Моск. ун-та. Сер. 4. Геология. 2019. № 4. С. 11–19.

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 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, <https://doi.org/10.3133/pp1824D>

Bujak J.P. The Azolla Story: Climate change and Arctic hydrocarbons // GEO ExPro. 2007. Vol. 9. P. 56–72.

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.

Kashubin S.N., Petrov O.V., Artemieva I.M., et al. Crustal structure of the Mendeleev Rise and the Chukchi Plateau (Arctic Ocean) along the Russian wide-angle and multichannel seismic reflection experiment — Arctic-2012 // J. Geodyn. 2018. Vol. 119. P. 107–122.

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

Moore T., Box S. Age, distribution and style of deformation in Alaska north of 60°N: Implications for assembly of Alaska // Tectonophysics. 2016. Vol. 691. P. 133–170.

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

Peters K., Schenk O., Bird K. Timing of Petroleum System Events Controls Accumulations on the North Slope, Alaska // AAPG International Conference and Exhibition, Calgary, Alberta, Canada, September 12–15, 2010, Search and Discovery Article #30145

Petrov O.V., Smelror M. (eds.). Tectonics of the Arctic. Springer, 2021. 208 p.

Planke S., Berndt C., Alvarez Zarikian C.A. Expedition 396 Scientific Prospectus: Mid-Norwegian Continental Margin Magmatism. International Ocean Discovery Program. 2021. <https://doi.org/10.14379/iodp.sp.396.2021>

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). <https://doi.org/10.1144/M57-2019-14>

Scotese Ch., Moore Th. (2014). Atlas of Phanerozoic Temperatures (Mollweide Projection), Volumes 1-6, PALEOMAP Project PaleoAtlas for ArcGIS, PALEOMAP Project, Evanston, IL. DOI: 10.13140/2.1.4904.6086.

Tolson R.B. Structure and stratigraphy of the Hope basin, Southern Chukchi Sea, Alaska // D.W. Scholl, A. Grantz, J.G. Vedder, eds. 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.

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 13.02.2025,
одобрена после рецензирования 23.05.2025,
принята к публикации 28.08.2025