

УДК 550.8.05

DOI 10.31087/0016-7894-2018-5-15-28

## История развития углеводородных систем Восточно-Баренцевоморского осадочного бассейна по данным двухмерного моделирования

© 2018 г. | К.Ф. Старцева

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия; kfstartseva@gmail.com

Поступила 23.05.2018 г.

Принята к печати 01.07.2018 г.

**Ключевые слова:** Арктика; Восточно-Баренцевоморский бассейн; моделирование; погружение; углеводородные системы.

Смоделированы углеводородные системы Восточно-Баренцевоморского бассейна на основе региональной геологической модели, которая была составлена по результатам интерпретации данных 2D сейсморазведки, полученных за последнее десятилетие, а также с использованием данных бурения в акватории и геологических съемок на прилегающих территориях суши. По результатам региональных геохимических исследований, а также с использованием секвентного анализа, для Восточно-Баренцевоморского бассейна выделены нефтегазоматеринские толщи, коллекторы и покрышки на всех основных стратиграфических уровнях. Выполнен комплекс моделирования углеводородных систем, включающий реконструкцию: 1) истории погружения бассейна; 2) прогрева осадочных толщ; 3) генерации и миграции углеводородов. По результатам моделирования, основной период генерации углеводородов в Восточно-Баренцевоморском бассейне произошел в конце раннего – начале среднего триаса в связи с резким прогибанием под массой отложенной проградирующей авандельты. В конце мелового периода сформировались латеральные потоки углеводородов (УВ), обеспечившие заполнение антиклинальных и структурно-стратиграфических ловушек в краевых частях бассейна. Ожидается развитие залежей УВ в локальных структурах западной части Восточно-Баренцевоморского бассейна на двух стратиграфических уровнях: в клиноформных ловушках нижнетриасовых терригенных отложений и в карбонатных отложениях позднекаменноугольного-раннепермского возраста.

Для цитирования: Старцева К.Ф. История развития углеводородных систем Восточно-Баренцевоморского осадочного бассейна по данным двухмерного моделирования // Геология нефти и газа. – 2018. – № 5. – С. 15–28. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-5-15-28.

## History of petroleum systems evolution in the Eastern Barents Sea sedimentary basin according to 2D modelling data

© 2018 | K.F. Startseva

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

Received 23.05.2018

Accepted for publication 01.07.2018

**Key words:** Arctic; Eastern Barents Sea Basin; modelling, subsidence; hydrocarbon systems.

Basis of hydrocarbon systems modelling in the Eastern Barents Sea Basin is a regional geological model created using the results of 2D seismic data interpretation for the recent decade, drilling data from the marine wells, and geological surveying data from the neighbouring onshore areas. Oil and gas source rock formations, reservoirs, and seals are identified at all the major stratigraphic levels on the results of regional geochemical studies and with the use of the sequence stratigraphy method. Integrated modelling of hydrocarbon systems is carried out including restoration of: 1) subsidence history of the basin; 2) heating of sedimentary sequences; 3) hydrocarbon generation and migration. The modelling results show that the main hydrocarbon generation event in the Eastern Barents Sea Basin has occurred at the end of Early – beginning of Late Triassic resulting from drastic subsidence under the weight of prograding delta sediments. At the end of Cretaceous, lateral HC flows were formed, which ensured charging of anticline and combination traps in the marginal parts of the basin. Development of hydrocarbon accumulations is expected at the following two levels within the local structures in the west of the Eastern Barents Sea Basin: in the clinof orm traps of the Lower Triassic terrigenous formations, and in the Late Carboniferous – Early Permian carbonate deposits.

For citation: Startseva K.F. History of petroleum systems evolution in the Eastern Barents Sea sedimentary basin according to 2D modelling data. *Geologiya nefi i gaza = Oil and gas geology*. 2018;(5):15–28. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-5-15-28.

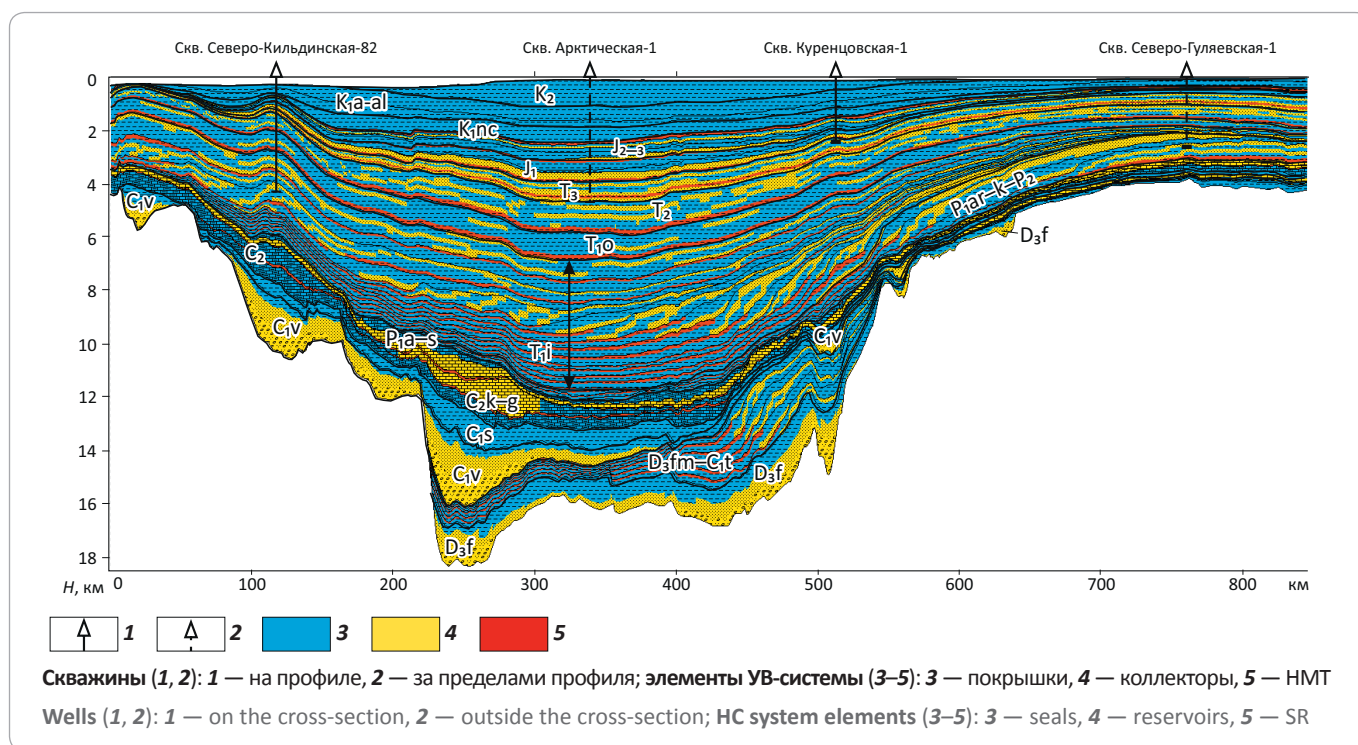
В последние годы возрос экономический интерес к освоению УВ-потенциала осадочных бассейнов российского арктического шельфа, что привело к высоким темпам развития геологического изучения Арктики. За последнее десятилетие в российском секто-

ре Баренцева моря получен большой объем данных бурения и сейсморазведки, позволяющий улучшить и детализировать существующие модели геологического строения и истории развития региона. Это, в свою очередь, дает возможность уточнить прогноз



## FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

**Рис. 1.** Исходные данные моделирования  
**Fig. 1.** Input data for modelling



полезных ископаемых в пределах Баренцевоморского шельфа.

В качестве инструмента, позволяющего свести в единую систему все имеющиеся данные, применена методология моделирования углеводородных систем. Объектом моделирования выбран Восточно-Баренцевоморский осадочный бассейн, представляющий систему прогибов, расположенных к западу от архипелага Новая Земля в российском секторе Баренцева моря [1].

### Углеводородные системы Восточно-Баренцевоморского бассейна

На основе интерпретации данных сейсморазведки, а также привязки по скважинам глубокого бурения в акватории и геологических съемок на сопряженной суше выделены УВ-системы Восточно-Баренцевоморского бассейна. Основными элементами УВ-систем являются нефтегазоматеринские толщи (НМТ), коллекторы и покрышки.

Нефтегазоматеринские толщи Восточно-Баренцевоморского осадочного бассейна принимались с учетом геохимических исследований отложений Новой Земли и Баренцевоморской впадины, а также секвентного анализа. Нефтегазоматеринские толщи выделены в отложениях поздней (баженовская свита) – ранней юры, позднего – среднего – раннего триаса, поздней – ранней перми, позднего – раннего карбона и позднего девона (рис. 1). По результатам геохимических исследований, среднее содержание

органического углерода ТОС (total organic carbon) в выделенных НМТ колеблется в пределах 1–2 %, водородный индекс HI (hydrogen index) – 150–300 мг УВ/г ТОС, в связи с чем в модели для всех возрастных интервалов НМТ упрощенно были заданы литотипом темных аргиллитов с ТОС, равным 1,5 %, HI – 200 мг УВ/г ТОС и III типом керогена, химико-кинетическая модель которого принималась по данным M. Vandembroucke et al. [2]. Из 15–18 км разреза бурением изучено не более 4–5 км, поэтому геохимические характеристики НМТ на больших глубинах могут быть определены в первом приближении. Геометрия НМТ вдоль профиля моделирования прогнозировалась на основе секвентного анализа. Для горизонтально-слоистых терригенных толщ триаса и юры, а также карбонатных толщ карбона и нижней перми НМТ были заданы в виде отдельных конформных слоев мощностью не более 150 м. Для клиноформных отложений позднего девона – раннего карбона, поздней перми и раннего триаса НМТ были выбраны из наиболее глубоководных частей выделяемых секвенций, где наиболее вероятно обогащение органическим углеродом.

Коллекторские толщи определялись в программном пакете моделирования на основе заданного литологического состава слоя с учетом уплотнения пород при погружении и закона, связывающего пористость и проницаемость. В осадочных толщах юры и среднего – верхнего триаса породы с коллекторскими свойствами были выбраны из уровней распространения прослоев песчаников, вскрытых скважи-

нами. В клиноформных отложениях нижнего триаса, верхней перми и верхнего девона – нижнего карбона песчаные толщи задавались условно внутри предполагаемых конусов выноса в трактах низкого стояния, в ундаформных и фондоформных частях клиноформ в трактах высокого стояния, а также на уровнях предполагаемого развития речных систем. В терригенно-карбонатных толщах позднего девона – нижнего перми в качестве пород с коллекторскими свойствами условно были приняты известняки в районах развития карбонатных построек, выделяемых на сейсмических профилях.

В качестве покрышек был выделен литотип слабопроницаемых алевритов и аргиллитов. Поскольку большая часть терригенного разреза верхней перми, триаса, юры и мела в скважинах представлена глинистыми породами, данный литотип был применен и для подстилающих, и перекрывающих пород.

#### Методика моделирования и исходные данные

Двухмерная модель основана на геолого-геофизическом профиле, проходящем через центральную часть Восточно-Баренцевоморского осадочного бассейна. Непосредственно вблизи профиля пробурены скважины (с запада на восток) Северо-Кильдинская-82 и Куренцовская-1, на отдалении в пределах 100 км — Арктическая-1 и Северо-Гуляевская-1. Данные по скважинам были использованы для калибровки в ходе одномерного моделирования, выполненного для точек профиля вблизи указанных скважин. На геолого-геофизическом профиле выделены основные границы несогласий, привязка возрастов которых обоснована К.Ф. Старцевой, А.М. Никишиным [3].

В рамках двухмерного моделирования было построено три типа моделей: 1 — реконструкции истории погружения и эволюции структурного плана основных поверхностей; 2 — истории прогрева осадочных толщ; 3 — нефтегазогенерации и миграции.

В ходе реконструкции истории погружения для каждой скважины была построена термоизостатическая модель рифтогенеза по механизму Маккензи. Временные рамки главного рифтового события, обусловившего термальное погружение, принимались в зависимости от геологической модели в данной конкретной точке на моделируемом профиле. В крайней западной части бассейна основное рифтовое событие было принято в раннекаменноугольное время в соответствии с данными по восточной части норвежского сектора Баренцева моря [4]. В восточной части бассейна начало рифтинга было принято в позднефранское время по данным S.S. Drachev et al., A. Nikishin et al. [5, 6].

Относительно быстрое погружение бассейна в начале триасового периода в данной модели не предусматривало какого-либо рифтового события. Поскольку в Восточно-Баренцевоморском бассейне и на прилегающих территориях суши отсутствуют

какие-либо другие признаки раннетриасового рифтинга, крутой изгиб эпейрогенической кривой, приуроченный к раннетриасовому времени, рассматривался исключительно как следствие погружения фундамента под массой вышележащих пород и быстрого заполнения глубоководной впадины, сформировавшейся перед началом раннего триаса в ходе пострифтового погружения [4]. При этом учитывалось, что по данным скважин, пробуренных в центральных частях Восточно-Баренцевоморского бассейна, в верхах нижнетриасовых отложений наблюдаются породы со следами аэрации, в конце раннего триаса глубины седиментации в этих местах составляли не более первых десятков метров. Таким образом, при заданном условии отсутствия резких изменений тектонического режима в триасовое время появилась возможность оценить глубину моря перед началом компенсации.

Для этого кривая тектонического погружения, рассчитанная в рамках термоизостатической модели рифтогенеза Маккензи, совмещалась с кривой, рассчитанной с помощью бэкстриппинга в точках, соответствующих началу пострифтового погружения (поздний девон — ранний карбон) и концу заполнения глубоководной впадины (конец раннего триаса) (рис. 2 А). Калибровка выполнялась путем изменения значений параметров термоизостатической модели — коэффициента утонения коры и мантии, мощности коры и мантийной части литосферы до растяжения. Затем путем совмещения обеих кривых в каменноугольно-пермском интервале были подобраны соответствующие глубины седиментации (см. рис. 2 В).

Эпизоды погружения, происходившие после раннего триаса и отраженные на эпейрогенических кривых, в данной модели связываются не с термальным погружением, а с проявлениями тектонической инверсии [3].

В результате моделирования истории погружения для каждой скважины были получены значения и изменения во времени теплового потока в основании осадочного чехла, а также палеоглубин. Эти данные были использованы на следующих этапах моделирования.

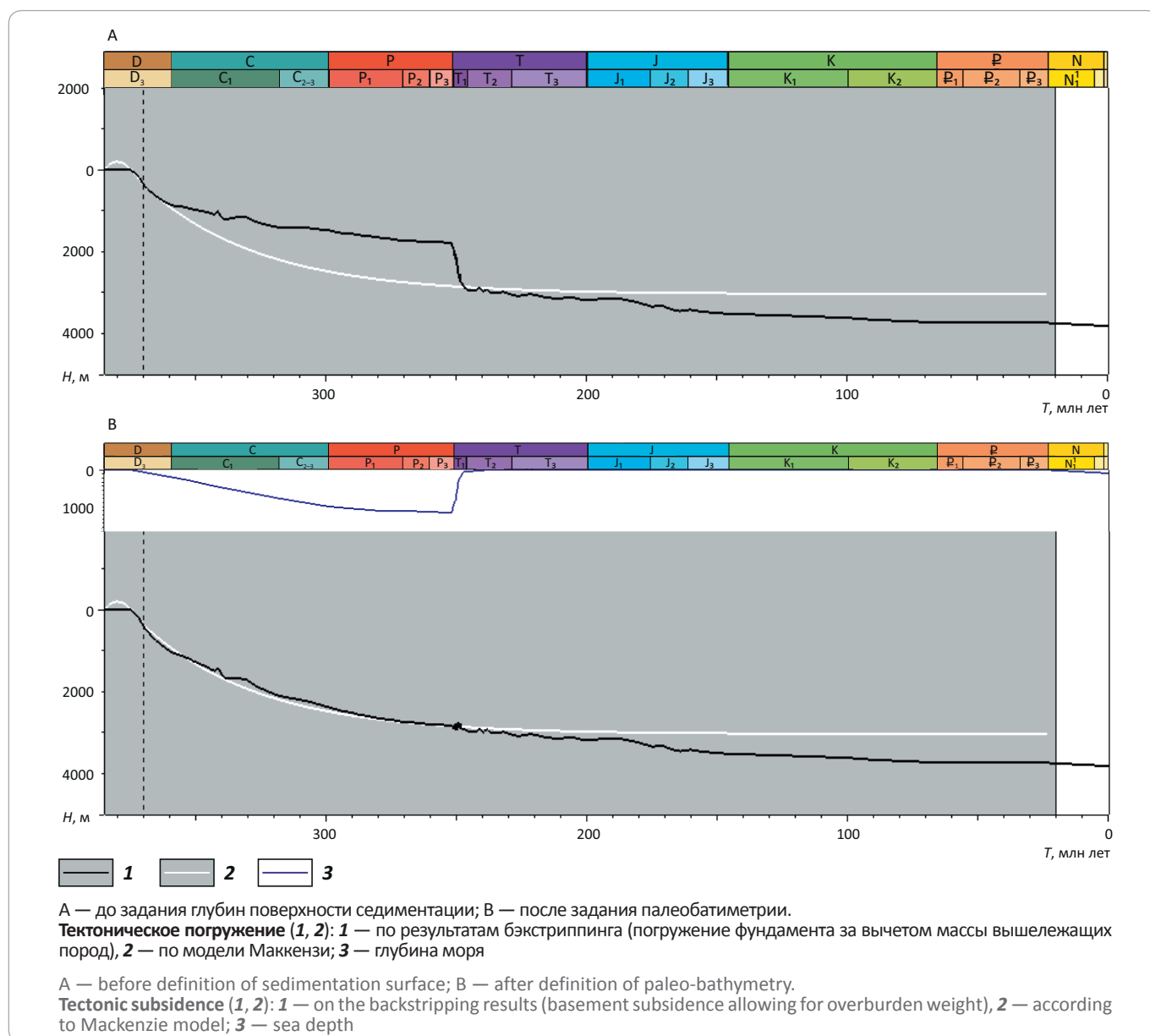
Моделирование истории прогрева осадочных толщ было выполнено отдельно для каждой скважины. Для расчета теплопроводности в программном пакете моделирования были заданы: 1 — литологический состав отложений; 2 — палеобатиметрия; 3 — температуры на поверхности седиментации; 4 — тепловые потоки в основании осадочного чехла.

Литологический состав слоев в верхних частях разреза задавался в соответствии с данными по скважинам. Для нижних частей разреза — толщ верхнего девона, карбона и ранней перми — в соответствии с составом аналогичных пород, вскрытых в норвеж-



## FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

**Рис. 2.** Калибровка истории тектонического погружения  
**Fig. 2.** Calibration of tectonic subsidence history



ской части Баренцева моря, Печорском бассейне и на Новой Земле, а также с использованием секвентного анализа.

Палеобатиметрия, полученная в результате моделирования истории погружения по отдельным скважинам, была интерполирована на всю область моделирования и скорректирована в двухмерной модели с применением секвентного анализа.

Поверхностная температура была принята на основе палеоклиматической реконструкции [7] с учетом изменения палеошироты осадочного бассейна и истории его геологического развития.

Для задания теплового потока в основании осадочного чехла выполнена калибровка по четырем

скважинам. Геологический разрез от забоя скважин до основания осадочного чехла был построен по аналогии с соответствующими точками на двухмерной модели (см. рис. 1). В качестве калибровочных данных были использованы замеры отражательной способности витринита по скважинам Северо-Кильдинская-82, Арктическая-1, Куренцовская-1 и Северо-Гуляевская-1 [8], определения температуры по скважинам Северо-Кильдинская-82, Арктическая-1 и Северо-Гуляевская-1, а также данные по тепловым потокам и теплопроводности [9]. В ходе калибровки изменялись абсолютные значения теплового потока в основании осадочного чехла с сохранением его относительных изменений во времени, определяемых коэффициентами растяжения коры и литосферы, полученными в



результате моделирования погружения. Подбор граничных условий путем изменения абсолютных значений теплового потока возможен, так как получаемая разница может быть отнесена на счет радиоактивной теплогенерации в коре.

По результатам калибровки скважин Северо-Кильдинская-82, Арктическая-1 и Куренцовская-1 (рис. 3) отмечается несовпадение расчетных и замеренных современных тепловых потоков. При этом совпадают расчетные и замеренные значения температур, а замеренные значения теплопроводности соответствуют расчетным значениям внутри прослоев песчаника. Поскольку тепловой поток представляет собой функцию от градиента температур и теплопроводностей пород, указанное расхождение связывается с тем, что теплопроводность, вероятно, была замерена только для песчаников и при расчете тепловых потоков экстраполировалась на весь разрез.

Однако если учесть, что значительная часть разреза представлена аргиллитами и алевролитами, обладающими меньшей теплопроводностью, эти значения, вероятно, завышены. Так, для скв. Северо-Кильдинская-82, по данным М.Д. Хуторского и др. [10], значения теплового потока составили  $84 \text{ мВт/м}^2$  в интервале глубин 2973–3098 м; для скв. Арктическая-1 —  $76\text{--}77 \text{ мВт/м}^2$  в интервале глубин 2500–2925 м. По результатам моделирования на соответствующих глубинах в районе скважины Северо-Кильдинская-82 тепловой поток равен около  $60 \text{ мВт/м}^2$ , а в районе скв. Арктическая-1 —  $45 \text{ мВт/м}^2$ .

Граничные условия модели прогрева, определенные для калибровочных одномерных моделей (значения палеоглубины, температуры на поверхности и теплового потока в основании осадочного чехла), интерполированы на всю область профиля и использованы в качестве граничных условий двухмерной модели прогрева.

Модель нефтегазогенерации включала расчет генерации углеводородов, их первичной и вторичной миграции. Расчет выполнен с использованием принятых параметров НМТ, таких как тип керогена, содержание  $C_{орг}$ , исходный генерационный потенциал.

### История погружения Восточно-Баренцевоморского бассейна

По результатам моделирования история геологического развития Восточно-Баренцевоморского бассейна с позднефранского времени выглядит следующим образом.

В позднефранское время на территории современного Восточно-Баренцевоморского осадочного бассейна происходило синрифтовое погружение. Мощность синрифтовых отложений во впадинах в северной части Карского моря достигла 2000 м.

В конце позднего девона – начале раннего карбона (рис. 4, временной срез 345 млн лет) началось пострифтовое погружение бассейна с образованием глубоководной впадины с некомпенсированной седиментацией. В восточной части бассейна формировался конус выноса, сложенный терригенными и карбонатными образованиями.

В раннем карбоне (см. рис. 4, временной срез 328 млн лет) произошла активизация рифтового растяжения, что привело к образованию крупных грабенных с мощностью осадков до 4 км в западной части бассейна и менее крупных с мощностью осадков до 500–1000 м — в восточной. Состав отложений спрогнозирован на основе раннекаменноугольных грабенных, пробуренных в восточной части норвежского сектора Баренцева моря и заполненных отложениями формации Billefjorden преимущественно терригенного состава.

В позднем карбоне – ранней перми (ассельско-сакмарское время) (см. рис. 4, временной срез 299 млн лет) на фоне пострифтового погружения бассейна произошли реактивация сформировавшихся ранее разломов и инверсия грабенных. На возникших поднятиях формировались карбонатные постройки, дешифрируемые на сейсмопрофилях. В целом отложения этого времени связываются преимущественно с карбонатным режимом седиментации. В норвежской части Баренцева моря аналогом этих отложений являются формации Gipsdalen – Tempelfjord.

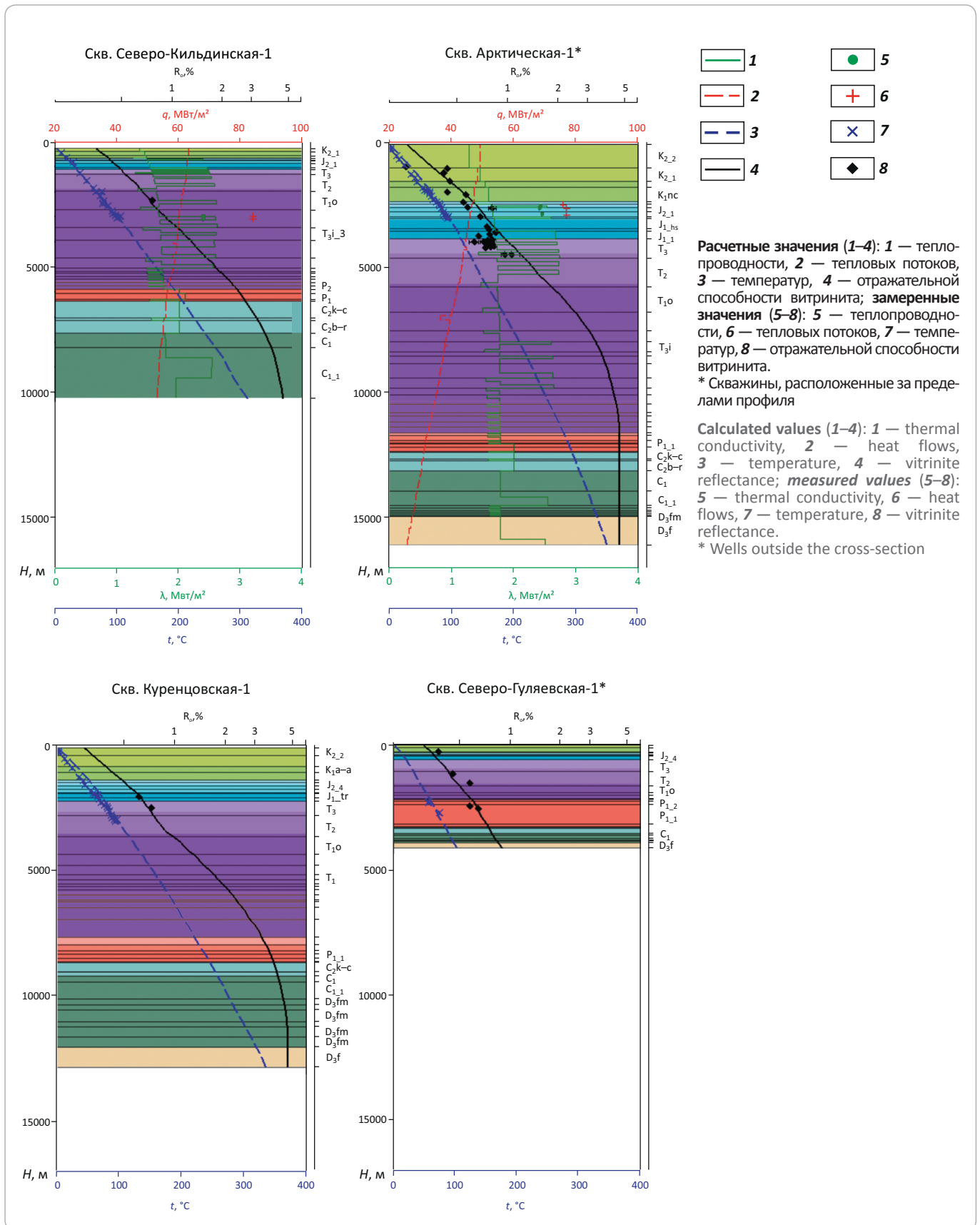
В позднепермское время (см. рис. 4, временной срез 251,9 млн лет) карбонатное осадконакопление резко сменилось терригенным, в результате сформировалась некомпенсированная впадина глубиной более 1 км, а с востока началась проградация терригенных конусов выноса.

Начало раннего триаса (см. рис. 4, временной срез 250,1 млн лет) характеризуется лавинной седиментацией со скоростью до 5 км/млн лет и быстрой проградацией авандельты. В отличие от отложений, относимых к позднепермскому времени и характеризующихся четкой сигмовидной волновой картиной, для раннетриасовых отложений типично хаотическое строение, иногда с проступающими поверхностями подошвенного прилегания. Изменение волновой картины можно связать с перестройкой режима седиментации и значительным ускорением привноса осадочного материала с суши. Полученные скорости седиментации не являются рекордными. Например, в дельте р. Миссисипи они достигают 10 км/млн лет, в Чесапикском заливе — 18 км/млн лет, в дельте р. Чаупхрэй (Меконг) — 30 км/млн лет [11]. Высокие скорости седиментации привели к тому, что вся глубоководная впадина была заполнена осадками.

К концу триасового периода (см. рис. 4, временной срез 201 млн лет) в результате процессов сжатия, начавшихся в среднетриасовое время, на ме-

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 3. Калибровка модели прогрева по скважинам  
 Fig. 3. Calibration of heating model with wells



сте позднедевонских и раннекаменноугольных грабенов, инвертированных в позднем карбоне, произошла регенерация древних разломов и оформились Куренцовская ступень, поднятие Федынского и др. Воздымание в краевых частях бассейна происходило на фоне продолжающейся седиментации в его центральных частях, где накапливались преимущественно морские и мелководно-морские отложения.

В дальнейшем воздымание активизировалось также в предсреднеюрское и предаптское время (см. рис. 4, временной срез 65 млн лет). К предаптскому времени также приурочено трапповое событие, в результате которого сформировались интрузивные тела, дешифрируемые на сейсмических профилях и вскрытые в скважинах в акватории. В апт-альбское и поздне меловое время продолжалось накопление континентальных и мелководно-морских отложений.

В кайнозое (см. рис. 4, настоящее время) очередной эпизод воздымания сопровождался значительной по масштабам эрозией: мощность эродированных отложений в некоторых частях бассейна составила более 1 км.

### История нефтегазогенерации

На основе модели прогрева (см. рис. 4) построена модель созревания ОВ нефтегазоматеринских толщ. Эволюция созревания ОВ осадочных отложений представлена для четырех псевдоскважин (рис. 5), откалиброванных по данным скважин Северо-Кильдинская-82, Арктическая-1, Куренцовская-1, Северо-Гуляевская-1.

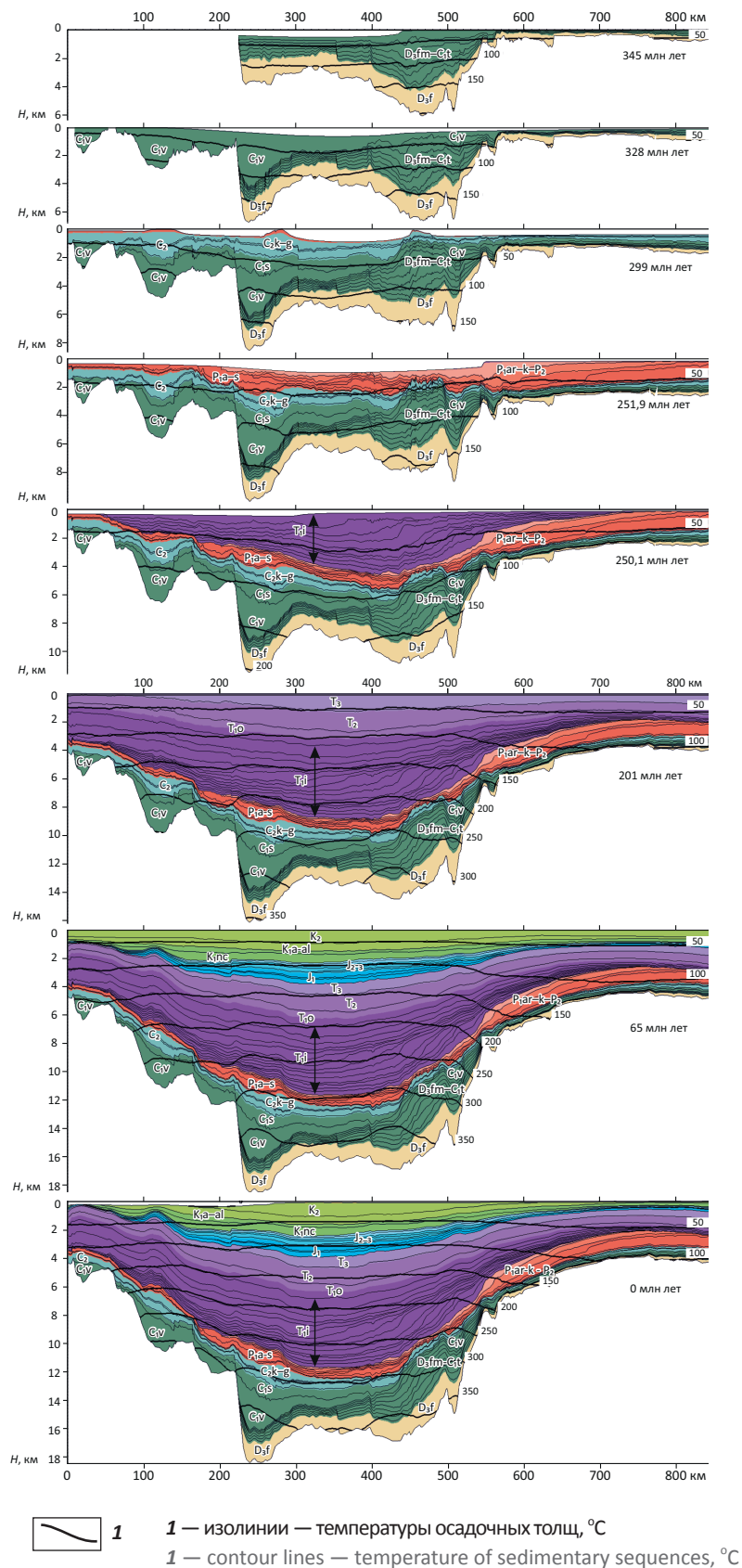
В районе скв. Северо-Кильдинская-82 нефтегазоматеринские толщ заданы в пределах отложений позднекаменноугольного, пермского, триасового, юрского и мелового возраста. Каменноугольные НМТ в раннем триасе вошли в область генерации нефти, в начале среднего триаса — в область генерации жирного газа и в середине среднего триаса — в область генерации сухого газа, в верхах которой находятся до настоящего момента, полностью реализовав свой генерационный потенциал. Пермские НМТ к середине раннего триаса вошли в область генерации нефти, к середине среднего триаса — в область генерации жирного газа, в которой пребывали до конца триаса, и с этого времени находятся в области генерации сухого газа, почти полностью выработав свой генерационный потенциал. Большая часть НМТ, выделяемых в пределах индской части нижнего триаса, уже в раннем триасе находилась на ранней стадии генерации нефти, до середины среднего триаса вошла в среднюю и позднюю стадии генерации нефти, до конца триаса — в область генерации жирного газа, в которой находилась до конца раннего мела, и с тех пор пребывает вблизи верхней границы области генерации сухого газа. По результатам расчетов ОВ внутри этих толщ преобразовано на 75–80 %. Триасовые НМТ, выделяемые в верхах инда, с позднего три-

аса до середины раннего мела находились на средней и поздней стадиях генерации нефти и в настоящее время находятся в конце нефтяного — начале газового окна; доля ОВ этих толщ, реализовавших свой генерационный потенциал, составляет от 25 до 70 %. Нефтегазоматеринские толщ, выделяемые в пределах оленека, вступили в раннюю стадию генерации нефти в конце триаса, в среднюю стадию — в позднем мелу. К настоящему времени ОВ этих толщ практически не преобразовано. Нефтегазоматеринские толщ, выделяемые в пределах вышележащих мезозойских толщ, в районе скв. Северо-Кильдинская-82 не достигли зоны нефтяного окна, и ОВ этих толщ не преобразовано.

В районе скв. Арктическая-1 нефтегазоматеринские толщ заданы в пределах отложений позднедевон-раннекаменноугольного, позднекаменноугольного, пермского, триасового, юрского и мелового возрастов. Позднедевонские — раннекаменноугольные НМТ, вероятно, уже в пермское время вошли в зону нефтяного окна, к концу раннего триаса — в область генерации сухого газа, в начале среднего триаса — в область генерации жирного газа и в позднем триасе вышли из зоны газогенерации, полностью выработав свой нефтегазоносный потенциал. Верхнекаменноугольные и пермские НМТ в раннем триасе находились в зоне нефтяного окна, в начале среднего триаса — в зоне генерации жирных газов, к середине среднего триаса — в зоне генерации сухого газа и к концу юры вышли из газового окна, полностью реализовав генерационный потенциал. Большая часть нижнетриасовых НМТ, выделяемых в низах инда, к началу среднего триаса вошла в область нефтегенерации, к началу позднего триаса — в область газогенерации и на протяжении всего мела выходила из нее, полностью выработав свой генерационный потенциал. Верхнеиндско-оленинские НМТ к концу среднего триаса достигли нефтяного окна, к концу юры — газового окна и в настоящее время находятся в области генерации сухого газа, ОВ этих толщ преобразовано на 80–100 %. Нефтегазоматеринская толща, выделяемая в отложениях среднего триаса, к концу ранней юры находилась на ранней стадии генерации нефти и в начале позднего мела вошла в область генерации жирных газов, где пребывает до сих пор, реализовав до 75 % своего генерационного потенциала. Верхнетриасовая НМТ к концу юры достигла нефтяного окна и к концу мела вошла в позднюю стадию генерации нефти, где пребывает до сих пор, выработав до 45 % своего ОВ. Нефтегазоматеринская толща, выделяемая в отложениях ранней юры, вступила в раннюю стадию генерации нефти в раннем мелу, в среднюю — в позднем мелу и в настоящий момент находится вблизи верхней границы области поздней нефтегенерации, выработав около 15 % ОВ. Нефтегазоматеринские толщ средней и верхней юры в позднем мелу достигли ранней стадии нефтегенерации и в настоящее время

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

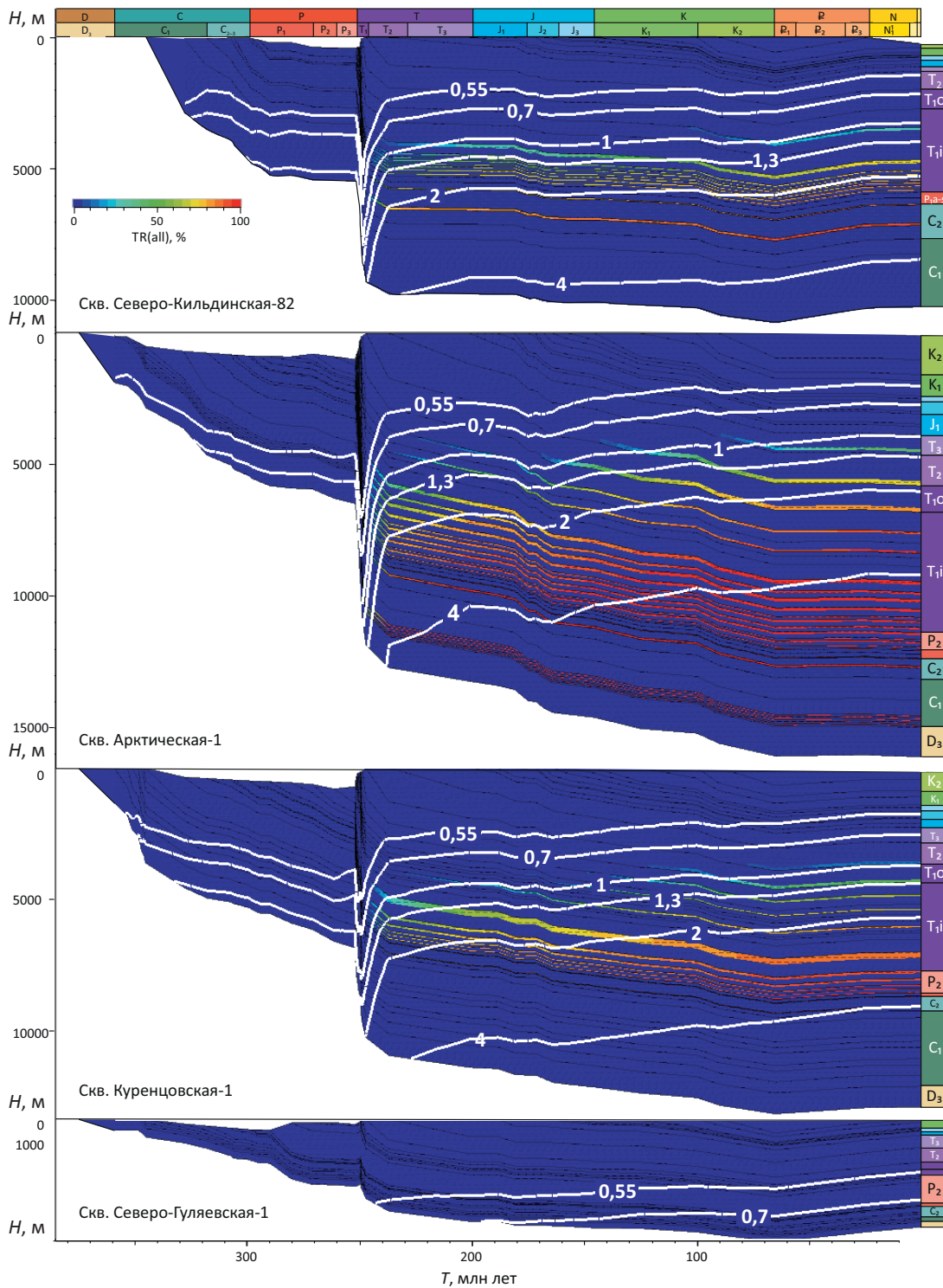
Рис. 4. История погружения и прогрева Восточно-Баренцевоморского бассейна  
 Fig. 4. History of the Eastern Barents Sea Basin subsidence and heating





**Рис. 5.** Модель созревания органического вещества нефтегазоматеринских толщ по псевдоскважинам в районе скважин Северо-Кильдинская-82, Арктическая-1, Куренцовская-1, Северо-Гуляевская-1

**Fig. 5.** Model of Organic Matter maturation in source rocks for pseudo-wells in the vicinity of the North-Kildinsky-82, Arkticheskaya-1, Kurentsovsky-1, and North Guliaevsky-1 wells



**1** — 1 — изолинии степени зрелости ОВ по ОС витринита,  $R_o$ , %.  
 Стадии генерации по значениям  $R_o$ , %: 0,55–0,7 — начальная нефть; 0,7–1 — средняя нефть; 1–1,3 — поздняя нефть; 1,3–2 — жирного газа; 2–4 — сухого газа; > 4 — область перезрелого ОВ

**1** — contour lines of OM maturity according to vitrinite reflectance,  $R_o$ , %.  
 Generation stages according to  $R_o$  values, %: 0.55–0.7 — initial oil; 0.7–1 — middle oil; 1–1.3 — late oil; 1.3–2 — wet gas; 2–4 — dry gas; > 4 — area of overmatured OM

**FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS**

пребывают вблизи зоны средней стадии нефтегенерации. Органическое вещество как этих, так и вышележащих потенциальных нефтегазоматеринских толщ практически не преобразовано.

В районе скв. Куренцовская-1 НМТ заданы в пределах отложений позднекаменноугольного, пермского, триасового, юрского и мелового возраста. В пределах позднедевонских — раннекаменноугольных отложений НМТ в рассматриваемом участке бассейна заданы не были, однако, поскольку возможность их наличия не исключена, приводится история погружения и прогрева отложений позднего девона — раннего карбона. Вследствие образования мощного конуса выноса отложения этих толщ уже к концу раннего карбона могли достичь ранних и средних стадий генерации нефти. В раннем триасе эти отложения находились в зоне газового окна и к концу раннего мела полностью вышли из зоны газогенерации. Верхнекаменноугольные и пермские НМТ в раннем триасе вступили в зону нефтяного окна, в начале среднего триаса — в зону генерации жирных газов, к концу позднего триаса — в зону генерации сухого газа и в настоящее время пребывают вблизи нижней границы области газогенерации, полностью выработав свой генерационный потенциал. Нефтегазоматеринские толщ, выделяемые в низах инда, к середине среднего триаса вступили в раннюю, к началу позднего триаса — в среднюю и к концу триаса — в позднюю стадии нефтегенерации. К началу раннего мела эти породы вошли в область генерации жирного газа, к концу мела — в область генерации сухого газа, где пребывают до сих пор, реализовав от 80 до 100 % своего генерационного потенциала. Верхнеиндские НМТ к концу среднего триаса вступили в раннюю, к началу юры — в среднюю, в начале мела — в позднюю стадии генерации нефти, в конце мела — в стадию генерации жирного газа и в настоящий момент находятся в области генерации жирного и сухого газа, преобразовав 65–80 % ОВ. Потенциальные оленекские НМТ к концу триаса вошли в зону нефтяного окна и в настоящее время находятся вблизи нижней границы нефтегенерации, реализовав до 50 % генерационного потенциала. Среднетриасовые НМТ вошли в зону нефтяного окна к концу юры и к концу раннего мела вступили в среднюю стадию генерации нефти, где пребывают до сих пор, преобразовав до 12 % ОВ. Потенциальные НМТ вышележащих толщ верхнего триаса, нижней юры доходят до зоны ранней генерации нефти, их ОВ не преобразовано.

В восточной части профиля, соотнесенной с разрезом, вскрытым скв. Северо-Гуляевская-1, НМТ выделены только в пределах отложений карбона и перми. К концу триаса эти толщ вошли в область нефтяного окна и с конца мела до настоящего времени находятся на ранней и средней стадиях нефтегенерации. Органическое вещество этих толщ практически не преобразовано.

В конце визейского времени верхнедевон-нижнекаменноугольные отложения в частях бассейна, наиболее погруженных под массой осадков раннекаменноугольного конуса выноса, а также раннекаменноугольных грабенных, вошли в область нефтяного окна, однако пик генерации в НМТ этого возраста и начало миграции УВ пришлось на конец позднего — начало среднего триаса (рис. 6). В это время резкое погружение под массой отложений проградирующей авандельты привело к активной генерации УВ также в каменноугольных, пермских и части нижнетриасовых НМТ. Углеводороды, эмигрировавшие из позднедевон-раннекаменноугольных НМТ, вероятно, скапливались в литологических ловушках внутри раннекаменноугольного конуса выноса.

В верхнекаменноугольных и нижнепермских отложениях установилась латеральная миграция вдоль границы регионального несогласия, соответствующая переходу от преимущественно карбонатного к терригенному режиму седиментации (Ia). Углеводороды, эмигрировавшие из верхнекаменноугольных и нижнепермских НМТ, могли скапливаться вблизи кровли карбонатных построек позднекаменноугольно-раннепермского возраста.

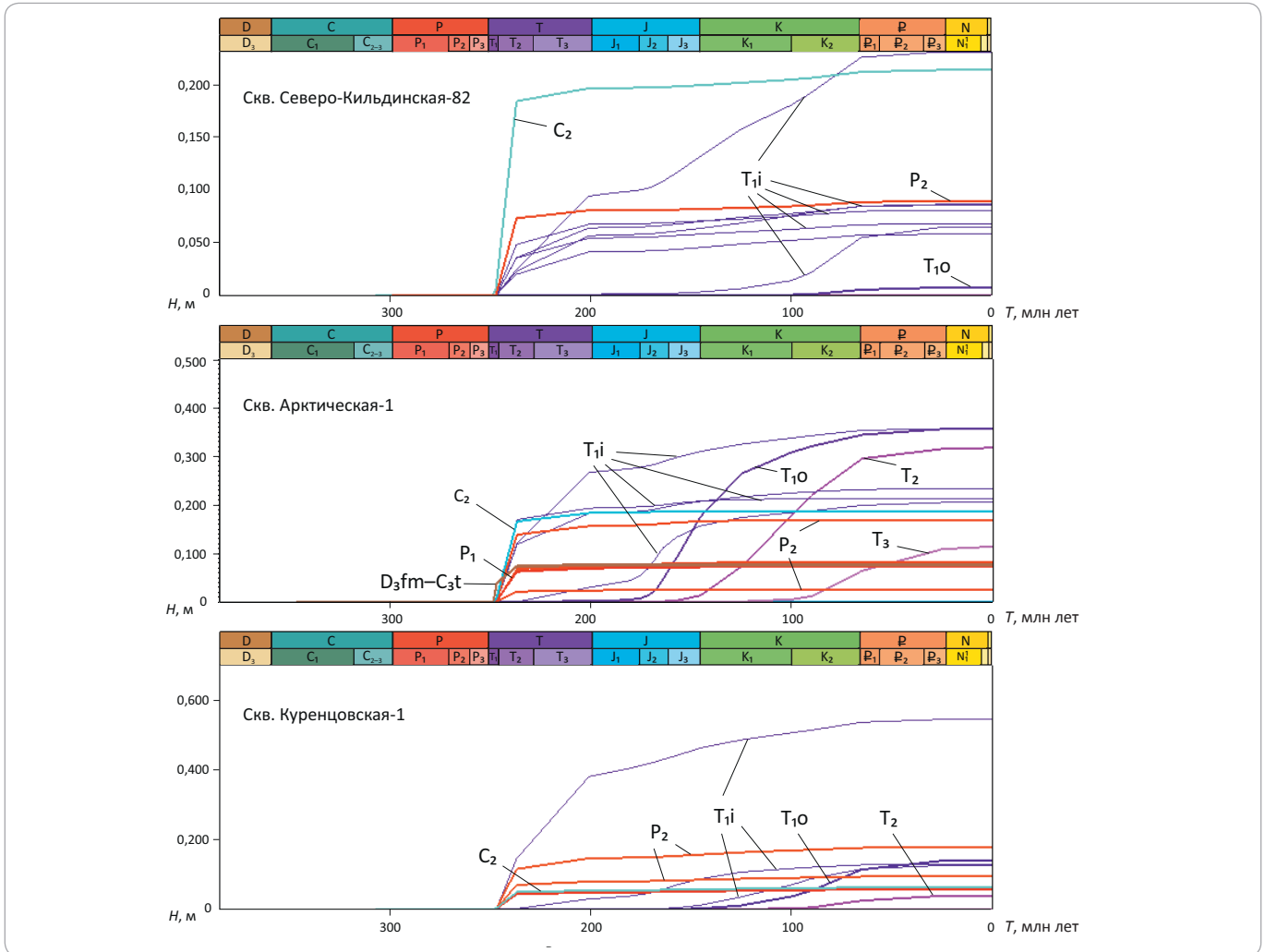
В конце раннего триаса в наиболее погруженных областях Восточно-Баренцевоморского бассейна большая часть НМТ нижней части индских отложений находилась на стадии нефтегенерации и к середине среднего триаса перешла в стадию газогенерации. Эмигрировавшие из этих отложений УВ могли скапливаться в литологических ловушках, приуроченных к ундаформам и фондоформам нижнетриасовых отложений авандельты.

В среднем и позднем триасе, в результате процессов воздымания, на бортах Восточно-Баренцевоморского осадочного бассейна активизировалась вторичная миграция УВ из образовавшихся ранее залежей в карбонатах с формированием латеральных потоков от гипоцентра бассейна к краевым его частям. Кроме того, сложившиеся обстановки сжатия привели к возникновению системы трещин, по которым УВ могли мигрировать в вышележащие слои (в данную модель не заложены). В это же время продолжалась активная генерация в верхнекаменноугольных, нижнепермских и нижнетриасовых НМТ. Позднедевон-раннекаменноугольные НМТ в центральной части бассейна полностью израсходовали свой генерационный потенциал и более в генерации УВ не участвовали.

В юрское время отмечается небольшой период роста генерации УВ в верхнепермских НМТ в краевых частях бассейна и в верхнеиндских НМТ в центральных его частях, что связано с очередным этапом прогибания бассейна на фоне инверсии. Нефтегазоматеринские толщ, выделяемые в нижней части индских отложений, в западных областях Восточно-Баренцевоморского бассейна продолжали генериро-

**Рис. 6.** Модель генерации углеводородов в нефтегазоматеринских толщах разного возраста по псевдоскважинам в районе скважин Северо-Кильдинская-82, Арктическая-1, Куренцовская-1

**Fig. 6.** Model of hydrocarbons generation in multiple-aged source rock formations for pseudo-wells in the vicinity of the North-Kildinsky-82, Arkticheskaya-1, and Kurentsovsky-1 wells



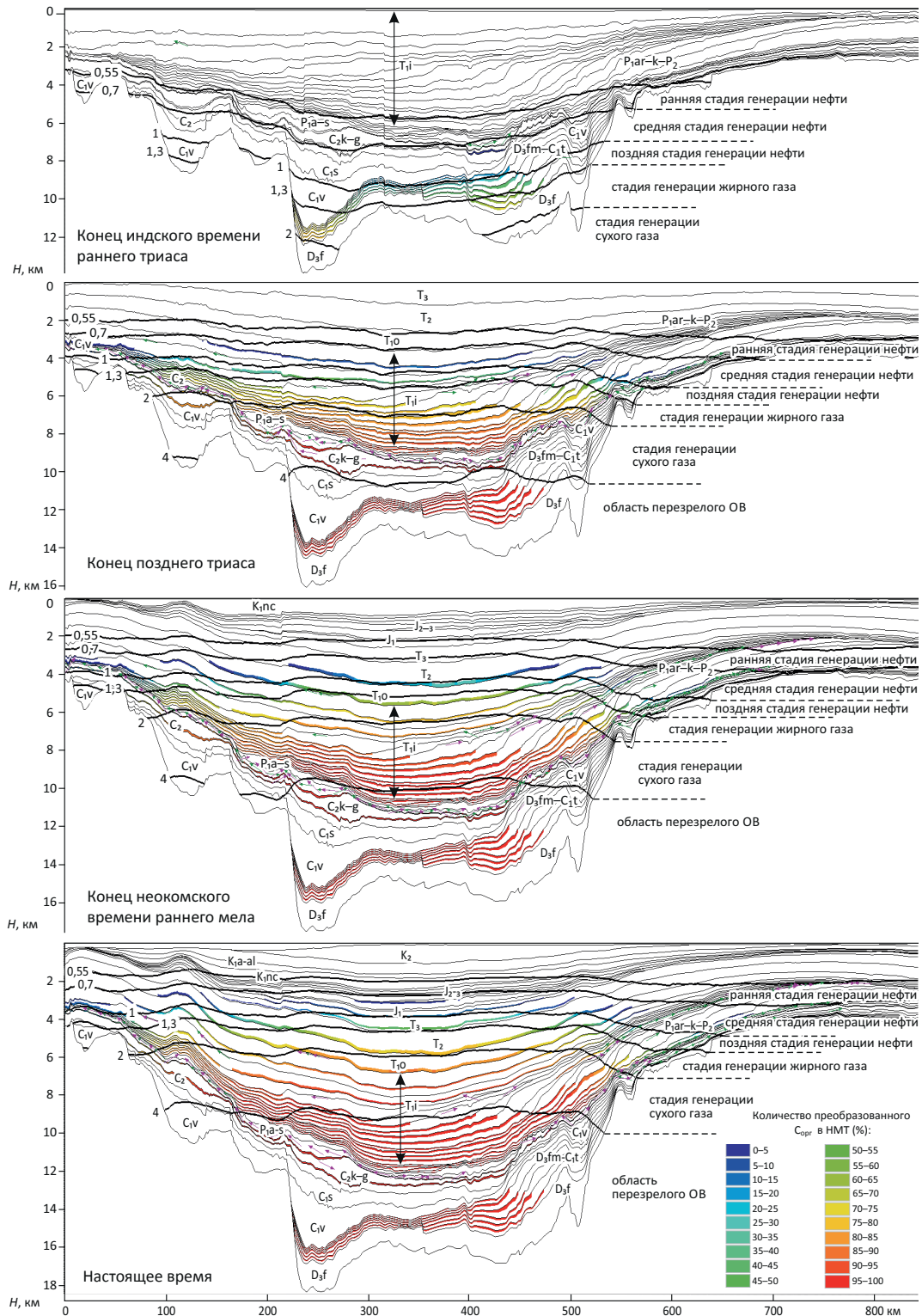
вать УВ, тогда как в центральных областях полностью реализовали свой генерационный потенциал.

В конце раннего мела НМТ, выделяемые в отложениях среднего триаса, в наиболее глубинной части бассейна достигли зоны газового окна и до конца мела активно генерировали УВ. В отложениях верхней перми установилась латеральная миграция УВ от центра к восточной периферии бассейна вдоль границы пермско-триасового несогласия, что привело к заполнению структурно-стратиграфических ловушек (в том числе, в районе Северо-Гуляевского нефтегазоконденсатного месторождения). На бортах Восточно-Баренцевоморского бассейна к концу раннего мела началась активная генерация УВ в верхнекаменноугольно-нижнепермских НМТ и установление латеральной миграции вдоль границы регионального несогласия Ia с улавливанием УВ в антиклинальных ловушках локальных поднятий. В настоящий момент (рис. 7) в периферических ча-

стях Восточно-Баренцевоморского бассейна продолжается генерация УВ в индских, пермских, каменноугольных и, вероятно, верхнедевонских НМТ, а в центральной части бассейна — в оленекских, средне-триасовых и верхнетриасовых НМТ. В нижнетриасовых отложениях сформированы потоки латеральной миграции УВ, направленные из центра бассейна в области выклинивания раннетриасовых клиноформ на востоке и в области антиклинальных поднятий на западе, что привело к образованию в том числе Северо-Кильдинского газового месторождения. Кроме того, в западной части бассейна нефтегазоматеринские породы, сформировавшиеся в конце триаса, в настоящее время находятся на стадии нефте- и газогенерации, что благоприятно для заполнения коллекторов в ундаформных и фондаформных частях позднеиндских клиноформ. В каменноугольно-нижнепермских толщах латеральная миграция УВ направлена в области структурных и антиклинальных ловушек.

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

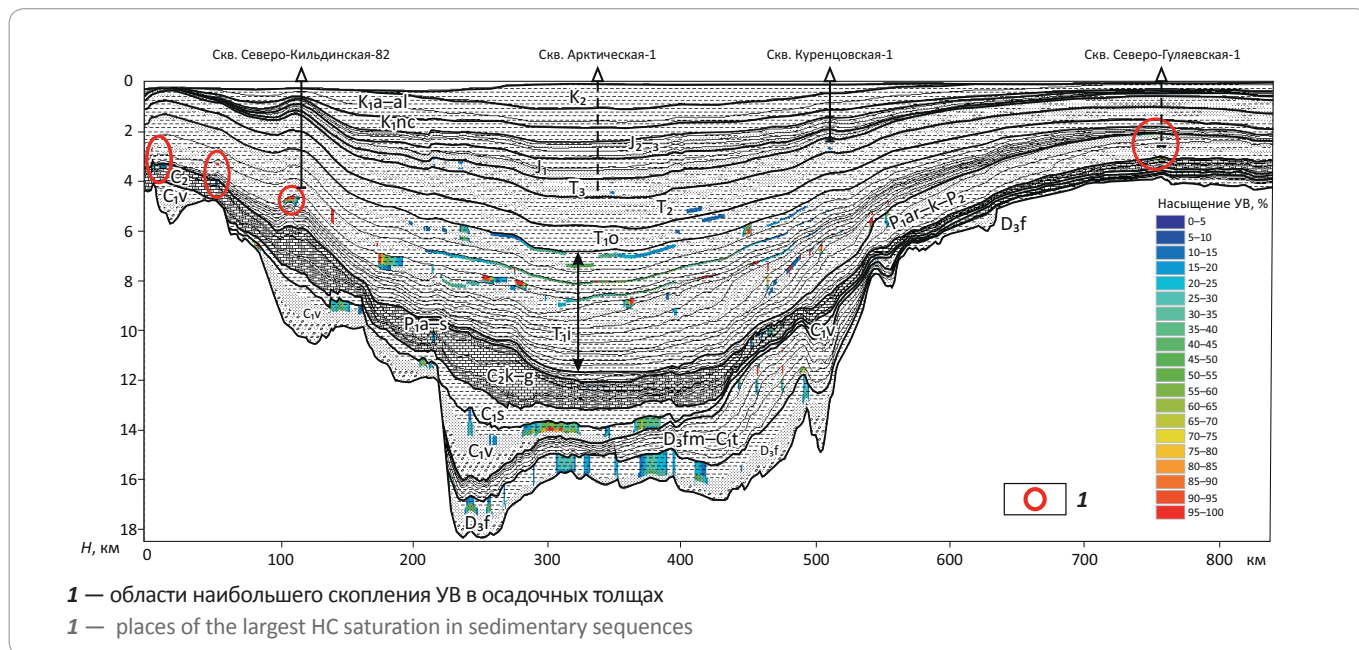
Рис. 7. Модель миграции УВ и насыщения коллекторских толщ  
 Fig. 7. Model of HC migration and reservoir formations charge



1 — изолинии отражательной способности витринита, R<sub>v</sub>, %; направления миграции (2, 3): 2 — нефти, 3 — газа  
 1 — contour lines of vitrinite reflectance, R<sub>v</sub>, %; directions of migration (2, 3): 2 — oil, 3 — gas



**Рис. 8.** Насыщение пород углеводородами  
**Fig. 8.** Hydrocarbon saturation of rocks



**Обсуждение полученных результатов**

Предложенная модель реконструирует общие черты развития углеводородных систем Восточно-Баренцевоморского бассейна в региональном масштабе. При рассмотрении результатов этой реконструкции необходимо учитывать моменты, связанные с ограниченностью набора входных данных. Во-первых, в модели для упрощения не заданы разрывные нарушения, формировавшиеся во время мезозойских инверсионных движений, а также в новейшее время. Их учет позволил бы смоделировать вертикальную миграцию УВ на глубины, доступные для бурения, либо, напротив, разрушение сформированных залежей. Во-вторых, на степень приближения прогноза качественных и количественных характеристик УВ-насыщения влияет уже упомянутая ограниченность геохимических данных с больших глубин, на которых в основном и происходило формирование флюида. В-третьих, необходимо помнить, что в двухмерной модели невозможно учесть формирование потоков латеральной миграции с трехмерной области сбора, в связи с чем, в результате двухмерного моделирования, всегда будут получены заведомо заниженные значения насыщения. В целом можно отметить, что предложенная модель представляет нижние вероятные значения углеводородного насыщения и распространенность залежей в Восточно-Баренцевоморском бассейне.

**Выводы**

По результатам выполненного моделирования в пределах Восточно-Баренцевоморского бассейна основной период генерации углеводородов в цент-

ральной части бассейна происходил в конце раннего — начале среднего триаса в связи с резким прогибанием под массой отложений проградирующей авандельты. В конце мелового периода сформировались латеральные потоки УВ, обеспечившие заполнение антиклинальных и структурно-стратиграфических ловушек в краевых частях бассейна. Качество построенной модели было оценено на основе сопоставления смоделированных залежей УВ с реальными месторождениями (рис. 8): в районе Северо-Гуляевского месторождения УВ-насыщение происходило в верхнепермских терригенных и верхнекаменноугольно-нижнепермских карбонатных отложениях, что соответствует стратиграфическому уровню развития залежей в Северо-Гуляевском месторождении; в районе Северо-Кильдинского месторождения УВ-насыщение отмечалось в отложениях нижнего триаса, что также соответствует реальному стратиграфическому уровню развития залежей.

Помимо скоплений УВ вблизи известных месторождений, в модели были получены залежи в западной части Восточно-Баренцевоморского бассейна, в областях двух локальных поднятий, выделяемых на сейсмопрофилях северозападнее Северо-Кильдинского месторождения (см. рис. 8). Залежи УВ прогнозируются для двух стратиграфических уровней: 1 — в кровле клиноформ нижней части индских терригенных отложений на глубине 2300–2500 м для западного поднятия и 3200–3400 м — для восточного; 2 — в верхнекаменноугольно-нижнепермских карбонатных отложениях на глубине 3200–3300 м для западного поднятия и 3900–4000 м — для восточного.

## FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

## Литература

1. Nikishin V.A., Malyshev N.A., Valiusheva A.A., Golovanov D.Y., Kleschina L.N., Nikitina V.A., Nikishin A.M., Ulianov G.V., Cherepanov D.E. The Geological Aspects of Evolution the North Kara Basin and East Barents Megabasin // 7th Saint Petersburg 2016 International Conference & Exhibition. EAGE. 11–14 April 2016. – St. Petersburg, Russia.
2. Vandenbroucke M., Behar F. & Rudkiewicz J.L. Kinetic modelling of petroleum formation and cracking: implications from the high pressure/high temperature Elgin Field (UK, North Sea) // *Org. Geochem.* – 1999. – Vol. 30. – pp. 1105–1125.
3. Старцева К.Ф., Никишин А.М., Мальшев Н.А., Никишин В.А., Валушчева А.А. Геологическая и геодинамическая реконструкция Восточно-Баренцевского мегабассейна на основе анализа регионального сейсмического профиля 4-AP // *Геотектоника.* – 2017. – № 4. – С. 51–67.
4. Halland E.K., Mujezinović J., Riis F. CO<sub>2</sub> Storage Atlas: Norwegian Continental Shelf. – Stavanger: Norwegian Petroleum Directorate; 2014.
5. Drachev S.S., Malyshev N.A., Nikishin A.M. Tectonic history and petroleum geology of the Russian Arctic Shelves: An overview // In: B.A. Vining, S.C Pickering, eds. *Proceedings 7th Petroleum Geology Conference.* Publisher Geological Society. – 2010. – pp. 591–619.
6. Nikishin A., Amelin N., Petrov E., Miles L., Semb P.H., Lie O., Dahl N. New 2D seismic data improve evaluation of Barents and Kara Sea basins. // *World Oil.* 2013. Vol. 234. № 11. pp. 77–80.
7. Wygrala B.P. Integrated study of an oil field in the southern Po Basin, Northern Italy: PhD thes. – Germany, University of Cologne., 1989.
8. Соболев П.О., Соболев Н.Н., Петров Е.О. Оценка позднемелового-кайнозойского воздымания юго-восточной части шельфа Баренцева моря и одномерное моделирование нефтегазовых комплексов // *Научно-технический вестник «Каротажник».* – Тверь, 2009. – Вып. 5 (182). – С. 77–89.
9. Хуторской М.Д., Ахмедзянов В.Р., Ермаков А.В. и др. Проведение 3D-термотомографического моделирования Западно-Арктического осадочного бассейна с целью прогноза нефтегазоносности (отчет о научно-исследовательской работе). – М. : 2012.
10. Хуторской М.Д., Поляк Б.Г. Геотермические модели геодинамических обстановок разного типа // *Геотектоника.* – 2014. – № 1. – С. 77–96.
11. Лисицын А.П. Лавинная седиментация и перерывы в осадконакоплении в морях и океанах. – М. : Наука, 1988. – 29 с.

## References

1. Nikishin V.A., Malyshev N.A., Valiusheva A.A., Golovanov D.Y., Kleschina L.N., Nikitina V.A., Nikishin A.M., Ulianov G.V., Cherepanov D.E. The Geological Aspects of Evolution the North Kara Basin and East Barents Megabasin. 7th Saint Petersburg 2016 International Conference & Exhibition. EAGE. 11–14 April 2016. St. Petersburg, Russia.
2. Vandenbroucke M., Behar F., Rudkiewicz J.L. Kinetic modelling of petroleum formation and cracking: implications from the high pressure/high temperature Elgin Field (UK, North Sea). *Org. Geochem.* 1999;(30): 1105–1125.
3. Startseva K.F., Nikishin A.M., Malyshev N.A., Nikishin V.A., Valyushcheva A.A. Geological and geodynamic reconstruction of the East Barents megabasin from analysis of the 4-AR regional seismic profile. *Geotectonics.* 2017;51(4):383–397.
4. Halland E.K., Mujezinović J., Riis F. CO<sub>2</sub> Storage Atlas: Norwegian Continental Shelf. Stavanger: Norwegian Petroleum Directorate; 2014.
5. Drachev S.S., Malyshev N.A., Nikishin A.M. Tectonic history and petroleum geology of the Russian Arctic Shelves: An overview. *Petroleum In:* B.A. Vining, S.C Pickering, eds. *Proceedings 7th Petroleum Geology Conference.* Publisher Geological Society. 2010. P. 591-619.
6. Nikishin A., Amelin N., Petrov E., Miles L., Semb P.H., Lie O., Dahl N. New 2D seismic data improve evaluation of Barents and Kara Sea basins. *World Oil.* 2013; 234(11): 77–80.
7. Wygrala B.P. Integrated study of an oil field in the southern Po Basin, Northern Italy: PhD thes. Germany, University of Cologne. 1989.
8. Sobolev P.O., Sobolev N.N., Petrov E.O. Estimation of a late Cretaceous-Cainozoic rise in the Southeastern part of Barents sea shelf and one-dimension modeling of oil and gas complexes. *Karotazhnik.* 2009;5(182):77–89.
9. Khutorskoi M.D., Akhmedzyanov V.R., Ermakov A.V. et al. 3D thermotomography modelling of the Western Arctic Sedimentary Basin with the purpose of petroleum potential prediction (the research report). Moscow: 2012.
10. Khutorskoi M.D., Polyak B.G. Geothermal models of various geodynamic settings. *Geotectonics.* 2014;48(1):68–85.
11. Lisitsyn A.P. Avalanche sedimentation and break in sedimentation in seas and oceans. Moscow: Nauka; 1988. 29 p.