

УДК 550.361

ВЕРТИКАЛЬНАЯ КАТАГЕНЕТИЧЕСКАЯ ЗОНАЛЬНОСТЬ ОСАДОЧНОГО ЧЕХЛА СЕВЕРО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ БАРЕНЦЕВОМОРСКОГО ШЕЛЬФА

© 2020 г. Д. С. Никитин^{а, *}, М. Д. Хуторской^{а, **}, Д. А. Иванов^{б, ***}

^аГеологический институт РАН, Пыжевский пер., 7, Москва, 119017 Россия

^бВоронежский государственный университет,
Университетская пл., 1, Воронеж, 394018 Россия

*e-mail: ndsnomination@mail.ru

**e-mail: mdkh1@yandex.ru

***e-mail: ivanov@geol.vsu.ru

Поступила в редакцию 20.02.2020 г.

После доработки 23.03.2020 г.

Принята к публикации 29.04.2020 г.

В последнее десятилетие в результате экспедиционных исследований получены новые данные о строении осадочного чехла северо-восточной части Баренцевоморского шельфа. На основе построенной пространственной модели распределения глубинных температур и теплового потока определены глубины катагенетического преобразования углеводородов в осадочном чехле северо-восточной части Баренцевоморского шельфа, проведена пространственная и количественная корреляция геотермического поля и локализации нефтегазоносности. Рассчитаны палеогеотермические модели, показывающие распределение температур, соответствующих времени созревания углеводородов.

Ключевые слова: Баренцевоморский шельф, вертикальная катагенетическая зональность, моделирование, нефтегазоносность, глубинные температуры, тепловой поток.

DOI: 10.31857/S0024497X20050067

Нефть, газ и природные продукты преобразования нефтей, находящиеся в недрах, представляют собой системы растворенных друг в друге органических компонентов, включающих разнообразные индивидуальные соединения. Объединенные понятием “углеводородного раствора”, нефть и природный газ являются результатом сравнительно низкотемпературной дефлюидизации осадочных пород, обогащенных органическим веществом (ОВ). Активизация процессов нефтегазообразования является следствием определенной направленности развития осадочного бассейна, испытывающего погружение.

Нефть – это природный углеводородный раствор, в котором растворителем являются легкие углеводороды (УВ), а растворенными веществами прочие компоненты – тяжелые УВ, смолы и асфальтены.

Углеводородные газы являются частью природных углеводородных систем и имеют газообразное состояние в нормальных атмосферных условиях. Развитие УВ-систем специфично для каждого конкретного участка осадочного бассейна, поскольку определяется как особенностями

осадконакопления и концентрациями органического вещества определенного типа, т.е. преимущественно фаціальными условиями, так и историей погружения и последующей миграции углеводородов, в том числе, вертикальной.

Создание моделей УВ-систем подразумевает определение зональности в размещении УВ по разрезу и в пространстве и является важной частью прогнозирования нефтегазоносности недр.

Вертикальная фазовая зональность УВ в разрезе осадочного чехла зависит, прежде всего, от возрастания температуры при погружении нефтегазопроизводящих толщ на глубины свыше 1.5–2.5 км. Существенным является влияние и других факторов, таких как состав и тип исходного ОВ нефтегазоматеринских толщ (НГМТ) – сапропелевого, гумусового или смешанного сапропелево-гумусового; палеотектонические условия развития бассейна седиментации, т.е. направленность режима тектонических движений; величина палеогеотермического градиента; продолжительность нахождения УВ после их генерации в определенных термодинамических условиях, т.е. продолжительность воздействия на УВ тех или

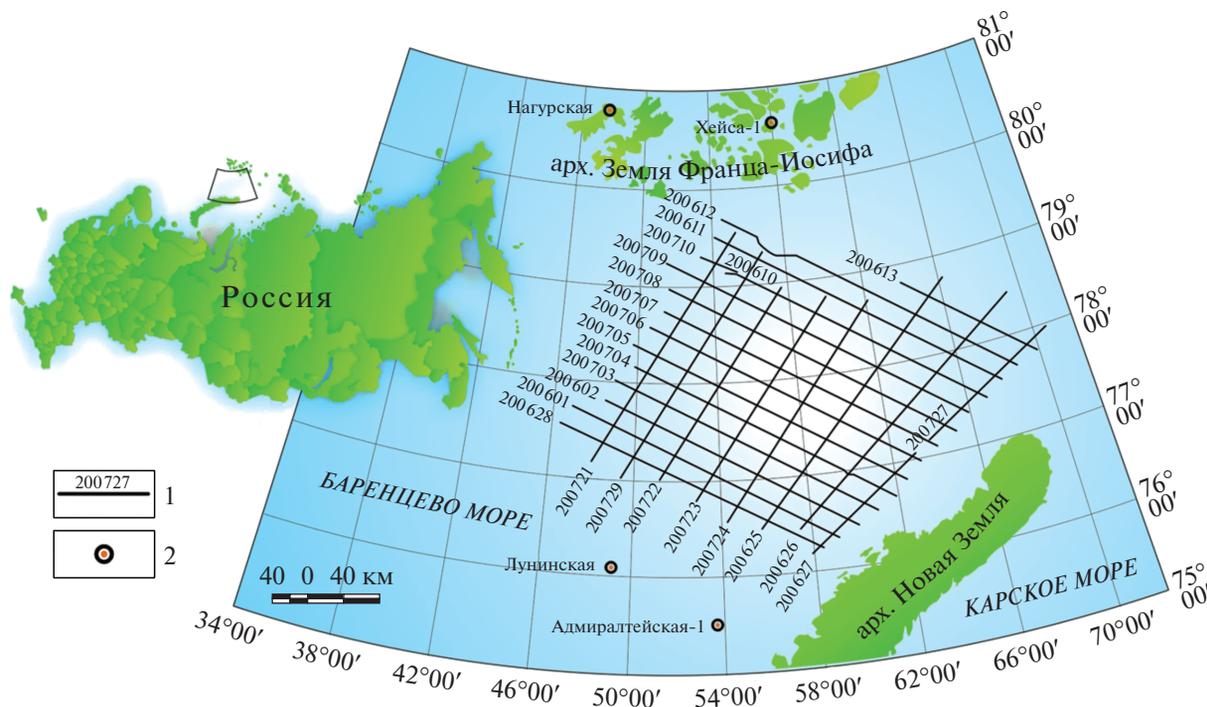


Рис. 1. Схема расположения района исследования.
 1 – сейсмические профили методом отраженных волн в модификации общей глубинной точки 2D (МОВ ОГТ 2D), надводной гравиметрии, дифференциальной гидромагнитометрии и их номера; 2 – скважины глубокого бурения.

иных величин палеотемпературы и палеодавления; присутствие экранирующих толщ пород флюидоупоров над нефтегазогенерирующими комплексами, состав и особенности распространения этих толщ; палеогидрогеологические условия бассейна седиментации [Бакиров, Бакиров, 2012].

В зависимости от того или иного сочетания перечисленных факторов, абсолютные величины глубин интенсивного нефте- и газообразования, а также фазовое состояние (зональность) УВ в разрезе осадочных образований и в отдельных областях могут колебаться в широких пределах.

Выяснение закономерностей зонального размещения УВ, находящихся в разном фазовом состоянии в разрезе осадочного чехла, способствует более обоснованному прогнозированию зон возможной концентрации наиболее значительных запасов нефти и газа в определенных интервалах глубин [Tissot, Welte, 1984].

В Баренцевоморском регионе, помимо вертикальной зональности, существует также и геоструктурная зональность размещения скоплений УВ, находящаяся в разном фазовом состоянии, которая выражается в том, что зоны с преимущественным нефте- и газонакоплением приурочены к определенным частям крупных геоструктурных элементов.

В результате проведенного нами геотермического моделирования по системе каркасных профилей подтверждена вертикальная катагенетическая зональность осадочного чехла в северо-восточной части Баренцевоморского шельфа [Никитин и др., 2015].

ОБЪЕКТ ИССЛЕДОВАНИЯ

Исученная акватория расположена в северо-восточной части Баренцева моря между архипелагами Новая Земля и Земля Франца-Иосифа (рис. 1), Она относится к Баренцевской (Свальбардской) шельфовой [Шипилов, Тарасов, 1998], или окраинно-материковой [Верба, Иванов, 2009], плите с гетерогенной структурой. В пределах площади исследований предполагается гренильский возраст становления фундамента [Шипилов, Тарасов, 1998], хотя существует альтернативное мнение об эпибайкальском его возрасте [Супруненко и др., 1998].

По характеру сейсмических записей и распределению потенциальных геофизических полей в пределах изученной площади выделяется две различные части: северо-западная и юго-восточная. К северо-западной части относится структура Восточно-Баренцевского мегапрогиба (ВБМ), а юго-восточная представлена Предновоземельской структурной областью (ПСО), включающей

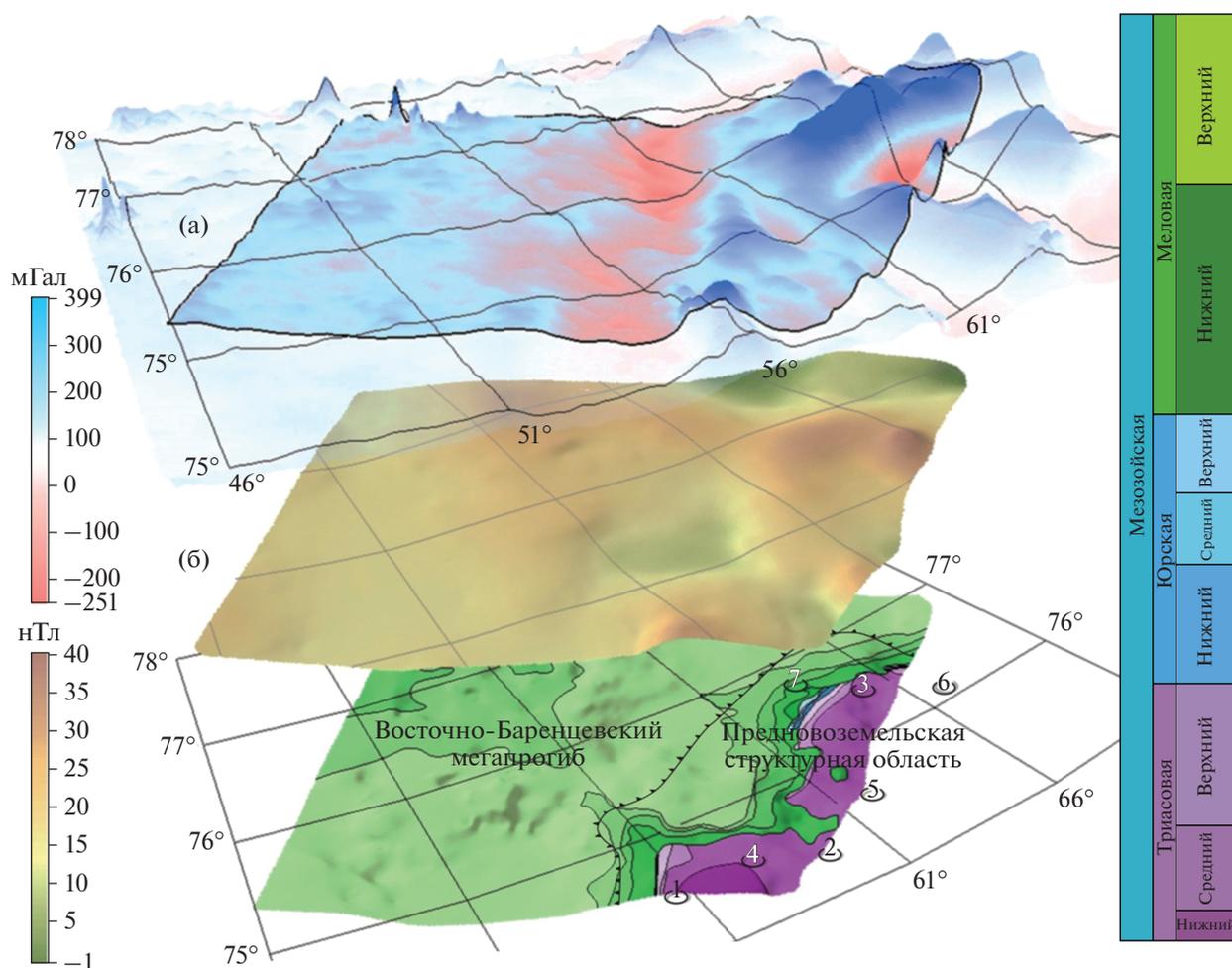


Рис. 2. Карта аномального магнитного поля (а), карта аномального гравитационного поля (б), геологическая карта дочетвертичных образований северо-восточной части Баренцевоморского шельфа (в) [Никитин и др., 2018]. 1–3 – приподнятые блоки земной коры (1 – Адмиралтейства, 2 – Панкратьева, 3 – Мыс Желания); 4–7 – опущенные блоки земной коры (4 – Седова, 5 – Мака, 6 – Гольфстрим, 7 – Карпова).

поднятия Адмиралтейства, Панкратьева и Мыса Желания, а также прогибы Седова, Мака, Гольфстрим и Карпова (рис. 2).

Район исследований расположен в пределах Восточно-Баренцевской нефтегазоносной провинции (НГП) и включает небольшие части Западно-Баренцевской НГП, самостоятельной Адмиралтейско-Приновоземельской возможно нефтегазоносной области (ВНГО) и ВНГО Земли Франца-Иосифа (рис. 3).

Восточно-Баренцевская НГП на изучаемой площади соответствует Восточно-Баренцевскому мегапрогибу. Границы мегапрогиба, которые являются также и границами провинции, контролируются разломно-флексурными зонами, отделяющими эту провинцию от поднятий Западно-Баренцевской НГП и Предновоземельской структурной области.

Восточно-Баренцевская НГП охватывает три ВНГО: Северо-Баренцевскую, Альбановско-Горбовскую и Святой Анны. Западно-Баренцевская НГП в районе работ представлена Центрально-Баренцевской перспективной нефтегазоносной областью.

В пределах Северо-Баренцевской, Альбановско-Горбовской НГО и самостоятельной Адмиралтейско-Приновоземельской ВНГО выявлено несколько крупных и ряд более мелких локальных поднятий. К наиболее крупным положительным структурам относятся Пахтусовская, Адмиралтейская, Орловская и Лунинская.

ГЕОТЕРМИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ

Первые геотермические исследования на шельфе Баренцева моря начались в 70-е годы с измерений погружными зондами ПТГ-3МТБ по профилю полуостровов Рыбачий – архипелаг Земля

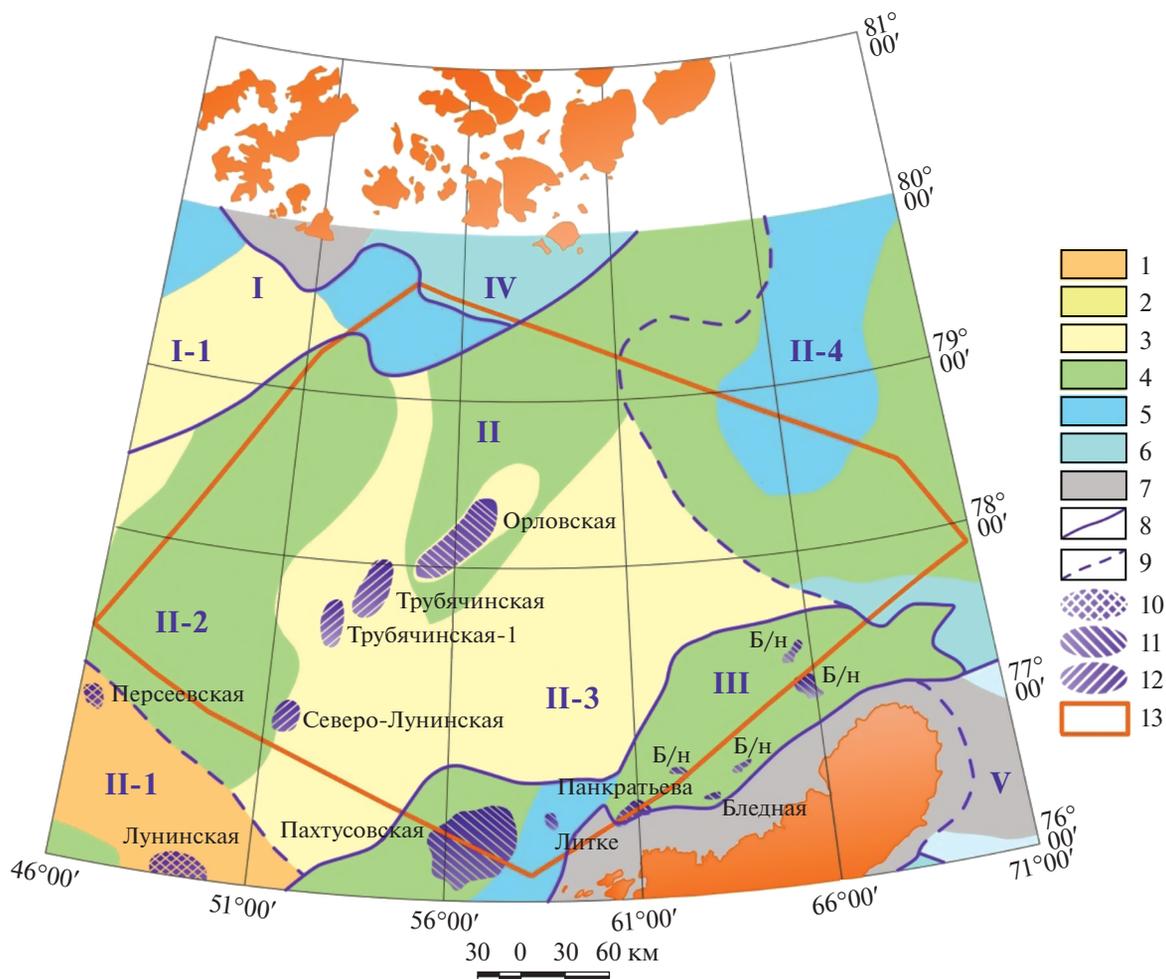


Рис. 3. Схема перспектив нефтегазоносности северо-восточного сектора Баренцева моря. Картографическая основа – [Государственная геологическая ..., 2004, 2006].

I – Западно – Баренцевская НГП; I-1 – Центрально-Баренцевская ПНГО; II – Восточно-Баренцевская НГП; II-1 – Штокмановско-Лунинская НГО; II-2 – Северо-Баренцевская ВНГО; II-3 – Альбановско-Горбовская ВНГО; II-4 – ВНГО Святой Анны; III – Самостоятельная Адмиралтейско-Приновоземельская ВНГО; IV – Самостоятельная ВНГО Земли Франца-Иосифа; V – Самостоятельная ВНГО Северо-Сибирского порога.

НГП – нефтегазоносная провинция; НГО – нефтегазоносная область; ВНГО – возможно нефтегазоносная область; ПНГО – перспективная нефтегазоносная область.

1–6 – плотность прогнозных ресурсов нефти и газа в тыс. т на км² (1 – от 100 до 200; 2 – от 50 до 100; 3 – от 30 до 50; 4 – от 10 до 30; 5 – от 5 до 10; 6 – от 3 до 5); 7 – площади, бесперспективные в отношении нефтегазоносности); 8, 9 – нефтегазогеологические границы (8 – нефтегазоносных провинций; 9 – нефтегазоносных областей); 10–12 – нефтегазоперспективные структуры (10 – структуры с ресурсами категории D1; 11 – структуры с ресурсами D2; 12 – структуры с невыясненными ресурсами); 13 – район исследований.

Франца-Иосифа, выполнявшихся в 23-м рейсе НИС “Академик Курчатов” группой исследователей из ГИН АН СССР и ВНИИОкеангеология (В.Н Меркушов, В.И. Падухих, Л.В. Подгорных, М.Д. Хуторской). [Методические и экспериментальные ..., 1983] Эти измерения были выполнены на шельфе с глубинами моря до 300 м методом внедрения одноканального зонда в толщу осадков на глубину, не превышающую двух метров.

В Российской части Баренцева моря основной объем кондиционных зондовых измерений был

выполнен геотермическим отрядом Геологического института КНЦ РАН (г. Апатиты) [Цыбуля, Левашкевич, 1992] Определение плотности теплового потока зондовым методом осуществлено на 30 станциях Баренцева моря с использованием термоградиентометра с кварцевыми резонаторами (ТГЦП) [Цыбуля, Левашкевич, 1992; Левашкевич и др., 1992; Новое в изучении ..., 1990].

Начавшаяся в 80-е годы интенсивная разведка нефтегазовых месторождений на шельфе Баренцева моря сопровождалась бурением на площади акватории и на островах глубоких скважин, в ко-

торых проводились каротажные исследования, в том числе термокаротаж.

Определения теплового потока в глубоких скважинах акватории Баренцева моря проведены ПО “Арктикморнефтегазразведка”. Промышленно-геофизической службой этой организации выполнен широкий комплекс геофизических исследований, в том числе проведены геотермические исследования в скважинах с различной степенью их “выстойки” после бурения. Полученные термограммы вместе с результатами изучения теплофизических параметров пород позволили определить величины теплового потока в девяти глубоких скважинах акватории. Термокаротаж практически во всех скважинах выполнялся после окончания бурения в сроки, не превышающие одного месяца. Обработка термических измерений позволила оценить значения градиентов температуры, а результаты теплофизических исследований ядра скважин — теплопроводность пород. Таким образом, были получены первые кондиционные измерения теплового потока в регионе [Цыбуля, Левашкевич, 1992], значения которого позднее были уточнены В.Г. Левашкевичем [Левашкевич, 2005]. В те же годы сотрудники Геологического института КНЦ РАН провели несколько морских экспедиций (С.П. Григорян, М.О. Лахтионов, В.Г. Левашкевич, Л.А. Цыбуля), в ходе которых тепловой поток был измерен при помощи автономного зонда ТГЦП с термочувствительными кварцевыми датчиками. Площадные измерения сопровождались режимными наблюдениями температур морского дна на нескольких опорных станциях в южной и восточной частях Баренцева моря. Это позволило с помощью специально разработанного алгоритма [Левашкевич, 2005] оценить глубинную компоненту теплового потока и количественно учесть влияние периодических колебаний температуры дна. Тем не менее, скважинные геотермические измерения на этой обширной территории до сих пор остаются редкими, и с этим связана большая погрешность (~30%) при расчете глубинных температур по геотермическим данным.

В 2007–2009 гг. Геологическим институтом РАН в северной части акватории Баренцева моря проводились геотермические исследования с использованием аппаратуры ГЕОС-М, которые позволили получить 27 кондиционных измерений теплового потока в проливе Франц-Виктория (рис. 4) и в трое Орла [Хуторской и др., 2009]. По результатам работ было выполнено структурно-тектоническое районирование и построена карта прогноза глубины и локализации интервала температур катагенеза ОВ [Хуторской, 2008; Хуторской и др., 2009; Леонов и др., 2010; Ахмедзянов и др., 2011].

Изучение теплового потока на островах стало возможным после бурения параметрических скважин на архипелаге Земля Франца-Иосифа; на островах Земля Александры (скв. Нагурская), Хейса (скв. Хейса) и Грэм-Белл (скв. Северная); на архипелаге Шпицберген (скв. Грумантская-1) [Бро и др., 1989, Хуторской и др., 2013] (рис. 5); на острове Южный архипелага Новая Земля (СГ-5 — Павловское месторождение) [Никитин, Хуторской, 2018] (рис. 6).

Значения геотермического градиента в скважинах определялись по данным производственного термокаротажа после внесения соответствующих поправок на “невстойку” скважин [Левашкевич, 2005, Никитин и др., 2019]. Имеющиеся данные обеспечивали относительную погрешность расчета плотности теплового потока ~15%. Обобщение данных о геотермической изученности региона дано в монографии [Хуторской и др., 2013].

ГЕОТЕРМИЧЕСКИЙ И ТЕРМОБАРИЧЕСКИЙ РЕЖИМЫ НЕДР

Современные пластовые температуры в триасовой нефтематеринской толще, измеренные на одинаковых глубинах, не постоянны и изменяются в довольно широких пределах. На срезе глубины 2000 м их значения находятся в интервале от 46 до 60°C. Минимальные значения зафиксированы в скважине Северная на Земле Франца-Иосифа, максимальные — на Северо-Кильдинской площади. Сходная картина наблюдается и на глубинном срезе 2500 м, где разброс значений составил от 63°C в скважине Северная и до 77°C на Северо-Кильдинской площади.

На глубинном срезе 3000 м общая картина распределения пластовых температур резко меняется. Минимальными значениями характеризуется район Штокмановско-Лунинского порога. Здесь на Штокмановской площади пластовая температура составляет 73°C. Близкие значения зафиксированы на Северо-Мурманской площади в пределах Южно-Баренцевской синеклизы. Максимальными значениями пластовых температур на глубинном срезе 3000 м характеризуются крайняя северная часть района работ в пределах Земли Франца-Иосифа (скважина Хейса), архипелаг Свальбард (скважины Грумантская и Вассдаленская) и Северо-Кильдинская площадь, где пластовые температуры достигают 87°C (рис. 7).

Таким образом, фактические данные свидетельствуют о закономерном увеличении напряженности современного геотермического режима в направлении с юга на север, с ярко выраженным максимумом в районе Северо-Кильдинской площади. Этот факт неоднократно подчеркивался в

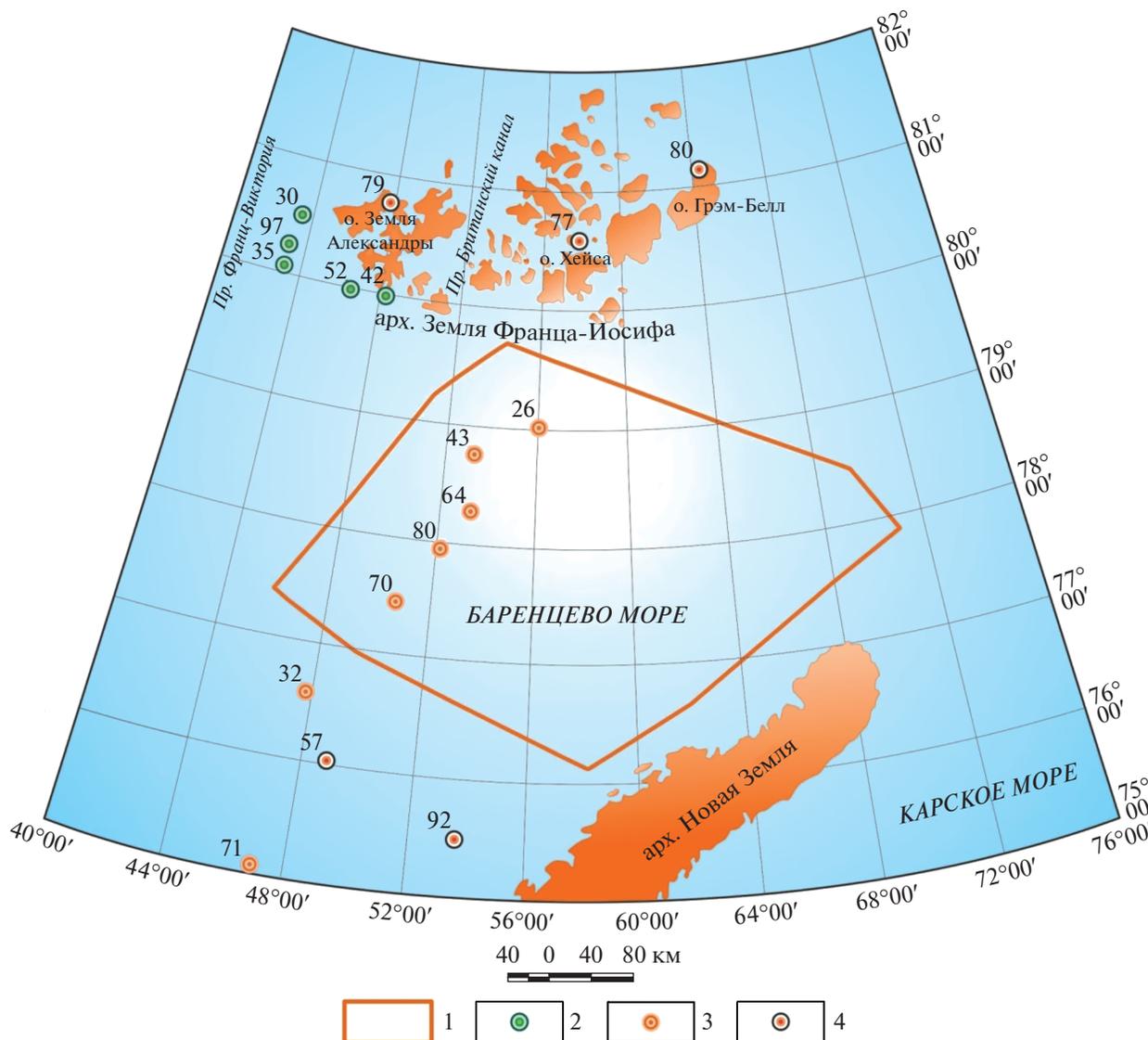


Рис. 4. Схема геотермических исследований в восточной части Баренцева моря. 1 – участок района исследования; 2 – пункты измерения теплового потока в 25-м рейсе НИС “Академик Николай Страхов” (значения, мВт/м²); 3 – пункты измерения теплового потока в 23-м рейсе НИС “Академик Курчатов” (мВт/м²); 4 – пункты скважинных измерения теплового потока ФГУП “Арктикоморнефтегазразведка” на архипелаге Земля Франца-Иосифа и на шельфе Баренцева моря: на о-ве Земля Александры (скв. Нагурская), на о-ве Хейса (скв. Хейса) и на о-ве Грэм-Белл (скв. Северная), на шельфе: скв. Лунинская (57 мВт/м²), Адмиралтейская (92 мВт/м²).

опубликованных источниках [Геология ..., 2004; Цыбуля, Левашкевич, 1992; Хуторской и др., 2013].

Региональные закономерности геотермического режима недр Баренцевоморского региона связываются с новейшей тектонической активностью, проявления которой усиливаются в северном направлении. Это подтверждается увеличением наблюдаемого теплового потока и его мантийной компоненты с юга на север. Само же увеличение “мантийного” теплового потока обуславливается утонением коры в северном направлении и соответствующим уменьшением радиогенной компоненты теплового потока.

Район исследований характеризуется ограниченным объемом фактических данных по замерам пластовых температур, давлений и определениям отражательной способности витринита (см. рис. 7). Замерами пластовых температур охарактеризованы участки на площади Штокмановско-Лунинского порога, Южно-Баренцевской синеклизы, морского продолжения Тимано-Печорской НГП и архипелага Земля Франца-Иосифа. Замерами пластовых давлений и значений отражательной способности витринита охарактеризованы площади Штокмановско-Лунинского поро-

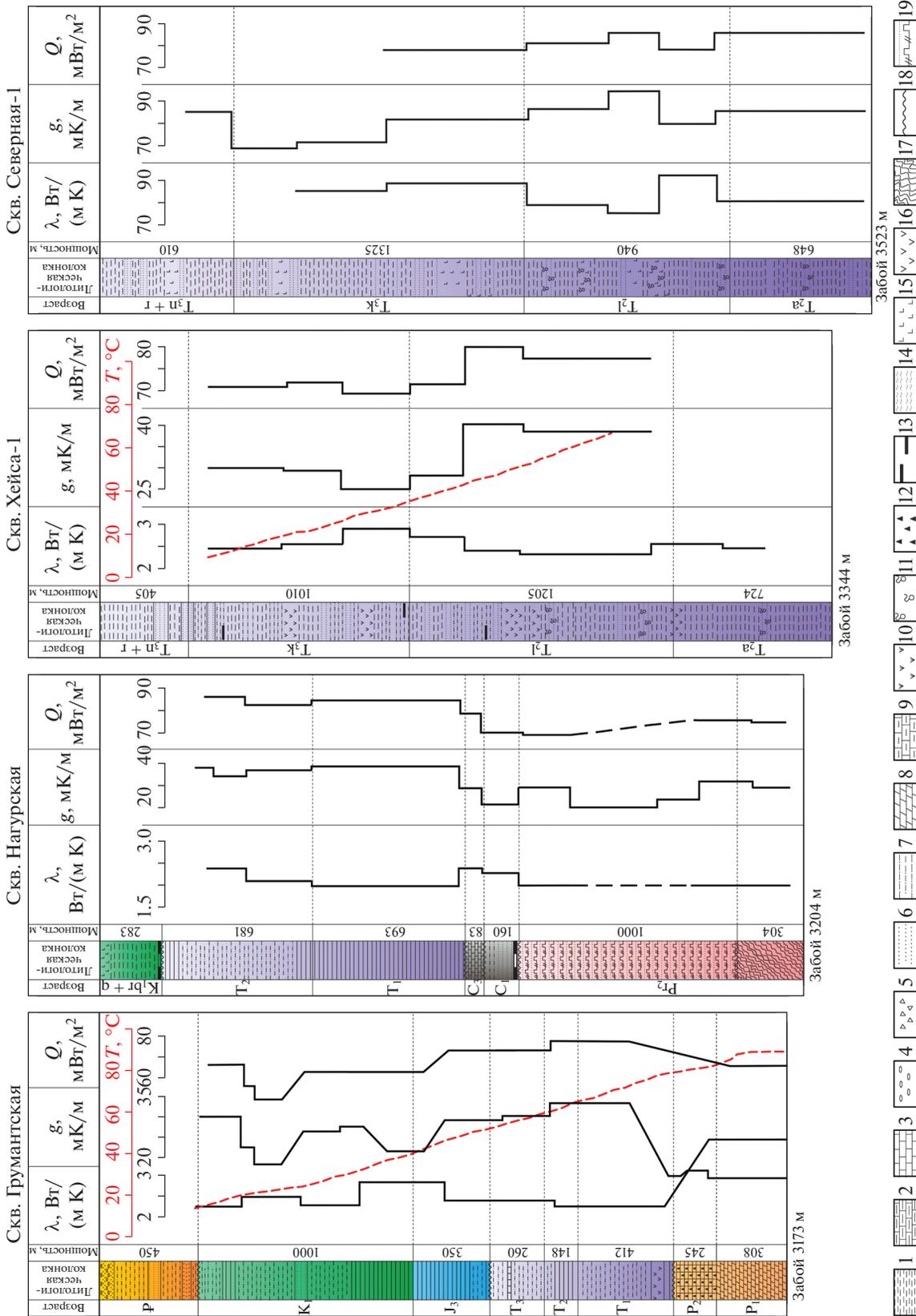
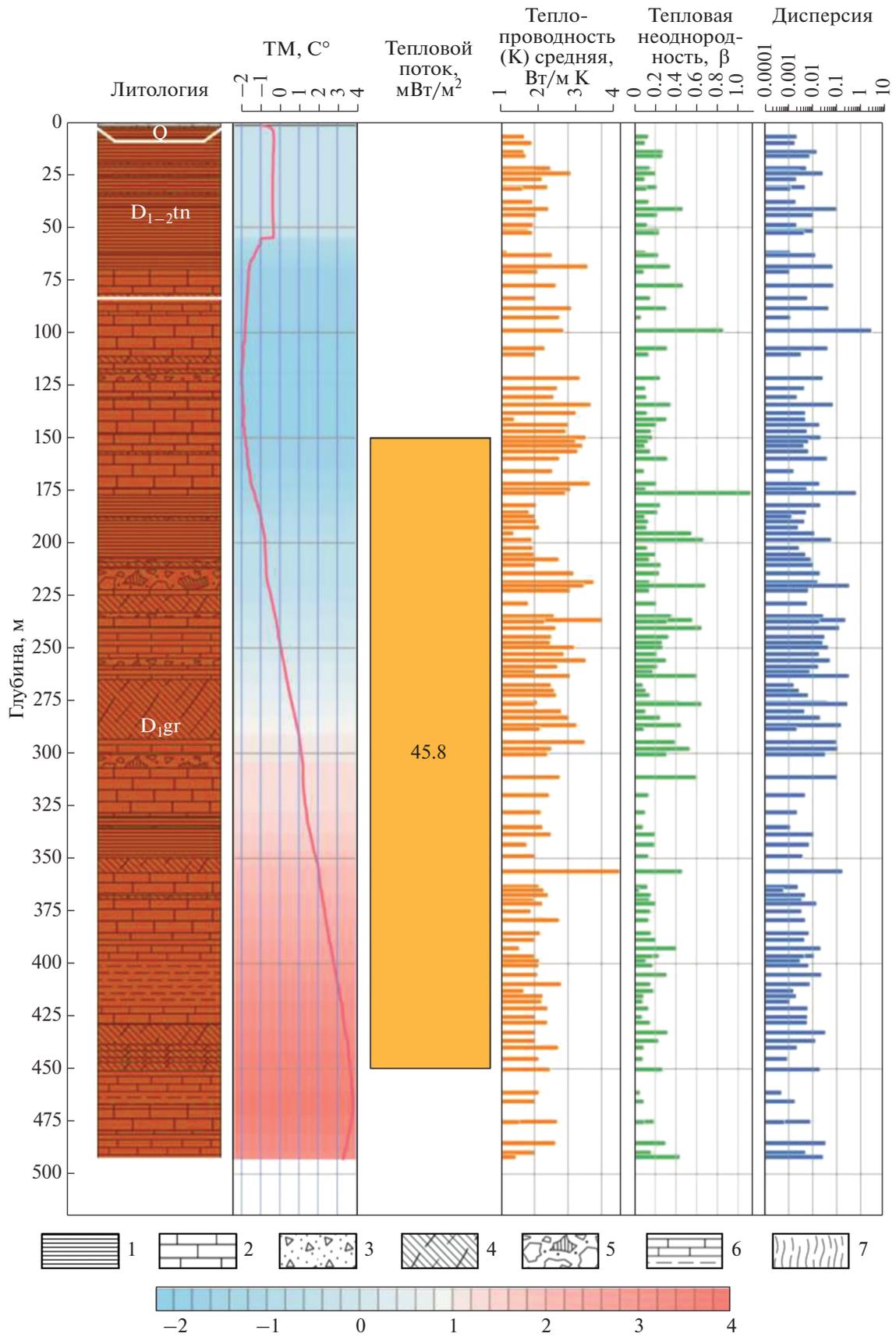


Рис. 5. Геологические разрезы и результаты геотермических измерений по скважинам северных архипелагов Баренцева моря. 1 – аргиллиты, глины, 2 – мергели, 3 – известняки, 4 – конгломераты, 5 – брекчии, 6 – песчаники, 7 – алевролиты, 8 – доломиты, 9 – калькарениты, 10 – туфо-песчаники, туфалевролиты, 11 – газопроявление, 12 – кремнистость в породах, 13 – углиستость в породах, 14 – сулпки, сулинки, 15 – изверженные породы основного состава, 16 – долериты, габбро-долериты, 17 – гнейсы и кристаллические сланцы, 18 – границы стратиграфического несогласия, 19 – кварцито-песчанки.



га, северного продолжения Тимано-Печорской НГП, а также Южно-Баренцевской синеклизы.

На рис. 7 представлены замеры пластовых давлений в мезозойско-кайнозойских отложениях Штокмановской, Ледовой, Лудловской, Арктической, Северо-Кильдинской, Мурманской и Куренцовской структур. Бурением вскрыта только верхняя часть разреза: меловые, юрские и лишь на некоторых площадях триасовые отложения.

Верхнетриасовые, юрские и меловые отложения характеризуются гидростатическими пластовыми давлениями. Коэффициент аномальности давлений изменяется от 1.00 на Арктической площади до 1.15 на Штокмановской и Лудловской площадях.

Аномально высокие пластовые давления (АВПД) отмечены в отложениях среднего и нижнего триаса на Северо-Кильдинской и Мурманской площадях в южной части района работ. Превышение давлений над условным гидростатическим давлением достигает 1.63 раза. Наиболее явно АВПД проявляется на Мурманской площади, где коэффициент аномальности увеличивается от 1.03 до 1.63 при изменении глубины на 518 м (в интервале 2439–2957 м). Природа и область распространения АВПД в осадочных отложениях Баренцево-морского бассейна до настоящего времени не выяснена. Вероятно, возникновение АВПД связано с затрудненными флюидообменом и газогенерацией в районах развития мощных глинистых толщ верхней перми, нижнего и среднего триаса. Однако, это лишь предположение, которое требует дополнительных исследований.

Для построения прогнозной геотермической модели северо-восточной части Баренцева моря мы воспользовались известными и опубликованными данными о распространении АВПД в Тимано-Печорском регионе.

В пределах соседней Тимано-Печорской НГП аномально высокие пластовые давления зафиксированы на многих площадях – Лаявожской, Хыльчюуской, Яреюской и др. Стратиграфически зона АВПД включает отложения от ордовикских до турнейских включительно. Величина коэффициента аномальности варьирует от 1.22–1.25 до 1.51–1.90, наиболее высокие значения отмечены на Лаявожской, Северо-Сарембойской и Кочмесской площадях. Нередко наблюдается увеличение коэффициента аномальности с глубиной

[Лысенин, Карпюк, 2004]. Максимальные давления (79.02 и 83.32–120.00 МПа) зафиксированы на Вуктыльской и Кочмесской площадях Предуральского прогиба (на глубинах 5500 и 5600–6262 м соответственно).

В целом, прослеживается увеличение глубины верхней границы АВПД с севера на юг. Анализ фактического материала показывает, что верхняя граница АВПД располагается на минимальных глубинах (от 3000–3200 до 4000–4200 м) на севере провинции, в районах развития мощной толщи слабоуплотненных мезозойских и кайнозойских отложений [Лысенин, Карпюк, 2004].

Большинство месторождений Тимано-Печорской НГП располагается в зоне гидростатических давлений, а АВПД фиксируются, как правило, ниже по разрезу. В зоне АВПД обнаружены лишь отдельные залежи. Это объясняется тем, что фоновые сверхвысокие давления не благоприятствуют сохранению залежей: чем выше величина АВПД, тем быстрее в залежах достигается давление гидроразрыва, ведущего к их разрушению. [Лысенин, Карпюк, 2004]. Поэтому в зоне АВПД с глубиной закономерно уменьшаются мощности залежей и запасы углеводородов, а глубина достижения литостатического пластового давления является предельной глубиной существования залежей [Лысенин, Ежов, 1987].

Перечисленные закономерности были использованы при палеоструктурной реконструкции осадочного чехла и условий катагенеза ОВ в Баренцевом море, которая реализована в виде “блочной модели”.

ГЕОТЕРМИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ

Рассчитанная нами “блочная модель” осадочного чехла северо-восточной акватории Баренцева моря послужила основой для задания теплофизической структуры разреза вдоль 22 геотраверсов по ортогональной сетке в интервале глубин от 0 до 20 км [Никитин и др., 2018].

Для решения задачи о распределении температур в разрезе использовался численный метод конечных элементов с квадратичной аппроксимацией функции температуры между узлами прямоугольной сетки в плоскости каждого профиля, разделенного на 1681 (41x41) узел (т.е. решалась

←
Рис. 6. Результаты геотермических измерений по скважине СГ-5.

1 – аргиллиты черные углистые, рассланцованные; 2 – известняки пелитоморфные черные, глинистые, массивные; 3 – щебенитый грунт с отдельными морозными валунами, с песчаным, супесчаным или суглинистым заполнителем (15–20 об. %); 4 – зона дробления в виде щебенитого грунта с отдельными морозными глыбами, развитая по аргиллитам черным углистым с зеркалами скольжения; 5 – брекчия тектоническая, развитая по известнякам слабоглинистым, доломитистым, с песчаным, супесчаным или суглинистым заполнителем (20 об. %); 6 – тонкое переслаивание известняков глинистых и аргиллитов известковых с прожилками кальцита, на отдельных интервалах рассланцованных; 7 – дресвяный грунт с редким щебнем, с песчаным, супесчаным или суглинистым заполнителем (30 об. %); D_{1gr} – грибовская свита раннего девона; D_{1–2tn} – тайнинская свита отнесена к нижнему–среднему девону.

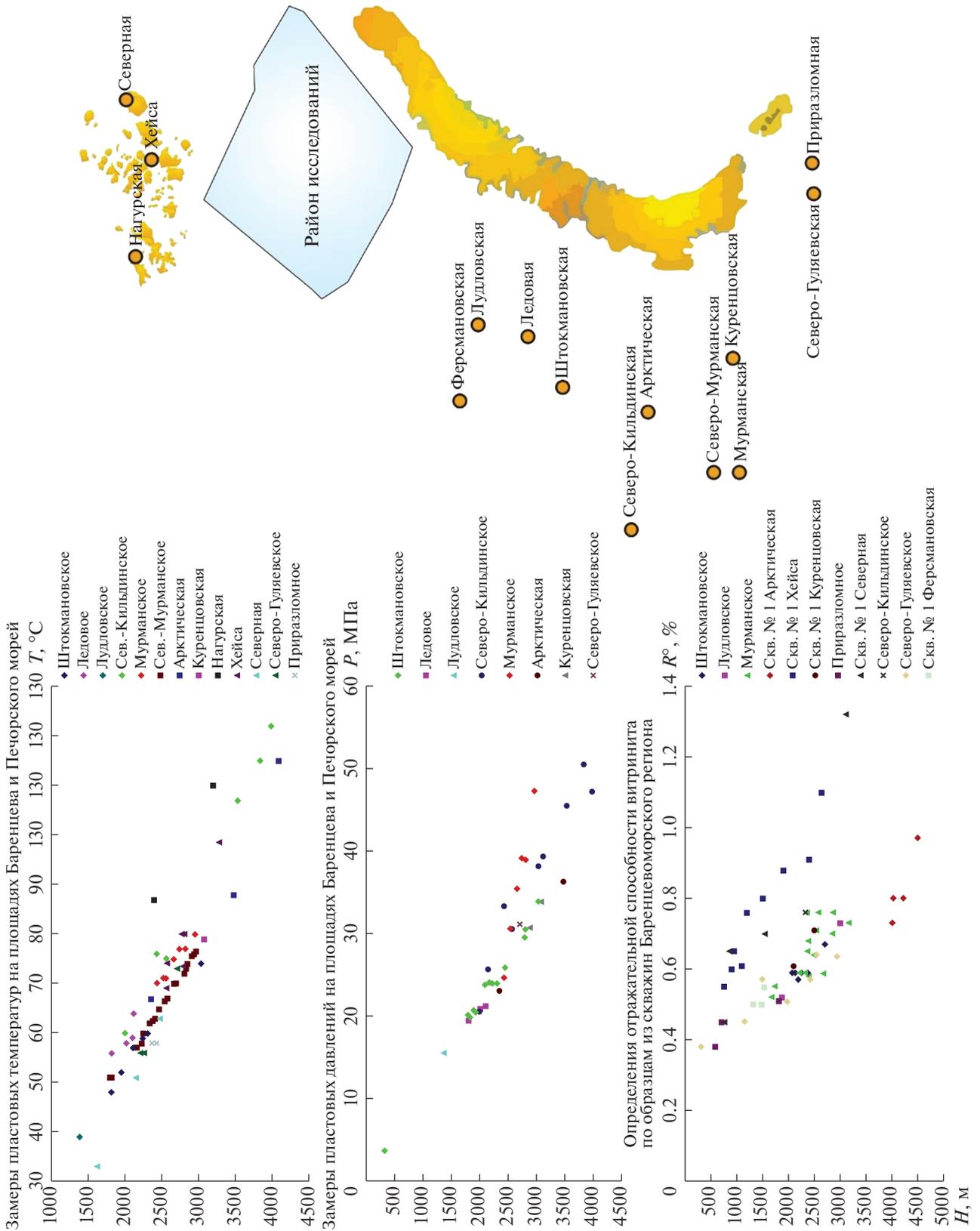


Рис. 7. Расположение исследованных скважин и результаты определения пластовых температур, пластовых давлений и отражательной способности витринита в отложениях осадочного чехла северо-восточной части Баренцевоморского региона (по фондовым материалам ВНИИОкеангеология, ПО АМНГР, НПО "Севморгео", ФГУП "Арктикморнефтегазразведка" (1982–2003 гг.)).

двумерная задача), реализованный в программном обеспечении TERMGRAF [Хуторской, 1996].

Внутри области моделирования задавалась конфигурация контрастных сред и их теплофизические свойства: температуропроводность a ($\text{м}^2/\text{с}$), теплопроводность k ($\text{Вт}/(\text{м К})$) и нормированная плотность тепловых источников $Q/(c\rho)$ ($\text{К}/\text{с}$). В расчетной части комплекса задавались линейные размеры области моделирования (L_x и L_z , в км), которые определяли линейные размеры узла ($L_x/41$ и $L_z/41$), а также временной интервал дискретизации решения (в млн лет). Временной шаг итерационного процесса автоматически выбирался программой и рассчитывался как $\tau = 10^{-7} \times (Z^2/4a)$, где Z – глубина области моделирования.

В результате численного решения уравнения теплопроводности:

$$\left(k_x \frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + k_z \frac{\partial^2 T}{\partial z^2} \right) + A(x, z) = c\rho \frac{\partial T}{\partial \tau},$$

где k , c , ρ – соответственно теплопроводность, теплоемкость и плотность слоев литосферы, $A(x, z)$ – плотность источников тепла в слое, τ – время, мы получаем распределение температур и тепловых потоков $q(z)$ и $q(x)$ для принятой теплофизической среды в конечный момент временного этапа дискретизации. Полученный файл результатов переименовывается в файл начальных температур, и на следующем этапе начинается расчет с конечного момента предыдущего этапа.

Для каждого профиля при моделировании задавалась краевая температура на верхней границе и тепловой поток на нижней границе ($q_{\text{гр}}$), соответствующий измеренному в ближайших скважинах значению ($q_{\text{набл}}$) за вычетом теплового потока, генерируемого в слое земной коры при спонтанном распаде долгоживущих радиоизотопов ($q_{\text{р}}$) выше нижней границы области моделирования, т.е. $q_{\text{гр}} = q_{\text{набл}} - q_{\text{р}}$.

Последний рассчитывается на основании сейсмической информации о мощности слоя (z_i) и его составе, а также из общепринятых традиционных величин удельной теплогенерации ($A(x, z)$) для соответствующего типа пород: $(q_{\text{р}})_i = A(x, z)z_i$ [Хуторской, Поляк, 2016].

Точность расчетов оценивалась по двум критериям: во-первых, по совпадению модельного и измеренного в скважинах теплового потока; во-вторых, по совпадению температур на пересечении профилей.

Моделирование проводилось в геометрии 2D и 3D. Построение трехмерной региональной геотермической модели проводилось с помощью пакета трехмерной графики “TECPLOT v.10.0” (Amtec Engineering Inc.), который позволяет провести объемную интерполяцию наблюдаемого поля (в нашем случае температуры, теплового по-

тока, а также структурных сейсмотомографических границ) в координатах: широта–долгота–глубина.

Цель работы по определению глубинных температур в осадочном чехле заключалась в оценке глубин, ограничивающих температурные интервалы, которые соответствуют различной степени катагенетической трансформации органического вещества, а также в исследовании пространственной неоднородности геотемпературного поля.

В результате объемной интерполяции двухмерных температурных разрезов построены 3D-модели распределения глубинных температур (рис. 8).

На схеме распределения температур (см. рис. 8) выделяется “температурный купол” в интервале глубин 3–20 км. Его происхождение связано, по видимому, с рефракцией глубинного теплового потока из-за структурно-теплофизических неоднородностей внутри осадочного чехла. Следует отметить, что локализация этого “температурного купола” совпадает с местонахождением неструктурных ловушек углеводородов, выделенных по сейсмическим данным. Таким образом, проявляется пространственная ассоциация “температурного купола” и нефтегазоперспективных зон.

Модель позволяет получить карты-срезы геотермического поля на любой глубине, а также карты изотермических поверхностей [Хуторской и др., 2013] и, таким образом, определить характерные температурные границы, в нашей задаче – положение изотерм катагенетического температурного интервала (60–225°C).

ВЫДЕЛЕНИЕ НЕФТЕГАЗОПЕРСПЕКТИВНЫХ ОБЪЕКТОВ

Значительная роль катагенетических исследований в нефтяной геологии связана с тем, что именно в процессе катагенеза на стадии мезокатагенеза (МК) происходит основное нефте- и газообразование. По результатам многочисленных исследований установлено, что главная зона нефтеобразования (ГЗН) располагается в интервале трех подзон, или градаций катагенеза – МК1, МК2, МК3 [Вассоевич, 1990] (рис. 9). Отрезок времени, связанный с ГЗН, в течение которого происходит образование и относительно длительное существование нефти, получил название главной фазы нефтеобразования (ГФН). За рубежом этому понятию соответствует термин “нефтяное окно” [Хант, 1982].

Катагенетические границы “нефтяного окна” зависят от типа керогена (сапропелевого, гумусового или смешанного), темпов погружения толщи отложений, строения и состава вмещающих

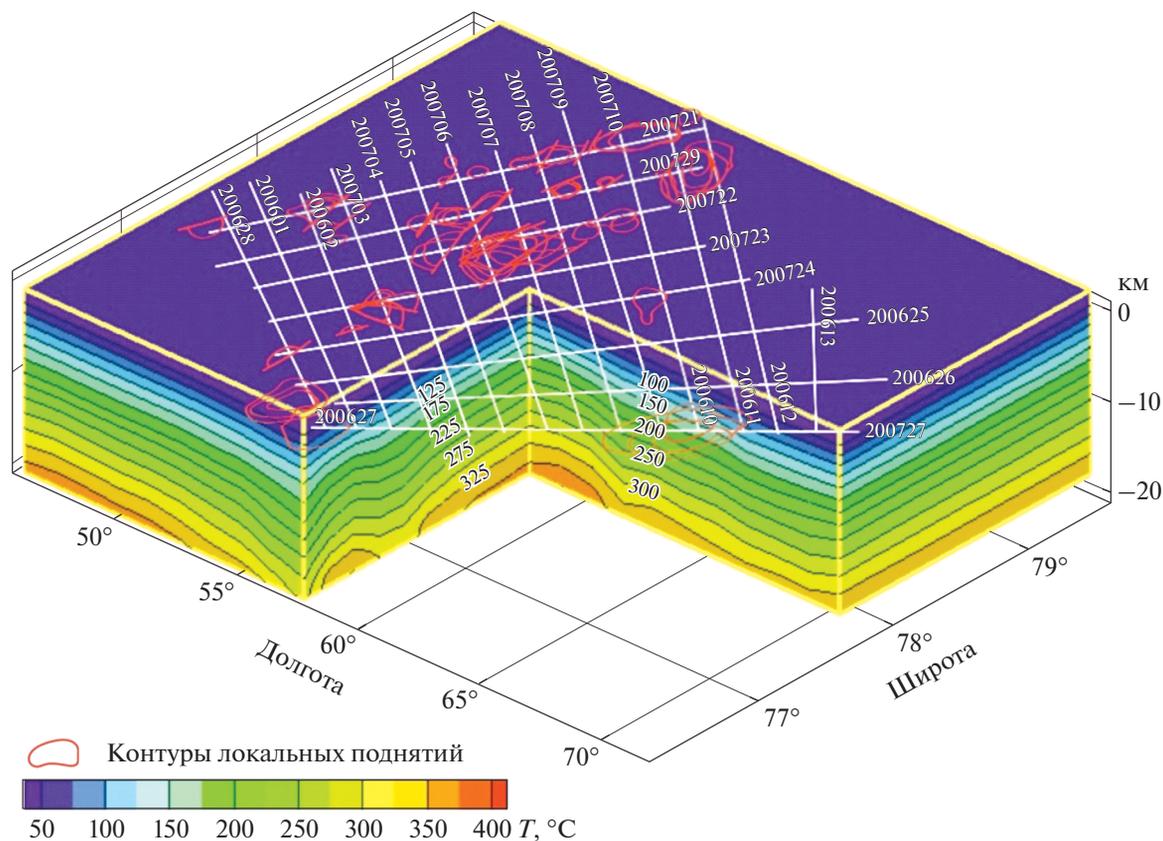


Рис. 8. Объемная модель геотемпературного поля осадочного чехла северо-восточной части Баренцевоморского шельфа.

пород, характера геотермического и флюидодинамического режимов и др.

Основные запасы нефти чаще всего сосредоточены в ГЗН на грациях МК1–МК3. Зоны более высоких граций катагенеза центральных частей осадочных бассейнов характеризуются распространением преимущественно газовых и газоконденсатных скоплений [Соколов, 1988]. При прогнозно-оценочных работах и поисках углеводородов большое значение имеет оценка уровня катагенетической преобразованности захороненного в осадочных породах ОВ. Определяемые в результате этой оценки этапы катагенеза являются главными показателями, отражающими способность или неспособность ОВ к генерации УВ. “В прогнозе зон генерации УВ и фазового состава генерирующихся УВ состоит прикладной аспект и значение исследований процесса катагенеза” [Грамберг и др., 2001, с. 1809].

В результате выполненных в разные годы поисково-разведочных работ на нефть и газ в северо-восточной части Баренцева моря, в осадочном чехле акватории сотрудниками Морской арктической геофизической экспедиции (МАГЭ) было выделено более двадцати локальных антиклинальных поднятий, соответствующих разным от-

ражающим горизонтам. Они оцениваются как области возможного развития ловушек неструктурного типа: литологических, связанных с отложениями конусов выноса прогибов Фобос и Седова, а также стратиграфических, приуроченных к области выклинивания триасовых отложений под эрозионной поверхностью. На рис. 10 показано пространственное распределение локальных поднятий (нефтегазоперспективных объектов) в пределах осадочного чехла, совмещенных с температурными диапазонами, соответствующими вертикальной зональности зоны катагенеза – 0–60, 60–175, 175–225, 225–315°C (см. рис. 9).

Морфоструктурные характеристики и типы выявленных ловушек, а также их положение в предложенной нами температурной модели катагенетической зональности отражены в табл. 1.

Как видно из таблицы, наибольшее количество выявленных ловушек приурочено к зоне образования нефти. Наиболее значительными углеводородными ресурсами обладает триасовый комплекс, превышающими ресурсы юрско-неокомского комплекса в основном за счет более высокой мощности, в то же время это несколько не уменьшает перспективности юрских отложений.

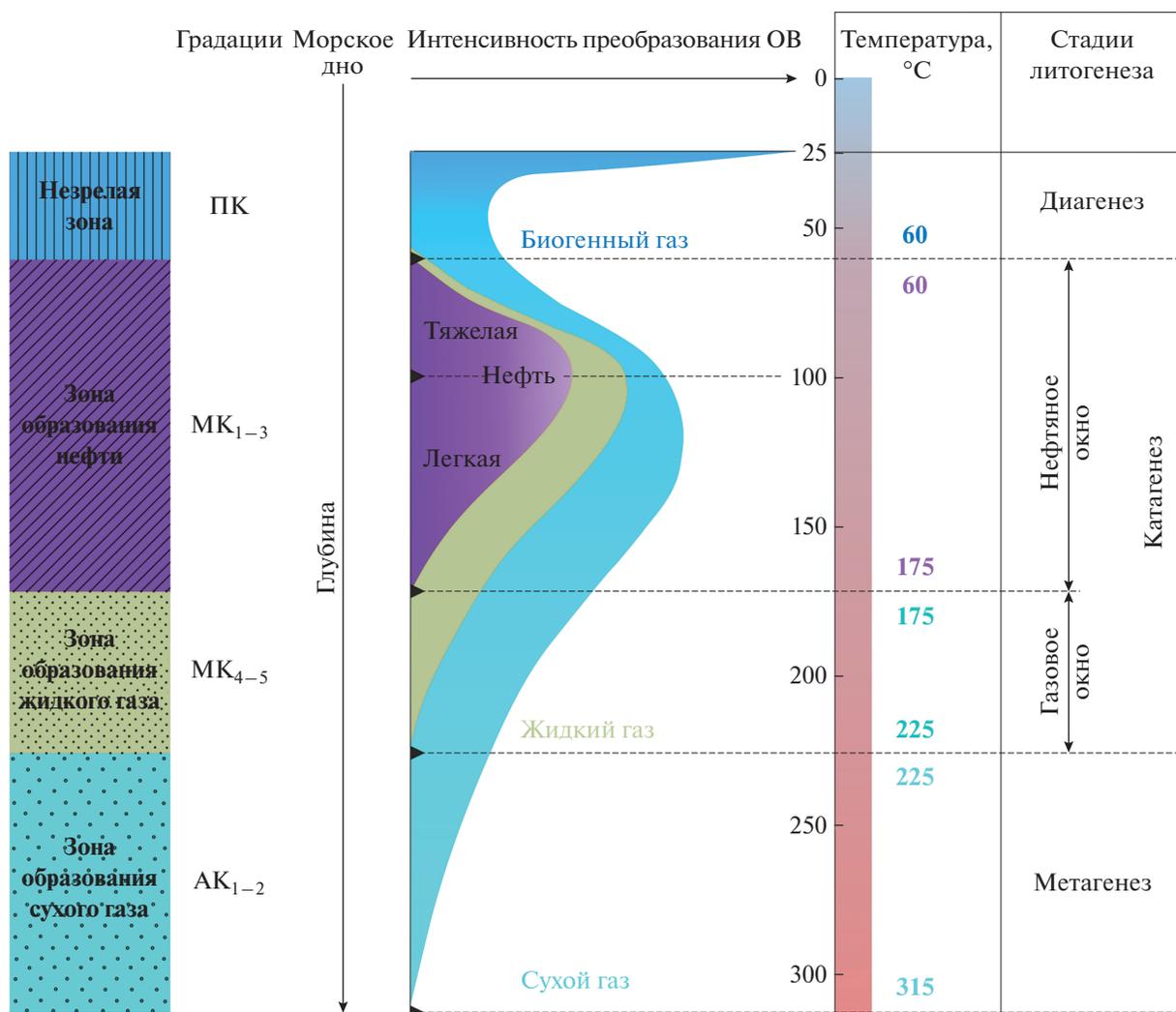


Рис. 9. Вертикальная геотермическая зональность в зоне катагенеза осадочного чехла в северо-восточной части Баренцева моря (градации катагенеза, интенсивность преобразования ОВ и распределение углеводородных фаз даны по материалам [Вассоевич, 1983; Хант, 1982]).

ПК – протокатагенез, МК – мезокатагенез, АК – апокатагенез; ВЗГ – верхняя зона газогенерации; ГЗН – главная зона нефтегенерации (нефтяное окно); НЗГ – нижняя зона газогенерации.

ПАЛЕОСТРУКТУРНЫЕ РЕКОНСТРУКЦИИ

Простейший метод учета уплотнения слоев пород с использованием зависимости пористости от глубины ($K_n(H)$) в зарубежной литературе часто называют “backstripping”. Методика “backstripping” (backstripping technique – *англ. пер.*) была введена для восстановления палеогеометрии залегания осадочных толщ [Pegrier, Quiblier, 1974; Steckler, Watts, 1978.], однако до сих пор используется для изучения истории тектонического погружения в пассивных окраинах [Roberts et al., 1998]. В конечном счете “backstripping” позволяет оценить структурное происхождение бассейна по данным о скоростях погружения.

Методика “backstripping” основана на знании тренда нормального уплотнения пород, а также, в

меньшей степени, эвстатических вариаций и палеобатиметрии.

Выбор опции определяется, по существу, проявлением или отсутствием аномально высоких пластовых давлений (АВПД) в регионе.

Если выбрана опция уплотнения без учета флюидальной пластовой системы, закон уплотнения моделируется посредством кривой пористость/глубина $K_n(H)$, которая определена для каждого литологического типа пород. Эти кривые описывают эволюцию пористости для случая, когда происходит захоронение в нормальных гидростатических условиях, а АВПД отсутствуют.

При наличии градиентов АВПД уплотнение определяется геостатической нагрузкой и поровым давлением в соответствии с законом Терцаги:

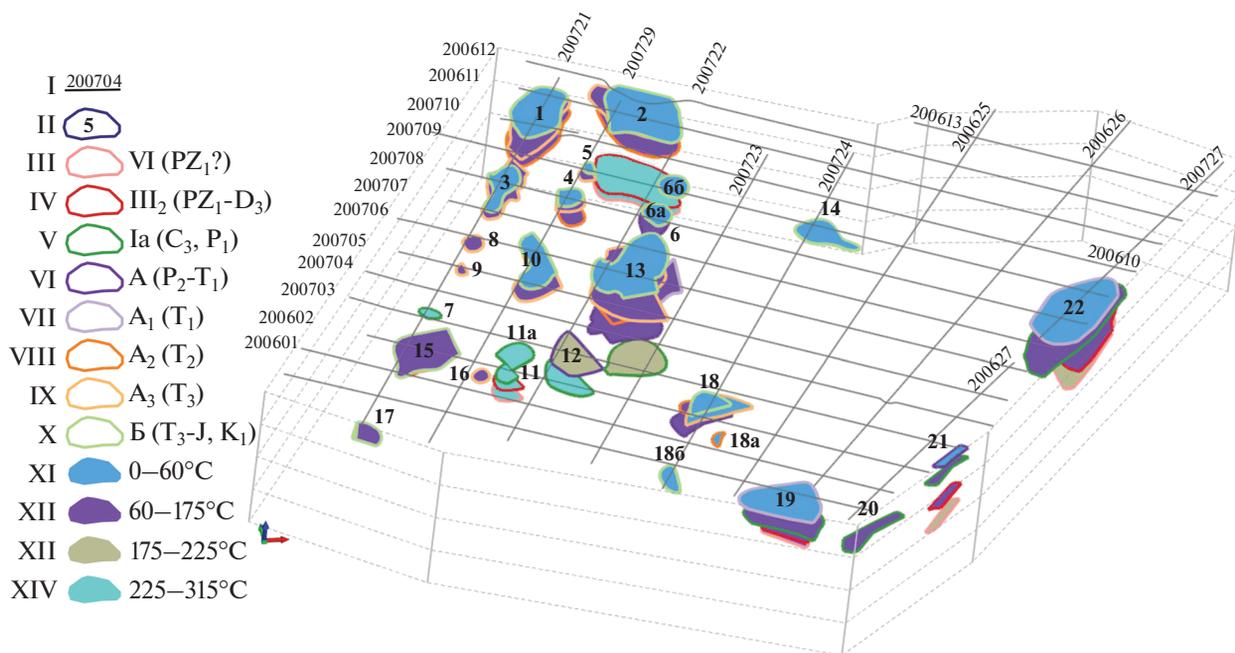


Рис. 10. Нефтегазоперспективные объекты северо-восточной части Баренцевоморского шельфа (составлено авторами с использованием фондовых материалов ВНИИОкеангеология, ПО АМНГР, НПО “Севморгео”, ФГУП “Арктикоморнефтегазразведка”, МАГЭ (1982–2010 гг.)).
 Список локальных поднятий: 1 – Гидрографов; 2 – Сальмское; 3, 4–6, 6а, 7–11, 11а, 12 – без номера (Б/Н); 13 – Орловское; 14 – Горбовское; 15–18, 18б – Б/Н; 19 – Пахтусовское; 20 – Б/Н; 21 – Панкратьева; 22 – Варнекское.
 I – профили МОВ ОГТ отчетных работ МАГЭ (Фонды МАГЭ, 2007–2010 гг.); II – контур локального поднятия и его номер по отражающему горизонту; III – отражающий горизонт VI (PZ₁?); IV – отражающий горизонт III₂ (PZ₁-D₃); V – отражающий горизонт Ia (C₃, P₁); VI – отражающий горизонт A (P₂-T₁); VII – отражающий горизонт A₁ (T₁); VIII – отражающий горизонт A₂ (T₂); IX – отражающий горизонт A₃ (T₃); X – отражающий горизонт Б (T₃-J, K₁); XI – незрелая зона 0–60°C; XII – зона образования нефти 60–175°C; XIII – зона образования жидкого газа 175–225°C; XIV – зона образования сухого газа 225–315°C; локализацию профилей см. рис. 1.

$$K_n = K_n(\delta), \quad \delta = S - P_n,$$

где K_n – коэффициент пористости, S – геостатическое давление, P_n – поровое давление, δ – эффективное напряжение.

Закон $K_n(\delta)$ более точно, чем закон $K_n(H)$, описывает поведение осадочных пород под действием геостатического давления. Вместо того, чтобы описывать уплотнение как прямой результат глубины захоронения, он описывает его как результат эффективного напряжения, которому подвергаются породы. Это различие, с одной стороны, позволяет учитывать АВПД, а с другой, подразумевает, что некоторые осадочные пласты могли быть разуплотнены в результате подъема на дневную поверхность. Учет подобного фактора целесообразен при выполнении моделирования с целью прогноза АВПД, при моделировании объектов, содержащих мощные глинистые толщи, и для разрезов, в которых фиксируются значительные перерывы в осадконакоплении. Для калибровки и сопоставления моделей возможно поочередное использование законов $K_n(\delta)$ и $K_n(H)$ для каждого литологического типа или их смесей.

Результатом процедуры “backstripping” является палеоструктурная реконструкция.

Разработанная модель палеотектонического развития (“backstripping” модель) позволяет проследить эволюцию основных структурных элементов северо-восточной части Баренцевоморского шельфа от начала накопления осадочных толщ до настоящего времени.

Пример палеоструктурной реконструкции дан по произвольному профилю (сечению) “блочной модели” I–I (рис. 11).

Для палеоструктурной реконструкции с помощью программного комплекса “TERMGRAF” была рассчитана палеогеотермическая модель, показывающая распределение температур геологического прошлого для всех представленных моментов развития осадочного бассейна (рис. 12).

Эта модель позволяет (в первом приближении) прогнозировать локализацию и глубину залежей углеводородов, т.к. по значениям палеотемператур для возраста в осадочных толщах, соответствующих возрасту нефтей (поздний триас–ранняя юра), определяется положение катагенетического интервала температур.

Таблица 1. Морфологическая и катанетическая характеристика локальных поднятий северо-восточной части Баренцево-морского шельфа

№	Название локального поднятия	Предельная и наименьшая замкнутая изогипса, м		Вертикальная зональность зоны катагенеза	Размеры, км × км	Площадь, км ²	Морфологический тип локального поднятия	Тектоническая принадлежность
		наименьшая	предельная					
Отражающий горизонт III ₂ (PZ ₁ + 2-D ₃)								
2	Сальмское	11500	12363	Зона образования сухого газа	27.7 × 56	1240.54	Брахантиклиналь северо-западного простирания	Сальмское поднятие
11	Б/Н	13821	13962	Зона образования сухого газа	12.1 × 15	163.9	Антиклиналь тектонически экранированная	Южно-Сальмская ступень
19	Пахтусовское	3478	4051	Зона образования нефти	26 × 41.7	894.51	Антиклиналь северо-восточного простирания	Адмиралтейский мегавал
21	Панкратьева	6090	8801	Зона образования нефти	18.1 × 16.8	249.56	Антиклиналь тектонически экранированная	Прогиб Седова
22	Варнекское	6363	7536	Зона образования сухого газа	49.5 × 64.2	1995.76	Куполовидное поднятие	Поднятие мыса Желания
Отражающий горизонт Ia (C ₃ , P ₁)								
7	Б/Н	12864	12916	Зона образования сухого газа	6.8 × 12.8	66.46	Брахантиклиналь северо-западного простирания	Западно-Альбановская ступень
11	Б/Н	12490	12942	Зона образования сухого газа	11 × 11.4	110.09	Брахантиклиналь северо-восточного простирания,	Южно-Сальмская ступень
11а	Б/Н	12490	12768	Зона образования сухого газа	16.3 × 19.4	276.19	разбитая разрывным нарушением на два блока	Южно-Сальмская ступень
12	Б/Н	12244	12517	Зона образования сухого газа	17 × 17.2	445.77	Антиклиналь северо-западного простирания, тектонически экранированная	Западно-Альбановская ступень
13	Орловское	11845	12138	Зона образования жидкого газа	30 × 35.4	778.88	Куполовидное поднятие, тектонически экранированное	Южно-Сальмская ступень
19	Пахтусовское	3075	3585	Зона образования нефти	35 × 51.6	1594.93	Куполовидное поднятие	Адмиралтейский мегавал
20	Б/Н	4636	5680	Зона образования нефти	18.2 × 48	723.63	Брахантиклиналь северо-восточного простирания, тектонически экранированная	Прогиб Седова

Таблица 1. Продолжение

№	Название локального поднятия	Пределная и наименьшая замкнутая изогипса, м		Вертикальная зональность зоны катагенеза	Размеры, км × км	Площадь, км ²	Морфологический тип локального поднятия	Тектоническая принадлежность
		наименьшая	пределная					
21	Панкратьева	2632	4053	Зона образования нефти	21.5 × 26	494.65	Антиклиналь тектонически экранированная	Прогиб Седова
22	Варнекское	2979	3883	Зона образования нефти	41.9 × 88.2	2841.8	Брахантиклиналь северо-восточного простирания	Поднятие мыса Желания
Отражающий горизонт А (P ₂ -T ₁)								
2	Сальмское	5786	6076	Зона образования нефти	11.6 × 26.5	246.8	Брахантиклиналь северо-западного простирания	Сальмское поднятие
6	Б/Н	6858	7326	Зона образования нефти	(6.2–16.5) × 32	336.35	Брахантиклиналь северо-восточного простирания	Южно-Сальмская ступень
12	Б/Н	7535	8073	Зона образования жидкого газа	20 × 28	537.75	Антиклиналь северо-западного простирания, тектонически экранированная	Западно-Альбановская ступень
13	Орловское	7223	7543	Зона образования нефти	39.1 × 42	1158.52	Куполовидное поднятие, тектонически экранированное	Южно-Сальмская ступень
18	Б/Н	5663	6408	Зона образования нефти	(12.5–17.5) × 34.6	495.84	Куполовидное поднятие, тектонически экранированное	Альбановская седловина
19	Пахтусовское	1225	1253	Незрелая зона	18 × 33	454.63	Брахантиклиналь северо-восточного простирания	Адмиралтейский мегавал
21	Панкратьева	661	2034	Незрелая зона	21 × 15	264.92	Антиклиналь тектонически экранированная	Прогиб Седова
22	Варнекское	2131	2219	Зона образования нефти	23.5 × 36.3	607.26	Брахантиклиналь северо-восточного простирания	Поднятие мыса Желания
Отражающий горизонт А ₁ (T ₁)								
2	Сальмское	4480	4808	Зона образования нефти	19.3 × 38.7	601.76	Брахантиклиналь северо-западного простирания	Сальмское поднятие
13	Орловское	5845	6165	Зона образования нефти	14.3 × 46.5	721.2	Брахантиклиналь северо-восточного простирания, тектонически экранированная	Южно-Сальмская ступень

Таблица 1. Продолжение

№	Название локального поднятия	Предельная и наименьшая замкнутая изогипса, м		Вертикальная зональность зоны катагенеза	Размеры, км × км	Площадь, км ²	Морфологический тип локального поднятия	Тектоническая принадлежность
		наименьшая	предельная					
20	Пахтусовское	761	1159	Незрелая зона	45.8 × 41	1290.56	Куполовидное поднятие, не замкнутое в пределах района работ	Адмиралтейский мегавал
22	Варнекское	1434	1690	Незрелая зона	39 × 65	1858.22	Брахантиклиналь северо-восточного простирания	Поднятие мыса Желания
Отражающий горизонт А ₂ (Т ₂)								
1	Гидрографов	3734	4250	Зона образования нефти	27 × 53	1054.28	Брахантиклиналь северо-восточного простирания	Сальмское поднятие
2	Сальмское	3224	3730	Зона образования нефти	31 × 55	1274.29	Брахантиклиналь северо-западного простирания	Сальмское поднятие
4	Б/Н	4420	4548	Зона образования нефти	14.3 × 16.4	186.89	Куполовидное поднятие	Южно-Сальмская ступень
13	Орловское	4493	4757	Зона образования нефти	34 × 41	1049.91	Куполовидное поднятие, тектонически ограниченное	Южно-Сальмская ступень
15	Б/Н	5845	5884	Зона образования нефти	8.85 × 11.1	73.36	Куполовидное поднятие	Северо-Баренцевская синеклиза
18	Б/Н	3582	3734	Зона образования нефти	5.1 × 11	48.86	Куполовидное поднятие, тектонически экранированное	Предновоземельская структурная область
18а	Б/Н	2227	2530	Незрелая зона	5.8 × 9.7	54.35	Куполовидное поднятие, тектонически экранированное	Предновоземельская структурная область
Отражающий горизонт А ₃ (Т ₃)								
1	Гидрографов	2367	2563	Зона образования нефти	26 × 55.4	1051.04	Брахантиклиналь северо-восточного простирания, тектонически экранированная	Сальмское поднятие
2	Сальмское	2164	2474	Зона образования нефти	40 × 53	1640.32	Антиклиналь северо-западного простирания, условно замкнутая в пределах района работ	Сальмское поднятие

Таблица 1. Продолжение

№	Название локального поднятия	Предельная и наименьшая замкнутая изогипса, м		Вертикальная зональность зоны катагенеза	Размеры, км × км	Площадь, км ²	Морфологический тип локального поднятия	Тектоническая принадлежность
		наименьшая	предельная					
3	Б/Н	2553	3046	Зона образования нефти	15.4 × 46.8	640.87	Брахиантиклиналь восточного простирания, тектонически экранированная	Южно-Сальмская ступень
4	Б/Н	2819	2852	Зона образования нефти	15.3 × 15	201.45	Антиклиналь субширотного простирания, тектонически экранированная	Южно-Сальмская ступень
5	Б/Н	2695	2784	Зона образования нефти	8.6 × 10.1	74.85	Куполовидное поднятие, тектонически ограниченное	Южно-Сальмская ступень
8	Б/Н	3293	3426	Зона образования нефти	11.8 × 13.1	111.96	Куполовидное поднятие	Западно-Альбановская ступень
9	Б/Н	3588	3703	Зона образования нефти	5.6 × 8	39.49	Антиклиналь, тектонически экранированная	Западно-Альбановская ступень
10	Б/Н	2907	3433	Зона образования нефти	(13–27.5) × 37.4	684.67	Брахиантиклиналь субмеридионального простирания, тектонически экранированная	Южно-Сальмская ступень
15	Б/Н	4143	4170	Зона образования нефти	15 × 18.8	254.39	Куполовидное поднятие, тектонически экранированное	Северо-Баренцевская синеклиза
16	Б/Н	4108	4136	Зона образования нефти	9.6 × 11	78.96	Куполовидное поднятие	Северо-Баренцевская синеклиза
18	Б/Н	1825	2686	Незрелая зона	16.9 × 31	483.86	Брахиантиклиналь, тектонически экранированная	Предновоземельская структурная область
Отражающий горизонт Б (Т- J, К ₁)								
1	Гидрографов	1334	1574	Незрелая зона	28 × 43.4	904.33	Брахиантиклиналь восточного простирания	Сальмское поднятие
2	Сальмское	1251	1552	Незрелая зона	42.2 × 53.6	1556.95	Куполовидное поднятие	Сальмское поднятие
3	Б/Н	1651	1984	Незрелая зона	23.1 × 7	207.65	Брахиантиклиналь восточного простирания, разбитая разрывным нарушением на два блока	Южно-Сальмская ступень

Таблица 1. Окончание

№	Название локального поднятия	Предельная и наименьшая замкнутая изогипса, м		Вертикальная зональность зоны катагенеза	Размеры, км × км	Площадь, км ²	Морфологический тип локального поднятия	Тектоническая принадлежность
		наименьшая	предельная					
4	Б/Н	1707	1800	Незрелая зона	12.8 × 14.5	167.09	Антиклиналь субширотного простирания, тектонически экранированная	Южно-Сальмская ступень
5	Б/Н	1634	1697	Незрелая зона	6.9 × 8.7	43.41	Куполовидное поднятие, тектонически экранированное	Южно-Сальмская ступень
6б	Б/Н	1396	1687	Незрелая зона	16.6 × 17.6	214.29	Куполовидное поднятие	Южно-Сальмская ступень
6а	Б/Н	1480	1709	Незрелая зона	17.3 × 17.7	229.72	Куполовидное поднятие	Южно-Сальмская ступень
10	Б/Н	1895	2147	Незрелая зона	(13.6–22.1) × 36.6	547.17	Брахантиклиналь субмеридионального простирания, тектонически экранированная	Южно-Сальмская ступень
13	Орловское	1395	1741	Незрелая зона	(24.3–38.7) × 56	1443.76	Брахантиклиналь северо-восточного простирания, тектонически экранированная, блокового строения	Южно-Сальмская ступень
14	Горбовское	1997	2309	Незрелая зона	(6.2–20.6) × 39.2	457.74	Брахантиклиналь северо-западного простирания	Альбано-Горбовский порог
15	Б/Н	2746	2942	Зона образования нефти	29.7 × 39.3	980.53	Брахантиклиналь субширотного простирания, тектонически экранированная	Северо-Баренцевская синеклиза
17	Б/Н	3258	3465	Зона образования нефти	15.6 × 22	277.59	Антиклиналь, тектонически экранированная	Северо-Баренцевская синеклиза
18	Б/Н	788	1358	Незрелая зона	16.5 × 18.8	280.36	Антиклиналь, тектонически экранированная	Предновоземельская структурная область

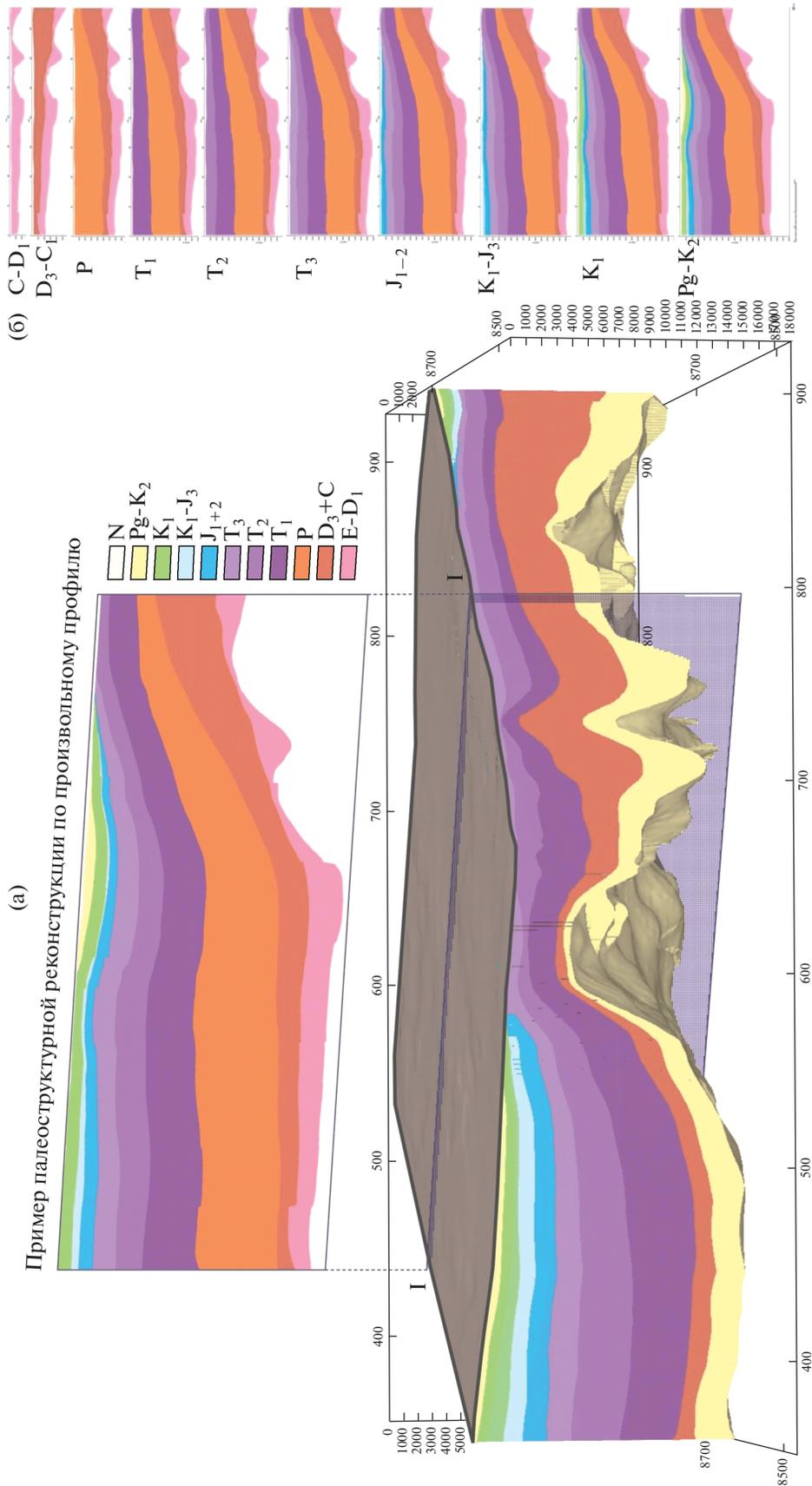


Рис. 11. Палеоструктурная реконструкция для среднего палеозоя—раннего кайнозоя северо-восточной части Баренцева моря (а — современная структура осадочного чехла, произвольный профиль I—I; б — модель палеотектонического развития для профиля I—I).

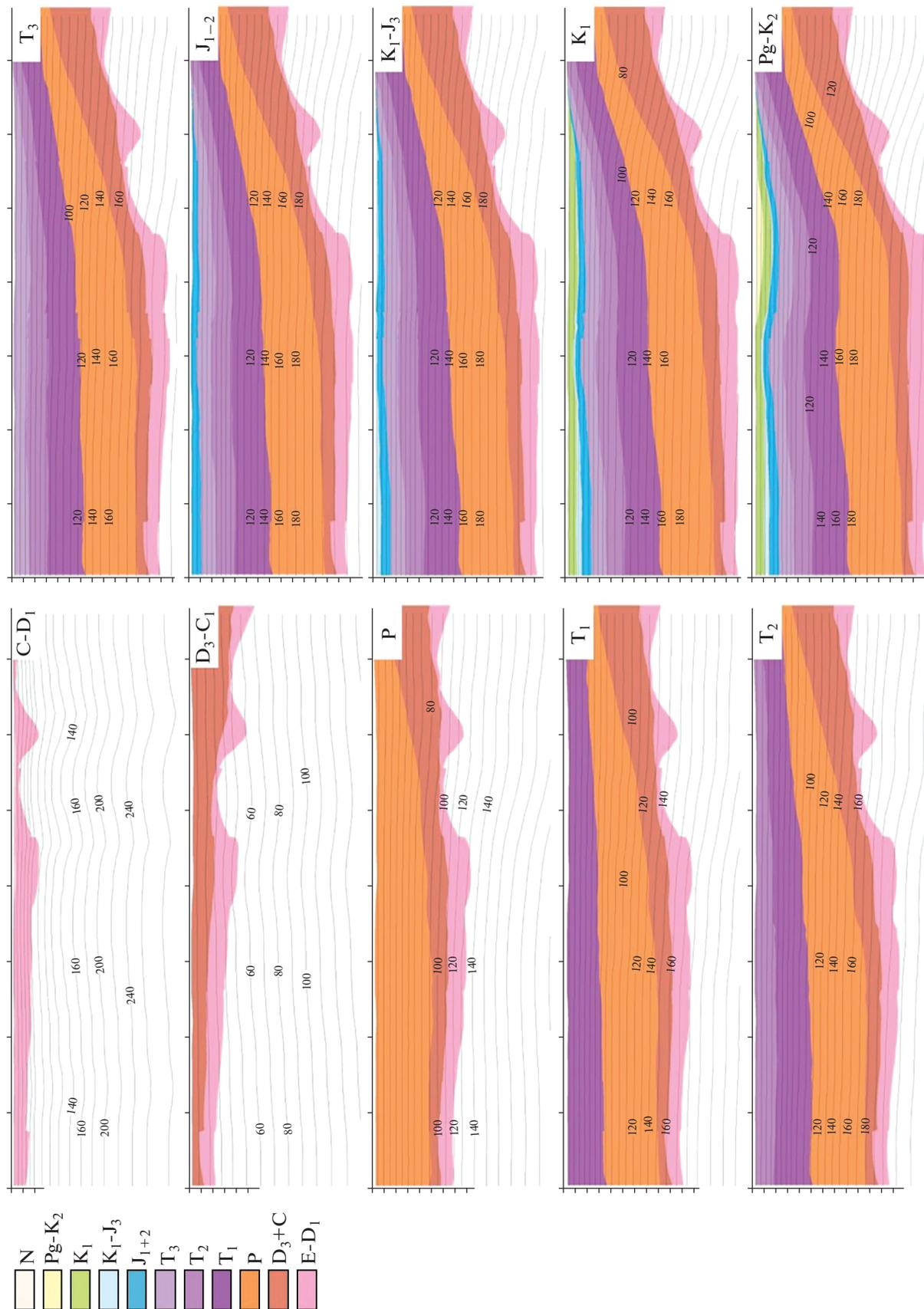


Рис. 12. Палеогеотермическая модель осадочного чехла в северо-восточной части Баренцева моря, построенная для профиля I-I.

Оценка в данном случае возможна лишь в первом приближении, поскольку положение нефтематеринских свит в разрезе осадочного чехла, которое мы ассоциируем с интервалом катагенеза, не всегда соответствует расположению залежей. Это связано со способностью углеводородов мигрировать по проницаемым зонам, скапливаясь в ловушках. Поэтому для наиболее корректного прогноза необходимо доказать совпадение положения нефтематеринской толщи и ловушки, или определить пути миграции углеводородов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Анализ температурных условий катагенеза органического вещества осадочных толщ среднего палеозоя—нижнего мела общей мощностью до 18.5 км в северо-восточной части Баренцевоморского шельфа показывает, что вертикальная катагенетическая зональность выражена последовательностью сменяющихся градаций катагенеза — от ПК до АК1-2 включительно. Установлено, что стадия преобразования ОВ изменяется от протокатагенеза (ПК) в юрско-меловых отложениях до апокатагенеза (АК) в отложениях карбона и перми.

С глубиной происходит возрастание степени зрелости ОВ, но эти изменения происходят с разной интенсивностью. Толщи, залегающие в интервале от поверхности и до глубины 7.5–8.0 км, еще не вышли из главной зоны нефтеобразования (градация катагенеза МК1-3) и могут представлять интерес для поисков нефтяных залежей. Ниже, до глубины 20 км, в зоне газообразования, возможно, еще сохраняются скопления легких нефтей и газов.

Нестационарное моделирование палеотемператур методом “backstripping” позволяет рассчитать интервал катагенетических температур геологического прошлого, в частности для времени, когда происходил катагенез ОВ в толщах осадочного чехла. Это надежный метод прогнозирования нефтегазоносности, который мы рекомендуем включить в комплекс поисково-разведочных работ в осадочных бассейнах.

БЛАГОДАРНОСТИ

Авторы благодарят геологов и геофизиков МАГЭ (г. Мурманск) за предоставленные материалы, а также сотрудников ГИН РАН, принимавших совместное с авторами участие в экспедиционных работах.

ИСТОЧНИКИ ФИНАНСИРОВАНИЯ

Работа выполнена при финансовой поддержке государственной темы № 0135-2019-0040, а также при финансовой поддержке РФФИ в рамках научных проектов № 18-35-00236 мол_а и № 20-05-00054_а.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Ахмедзянов В.Р., Ермаков А.В., Хуторской М.Д.* Тепловой поток и температуры в земной коре западнее Шпицбергена (26-й и 27-й рейсы НИС “Академик Николай Страхов”) // Мониторинг. Наука и технологии. 2011. № 1(6). С. 6–18.
- Бакиров А.А., Бакиров Э.А.* Теоретические основы и методы поисков и разведки скоплений нефти и газа / В 2 томах. Кн. 1. Теоретические основы прогнозирования нефтегазоспособности недр. М.: Недра, 2012. 467 с.
- Бро Е.Г., Пчелина Т.М., Преображенская Э.Н. и др.* Осадочный чехол Баренцевоморского шельфа по данным параметрического бурения на островах // Проблемы нефтегазоносности Мирового океана / Отв. ред. А.А. Геодекян и др. М.: Наука, 1989. С. 191–197.
- Вассоевич Н.Б.* Стадии литогенеза // Справочник по литологии. М.: Недра, 1983. С. 85–96.
- Вассоевич Н.Б.* Литология и нефтегазоносность. М.: Наука, 1990. 423 с.
- Верба М.Л., Иванов Г.И.* Тектоническая карта Баренцево-Карского региона масштаба 1 : 2 500 000: нефтегеологический и геоэкологический прогноз // RAO/CIS Offshore 2009. Труды Международной конференции и выставки по освоению ресурсов нефти и газа Российской Арктики и континентального шельфа стран СНГ / Ред. Э.А. Вольгемут и др. СПб.: ХИМИЗДАТ, 2009. Т. 1. С. 19–23.
- Геология и полезные ископаемые России / В 6 томах. Т. 5. Арктические и дальневосточные моря. Кн. 1. Арктические моря / Ред. И.С. Грамберг, В.Л. Иванов, Ю.Е. Погребницкий. СПб.: Изд-во ВСЕГЕИ, 2004. 468 с.
- Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1 : 1 000 000 (новая серия). Т – 37–40 – Земля Франца-Иосифа (северные острова). Объяснительная записка. / Отв. ред. А.А. Макарьев, Гл. ред. Б.Г. Лопатин. СПб.: ВСЕГЕИ, 2006.
- Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1 : 1 000 000. (новая серия). Т – 41–44. Объяснительная записка / Отв. ред. С.И. Шкарубо, Гл. ред. Б.Г. Лопатин. СПб.: ВСЕГЕИ, 2004.
- Грамберг И.С., Евдокимова Н.К., Супруненко О.И.* Катагенетическая зональность осадочного чехла Баренцевоморского шельфа в связи с нефтегазоносностью // Геология и геофизика. 2001. Т. 42. № 11–12. С. 1808–1820.
- Левашкевич В.Г., Григорян С.П., Боровая Л.Н.* Особенности и некоторые результаты геотермических исследований на Баренцевом море // Региональные геотермические исследования. Екатеринбург: Изд-во УрО РАН, 1992. С. 31–37.
- Левашкевич В.Г.* Закономерности распределения геотермического поля окраин Восточно-Европейской платформы (Баренцевоморский и Белорусско-Прибалтийский регионы) / Автореф. дис. ... доктора геол.-мин. наук. М.: МГУ, 2005. 42 с.
- Леонов Ю.Г., Хуторской М.Д., Ермаков А.В., Ахмедзянов В.Р.* Аномальный тепловой поток как признак деформации коры на северной окраине Свальбардской плиты // Геология и геоэкология континентальных окраин Евразии. Вып. 2. М.: ГЕОС, 2010. С. 41–54.
- Лысенин Г.П., Картюк Е.Ф.* Сверхгидростатические пластовые давления в Тимано-Печорской провинции // Геология и минеральные ресурсы европейского северо-востока России // Материалы XIV Геол. съезда Рес-

публики Коми. Т. III / Ред. Н.П. Юшкин. Сыктывкар: Геопринт, 2004. С. 151–153.

Лысенин Г.П., Ежов Ю.А. Гидродинамическая обусловленность нефтегазонасыщенности // Геология нефти и газа. 1987. № 3. С. 30–35.

Методические и экспериментальные основы геотермии. М.: Наука, 1983. 230 с.

Новое в изучении минерально-сырьевых ресурсов Мурманской области. 1989 год (Нефтегазонасыщенность Баренцево-мурского шельфа) / Б.А. Асиновская, А.В. Борисов, С.П. Григорян и др. АН СССР. Кольский научный центр, Геол. институт, Миннефтегазпром СССР, ПО "Арктикморнефтегазразведка". Пре-принт. Апатиты: КНЦ АН СССР, 1990. 32 с.

Никитин Д.С., Хуторской М.Д. Первые измерения теплового потока на архипелаге Новая Земля // Докл. АН. 2018. Т. 478. № 6. С. 692–696.

Никитин Д.С., Ахмедзянов В.Р., Демежко Д.Ю., Хуторской М.Д. Восстановление палеотемпературы земной поверхности на о. Южный (арх. Новая Земля) по геотермическим данным // Георесурсы. 2019. № 21(3). С. 136–140.

Никитин Д.С., Горских П.П., Хуторской М.Д., Иванов Д.А. Структурно-тектонические особенности северо-восточной части Баренцево-мурской плиты по данным численного моделирования потенциальных полей // Геотектоника. 2018. № 2. С. 58–75.

Никитин Д.С., Иванов Д.А., Журавлев В.А., Хуторской М.Д. Объемная геолого-геотермическая модель северо-восточной части Баренцево-мурского шельфа в связи с освоением ресурсов углеводородов // Георесурсы. 2015. № 1(60). С. 13–19.

Соколов Б.А. Нефтегазонасыщенность больших глубин в свете эволюционно-динамической концепции нефтегазонасыщенности недр // Условия нефтегазообразования на больших глубинах. М.: Наука, 1988. С. 7–13.

Супруненко О.И., Евдокимова Н.К., Школа И.В. и др. Перспективы нефтегазонасыщенности архипелага Земля Франца-Иосифа // Геолого-геофизические характеристики литосферы Арктического региона // Мини-

стерство природных ресурсов Российской Федерации, Всероссийский научно-исследовательский институт геологии и минеральных ресурсов Мирового океана. СПб.: ВНИИОкеангеология, 1998. Вып. 2. С. 153–168.

Хант Дж. Геохимия и геология нефти и газа. М.: Мир, 1982. 556 с.

Хуторской М.Д., Леонов Ю.Г., Ермаков А.В., Ахмедзянов В.Р. Аномальный тепловой поток и природа желобов в северной части Свальбардской плиты // Докл. АН. 2009. Т. 424. № 2. С. 318–323.

Хуторской М.Д. Применение трехмерного геотемпературного моделирования для расчета условий катагенеза органического вещества // Литология и полез. ископаемые. 2008. № 4. С. 441–452.

Хуторской М.Д., Ахмедзянов В.Р., Ермаков А.В. и др. Геотермия арктических морей. М.: ГЕОС, 2013. 244 с.

Хуторской М.Д. Введение в геотермию. М.: Изд-во РУДН, 1996. 117 с.

Хуторской М.Д., Поляк Б.Г. Роль радиогенной теплогенерации в формировании поверхностного теплового потока // Геотектоника. 2016. № 2. С. 43–61.

Цыбуля Л.А., Левашкевич В.Г. Тепловое поле Баренцево-мурского региона. Апатиты: КНЦ РАН, 1992. 115 с.

Шутилов Э.В., Тарасов Г.А. Региональная геология нефтегазонасыщенных осадочных бассейнов Западно-Арктического шельфа России. Апатиты: Изд-во КНЦ РАН, 1998. 306 с.

Perrier B., Quiblier J. Thickness changes in sedimentary layers during compaction history: methods for quantitative evaluation // AAPG Bull. 1974. V. 58(3). P. 507–520.

Roberts A.M., Kuszniir N.J., Yielding G., Styles P. 2D flexural backstripping of extensional basins: the need for a sideways glance // Petroleum Geoscience. 1998. V. 4. P. 327–338.

Steckler M.S., Watts A.B. Subsidence of the Atlantic-type continental margin of New York // Earth Planet. Sci. Lett. 1978. V. 41. P. 1–13.

Tissot B.P., Welte D.H. Petroleum formation and occurrence. Berlin, Heidelberg, N.Y., Tokyo: Springer-Verlag, 1984. 699 p.

Vertical Catagenetic Zonality of the Sedimentary Layer in North-Eastern Barents Shelf

D. S. Nikitin^{1,*}, M. D. Khutorskoy^{1,**}, D. A. Ivanov^{2,***}

¹Geological Institute of the Russian Academy of Sciences, Pyzhevsky lane, 7, Moscow, 119017 Russia

²Voronezh State University, University square, 1, Voronezh, 394018 Russia

*e-mail: ndsnomination@mail.ru

**e-mail: mdkh1@yandex.ru

***e-mail: ivanov@geol.vsu.ru

In the last decade, as a result of expeditionary studies, new data have been obtained on the sedimentary layer structure in north-eastern part of the Barents shelf. Based on the constructed spatial model of the deep temperatures and heat flow distribution the hydrocarbons catagenetic transformation depths in the north-eastern Barents shelf sedimentary layer are determined, as well spatial and quantitative correlation of the geothermal field and oil and gas content localization is carried out. The calculated paleogeothermal models show the temperature distribution corresponding to the hydrocarbon maturation time.

Keywords: Barents Sea shelf, vertical catagenetic zonality, modeling, oil and gas potential, deep temperatures, heat flow.