

**МИНИСТЕРСТВО ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ И ЭКОЛОГИИ РФ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЮ
РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАУК
ФГБУ «ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
ГЕОЛОГИИ И МИНЕРАЛЬНЫХ РЕСУРСОВ МИРОВОГО ОКЕАНА
ИМЕНИ АКАДЕМИКА И. С. ГРАМБЕРГА»**

70 ЛЕТ В АРКТИКЕ, АНТАРКТИКЕ И МИРОВОМ ОКЕАНЕ

Сборник научных трудов

Главный редактор: член-корреспондент РАН В. Д. Каминский
Редакторы: доктор геол.-мин. наук Г. П. Аветисов
доктор геол.-мин. наук В. Л. Иванов



**Санкт-Петербург
2018**

О. Н. Зуйкова, В. В. Шлыкова, О. А. Васильева, О. А. Колюк

Условия формирования и перспективы нефтегазоносности резервуаров углеводородов северной части Баренцева моря на основе литогенетического и сейсмофациального анализа

В результате проведенных исследований, обобщающих региональные морские работы МОВ ОГТ 2D в объеме 31589,95 пог. км в северной части Баренцевоморского шельфа, выполнявшиеся компанией ОАО «МАГЭ» с 2006 по 2013 г. (рис. 1), изучены глубинный структурно-тектонический план, структурные и литолого-фациальные особенности разреза осадочного чехла Северо-Баренцевского шельфа, обобщены данные о геохимических условиях соседних территорий, изученных скважинами глубокого бурения, создана сейсмостратиграфическая и литогенетическая модель Северо-Баренцевского шельфа. Полученный массив данных позволил оценить нефтегазоносный потенциал осадочного чехла.

Район обобщающих тематических исследований расположен в северной части шельфа Баренцева моря между архипелагом Шпицберген и

о. Северный архипелага Новая Земля (см. рис. 1). Северная граница района проходит южнее островов архипелага Земля Франца-Иосифа (ЗФИ), западная совпадает с современной российско-норвежской границей. Расстояние от исследуемого участка до архипелага Шпицберген составляет приблизительно 180–220 км, до островов Земли Франца-Иосифа — порядка 30–35 км, восточная граница почти совпадает с береговой линией архипелага Новая Земля.

По мере накопления геолого-геофизической информации по северной части Баренцевского шельфа во многом представления о геологическом строении, структурно-тектоническом плане и истории развития региона существенно детализируются. С учетом значительно уплотнившейся региональной сети профилей МОВ ОГТ за 2006–2013 гг. пересмотрена и уточнена структурно-тектоническая основа (рис. 2).

Тектоническое районирование. Вся северная часть акватории Баренцева моря в тектоническом смысле принадлежит Баренцевской шельфовой плите (Государственная геологическая карта... Лист Т-37–40, 2004). Ввиду значительных различий структурных планов гетерогенного основания (фундамента) и стратиграфических подразделений осадочного чехла структурно-тектоническое районирование территории проведено по двум стратиграфическим уровням: по кровле гетерогенного фундамента (поверхность отражающего горизонта (ОГ) VI(PR₂-PZ, ?)) и по осадочному чехлу — кровле пермских отложений (ОГ А(P-T)). В структурном плане поверхности фундамента

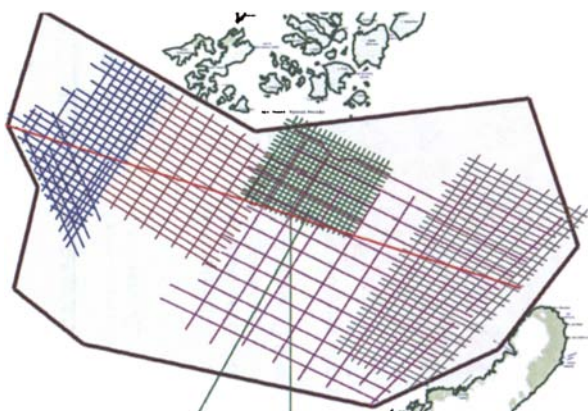


Рис. 1. Схема сейсморазведочных работ 2D ОАО «МАГЭ» с 2006 по 2013 г.

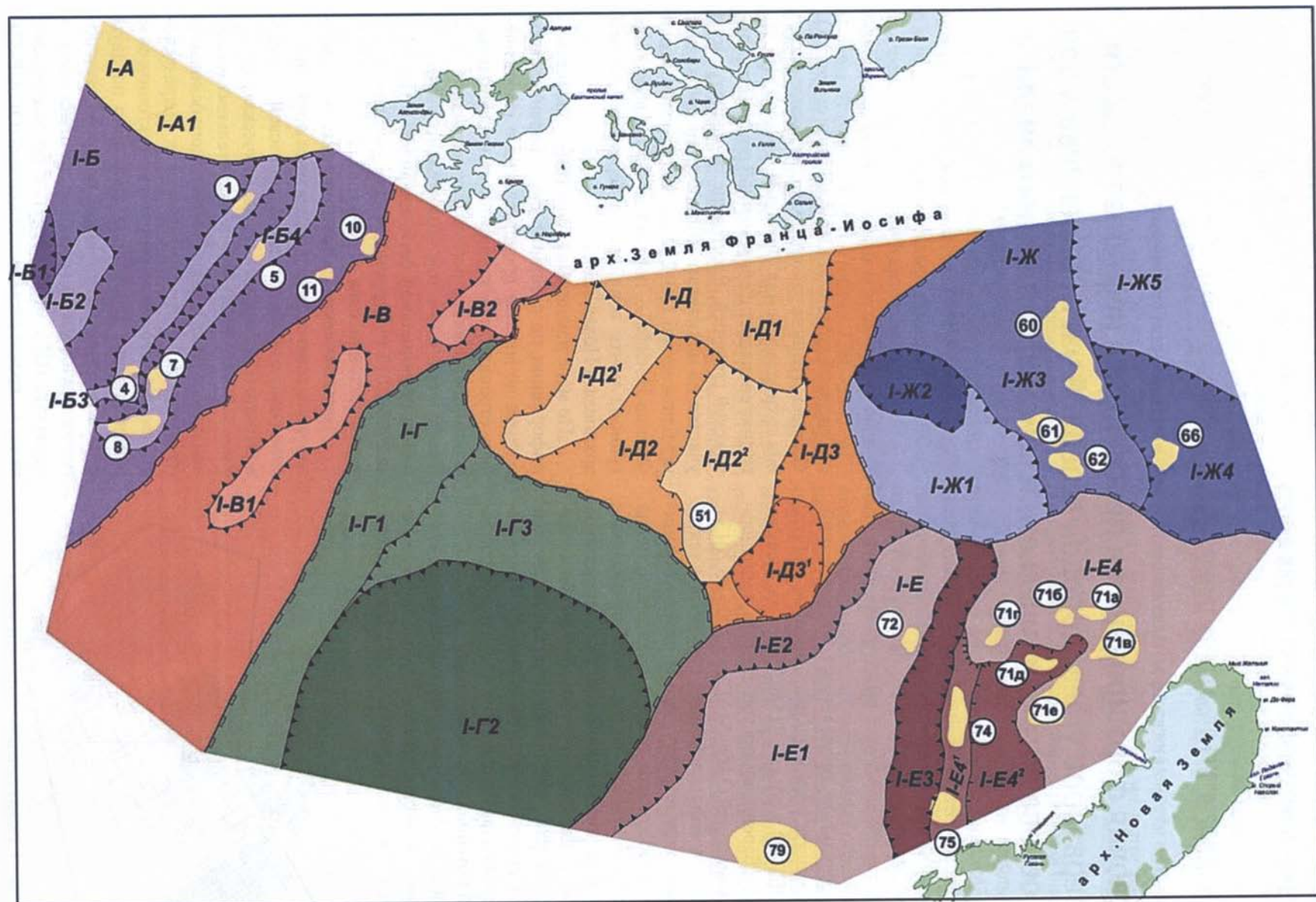


Рис. 2. Структурно-тектоническая схема северной части Баренцевоморского шельфа

Условные обозначения

Список локальных антиклинальных структур:

- | | |
|---------------------------|----------------------------|
| 1 - Северо-Ширшовская | 51 - Орловская |
| 2 - Южно-Ширяевская-1 | 52 - Б/Н |
| 3 - Б/Н | 53 - Б/Н |
| 4 - Б/Н | 54 - Б/Н |
| 5 - Северо-Дежневская | 55 - Б/Н |
| 6 - Южно-Дежневская-1 | 56 - Б/Н |
| 7 - Южно-Дежневская-2 | 57 - Б/Н |
| 8 - Южно-Дежневская-3 | 58 - Б/Н |
| 9 - Б/Н | 59 - Б/Н |
| 10 - Александровская | 60 - Глубокая |
| 11 - Б/Н | 61 - Разломная-1 |
| 12 - Б/Н | 62 - Разломная-2 |
| 13 - Б/Н | 63 - Северо-Кармакульская |
| 14 - Северо-Галльская | 64 - Южно-Кармакульская |
| 15 - Южно-Галльская | 65 - Северо-Сарычевская |
| 16 - Б/Н | 66 - Южно-Сарычевская |
| 17 - Б/Н | 67 - Б/Н |
| 18 - Северо-Пинегинская | 68 - Северожеланинская |
| 19 - Южно-Пинегинская-1 | 69 - Северо-Новоземельская |
| 20 - Южно-Пинегинская-2 | 70 - Б/Н |
| 21 - Северная-1 | 71 - Варнекская |
| 22 - Северо-Мусатовская-1 | 72 - Б/Н |
| 23 - Северо-Мусатовская-2 | 73 - Б/Н |
| 24 - Южно-Мусатовская | 74 - Б/Н |
| 25 - Паньковская | 75 - Панкратьева |
| 26 - Б/Н | 76 - Б/Н |
| 27 - Флигелёвская | 77 - Б/Н |
| 28 - Северо-Вихревская | 78 - Литке |
| 29 - Южно-Вихревская | 79 - Пахтусовская |

Зоны развития предполагаемых ловушек УВ неантиклинального типа:

- | | |
|--|---|
| | в верхнепермских отложениях (между ОГ I ₃ (P ₃) и Ia(C ₃ -P ₃)) |
| | в нижнетриасовых отложениях (между ОГ A(P-T) и A ₂ (T ₂)) |
| | в среднетриасовых отложениях (между ОГ A ₂ (T ₂) и A ₃ (T ₃)) |
| | в верхнетриасовых отложениях (между ОГ A ₃ (T ₃) и Б(T-J)) |
| | в юрских отложениях (между ОГ Б(T-J) и В(J ₃)) |
| | в средневенгерских отложениях (между ОГ Ia(C ₃ -P ₃) и A(P-T)) |
| | Контуры локальных антиклинальных структур и их номера |
| | Аномалия типа «риф» (между ОГ II ₁ (C ₁) и II ₄ (C ₁)) |
| | Профили МОВ ОГТ и их номера |
| | Граница района тематического обобщения |

Схема фактического материала сейсморазведочных работ 2D:

- | | |
|--|--|
| | Северо-Баренцевская впадина (2006-2007) |
| | Пинегинская (2006-2007) |
| | Прогиб Франц-Виктория (2007-2009) |
| | Трубятчинская площадь (2010) |
| | Предновоземельская структурная область (2011-2012) |
| | Профиль региональной увязки (2013) |
| | Граница района тематического обобщения |
| | Подводные транспортные русла |
| | Границы зон, доступных для бурения |
| | Изопахиты, сечение 250 м |
| | Разломы |

- | | | | |
|--|--|--|------------|
| | Проксимальная часть конуса выноса песчаного материала. Коллектор с высокими емкостными свойствами | | |
| | Дистальная часть конуса выноса алевроито-глинистого материала. Коллектор с низкими емкостными свойствами | | |
| | Проксимальная часть конуса выноса алевроитового материала. Коллектор с удовлетворительными емкостными свойствами | | |
| | Прибрежные и мелководно-прибрежные отложения. Коллектор грубозернистого состава с высокими емкостными свойствами | | |
| | Средняя часть шельфа. Коллектор с удовлетворительными емкостными свойствами | | |
| | Зона глубокого шельфа. Коллектор с низкими емкостными свойствами | | |
| | Склоновая часть среднего шельфа | | |
| | Рифогенные формирования, выявленные по результатам сейсмических работ | | |
| | Озерные фации | | Доломиты |
| | Русловые фации | | Песчаники |
| | Алевролиты, алевроиты | | Известняки |
| | Глины, аргиллиты | | |

Ловушки УВ по типу природного резервуара:

- | | | | |
|--|-----------------------------------|--|-------------------------|
| | сводовые | | направление миграции УВ |
| | тектонически экранированные | | НГМ толщи |
| | литологически экранированные | | покрышки региональные |
| | массивные | | покрышки зональные |
| | дайки | | разрывные нарушения |
| | отражающие горизонты и их индексы | | |

Рис. 2 (продолжение)

Условные обозначения

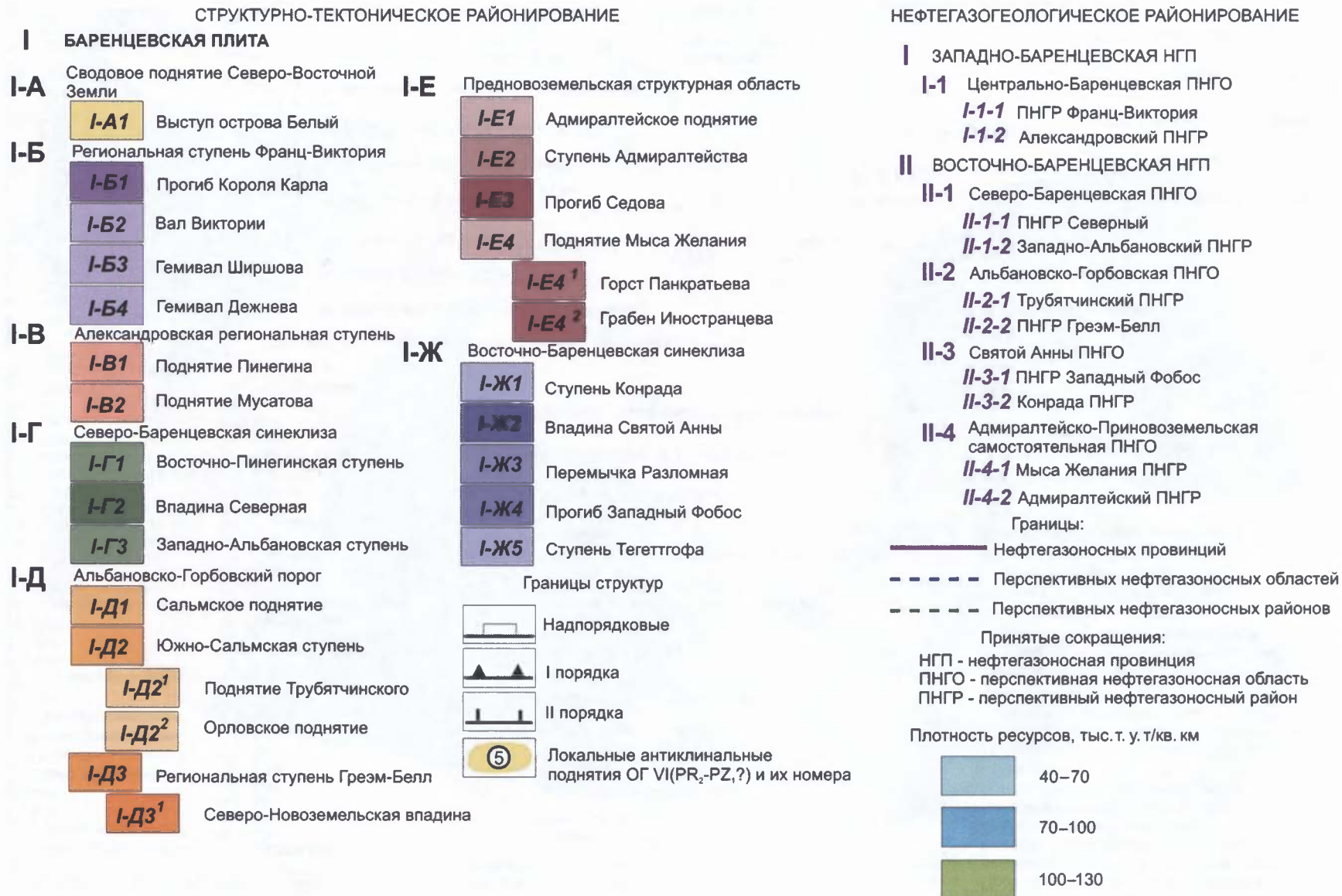


Рис. 2 (окончание)

выделяются шесть надпорядковых элементов: региональная ступень Франц-Виктория, Александровская региональная ступень, Северо-Баренцевская и Восточно-Баренцевская синеклизы, разделенные Альбановско-Горбовским порогом, и Предновоземельская структурная область. На крайнем северо-западе района обобщения по отсутствию отложений осадочного чехла выделено сводовое поднятие Северо-Восточной Земли (выступ о. Белый) (см. рис. 2).

В силу многократных тектонических перестроек (Государственная геологическая карта... Лист Т-37–40, 2004) и особенностей осадконакопления вверх по разрезу в структурном плане подошвы триасовых отложений, выделенные структурные элементы видоизменяются и выделяются как: региональная ступень Франц-Виктория с осложняющими ее гемивалами Дежнева и Ширшова; Александровская зона поднятий с подчиненными ей мегавалами Пинегинским и Мусатовским; Северо-Баренцевская синеклиза с входящими в ее состав Восточно-Пинегинской и Западно-Альбановской ступенями и впадиной Северной; Альбановско-Горбовский порог с подчиненными ему мегавалами Трубятчинским и Орловским (Южно-Сальмская ступень); впадины Северо-Новоземельская и Святой Анны с седловинами Альбановской и Горбовской (ступень Грэм-Белл); Предновоземельская структурная область с поднятием мыса Желания, осложняющим его горстом Панкратьева, грабеном Иностранцева, Адмиралтейским мегавалом и прогибом Седова; Восточно-Баренцевская региональная ступень, в составе которой выделены ступени Западный Фобос и Конрада.

Нефтегазоносность. Сложившийся структурно-тектонический план, разнообразие обстановок осадконакопления в палеозойско-мезозойское время, контролировавших литолого-фациальную изменчивость стратиграфических подразделений осадочного чехла, геохимические предпосылки генерации углеводородов (УВ), легли в основу нефтегазогеологического районирования осадочного чехла Северо-Баренцевоморского шельфа и выделения нефтегазоносных комплексов.

Исследуемая акватория не изучена бурением. Геологические данные о литологическом составе, геохимические оценки керна и органического вещества (ОВ), нефтегазоматеринский потенциал пород, состав ОВ приняты по аналогии с разведанными месторождениями в акваториальной части, обнажениями и данными бурения на островной суше. Ближайшие скважины глубокого морского бурения расположены на удалении от

границ района обобщения на 500 км. Поскольку продуктивность пластов, горизонтов и комплексов еще не доказана, лишь предполагается, они, как и элементы нефтегазогеологического районирования (зоны, районы, области), выделяются как нефтегазоперспективные.

По данным о промышленной нефтегазоносности, а также сведениям о распределении коллекторских, изолирующих, нефтегазоматеринских толщ норвежского и российского секторов Баренцева моря и Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (Государственная геологическая карта... Лист Т-37–40, 2004), разрез осадочного чехла подразделен на четыре перспективных нефтегазоносных комплекса (ПНГК) и два нефтегазоносных комплекса (НГК): ордовикско-верхнедевонский ПНГК, верхнедевонско-нижнепермский ПНГК, средне-верхнепермский ПНГК, триасовый НГК, юрско-барремский НГК, меловой ПНГК. Кайнозойские отложения имеют незначительные мощности и не рассматриваются в качестве нефтегазоносных комплексов.

Нефтегазоносные комплексы в палеозойских отложениях могут быть выделены только путем интерполяции между хорошо изученными разрезами палеозоя в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, где к палеозойским НГК приурочена большая часть прогнозных ресурсов и запасов УВ и норвежскими данными по скважинам в акватории Баренцева моря, а также по обнажениям разрезов палеозоя на островах. Геологические данные о соотношении коллекторских и изолирующих толщ в мезозойских отложениях получены на основании изучения разреза скважин, пробуренных в российском и норвежском секторах Баренцева моря и на островах архипелага ЗФИ. В норвежском секторе Баренцева моря бурением хорошо изучены отложения осадочного чехла, начиная с верхневизейских до кайнозойских, имеются сведения об открытии 20 месторождений УВ.

В пределах северной части Баренцевского шельфа выделяются Западно-Баренцевская и Восточно-Баренцевская нефтегазоносные провинции (НГП). Западно-Баренцевская НГП в рамках площади обобщения представлена Центрально-Баренцевской перспективной нефтегазоносной областью (ПНГО), в структурном плане подошвы осадочного чехла которой соответствуют региональные ступени Франц-Виктория и Александровская. В составе Восточно-Баренцевской НГП выделяются Северо-Баренцевская ПНГО, Альбановско-Горбовская ПНГО, ПНГО Святой Анны, Адмиралтейско-Приновоземельская ПНГО (рис. 3).

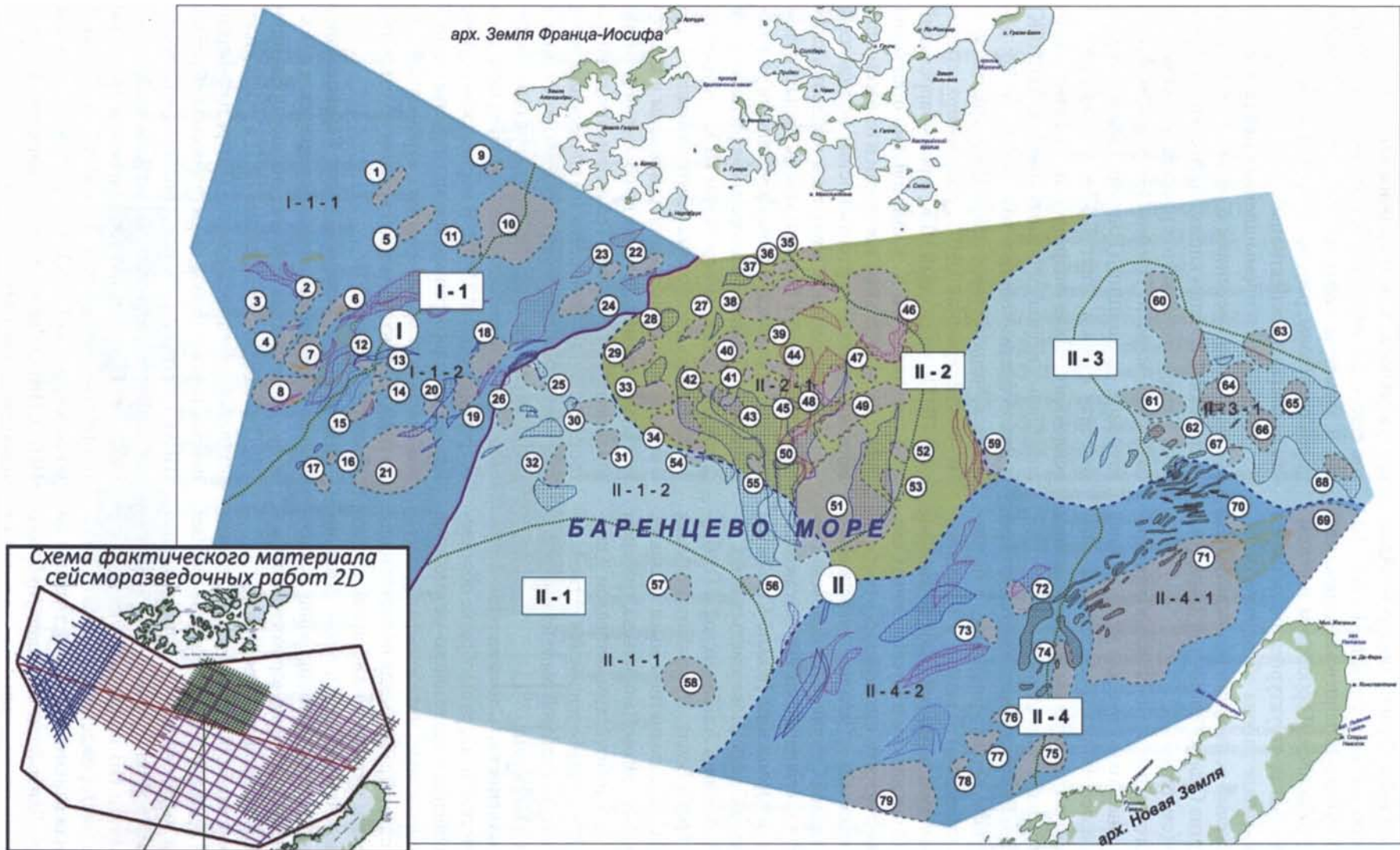


Рис. 3. Схема нефтегазогеологического районирования северной части Баренцевоморского шельфа.

Условные обозначения см. к рис. 2

Выявленные антиклинальные локальные поднятия, зоны развития ловушек неантиклинального типа, расположенные в пределах этих крупных структурных элементов, а также их тип, приуроченность к определенным структурам, условия формирования, вещественно-литологический состав отложений позволили провести более детальное нефтегазогеологическое районирование и выделить в пределах нефтегазоносных областей (НГО) перспективные нефтегазоносные районы (ПНГР): ПНГР Франц-Виктория и Александровский ПНГР (Центрально-Баренцевской ПНГО), ПНГР Северный и Пинегинский ПНГР (Северо-Баренцевская ПНГО), Трубятчинский ПНГР в составе Альбановско-Горбовской ПНГО, ПНГР Западный Фобос в составе ПНГО Святой Анны, ПНГР мыса Желания и Адмиралтейский ПНГР (Адмиралтейско-Приновоземельская ПНГО).

Основные перспективы нефтегазоносности Северо-Баренцевского шельфа традиционно связываются с локальными антиклинальными поднятиями, выявленными практически на всех стратиграфических уровнях осадочного чехла. Всего оконтурено 79 локальных антиклинальных структур, наиболее значимыми из которых по *морфологическим* характеристикам являются Орловская, Восточно-Орловская, Сальмская, Гидрографов, Варнекская, Александровская, Ермаковская, Северо-Дежневская и Южно-Дежневская, Северо-Ширшовская и Южно-Ширшовская (Павлов и др., 2014; Шлыкова и др., 2017).

Перед исследователями встал вопрос: какие из этих многочисленных структур будут перспективными не только по морфологическим характеристикам, но и по коллекторскому потенциалу? Для этого авторами была предпринята попытка создать *литогенетическую модель формирования коллекторских толщ* в северной части Баренцева моря.

В результате анализа сейсмических работ, проведенных в северной части Баренцева моря в последние годы, мы пришли к выводу, что путем сейсмофациального и литогенетического анализа можно оценить роль осадочного чехла северной части Баренцева моря как потенциального источника формирования залежей УВ. Для этой цели были построены структурные карты и карты мощностей по определенным отражающим горизонтам для всей северной акватории Баренцева моря на основе имеющихся сейсмических исследований. Схематические карты предполагаемых коллекторских толщ построены с учетом результатов палеоструктурного и генетического

анализа на определенный период существования седиментационного бассейна и в объеме предполагаемых перспективных нефтегазоносных комплексов, выделенных по результатам сейсмических исследований.

Нижнепалеозойский перспективный нефтегазоносный комплекс залегает на глубинах, недоступных для бурения, на большей части Северо-Баренцевской акватории, кроме западной части (рис. 4), а также восточной и юго-восточной частей близ поднятия Новой Земли. Участки, доступные для бурения, выделены на схеме зеленой линией. Условия седиментации в нижнепалеозойском-нижнедевонском бассейне были различными для западной и восточной частей бассейна. На западе, в зоне предфранского размыва в отдельные периоды времени формировались как терригенные, так и карбонатные породы (зона III). Но, скорее всего, в этой части акватории нижнепалеозойские осадки не одинажды подвергались эрозии. Ниже глубины 7000 м на северо-западе выделяется крупное клиноформное тело. Если оно сформировано в девонское время (о чем свидетельствуют естественные терригенные разрезы девона Новой Земли), то оно будет доступно для бурения, по крайней мере, в своей верхней половине.

На востоке по результатам анализа сейсмических исследований и карт мощностей выделяются крупные рифогенные образования в усачевской свите верхнего силура. Это подтверждается их стратификацией в естественных разрезах Новой Земли (литологическая колонка по естественному разрезу Русская Гавань справа). Но они находятся на глубинах, недоступных для бурения, и вряд ли определяют перспективы комплекса. На доступных для бурения глубинах (зоны I и II) находятся межрифовые и предрифовые карбонатные фации, в составе которых также могут сформироваться коллекторы. Локальными либо зональными покровками для возможных залежей УВ в рифогенных массивах могут служить глинистые отложения быстринской свиты.

В восточной части в зоне I крупных локальных объектов не выделено. В зоне II выявлена крупная структура Пахтусовская с карбонатным коллектором межрифовой фации. Перспективы локального объекта высокие.

В западной части в зоне развития сложного терригенно-карбонатного коллектора наиболее перспективной можно считать Южно-Дежневскую структуру как по ее морфологическим, так и по коллекторским характеристикам.

Верхнедевонско-нижнепермский нефтегазоносный комплекс начал формироваться в процессе трансгрессивного этапа седиментации, начавшегося после регионального предфранского перерыва в осадконакоплении, о чем свидетельствует накопление комплекса грубообломочных пород конгломератовой свиты франского яруса. Он также доступен для бурения в крайних западных, восточных и юго-восточных частях акватории (рис. 5). Отложения верхнего девона в составе комплекса сложены преимущественно биогермными карбонатными породами (исходя из описания естественного разреза Новой Земли), скорее всего, органогенно-водорослевого генезиса, которые могут формировать карбонатные коллекторы трещинно-порового типа. Такие коллекторские толщи будут характерны как для западной, так и для восточной частей акватории. Межбиогермная часть разреза, скорее всего, будет сложена водорослевыми известняками и продуктами разрушения биогерма. Флюидоупором для карбонатного биогермного комплекса могут служить глинистые отложения микитовской свиты верхнетурнейского-нижневизейского возраста. Вышележащая толща пород карбона — нижней перми сложена терригенно-карбонатным комплексом пород. В карбонатных отложениях каменноугольного возраста могут формироваться коллекторы трещинного и порово-трещинного типа. Флюидоупором для этих коллекторов (возможно, даже региональным) могут служить глинистые отложения ековской свиты кунгурского яруса перми.

В западной зоне (III) локальных объектов не выявлено, хотя здесь, судя по мощности комплекса, довольно широко развиты биогермные формирования. Это может быть связано с размывом верхней части биогермов. В восточной части в зоне развития коллекторов с удовлетворительными емкостными характеристиками (IIa) вновь выделяется Пахтусовская структура как высокоперспективная. В зоне I, где и по сейсмическим данным, и по данным генетического анализа прогнозируется широкое развитие рифов, которые практически формируют в этой части акватории рифогенный пояс, выявлена структура Варнекская. Перспективы нефтегазоносности ее очень высоки, поскольку она расположена, скорее всего, в зоне развития высокеемкого коллектора, характерного для рифовых массивов.

Нижневерхнепермский перспективный нефтегазоносный комплекс (рис. 6). В связи с развитием интенсивного трансгрессивного цикла

седиментации и, вероятно, с активизацией тектонических процессов в раннесреднепермское время, в бассейне седиментации начинают формироваться крупные подводные конусы выноса терригенного материала. В западной части они, скорее всего, формируют комплексы, близкие по своему генезису к клиноформным, а чуть восточнее центральной части формируются уже крупные конусы выноса, протягивающиеся с севера на юг через всю площадь исследований. В проксимальных частях таких комплексов формируются, как правило, терригенные коллекторские толщи с довольно высокими емкостными характеристиками. Дистальные части конуса обычно имеют зональное строение и переходят (по литологическому составу) от алевролитовых песчаников к алевролитам, алевролитовым глинам и глинам. В дистальных частях конусов выноса также могут присутствовать коллекторы, но с более низкими значениями пористости и проницаемости.

В крайней западной части площади, исходя из небольших мощностей комплекса, формировались, скорее всего, мелководные, мелководно-прибрежные и прибрежные отложения, коллекторские свойства которых бывают довольно высокими. Отложения могут быть перспективными при наличии флюидоупора. В восточной части формируются терригенные отложения средней части шельфа, которые чаще всего сложены алевролитами и имеют более низкие емкостные свойства. Комплекс вряд ли будет иметь региональный флюидоупор, здесь, скорее всего, будут развиты локальные и зональные покрывки.

В пределах всего комплекса крупных локальных объектов не выявлено. Пахтусовская структура расположена в зоне развития коллекторов с низкими емкостными свойствами и вряд ли будет перспективной по этим отложениям. Скорее всего, данный комплекс в районе Пахтусовской структуры будет играть роль зонального флюидоупора для нижележащих отложений палеозоя. В западной части площади определенными перспективами может обладать структура Северная, расположенная в зоне развития коллекторов с удовлетворительными коллекторскими свойствами. К сожалению, в зоне наиболее вероятного развития коллекторов с высокими емкостными свойствами, а именно в зонах проксимальных частей конусов выноса терригенного материала локальных объектов по этим отложениям не выявлено.

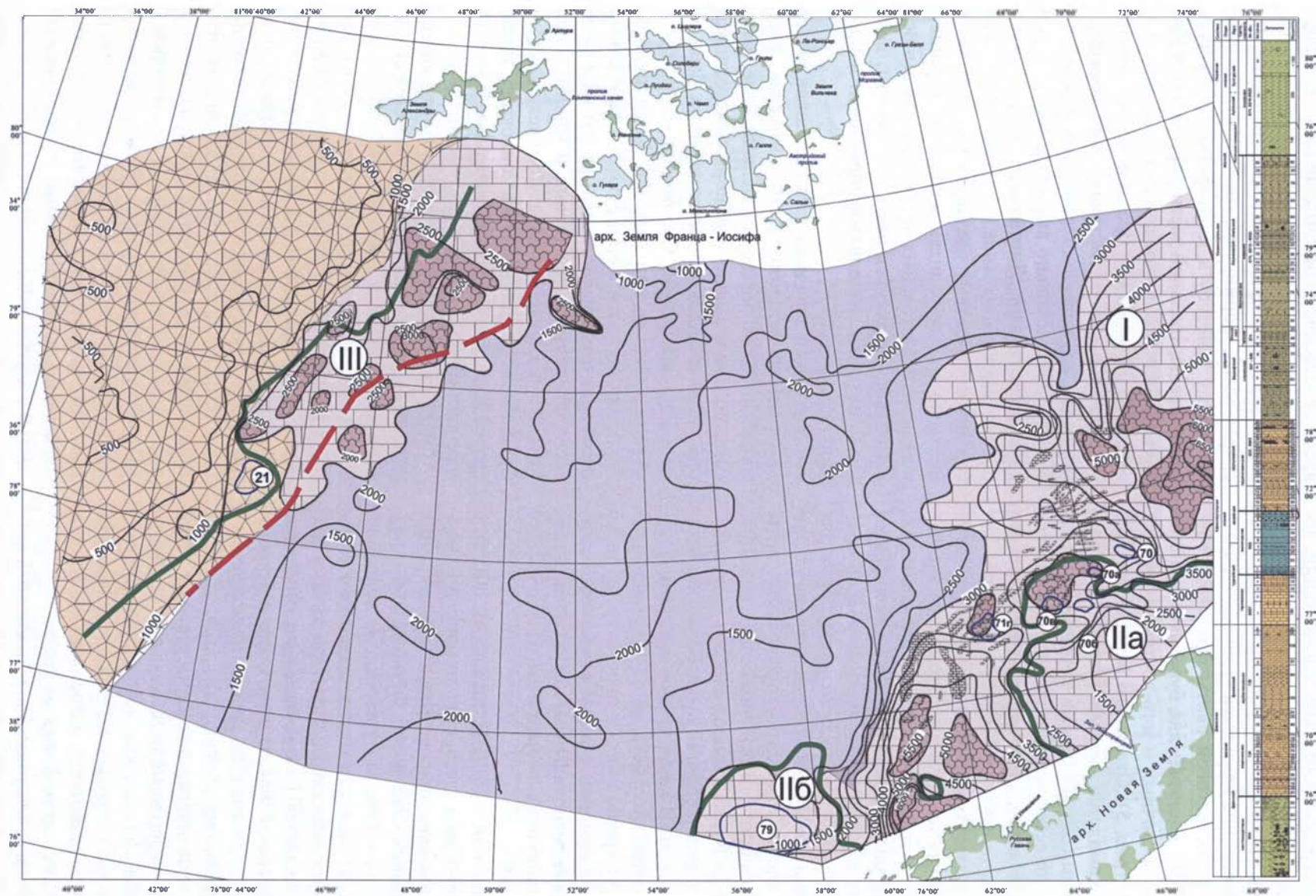


Рис. 5. Схематическая карта распространения коллекторов в верхнедевонско-нижнепермском перспективном нефтегазоносном комплексе северной части Баренцева моря.
Условные обозначения см. к рис. 2

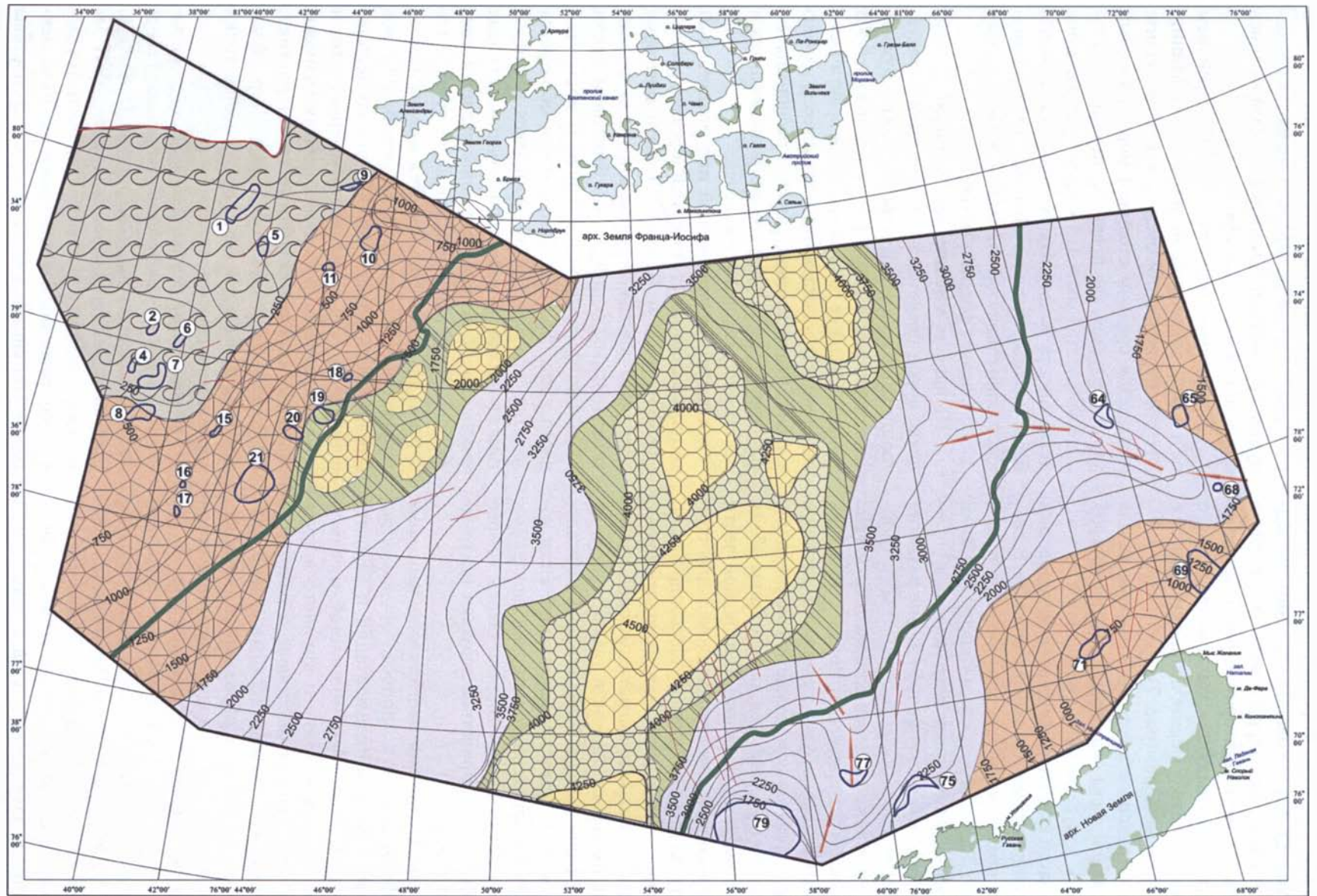


Рис. 6. Схематическая карта распространения коллекторов в нижневерхнепермском перспективном нефтегазоносном комплексе северной части Баренцева моря.
Условные обозначения см. к рис. 2

Нижнетриасовый перспективный нефтегазоносный комплекс. В раннетриасовое время продолжается формирование крупного подводного конуса выноса терригенного материала в центральной части акватории. Его положение по сравнению с предыдущим комплексом немного меняется, поскольку формирование его происходит немного западнее (рис. 7).

Раннетриасовое время — это время начала регрессивной фазы седиментации, при которой мощность конуса выноса уменьшается, а в западной части акватории начинает формироваться зона континентального осадконакопления. Региональной покрывки коллекторы нижнего триаса не имеют. Здесь можно рассчитывать только на формирование локальных флюидоупоров.

В восточной части шельфа в зоне развития коллекторов с невысокими емкостными свойствами выявлены две перспективные структуры: Пахтусовская и Варнекская. Перспективы этих локальных объектов будут связаны с наличием в этой части акватории надежного флюидоупора. Если такового не окажется, перспективы обеих структур будут невысокими. В западной части шельфа выявлено два крупных локальных объекта: структуры Северная и Александровская. Обе расположены в зоне развития коллекторов с удовлетворительными емкостными свойствами. Степень их перспективности также зависит от наличия флюидоупора. Следует вновь с сожалением отметить, что в проксимальной части конуса выноса терригенного материала локальных объектов не выявлено. Видимо, здесь, скорее всего, будут формироваться ловушки неструктурного типа.

Среднетриасовый нефтегазоносный комплекс формируется в процессе продолжения регрессивной фазы седиментации и характеризуется уменьшением мощностей и, самое главное, распадом единого крупного конуса выноса терригенного материала в результате обмеления бассейна на отдельные мелкие, хаотично расположенные образования, которые, конечно, могут служить коллекторами, но ореол их распространения будет невелик (рис. 8). На крайнем северо-западе и крайнем юго-востоке формируются зоны развития континентальных фаций. На востоке и западе формируется комплекс песчано-алевритовых отложений мелкого и среднего шельфа, в которых возможно формирование коллекторских толщ с невысокими емкостными свойствами. Следует отметить, что в западной части исследуемой площади намеча-

ется формирование небольшого конуса выноса терригенного материала, но только шельфового генезиса (пологий шельф), в то время как предыдущие крупные конусы выноса формировались в склоновой части шельфа.

Позднетриасовое время явилось временем остановки регрессивной фазы седиментации. Это тот период, который в секвентном анализе называется средним стоянием моря и который характеризуется, как правило, спокойной тектонической обстановкой. В это время прекращается деятельность подводных русловых каналов и в бассейне седиментации накапливаются преимущественно глинистые отложения, а также наблюдается расцвет флоры и фауны.

По нашему мнению, верхнетриасовый комплекс пород представляет собой именно такую толщу, которая, с одной стороны, может служить флюидоупором, а с другой — генерирующей УВ толщей. Ореол ее распространения практически такой же, как нижележащего комплекса, из чего следует, что она может служить региональным флюидоупором как для среднетриасового, так и для нижнетриасового комплекса.

Юрский перспективный нефтегазоносный комплекс формируется на стадии резкой регрессии моря (рис. 9). В западной части акватории образуется довольно крупная зона развития континентальных фаций. Вдоль береговой линии возможно формирование баров. В восточной части вдоль орогена Новой Земли образуется зона отсутствия отложений комплекса, в которой также возможно формирование континентальных фаций. Наиболее перспективной является центральная часть акватории, где на доступных для бурения глубинах формируются конусы выноса терригенного материала шельфового генезиса (средняя часть шельфа). Как правило, коллекторы в таких конусах сложены мелкозернистыми и крупно-среднезернистыми песчаниками и имеют довольно высокие емкостные характеристики. Перспективы юрского комплекса в северной части Баренцева моря являются, с нашей точки зрения, очень высокими.

Выявленные в центральной части крупные локальные объекты находятся в зоне развития среднеемких коллекторов. Это структуры Орловская, Ермаковская, Гидрографов и структура Б/Н 58, которая находится в наиболее благоприятных условиях по сравнению с вышеназванными. Ее коллекторский потенциал довольно высок. Перспективы остальных локальных объектов также высоки, но их морфологическая характеристика оставляет

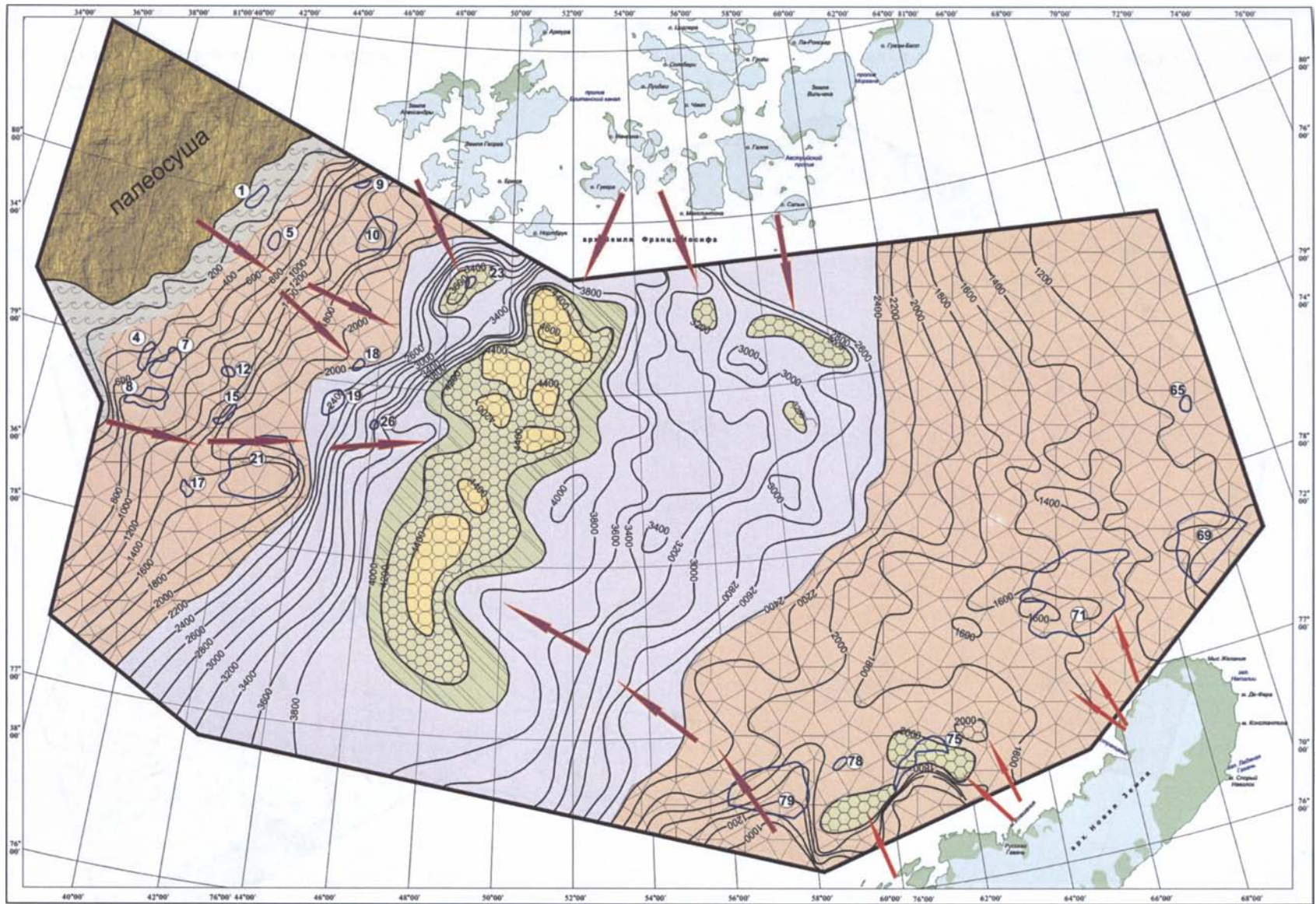


Рис. 7. Схематическая карта распространения коллекторов в нижнетриасовом перспективном нефтегазоносном комплексе северной части Баренцева моря.

Условные обозначения см. к рис. 2

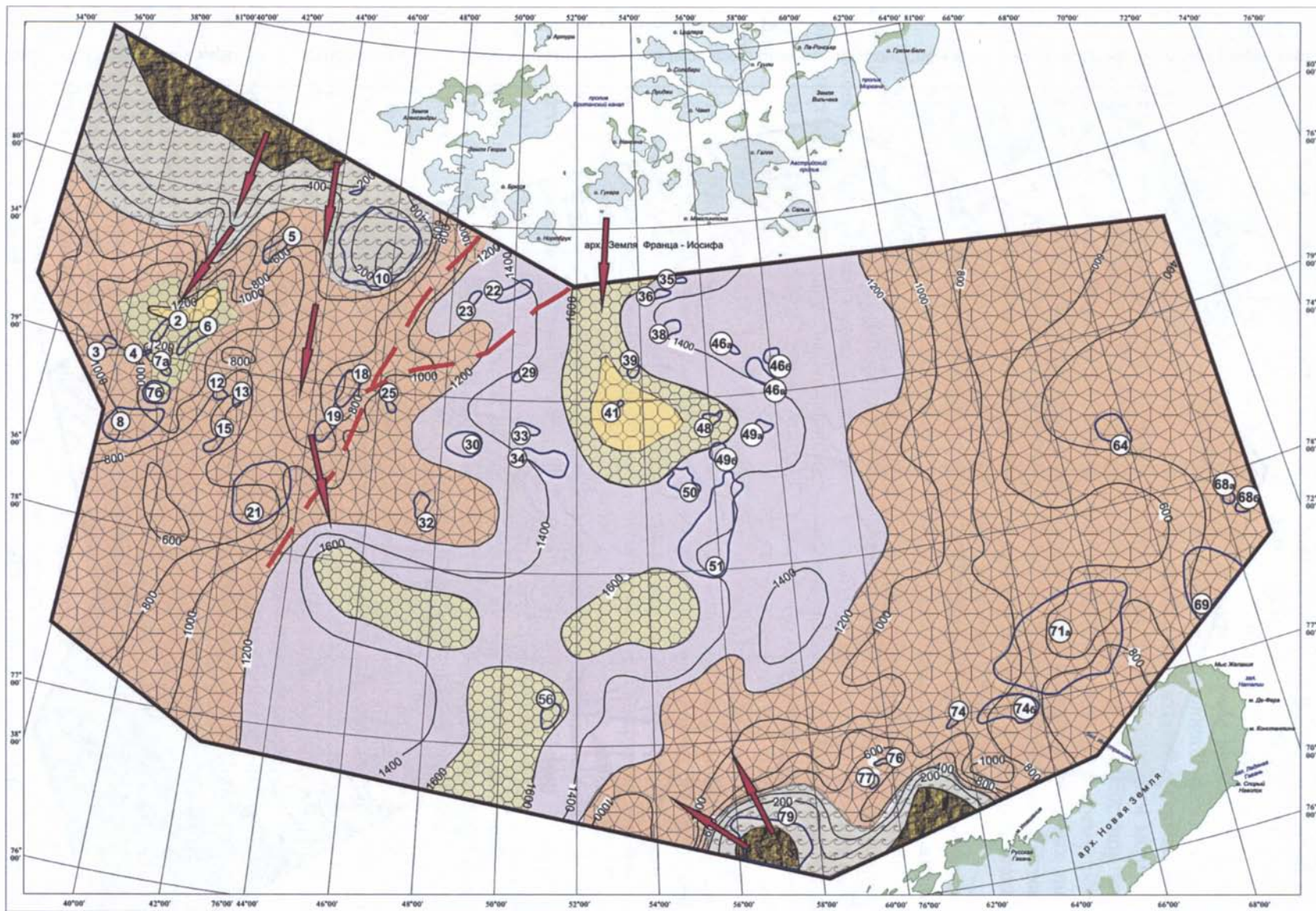


Рис. 8. Схематическая карта распространения коллекторов в среднетриасовом перспективном нефтегазоносном комплексе северной части Баренцева моря.

Условные обозначения см. к. рис. 2

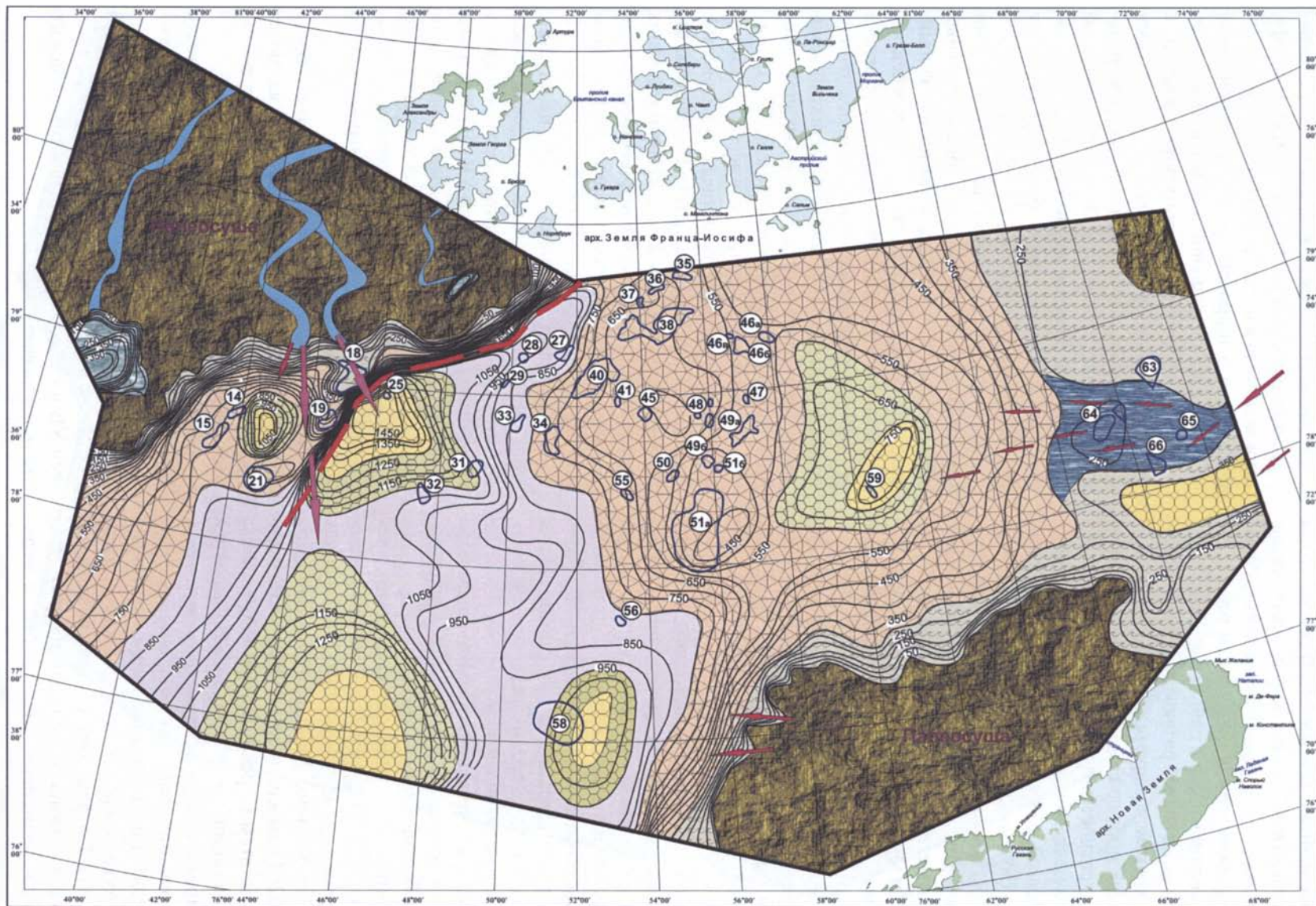


Рис. 9. Схематическая карта распространения коллекторов в юрском перспективном нефтегазоносном комплексе северной части Баренцева моря.
Условные обозначения см. к рис. 2

желать лучшего. Необходимы дополнительные сейсмические исследования в этой части акватории с более плотной сейсмической сетью, чтобы доказать существование этих локальных объектов.

Позднеюрское — раннеберриасское время явилось рубежом между окончанием регрессивной фазы седиментации в ранне- и среднеюрское время и вновь начавшей развиваться трансгрессией моря в неокомское время. Это была фаза среднего стояния моря со спокойным тектоническим режимом и расцветом флоры и фауны. Именно в это время в мелководном позднеюрском — раннемеловом бассейне седиментации сформировались отложения баженовской свиты ($J_3v-K_1b_1$), которые являются региональной покрывкой для нижележащего юрского нефтегазоносного комплекса. Следует отметить, что все перспективные по отложениям юры локальные объекты перекрываются флюидоупором с высокими изолирующими свойствами (рис. 10).

Что касается генерационного потенциала отложений верхней юры — берриаса в этой части акватории, то потенциал их невелик, поскольку они не прошли здесь зону «Нефтяного окна» и находятся на стадии ПК₃-МК₁.

Выводы. В седиментационном бассейне северной части Баренцева моря наиболее перспективным комплексом для формирования коллекторских толщ карбонатного состава является верхнедевонско-нижнепермский. Наиболее перспективным комплексом для формирования терригенных коллекторских толщ является юрский. Региональными флюидоупорами в составе осадочного чехла северной части Баренцева моря могут служить верхнетриасовые и верхнеюрско-нижнеберриасские отложения.

Геохимическая оценка керн скважин, пробуренных в Баренцевом море и на обрамляющих островах архипелагов ЗФИ, Новая Земля и Шпицберген (Бро, Дибнер, 1994; Вержбитский, 2002; Грамберг и др., 1985), в комплексе с результатами проведенного AVO-анализа и интерпретации по методике CSP позволила прогнозировать в разрезе осадочного чехла распространение нефтегазоматеринских толщ (НГМ) и пород-покрышек и пород-коллекторов, а также пути миграции и зоны аккумуляции УВ (рис. 11). По фазовому составу возможные залежи УВ в нижнесреднепалеозойских, верхнедевонско-среднепермских, средне- и верхнепермских отложениях прогнозируются как преимущественно нефтяные. Предполагаемые залежи УВ в триасовых и юрских отложениях га-

зовые, реже — газоконденсатные. Существенное влияние на фазовый состав, распределение, тип и сохранность залежей в пределах Баренцево-морского региона оказал кайнозойский аплифт, выразившийся в перестройке структурного плана региона и широком развитии современных тектонических нарушений в мезозойской толще.

Ловушки литологического типа, связанные с предполагаемыми рифогенными образованиями в каменноугольных отложениях, распространены локально, в пределах Предновоземельской структурной области на значительных, но доступных для их изучения бурением глубинах (6000–7500 м) (см. рис. 11, рис. 12).

В пределах региональной ступени Франц-Виктория сложились благоприятные структурно-тектонические условия для формирования залежей нефти и газа, однако перспективность этой части акватории несколько снижена в силу редуцированной мощности осадочного чехла. В Александровской зоне поднятий мощность чехла сокращается за счет выклинивания нижнесреднепалеозойских отложений, и основные перспективы следует связывать с клиноформным строением триасовых образований. В пределах Северо-Баренцевской синеклизы отложения триаса залегают на достаточно больших глубинах, и практический нефтегазопроисловый интерес могут представлять только юрская толща и клиноформы берриас—баррема.

На ступени Западный Фобос на глубине 3800–4000 м зафиксирована обширная аномалия типа «яркого пятна», которая может служить косвенным признаком залежи УВ. В разрезе она приурочена к несогласию типа кровельного прилегания в средне- и верхнепермских отложениях, что позволяет прогнозировать развитие неструктурных ловушек литолого-стратиграфического типа (см. рис. 11).

В пределах Альбановско-Горбовского порога доступными для поисков залежей УВ являются среднетриасовая-юрская и берриас-барремская части разреза (глубины до 4000 м).

Основные перспективы нефтегазоносности Предновоземельской структурной области связаны с палеозойскими и нижнесреднетриасовыми отложениями. Однако в этом районе остается открытым вопрос сохранности вероятных залежей УВ в связи с проявлениями киммерийского этапа тектогенеза.

По фазовому составу возможные залежи УВ в нижнесреднепалеозойских, верхнедевонско-среднепермских, средне- и верхнепермских

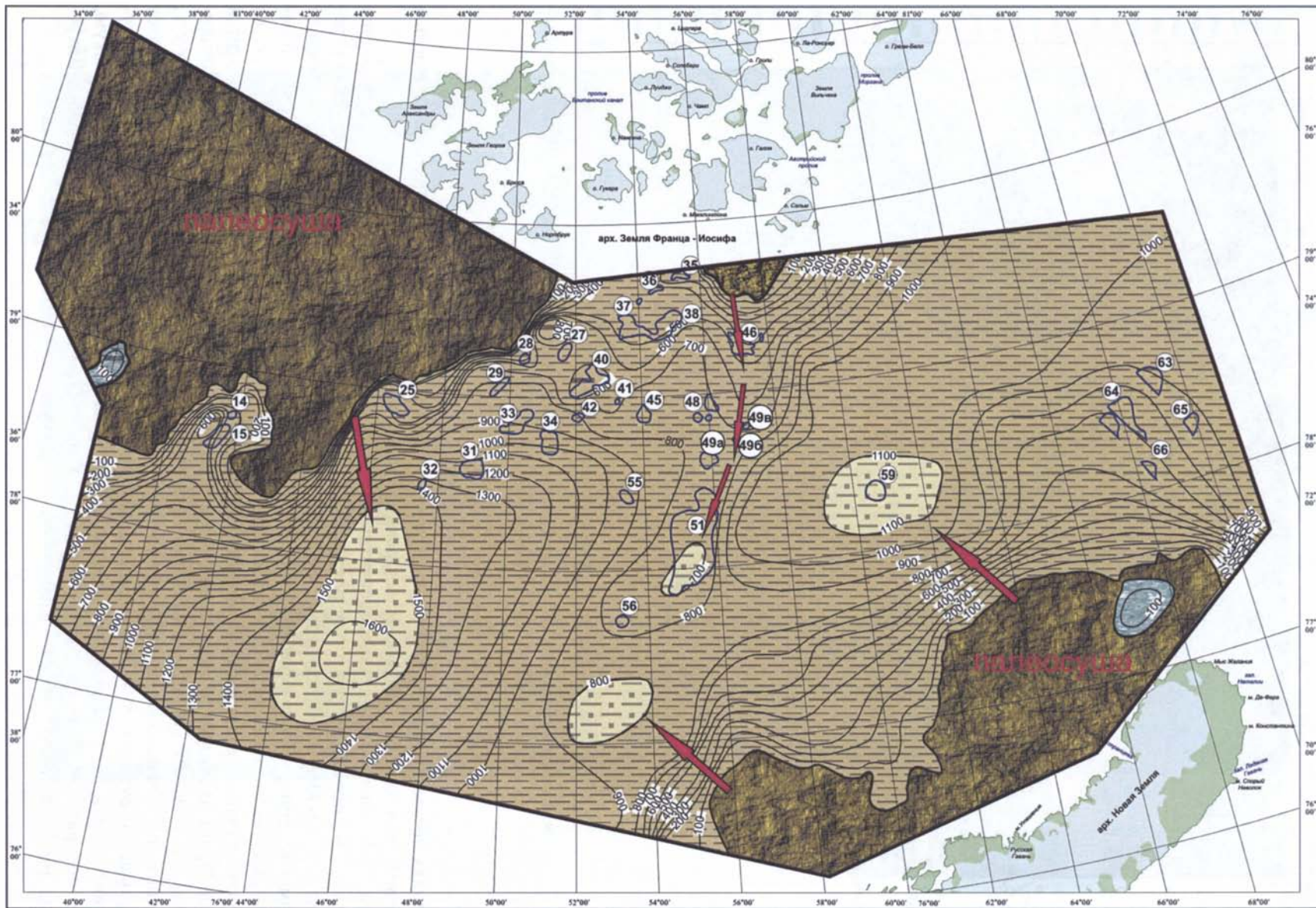


Рис. 10. Схематическая карта распространения верхнеюрского — нижнеберриасского флюидопора в северной части Баренцева моря.
Условные обозначения см. к. рис. 2

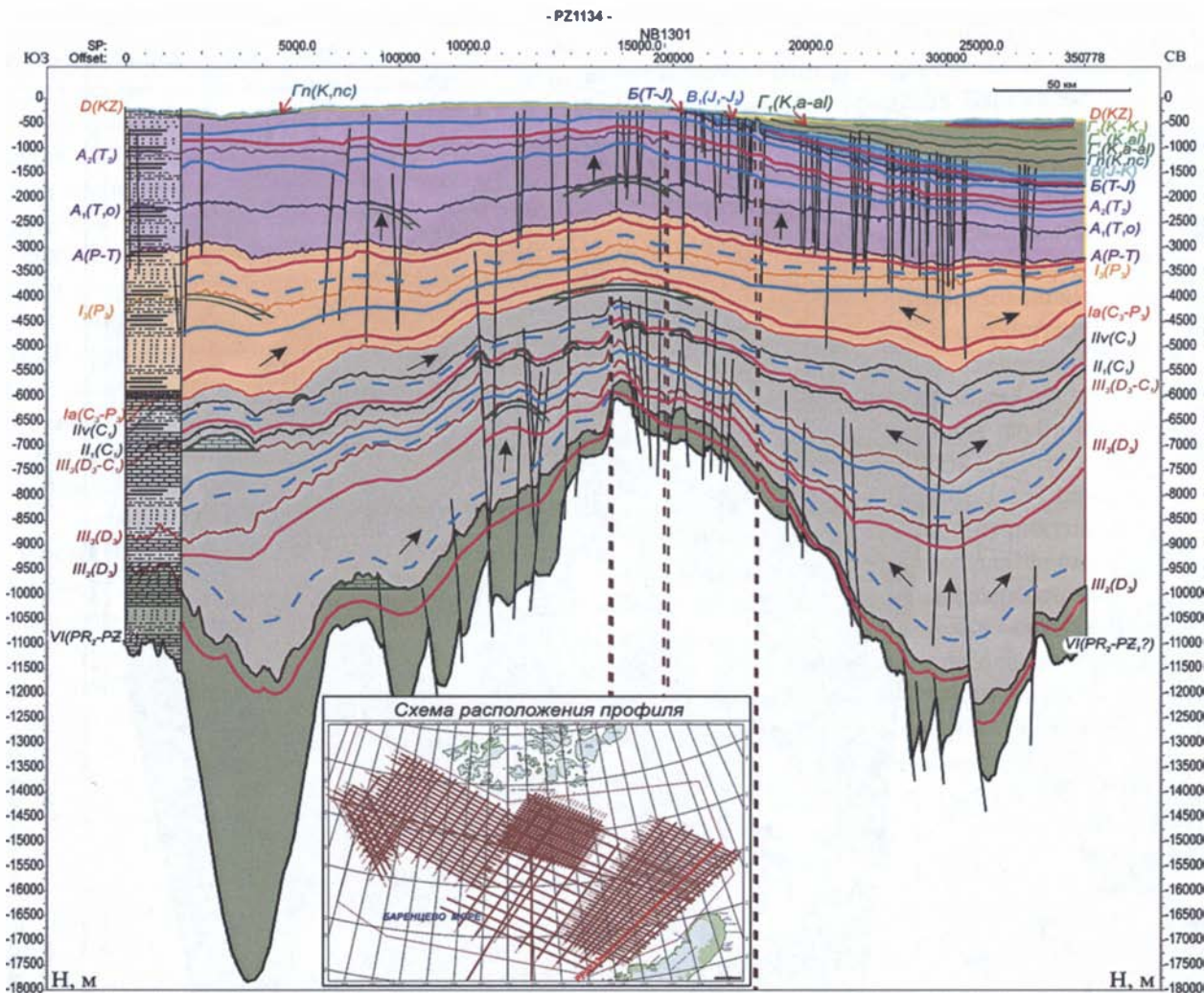


Рис. 11. Прогнозный разрез нефтегазогеологических параметров по профилю МОВ ОГТ PZ1134. Предновоземельская структурная область. Условные обозначения см. к рис. 2

отложения преимущественно нефтяные. Предполагаемые залежи УВ в триасовых и юрских отложениях газовые, реже — газоконденсатные.

Исходя из оценки прогнозных ресурсов, наиболее высокими перспективами обладают пермские, триасовые и юрские отложения, причем если отложения перми являются более перспективными в пределах региональной ступени Франц-Виктория и Александровской региональной ступени (западная часть района обобщения), где они выходят на глубины, вполне комфортные для бурения, то в Северо-Баренцевской синеклизе и на Альбановско-Горбовском пороге (центральная часть района обобщения) они залегают достаточно глубоко, и здесь основ-

ная роль принадлежит уже триасовым и юрским отложениям.

Оценка ресурсов осадочного чехла проведена до глубины 7000 м — предельная глубина бурения скважин. Прогнозные ресурсы осадочного чехла Северо-Баренцевского шельфа до глубины 7000 м составляют 23 439,4 млн т у. т., из них на долю извлекаемых ресурсов приходится 18 014,88 млн т у. т. Суммарная величина локализованных ресурсов составляет 3991,41 млн т у. т., из них 2147,64 млн т у. т. приходится на наиболее крупные локальные антиклинальные структуры Александровскую, Северную, Орловскую, Северо-Новоземельскую, Варнекскую и Пахтусовскую.

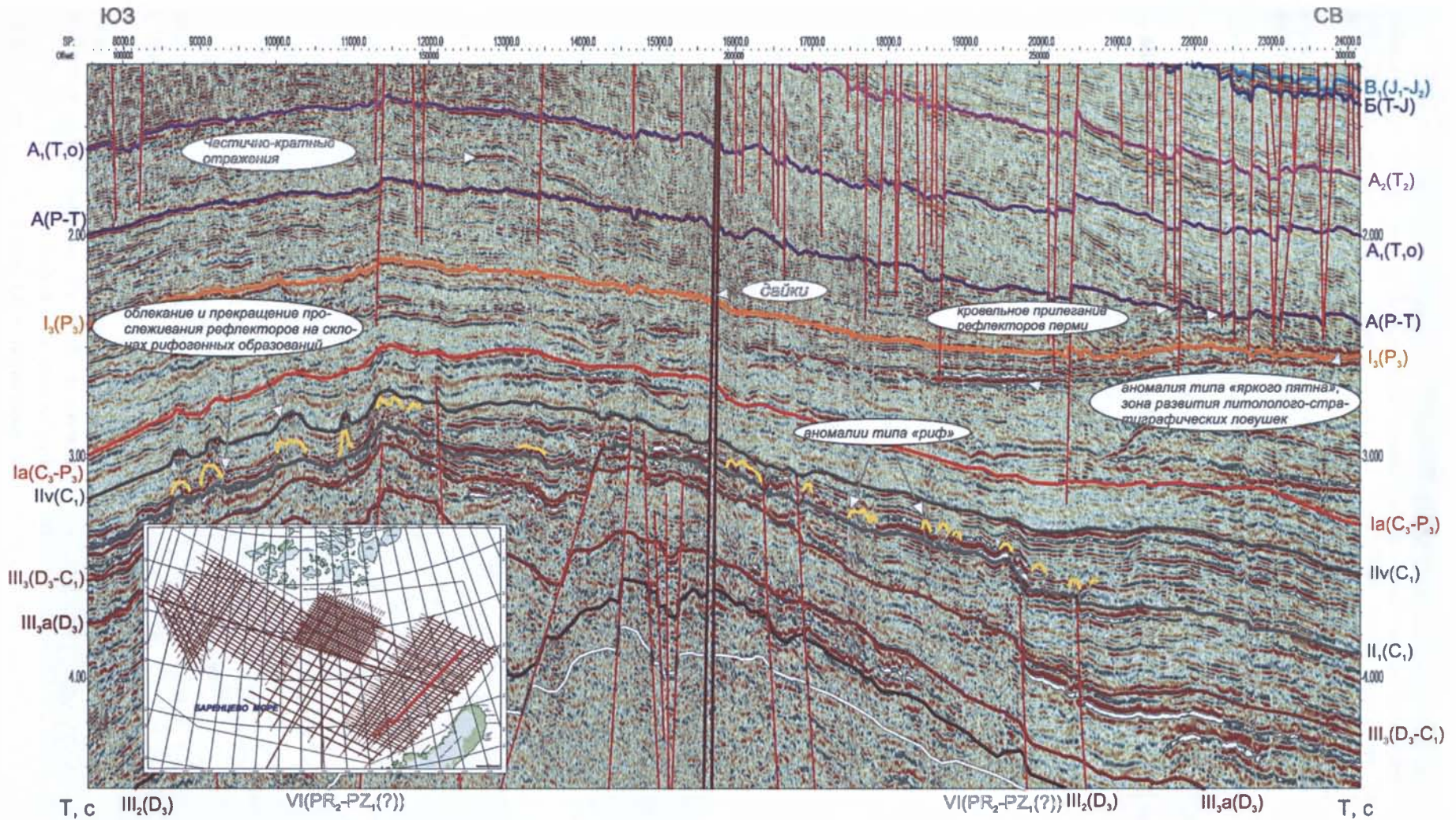


Рис. 12. Аномалии типа «риф». Фрагмент временного разреза по профилю МОВ ОГТ PZ1133

Список литературы

- Бро Е. Г., Дибнер В. Д.* Нефтегазоносность архипелага Земля Франца-Иосифа // Геологическое строение и нефтегазоносность Арктических морей России. 1994. С. 30–38.
- Верхобитский Е. В.* Геотермический режим, тектоника дна и температурные условия генерации углеводородов восточной части Баренцева моря // Геотектоника. 2002. № 1. С. 86–96.
- Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1 : 1 000 000 (новая серия). Лист Т-37–40 — Земля Франца-Иосифа (южные острова). Объяснительная записка / отв. ред. С. И. Шкарубо, гл. ред. Б. Г. Лопатин. СПб.: ВСЕГЕИ, 2004.*
- Грамберг И. С., Школа И. В., Бро Е. Г. и др.* Параметрические скважины на островах Баренцева и Карского морей // Советская геология. 1985. № 3. С. 95–98.
- Павлов С. П., Шлыкова В. В., Величко Б. М., Васильев В. В.* Геологическое строение северной части Баренцева моря // Разведка и охрана недр. 2014. № 4. С. 18–23.
- Шлыкова В. В., Величко Б. М., Павлов С. П., Зуйкова О. Н.* Прогноз зон развития объектов возможного УВ-накопления на Северо-Баренцевском шельфе // Разведка и охрана недр. 2017. № 10. С. 39–48.