

ПРАВИТЕЛЬСТВО РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
«САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
(СПбГУ)

Институт Наук о Земле

Кафедра геофизики

ТАРАСЕНКО Анна Константиновна

Выпускная квалификационная работа

**Создание геолого-геофизической модели осадочного чехла
северной части Карского моря с целью обоснования
перспективных нефтегазоносных районов**

Уровень образования:

Направление подготовки 05.04.01 «Геология»

Основная образовательная программа магистратуры ВМ.5796 «Геофизика»

Научный руководитель:

к. ф.-м.н., доц. Сакулина Т. С..

Рецензент:

Зав. Отделом нефтегазоносности

Арктики и Мирового Океана (ОНАиМО),

ФГБУ «ВНИИОкеангеология»,

к. г.-м.н., Алексеева А.К.

Санкт-Петербург

2021

АННОТАЦИЯ

В данной работе представлены результаты анализа и переинтерпретации большого массива сейсмических данных MOB-ОГТ 2D для создания актуализированных структурно-тектонических и структурных схем и характеристики нефтегазоносных систем северной части Карского моря.

Цель работы - создание геолого-геофизической модели осадочного чехла северной части Карского моря по сейсмическим данным MOB-ОГТ 2D для обоснования перспективных нефтегазоносных районов. Для этого была выполнена интерпретация глубинных сейсмических разрезов MOB-ОГТ 2D (192 профиля общей протяжённостью более 30000 км) в программном комплексе KINGDOM Suite 8.7.

Было прослежено 4 основных отражающих горизонта, соответствующих региональным поверхностям несогласия: F – акустический фундамент архей-протерозойского возраста; KS1 – горизонт вблизи кровли силура; KS2 – внутривпермское несогласие; KS3 – горизонт вблизи кровли триаса. Были построены структурные схемы, характеризующие строение опорных горизонтов. На представительных глубинных сейсмогеологических разрезах были выделены элементы нефтегазоносных систем для характеристики Северо-Карской СПНГО и ПНГО Святой Анны.

В пределах площади исследования особо перспективными для дальнейшего изучения являются ПНГР Уединения, Тегетгоффа, Западный Фобос и Воронинский со значительной мощностью осадочного чехла и благоприятными для скопления УВ геологическими условиями.

Объем данной работы составляет 74 страниц, в ее состав включены 33 рисунка и 3 таблицы. Содержание представлено 4 главами, написание которых осуществлялось по 15 литературным источникам и 1 интернет-ресурсу.

СЕВЕРНАЯ ЧАСТЬ КАРСКОГО МОРЯ, MOB-ОГТ 2D, СТРУКТУРНАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ, НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ

ABSTRACT

This work presents the results of the analysis of archival data and the reinterpretation of seismic data from the CDP seismic reflection method 2D to create updated structural-tectonic and structural diagrams and characteristics of oil and gas bearing systems in the northern part of the Kara Sea.

The aim of the work is to create a geological and geophysical model of the sedimentary cover of the northern part of the Kara Sea based on seismic data of CDP seismic reflection method 2D to substantiate prospective petroleum regions. For this, the interpretation of deep seismic cross-sections CDP 2D (192 profiles with a total length of more than 30,000 km) was done using the KINGDOM Suite 8.7 software package.

Four main reflecting horizons were traced, corresponding to regional unconformity surfaces: F - acoustic basement of the Archean-Proterozoic age; KS1 - near the top of the Silurian; KS2 - intra-Permian unconformity; KS3 - near the top of the Triassic. Structural grids were created that characterize the structure of the reference horizons. On representative deep seismic-geological sections, the elements of oil and gas systems were identified to characterize the North Kara and St. Anna potential Oil/Gas-bearing regions.

Within the research area, the Uedineniya, Tegetgoff, Western Phobos and Voroninsky potential Oil/Gas-bearing areas with a significant thickness of the sedimentary cover and favorable geological conditions for the accumulation of hydrocarbons are especially prospective for further study.

The volume of this work is 74 pages, it includes 33 figures and 3 tables. The content is presented by 4 chapters, the writing of which was carried out on 15 literary sources and 1 Internet resource.

NORTHERN KARA SEA, CDP 2D, STRUCTURAL SEISMIC INTERPRETATION, OIL AND GAS POTENTIAL

ОГЛАВЛЕНИЕ

СПИСОК ПРИНЯТЫХ СОКРАЩЕНИЙ	5
ВВЕДЕНИЕ	6
1 ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАБОТ	8
1.1 Физико-географический очерк	8
1.2 Геолого-геофизическая изученность района работ	10
1.2.1 Геологическая изученность	10
1.2.2 Сейсмическая изученность	11
1.2.3 Гравиметрическая и магнитометрическая изученность	12
1.3 Тектоника	13
1.4 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза	18
1.5 Нефтегазоносность	20
2 СБОР И АНАЛИЗ СЕЙСМИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ	25
2.1 Полевые работы	25
2.2 Обработка сейсмических данных	25
2.3 Характеристика и анализ входных данных	30
3 ИНТЕРПРЕТАЦИЯ СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ	33
3.1 Стратиграфическая привязка отражающих горизонтов и увязка сейсмических данных	34
3.2 Корреляция отражающих горизонтов и разрывных нарушений. Построение сейсмогеологических разрезов	35
3.3 Построение структурных схем	46
4 ХАРАКТЕРИСТИКА ЭЛЕМЕНТОВ ПЕРСПЕКТИВНЫХ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ СИСТЕМ В РАЗРЕЗАХ ПРЕДСТАВИТЕЛЬНЫХ ПРОФИЛЕЙ СЕВЕРНОЙ ЧАСТИ КАРСКОГО МОРЯ	51
4.1 Характеристика перспективных нефтегазоносных комплексов	51
4.2 Отображение элементов нефтегазоносных систем на глубинных сейсмогеологических разрезах	55
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	71
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	73

СПИСОК ПРИНЯТЫХ СОКРАЩЕНИЙ

ПНГП – перспективная нефтегазоносная провинция

ПНГО – перспективная нефтегазоносная область

СПНГО – самостоятельная перспективная нефтегазоносная область

ПНГР – перспективный нефтегазоносный район

СПНГР – самостоятельный перспективный нефтегазоносный район

УВ – углеводороды

ВВЕДЕНИЕ

Арктический шельф России, и в особенности северная часть Карского моря, является одним из уникальных регионов мира с гигантским углеводородным потенциалом, однако из-за суровых климатических условий изучен он крайне неравномерно. Отсутствие данных стратиграфического и параметрического бурения приводит к многочисленным неопределённостям в моделях геологического и тектонического строения и, как следствие, к неопределённостям в оценках ресурсного потенциала Арктического региона.

В последнее десятилетие в северной части Карского моря проведен большой объем морских сейсморазведочных работ МОВ-ОГТ 2D и ГРР на островах за счет средств федерального бюджета, которые позволили уточнить геологическое строение данного региона, провести границы перспективных нефтегазоносных провинций, областей и районов, а также оценить перспективы нефтегазоносности по косвенным признакам. Однако существующие структурно-тектонические схемы имеют ряд разногласий как концептуальных, так и топонимических. Вследствие этого необходимо провести обобщение и переинтерпретацию большого массива данных для создания актуализированных структурно-тектонических и структурных схем и характеристики нефтегазоносных систем.

Представленная работа выполнялась в составе исследовательского коллектива Отдела нефтегазоносности Арктики и Мирового Океана ФГБУ «ВНИИОкеангеология» в рамках Государственного контракта «Обеспечение геологоразведочных работ на углеводородное сырье на континентальном шельфе РФ, в Арктике и Мировом океане в 2019-2021 гг.»

Целью работы является создание геолого-геофизической модели осадочного чехла северной части Карского моря по сейсмическим данным МОВ-ОГТ 2D для обоснования перспективных нефтегазоносных районов.

Задачи исследования:

- систематизировать данные о стратиграфической привязке отражающих горизонтов на севере Карского моря;
- выполнить структурную интерпретацию глубинных сейсмических разрезов МОВ-ОГТ 2D в программном комплексе KINGDOM (в объёме 192 профилей);
- построить структурные схемы, характеризующие строение основных отражающих горизонтов в осадочном чехле и структурно-тектоническую схему по поверхности акустического фундамента северной части Карского моря;

- выделить на представительных сейсмогеологических разрезах (в объёме 9 профилей) элементы нефтегазоносных систем для характеристики Северо-Карской СПНГО и ПНГО Святой Анны.

Результаты работы позволяют сделать выводы о перспективности ПНГР в пределах северной части Карского моря, а также является подготовительным этапом для дальнейшего проведения бассейнового моделирования.

Автор выражает благодарность научному руководителю доценту кафедры геофизики, к.ф.-м.н. Сакулиной Т.С. за руководство и помощь при подготовке ВКР. Особую благодарность выражаю сотрудникам Отдела нефтегазоносности Арктики и Мирового Океана ФГБУ «ВНИИОкеангеология» за предоставленные материалы, содействие и поддержку при проведении научно-исследовательской работы.

1 ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАБОТ

1.1 Физико-географический очерк

Площадь исследования расположена в северной части Карского моря и ограничена архипелагами Новая Земля, Земля Франца Иосифа (ЗФИ), Северная Земля и полуостровом Таймыр (рис.1).

Карское море – окраинное море Северного Ледовитого океана. На севере оно широко открыто к Арктическому бассейну, на западе граничит с Баренцевым морем, на востоке - с морем Лаптевых. Площадь всей акватории составляет примерно 885 км², занимает пространство между параллелями 81°6' и 66°0' с. ш. и между меридианами 55°2' и 104°1' в. д. [5].

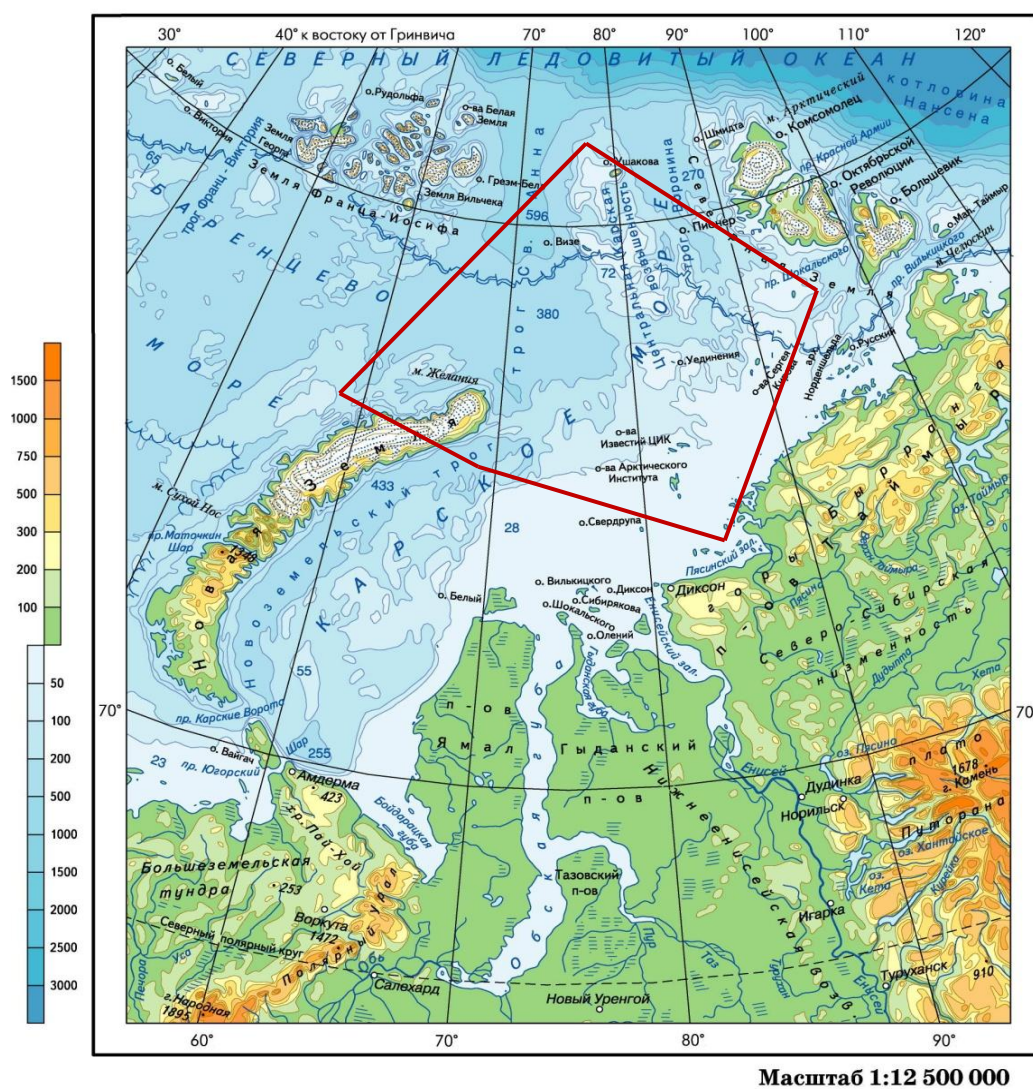


Рисунок 1 Физическая карта Карского моря [16]

Рельеф дна достаточно сложный и неровный и определяется чередованием прогибов и поднятий. Глубины дна в среднем составляют 100 м. В южной и восточной

частях преобладает мелководье, на западе, вдоль побережья Новой Земли, протягивается Новоземельская впадина (трог) с глубинами моря до 500 м. Наибольшие значения глубины (620 м) фиксируются в северной части акватории, в жёлобе Святой Анны, а также в Восточно-Карском мегапрогибе и жёлобе Воронина на северо-востоке. Между жёлобами Воронина и Святой Анны располагается обширная платообразная возвышенность, известная как Центральное Карское плато. Минимальные глубины дна моря, равные 20-40 м, соответствуют поднятиям Ушакова и Визе [10].

Береговая линия достаточно извилистая. Восточные берега Новой Земли обрывистые и изрезанные многочисленными фьордами. Материковое побережье сильно изрезанное, и разнообразное по морфологии. Встречаются как абразионные берега, так и ледниковые и аккумулятивные, местами пологие, а местами обрывистые. Западное побережье Северной Земли менее извилистое и обладает невысокими берегами [5].

Климат Карского моря полярный морской. Несмотря на относительную близость Атлантического океана, по своим условиям оно более суровое, чем граничащее с ним Баренцево море. Температура ниже 0°C сохраняется до 9 месяцев в году. Зима в Карском море продолжительная и холодная и характеризуется низкими температурами воздуха, большой влажностью, облачностью, штормами и метелями. Средняя температура воздуха в январе - -28°C, может достигать и -50 °C, скорость ветра 7-8 м/с. Лето холодное и короткое с пасмурной дождливой погодой с частыми туманами. В июле температура воздуха в среднем составляет 6 °C.. С ноября по июнь акватория Карского моря почти полностью покрыта льдом. Прибрежную зону занимает припай.

Материковый сток в Карском море является наиболее значительным, в среднем около 55% (1290 км³/год) общего стока всех рек, впадающих в моря Арктического шельфа России. Практически весь материковый сток поступает в Карское море с юга. Наибольший объём речной воды ежегодно поставляют реки Енисей (450 км³) и Обь (600 км³). Почти 40% площади этого моря находятся под влиянием материковых вод. Они оказывают весьма разнообразное воздействие на природные условия моря: повышают температуру воды на поверхности в приустьевых участках, что способствует взлому припая весной и замедляет льдообразование осенью; уменьшают солёность морских вод; воздействуют на направления движения морских вод и т. д. Таким образом, материковый сток является важным фактором, влияющим на формирование особенностей Карского моря [5;12].

1.2 Геолого-геофизическая изученность района работ

В северной части Карского моря было проведено множество геологических и геофизических работ, однако изучено оно крайне неравномерно. Современное представление о структуре литосферы, литологии, истории геологического развития и перспективах нефтегазоносности базируется, в основном, на данных сейсморазведки МОВ-ОГТ 2D и КМПВ, НСАП, потенциальных полей и бурения.

1.2.1 Геологическая изученность

Первые сведения о донных отложениях Карского моря были получены российскими и зарубежными гидрографическими экспедициями ещё в XIX веке, а с 20-х гг. XX столетия ряд научных организаций активно занимался изучением донных отложений в Баренцевом и Карском морях с проведением геолого-геоморфологической съёмки дна, изучением стратиграфии и литологии осадков.

В 1979-80 гг. МАГЭ были выполнены исследования структуры морского грунта в северных районах Баренцева и Карского морей, выполнено геоакустическое профилирование и грунтовое опробование, в результате которых получено представление о строении и мощности четвертичного покрова.

В 90-х годах проводилось сейсмоакустическое профилирование по отдельным линиям наблюдения с попутным опробованием во время рейсов на НИС «Геолог Ферсман» и НИС «Гидролог», в результате которого получено представление о структуре мезозойских толщ осадочного чехла и четвертичных отложений, прослежено распространение ледниковых образований к северо-западу от арх. Новая Земля и в желобе Св. Анны.

В 2005-2007 гг. ФГУНПП «Севморгео» проводили газогеохимическую съёмку в комплексе с геофизическими методами по опорному профилю 4-АР, показавшую эффективность такого применения для прямых поисков углеводородов [10].

Геологические исследования выполнялись также и на островах Карского моря. К настоящему времени на территории Российской Арктики проведены и продолжают проводиться планомерные комплексные геолого-поисковые работы. Все арктические острова покрыты мелкомасштабной и, частично, среднемасштабной геологической съёмкой [9].

Вблизи района исследования расположены скважины. В 1977-1981 гг. на островах арх. ЗФИ трестом «Волгокамскгеология» были пробурены три параметрические скважины. Сква. Нагурская (3204 м) расположена на о. Земля

Александры, скв. Северная (3523 м) – на о. Грехэм-Белл, скв. Хейса (3344 м) – в северо-восточной части одноимённого острова. Ближайшими к площади исследования скважинами морского бурения являются Адмиралтейская-1 и Лунинская -1 [12].

1.2.2 Сейсмическая изученность

Сейсмические работы, направленные на изучение северной части Карского моря, в общем случае можно подразделить на три периода:

1) Региональные профильные работы КМПВ и МОВ ОГТ2D периода 1982-91 гг., выполненные МАГЭ ПГО "Севморгеология" (в дальнейшем ОАО МАГЭ) и ВМНПО "Союзморгео" (впоследствии ОАО СМНГ), которые позволили получить общие представления о строении Баренцево-Карского шельфа (скоростных свойствах разреза, структуре и мощности земной коры региона) и выделить основные структурно-тектонические элементы в его пределах;

2) Комплексные геолого-геофизические работы на опорных профилях в Баренцево-Карском регионе, выполненные ФГУНПП "Севморгео" и включающие сейсмические наблюдения МОВ ОГТ, МПВ ГСЗ, непрерывное сейсмоакустическое профилирование (НСАП), а также гравимагнитные наблюдения и газогеохимическую съёмку: профиль 3-АР (2003-2005 гг.) и профиль 4-АР (2005-2007 гг) [12].

Результаты комплексных исследований на опорных профилях являются основной базой при создании обобщённой модели глубинного геологического строения Баренцево-Карского региона.

3) Региональные площадные работы МОВ ОГТ, выполненные в период 2006-17 гг. ОАО МАГЭ и ОАО СМНГ, в результате которых были детально изучены особенности строения осадочного чехла, выделены структурно-тектонические элементы более высокого порядка, а также построены структурные карты разных областей северной части Карского моря по многочисленным отражающим горизонтам.

Полученные данные позволили уточнить строение северной части Карского моря и сделать выводы о перспективах нефтегазоносности данного Арктического региона.

На рис.2 представлена схема сейсмической изученности севера Карского моря по состоянию на 01.01.2017.

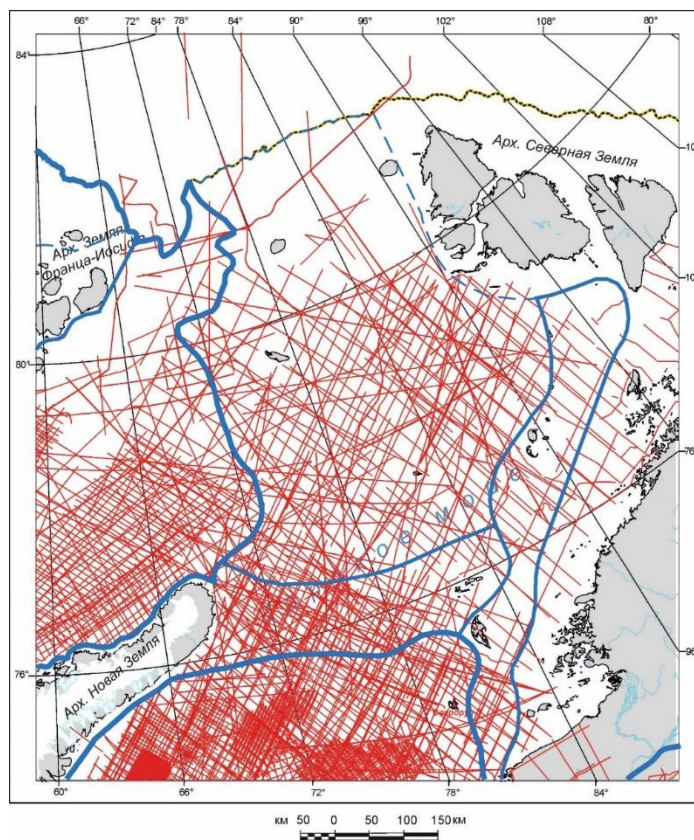


Рисунок 2 Схема сейсмической изученности северной части Карского моря на 01.01.2017 [11]

1.2.3 Гравиметрическая и магнитометрическая изученность

Западная половина Арктического шельфа России, в том числе, Карского море, на первый взгляд покрыта относительно плотной сетью аэрогеофизических наблюдений. Первые маршрутные исследования были начаты в 50-х гг XX века. Работы проводились в южной части Карского моря преимущественно в масштабе 1:500 000. Магнитометрической съёмкой масштаба 1:200 000 покрыты острова, входящие в состав акватории (арх. Новая Земля, Северная Земля и Земля Франца-Иосифа). Гравиразведка проводилась как авиадесантная, так и морская. В 1992 г. ПМГРЭ проводит комплексную аэрогеофизическую съёмку масштаба 1:1 000 000 над Северным островом арх. Новая Земля, в результате которой составлены карта графиков гравитационных аномалий с редукцией в свободном воздухе с погрешностью ± 0.5 мГал, карта графиков и изолиний аномального магнитного поля [9]. Однако подавляющая часть накопленных магнитометрических и гравиметрических данных относится к ретроспективным материалам, которые по своим погрешностям не отвечают современным требованиям и к тому же являются результатом оцифровки аналоговых карт графиков аномальных полей (рис.3). Центральная и северная части Карского моря остаются практически неизученными, они пересечены лишь

несколькими рекогносцировочными маршрутами [4]. В настоящее время аэрогеофизические работы практически не проводятся.

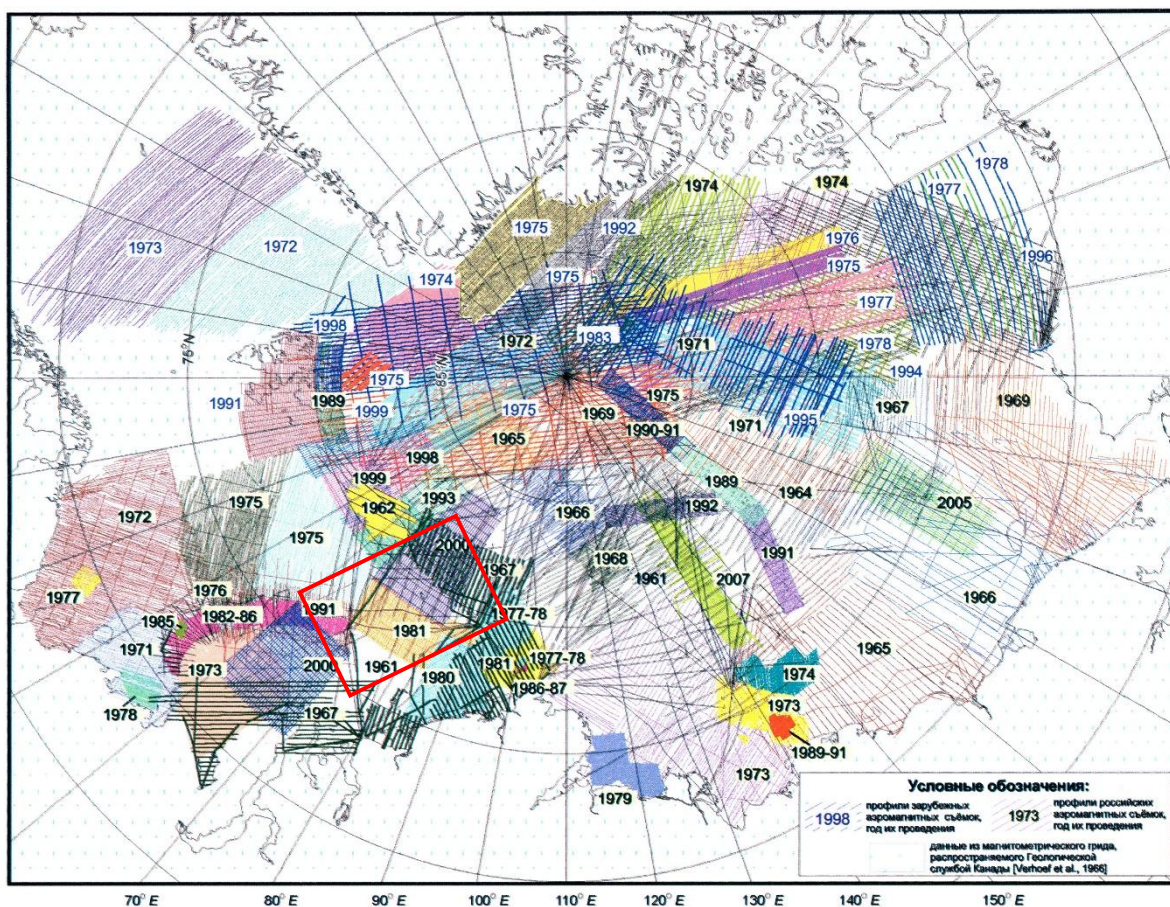


Рисунок 3 Схема аэрогеофизической изученности Арктики [4]

Таким образом, несмотря на то, что в северной части Карского моря было проведено множество геологических и геофизических исследований, в связи с труднодоступностью и суровыми климатическими условиями сеть наблюдений негустая. В настоящее время изучение северной части Карского моря продолжается, а также проводится обобщение полученных данных, составление Государственных геологических карт, структурно-тектонических карт, обобщение материалов по стратиграфии, тектонике, геоморфологии, истории геологического развития, а также интерпретация геофизических материалов.

1.3 Тектоника

По результатам многочисленных геофизических (региональных сейсмических) исследований, описанных в работах ФГУП «СМНГ», ОАО «МАГЭ», ФГУНПП «Севморгео», создана модель геологического строения шельфа Карского моря (рис.4).

Северная часть Карского моря рассматривается как отдельная тектоническая область древней стабилизации (Северо-Карская плита). Она сложена преимущественно допалеозойскими и палеозойскими отложениями и тектонически связана со структурами Восточно-Сибирской платформы [8]. На юге она граничит с Южно-Карской плитой по зоне ступеней (Северо-Сибирский порог). На западе Северо-Карская плита разделена со Свальбардской плитой трогом Святой Анны. Карская плита заметно отличается от Свальбардской плиты и от прилегающих областей Сибирского кратона, поэтому она выглядит как самостоятельный блок со своими индивидуальными особенностями внутреннего строения [3] (рис.5).

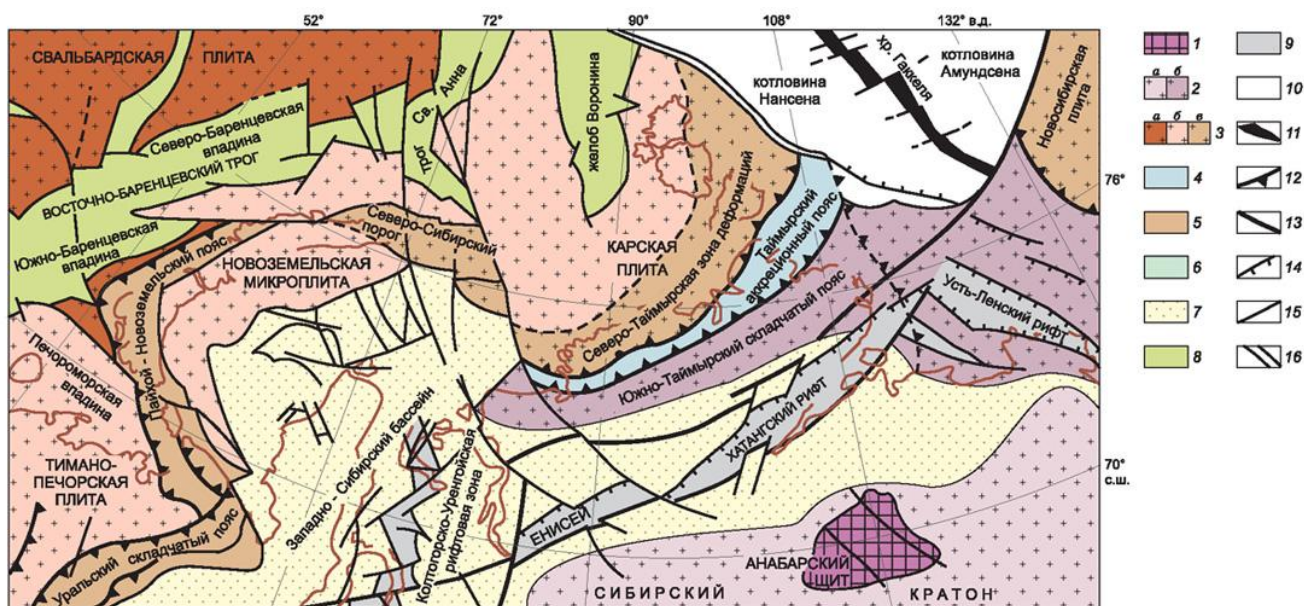


Рисунок 4 Тектоническая схема Баренцево-Карского региона и сопредельных областей, по [Тектоническая..., 1996, 1998; Шипилов, Верниковский, 2010].

1— докембрийские метаморфические комплексы фундамента; 2— чехол Сибирского кратона: а— недеформированный, б— подвергшийся тектоническим деформациям в мезозое; 3— литосферные плиты: а— с гренвилевским фундаментом, б— с позднекембрийским фундаментом, в— подвергшиеся герцинским тектоническим деформациям; 4— неопротерозойский Таймырский аккреционный пояс; 5— герцинские и раннекембрийские складчатые пояса и зоны тектонических деформаций; б— складчатые пояса мезозоид; 7— чехол молодых плит; 8— троговые структуры с корой субокеанского типа; 9— континентальные мезозойские рифты; 10— области океанской коры; 11— срединно-океанская рифтовая зона; 12— крупнейшие надвижки; 13— крупнейшие сдвиги и трансформные разломы; 14— сбросы; 15— сбросы и сдвиги неопределенные; 16— бровка континентального склона [3]

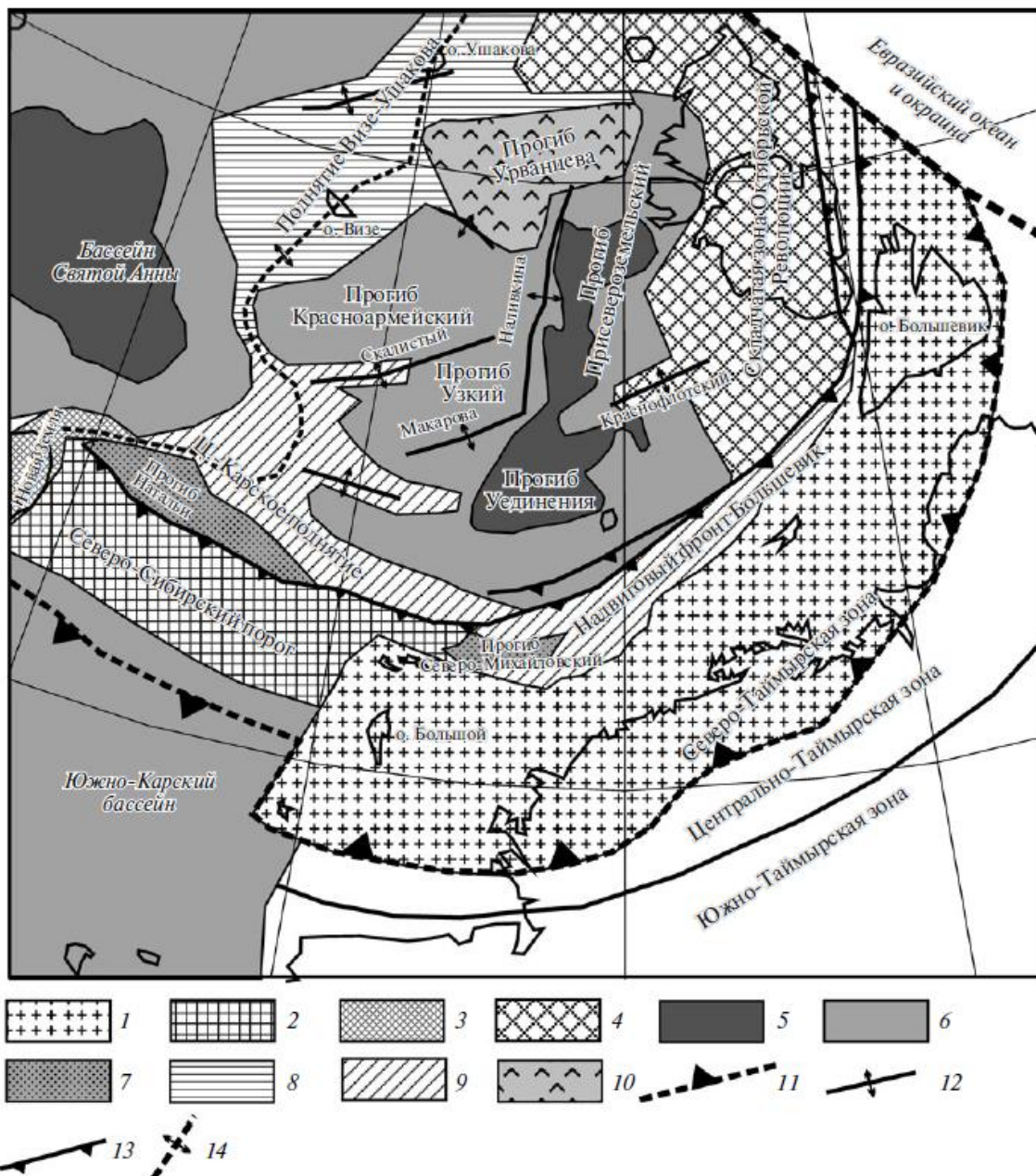


Рисунок 5 Тектоническая схема района Северо-Карского бассейна: 1 – в основном докембрийские и кембрийские метаморфические комплексы, 2 – ороген Северо-Сибирского порога, 3 – позднепалеозойский и раннемезозойский ороген Новой Земли, 4 – осадочные бассейны, деформированные в позднем палеозое и перед юрой, 5 – осадочные бассейны с толщиной осадков более 10 км, 6 – осадочные бассейны с толщиной осадков менее 10 км, 7 – палеозойско-мезозойские прогибы нерасчлененные (краевые или рифтовые прогибы), 8 – поднятие с осадочным чехлом и докарбоновой и/или допозднедевонской погребенной складчатой зоной, 9 – поднятие с осадочным чехлом и докарбоновой складчатой системой, 10 – позднеордовикский эвапоритовый бассейн с соляными диапирами, 11 – гипотетическая позднепалеозойская сутура (треугольники показывают вероятный наклон позднепалеозойской зоны субдукции), 12 – выступы фундамента и инверсионные валы, 13 – надвиги, 14 – ось поднятия Новая Земля–Визе–Ушакова, разделяющего Северо-Карский и Баренцевоморский бассейны [7]

Северо-Карский бассейн имеет достаточно мощный осадочный чехол (до 15 км), и в его составе выделяется 5 основных прогибов: Присевероземельский, Уединения, Красноармейский, Узкий и Урванцева, которые разделены различными поднятиями. В бассейне выделяются минимум четыре мегасеквенции: синрифтовая, пострифтовая, постинверсионная и региональная чехольная.

На островах арх. Северная Земля обнажаются отложения осадочного чехла, что позволяет проследить этапы геологической истории региона. Разрез начинается с ордовика. Фундамент сложен в разной степени деформированными и метаморфизованными сланцами и песчаниками неопротерозоя–кембрия. Основная фаза складчатости на Северной Земле, предположительно, была на рубеже девона и карбона, так как здесь известны недостаточно изученные молассы карбоново-пермского возраста, несогласно перекрывающие складчатую структуру, и гранитоиды карбона, прорывающие складчатую структуру. Таким образом, предполагается, что синрифтовая мегасеквенция Северо-Карского бассейна имеет раннеордовикский возраст, а пострифтовая – среднеордовикско-девонский. Главная фаза деформаций, эрозии и образования инверсионных валов была примерно на рубеже девона и карбона и в карбоне. Далее формировались постинверсионные мегасеквенции карбоново-пермского или пермского возраста. В предъюрское время произошла фаза регионального воздымания региона и эрозии. Юрско-меловые осадки регионально перекрывают бассейн [7].

На острове Октябрьской Революции выявлены раннеордовикские андезиты, трахиты и риолиты, которые можно интерпретировать как надсубдукционные, что позволяет сделать предположение, что Северо-Карский бассейн возник как надсубдукционный задуговой бассейн в тылу раннеордовикской вулканической дуги. С юга Северо-Карский бассейн ограничен взбросо-надвиговым фронтом Большевик, главная фаза формирования которого была примерно в карбоне, а дополнительная – в мезозое, т.е. в Северо-Таймырской зоне была позднепалеозойская складчатость. По северному краю Северо-Карского бассейна выделяется прогиб Урванцева с пологоскладчатой структурой и соляными диапирами. Возраст солей раннепалеозойский (ордовикский).

В восточном направлении от складчатой области Новой Земли и в западном - от пояса неопротерозойско-кембрийских пород Северо-Таймырской зоны располагается *Северо-Сибирский порог*. В его пределах выделяется пять мегасеквенций. *Нижняя мегасеквенция* вероятно сложена породами фундамента либо сильно деформированным осадочным комплексом. *Вторая мегасеквенция* либо

фациально замещает нижнюю, либо залегает на ней. Это в разной степени деформированные складчатые комплексы палеозойского возраста. *Третья мегасеквенция* слагает прогибы, расположенные севернее Северо-Сибирского порога (прогибы Натальи и Северо-Михайловский). Она рассматривается как комплексы пород краевого прогиба для орогена Северо-Сибирского порога или как осадочные образования позднепермско-триасового грабена. Предполагается, что возраст данной мегасеквенции карбоново-пермский или пермско-триасовый. *Четвертая мегасеквенция* представлена комплексом полуграбенов. *Пятая мегасеквенция* – региональный чехол юрско-кайнозойского возраста. Таким образом, предполагается, что Северо-Сибирский порог в палеозое был частью континентальной окраины. Примерно на рубеже девона и карбона здесь проявилась главная фаза складчатости и орогении. В триасе, вероятно, была фаза рифтинга. В юре–мелу зона Северо-Сибирского порога эпизодически перекрывалась осадочным чехлом и испытывала фазы воздымания [7].

Северо-Карский и Баренцевоморский осадочные бассейны разделены *Центрально-Карским сводом* и *поднятием Визе–Ушакова*. Эти поднятия были сформированы, вероятно, на рубеже девона и карбона и в раннемезозойское время.

Прогиб (трог) Святой Анны, расположенный в северо-западной части территории, приурочен к древнему тектоническому шву и является границей между Карской и Свальдбарской плитами [3]. Он имеет наложенный характер и отчетливо выражен в мезозойских образованиях. Общая мощность осадочного чехла в депоцентре прогиба превышает 13 км, при этом мощности ниже-среднепалеозойской и верхнепалеозойско-мезозойской толщ сопоставимы между собой. Кровля триаса прослежена в осевой части на глубине около 2,5 км.

В настоящее время тектоническое строение северной части Карского моря изучено недостаточно, и все существующие модели имеют ряд разногласий как концептуальных, так и топонимических. Причиной концептуальных разногласий выступают различия взглядов исследователей на роль и время рифтогенеза в пределах Баренцево-Карского шельфа, а также на тип бассейна и его осадочное наполнение. Часть исследователей придерживается точки зрения о преобладании вертикальных или горизонтальных движений в пределах северной части Баренцево-Карского шельфа, а другая часть склоняется к идее рифтогенеза [12].

1.4 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

Литологический состав пород и их стратиграфическое расчленение приводятся по описаниям обнажений на прилегающей к району исследования суше (арх. Северная Земля, арх. Земля Франца-Иосифа, арх. Новая Земля, п-ов Таймыр,), а также по данным бурения скважин Адмиралтейская-1, Белоостровская-1, Свердрупская-1 и скважин, пробуренных на арх. Земля Франца-Иосифа (ЗФИ).

Породы фундамента, по описаниям обнажений на прилегающей к району работ суши и по данным бурения скв. Свердрупская-1 и по данным скв. Нагурская-1 на арх. ЗФИ, представлены отложениями архей-протерозойского возраста с разной степенью метаморфизма [9].

Осадочный чехол представлен верхнепротерозойскими, палеозойскими, мезозойскими и кайнозойскими комплексами пород.

Предполагается, что нерасчленённые образования *рифья-венда* мощностью до 5 км распространены в нижней части разреза чехла на восточном борту прогиба Св. Анны и в глубоких впадинах Восточно-Карского мегапрогиба. Вероятно, они представляют собой флишоидные терригенные породы, аналогичные толщам рифья-венда западной части о. Большевик арх. Северная Земля, накопившиеся в условиях длительного ритмичного прогибания в морском бассейне с умеренными глубинами и нормальной солёностью.

Отложения *кембрия* преимущественно имеют терригенный состав. На Северном Таймыре их мощность составляет примерно 300-400 м, на Северной Земле кембрий представлен нерасчленённой с вендом флишоидной толщей с турбидитами в основании общей мощностью 2300-3800 м, на Новой Земле мощность терригенной толщи составляет 1500-1850 м. В пределах Баренцево-Карского региона по данным интерпретации профиля 4-АР, предполагаются нерасчленённые образования венда-кембрия мощностью до 2 км.

Отложения *ордовика* на прилегающей суше представлены терригенно-карбонатными образованиями. На Северном Таймыре их мощность достигает 550-1100 м, а на Новой Земле 1500-2800 м. На Северной Земле – терригенно-карбонатно-сульфатные образования общей мощностью 800-1900 м переслаиваются с туфами, лавами и эвапоритами.

Отложения *силура* (вместе с нижним-средним девоном) представляют собой преимущественно терригенно-карбонатные породы. На Северном Таймыре мощность толщи составляет около 300-530 м, на Новой Земле – 1700-2100 м, на Северной Земле – 800-1940 м. В Баренцево-Карском регионе силурийские отложения, скорее всего, имеют карбонатный состав. В конце силура наступила регрессия с полным обмелением

бассейна, Северо-Карская плита находилась в условиях открытого мелкого моря при значительном удалении от источников сноса обломочного материала.

Отложения *девона* представлены терригенно-карбонатными и карбонатными образованиями. На Северном Таймыре их мощность достигает 500 м, на Северной Земле – 2900 м, на Новой Земле – 3000 м. Предполагается, что в Баренцево-Карском регионе обстановка осадконакопления в верхнем девоне изменялась от прибрежно-континентальных образований около арх. Северная Земля и в центральной части Северо-Карского шельфа до прибрежно-морских и мелководно-морских условий в северо-восточной части Баренцева моря. Арх. Северная Земля и п-ов Таймыр были приподняты и служили областями сноса терригенного материала. Для всего девонского времени в акваториальной части Северо-Карской плиты в западном направлении увеличивается процент карбонатных отложений.

Отложения *карбона* на Северном Таймыре представлены терригенно-карбонатными образованиями нижнего и среднего карбона общей мощностью до 900 м, на Северной Земле – терригенной толщей карбона-перми общей мощностью 30-100 м, на Новой Земле – терригенно-карбонатными образованиями мощностью до 1700 м, на Земле Франца-Иосифа – терригенными отложениями с интрузиями долеритов. Обстановка осадконакопления на рубеже раннего и среднего карбона происходила в условиях регрессии с ее максимумом в начале визейского яруса и, таким образом, на всем Северо-Карском шельфе отложения раннего карбона, вероятнее всего, не откладывались [1].

Пермские отложения представляют собой преимущественно терригенные осадки. Их мощность на Северном Таймыре достигает 500 м, на Северной Земле – 80 м, на Новой Земле – 900 м. В скв. Адмиралтейская-1 вскрыты терригенные отложения мощностью около 1800 м.

Триасовые породы имеют терригенный состав. На Земле Франца-Иосифа данные отложения прорваны интрузиями. В скв. Адмиралтейская-1 вскрыта терригенная толща с эффузивами общей мощностью 1665 м. В Баренцево-Карском регионе в триасовое время откладывались аллювиально-озерные и озерно-аллювиальные осадки, сменяющиеся на западе акватории прибрежно-континентальными и прибрежно-морскими осадками. Основная часть осадков в триасе, вероятно, поступала с Северной Земли.

Юрские толщи, изученные на прилегающих островах, имеют терригенный состав и характеризуются небольшой мощностью. В Северо-Карском регионе в юре вдоль Северной Земли и Таймыра откладывались прибрежно-морские осадки, на

большой части площади – мелководно-морские осадки, а в западной части преобладали шельфовые условия осадконакопления. Снос осадков происходил с арх. ЗФИ [9].

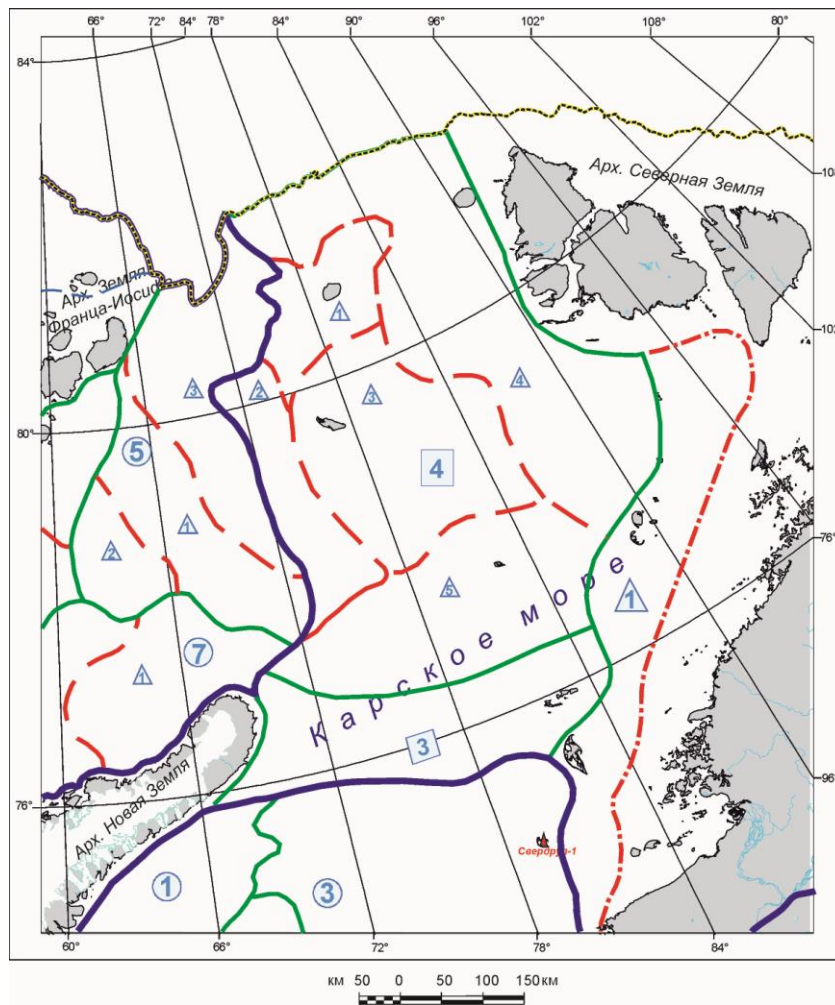
Отложения *мела* вскрыты скважинами и исследованы на островах северной части Карского моря. Они имеют преимущественно терригенный состав. На арх Земля Франца-Иосифа представлены вулканогенно-осадочными породами общей мощностью 200-280 м. В Баренцево-Карском регионе в меловое время на большей части площади откладывались прибрежно-морские осадки с формированием клиноформ в берриасе. В результате ранне-меловой регрессии морской тип осадконакопления с формированием алеврито-глинистых отложений сменился на континентальный с образованием баррем-аптских песчано-угленосных толщ. В конце апта началась трансгрессия, которая сменилась регрессией с сокращением площади распространения поздне-меловых отложений.

В *кайнозое* в Баренцево-Карском регионе происходил аплит с мощной эрозией нижележащих толщ [1]. Максимальная мощность кайнозойских осадков вскрыта скважиной Русановская-1 и составляет 262 м [9].

1.5 Нефтегазоносность

На основе данных о строении осадочного чехла северной части Карского моря, полученных в результате предыдущих исследований, в структуре нефтегазогеологического районирования исследуемой территории выделены ***СПНГО Северо-Сибирского порога, Северо-Карская СПНГО, Североземельский СПНГР, ПНГО Святой Анны*** (рис. 6).

СПНГР Северо-Сибирского порога выделяется в пределах Северо-Сибирского порога, который представляет собой выступ фундамента на границе Северо-Карской плиты и Южно-Карской синеклизы. Фундамент порога состоит из герцинид Таймыро-Северо-Земельской складчатой области и ранних киммерид Пайхойско-Новоземельской складчатой области. Мощность осадочного чехла в пределах порога минимальна, вследствие этого перспективы нефтегазоносности Северо-Сибирского порога невысоки и могут быть связаны с неструктурными ловушками УВ (клиноформным комплексом неокома в южной бортовой части ПНГО и зонами выклинивания юрских песчаных пластов-коллекторов) и тектонически экранированными ловушками [11].



Условные обозначения:

Границы

- провинций
- областей и самостоятельных областей
- районов и самостоятельных районов



Нефтегазогеологическое районирование

САМОСТОЯТЕЛЬНЫЕ НГО

- 3 - Северо-Сибирского порога ПНГО
- 4 - Северо-Карская ПНГО
- 1 - Ушаковский ПНГР
- 2 - Тегетгоффа ПНГР
- 3 - Визе ПНГР
- 4 - Воронинский ПНГР
- 5 - Уединения ПНГР

САМОСТОЯТЕЛЬНЫЙ ПНГР

- 1 - Североземельский ПНГР

ВОСТОЧНО-БАРЕНЦЕВСКАЯ НГП

- 5 - ПНГО Святой Анны
- 1 - ПНГР Западный Фобос
- 2 - Конрада ПНГР
- 3 - Гишгорна ПНГР
- 7 - Адмиралтейско-Приновоземельская ПНГО
- 1 - Мыса Желание ПНГР

ЗАПАДНО-СИБИРСКАЯ НГП

- 1 - Предновоземельская ПНГО
- 3 - Свердрупская ПНГО

Рисунок 6 Схема нефтегазогеологического районирования северной части шельфа Карского моря

(к уточнению количественной оценки ресурсов УВС по состоянию на 01.01.2017 г.; составлено Зуйковой О.Н., ФГБУ "ВНИИОкеангеология", 2017)

Северо-Карская СПНГО выделяется в пределах Северо-Карской плиты и отличается по строению осадочного чехла как от северной части Баренцева моря, так и от южной части Карского моря. Ведущую роль здесь играет палеозойский комплекс пород. В пределах СПНГО выделяется несколько перспективных нефтегазоносных районов.

ПНГР Уединения выделяется в южной части СПНГО и включает прогиб Натальи, прогиб Уединения и Центрально-Карский свод, осложненный седловиной Макарова и Северо-Желанинской моноклиалью. ПНГР Уединения имеет небольшую мощность осадочного чехла (до 1500 м), выполненного преимущественно мезозойским комплексом пород, причем отложения триаса выполняют, в основном, грабенообразные впадины. Перспективы ПНГР предположительно связаны с локальными объектами, выявленными в пределах Центрально-Карского свода по отложениям мезозоя.

ПНГР Визе выделяется в центральной части Северо-Карской плиты и включает в себя поднятие Визе и прогиб Красноармейский, осложненный рядом более мелких структурных элементов. Осадочный чехол ПНГР сложен как породами мезозоя, так и палеозойским комплексом пород. В пределах поднятия Визе мощность осадочного чехла достигает 2500 м, а во впадинах – 5000 м. В пределах ПНГР наиболее важным является палеозойский комплекс, и перспективы нефтегазоносности связывают со структурными ловушками УВ и с неструктурными, сформированными в зонах выклинивания отдельных стратиграфических подразделений и в зонах стратиграфических несогласий [11].

Ушаковский ПНГР выделяется в северной части СПНГО. В структурном плане приурочен к мегавалу Ушакова с осложняющими его более мелкими структурными элементами. Осадочный чехол представлен он преимущественно палеозойским комплексом пород. Его мощность достигает 3500 м, при этом мощность мезозойского комплекса пород в среднем составляет 200 м, т.к. меловые отложения практически полностью размыты. Перспективы ПНГР могут быть связаны как с локальными объектами, так и с зонами выклинивания палеозойских отложений в бортовых частях мегавала.

Воронинский ПНГР выделяется в восточной части СПНГО. В структурном плане соответствует прогибу Воронина и Присевероземельскому прогибу, осложненному Краснофлотским валом. Осадочный чехол в пределах ПНГР сложен преимущественно палеозойским комплексом пород (в большей степени, ниже-палеозойским), мощность которых достигает 5000 м во впадинах и 2500 м на их бортах.

Отложения мезозоя практически представлены только отложениями юры, мощность которой изменяется от 0 м до 50 м. Перспективы нефтегазоносности ПНГР могут быть связаны с рифогенными отложениями ордовика-силура, с зонами выклинивания и стратиграфического несогласия внутри отложений девона, с клиноформными комплексами верхней перми [11].

ПНГР Тегеттгофа выделяется в западной части СПНГО в пределах ступени Тегеттгофа, связывающей бортовую часть прогиба Святой Анны и Северо-Карскую плиту. Она четко выделяется как ступень по кровле отложений протерозоя и по кровле отложений ордовика. Мощность палеозойского комплекса пород достигает 7000 м, а мезозойского – 2500 м. Перспективы довольно высокие и связаны с карбонатными рифогенными отложениями девона - нижней перми, с терригенным клиноформным комплексом верхней перми-нижнего триаса, с зонами выклинивания средне- и верхнетриасовых отложений. Роль региональной покрывки играют отложения верхней юры. В нижнем мелу выделяется клиноформный комплекс, но отсутствие надёжной покрывки ставит под сомнение перспективы нефтегазоносности меловых отложений.

Североземельский СПНГР выделяется в пределах моноклиналичного склона, протягивающегося вдоль п-ова Таймыр и архипелага Северная Земля и огибающего прогиб Воронина, Присевероземельский прогиб, Прогиб Уединения, Северо-Сибирский порог и южную часть Южно-Карской синеклизы. Перспективы СПНГР связывают с зонами выклинивания отдельных стратиграфических подразделений в пределах моноклиналичного склона.

На западе Северо-Карская СПНГО граничит с *ПНГО Святой Анны*, которая относится к Восточно-Баренцевской ПНГП, но географически большей частью расположена в северной части акватории Карского моря. Данная ПНГО выделена в пределах прогиба Святой Анны. В пределах ПНГО Святой Анны выделяется три ПНГР.

ПНГР Конрада выделяется в пределах одноименной ступени. В ПНГР выявлены локальные структуры Разломная 1 и Разломная 2, оконтуренные по рифогенным телам карбона.

ПНГР Западный Фобос выделяется в пределах одноименного прогиба. В южной части ПНГР сформирована крупная верхнепермская клиноформа проградационного типа, закончившая этап своего формирования в отложениях нижнего триаса. В карбонатных отложениях палеозоя рифогенные тела. Перспективы северной части ПНГР не определены.

ПНГР Гишгорна выделяется в бортовой части желоба Святой Анны, осложненной по отложениям палеозоя валом Гишгорна. Здесь предполагается формирование крупного рифогенного пояса, протягивающегося с севера на юг вдоль восточной бортовой части прогиба Святой Анны и через юго-восточную часть прогиба Западный Фобос, соединяющегося с палеозойским рифогенным поясом Адмиралтейско-Приновоземельской ПНГО. По терригенным отложениям верхней перми-нижнего триаса прогнозируется формирования клиноформных комплексов в северной и южной частях ПНГР [11].

2 СБОР И АНАЛИЗ СЕЙСМИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ

2.1 Полевые работы

В работе использованы сейсмические данные МОВ-ОГТ 2D, полученные рядом российских организаций в разные годы за счёт средств государственного бюджета. Данные сейсмические работы проводились по стандартной методике с фланговой системой наблюдения и с использованием типового набора оборудования:

- Система возбуждения упругих колебаний;
- Система приёма сейсмических колебаний;
- Регистрирующая аппаратура.

Возбуждения сейсмических колебаний производились пневмоисточниками типа BOLT с общим объемом камер 56,4-69,8 литров через 25-37,5 м. Для приёма сейсмических колебаний использовались сейсмокоды Sercel длиной 6-8 км с 480 или 648 каналами. Расстояние между каналами сейсмокоды составляло 12,5 м. Длина записи составляла 8000-12000 мс с шагом дискретизации 2 мс.

В таблице 1 приведены сведения о выполненных профилях и характеристика оборудования, используемая при проведении данных сейсмических работ.

Геофизические исследования сопровождалось морскими геодезическими работами, целью которых являлось:

- определение координат точек геофизических наблюдений (привязка по спутниковой навигационной системе «NAVSTAR» в системе координат WGS-84);
- вывод судна в заданные точки;
- точное вождение судна по профилям;
- непрерывное эхолотирование на геофизических профилях.

2.2 Обработка сейсмических данных

Район работ отличается суровыми климатическими условиями, вследствие чего ряд профилей прерывался из-за увеличения шумов, из-за непростой ледовой обстановки или по техническим причинам. При обработке некоторые части были объединены в отдельные профили.

Основной задачей обработки было получение высококачественных данных, обеспечивающих дальнейшее изучение геологического строения района исследования.

Характеристика используемого оборудования

	№ 03/04/70-351 «СМНГ» 2009 г.	ГК № 01/04/331-13 «СМНГ» 2009 г.	ГК № 28/03/70-141 «МАГЭ» 2014 г.	ГК № 21/03/70-31 «МАГЭ» 2013 г.	ГК № 09/18/510-65 «Росгео» 2017 г.
Общие сведения о работах					
Тип НИС	НИС "Ак. Лазарев"	НИС "Ак. Лазарев"	НИС «Профессор Куренцов» и НИС «Николай Трубятчинский»	НИС «Профессор Куренцов» и НИС «Геолог Дмитрий Наливкин»	НИС «Николай Трубятчинский» и НИС «Профессор Куренцов»
Количество профилей	54	54	22	35	36
Объём работ пог. км	8112,20	8000,15	5786,2	7107,175	4000
Система возбуждения упругих колебаний					
Тип источников	BOLT 1900 LL-X	BOLT 1900 LL-X	Sleeve Gun/ BOLT Gun	BOLT Gun/ SLEEVE Gun	BOLT Gun/ SLEEVE Gun
Количество источников в одной линии	8	8	12	9;5;5;9	7:6:6:7 и 8:7:7:8
Рабочий объём, литр	69,8	69,8	57 и 57,9	56,4 и 57	62,4
Используемые объёмы источников куб.дюйм	-	-	70, 100, 150,300 и 65, 100, 140, 160, 200, 250, 300	40, 50, 100, 130, 200 и 70, 100, 150, 300	65, 100, 140, 160, 200, 250, 300 и 70, 100, 150, 250
Погрешность срабатывания ПИ, мс	-	-	±1,5	±1,5	±1,5
Рабочее давление на выстреле, psi	2000	2000	2000	2000	2000
Рабочее заглубление линии, м	6±1	6±0,5	6±0,5	6	7

Интервал возбуждения, м	25	25	37,5	25	25
Система буксировки	-	-	Норвежский буй А6	Норвежский буй А6	-
Вынос центра ПИ от кормы, м	-	-	16,25	27,15	108,25 и 32,5
Сейсмическая коса					
Тип	Sercel Seal liquid	Sercel Seal liquid	Sercel Seal 24bit digital	Sercel Seal 24bit digital (Solid Sentinel streamer)	Sercel Seal 24bit digital (Solid Sentinel streamer)
Длина активной части косы, м	5990,9	6000	8103,4	8103,4	6001,75
Групповой интервал, м	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5
Длина активной секции, м	-	-	150	150	150
Количество секций	-	-	54	54	40
Количество каналов в косе	480	480	648	648	480
Количество каналов в секции	-	-	12	12	12
Количество гидрофонов в группе	16	16	16 и 8	8 и 16	8 и 16
Вынос 1-го канала от кормы, м	136	136	116,25 и 130	157,15	258,25 и 182,5
Глубина буксировки косы, м	8-10±1	8±1	7-9	8 и 9	8±1
Тип гидрофонов	Benthos Geopoint	Benthos Geopoint	SLH-20 или Geopoint E и Sercel Flexible	Sercel Flexible и SLH-20 или Geopoint E	Sercel Flexible
Макс. рабочая глубина, м	-	-	30	30	22
Макс. нерабочая глубина	-	-	250	250	-

Регистрация колебаний					
Тип	Sercel 408XL SEAL	Sercel 408XL Seal	Seal v.5.1 и Seal v.1.0	Seal v.5.2	Seal 428
Количество каналов	480	480	648	648	480
Длина записи, с	8	8	12	9	8
Число вспомогательных каналов	-	-	14	20 и 24	24
Частота дискретизации, мс	2	2	2	2	2
Формат записи	SEG-D демультиплексный	SEG-D демультиплексный	SEG-D 8058 (rev.1)	SEG-D 8058 (rev.1)	SEG-D 8058 (rev.1)
ФВЧ (Гц)	200 Гц, 370 Дб/октава	200 Гц, 370 Дб/октава	200 Гц	-	-
ФНЧ (Гц)	3 Гц, 6 Дб/октава	3 Гц, 6-12 Дб/октава	3 Гц	-	-

Целью обработки являлось подавление волн-помех и выделение полезного сигнала для получения приближенного к реальности изображения геологической среды. Известно, что обработка сейсмических данных носит итерационный характер с многократным повторением процедур для контроля качества получаемых результатов. Как указывалось выше, для интерпретации использовались сейсмические данные, обработка которых выполнялась в разные годы [9-14].

Последовательность процедур обработки для разных объектов между собой несколько различается, однако, в общем случае, состоит из следующих этапов:

1. *Ввод данных и предварительная обработка* включает в себя следующие процедуры:

- демультимплексация цифровых записей - преобразования исходных данных из формата SEG-D в формат обрабатываемой системы;
- ввод геометрии и сортировка по ОСТ;
- редактирование сейсмических трасс (исключение сбойных трасс, обнуление бракованных участков, удаление амплитудных выбросов, изменение полярности и т.д.)

2. *Обработка до суммирования*

- начальный мьютинг (обнуление начальных участков сейсмических трасс, где в области первых вступлений регистрируются преломленные и поверхностные волны);
- коррекция амплитуд – изменение относительных величин амплитуды сигнала, учитывающее воздействие различных физических факторов на интенсивность регистрируемых сигналов (геометрическое расхождение и поглощение);
- широкополосная фильтрация - подавление низко– и высокочастотных составляющих, не относящихся к частотной характеристике полезного сигнала, с целью повышения амплитудной разрешенности сигнала;
- фильтрация в f-k области – подавление низкоскоростных волн техногенного происхождения;
- деконволюция, задачей которой является сжатие сигнала и повышение временной разрешённости сигнала;
- ввод статических поправок, которые устраняют искажения времён прихода волн (поправки за заглубление источников возбуждения и сейсмоприемников);

- ввод кинематических поправок, которые рассчитываются основе скоростного анализа сейсмограмм ОСТ (вертикальный и горизонтальный спектры скоростей). Они позволяют устранить различия во временах прихода волн, вызванных неодинаковым удалением источников от приёмников, и подавить кратные волны и выделить полезные [2].

3. Суммирование ОСТ – получение временного разреза.

Некоторые процедуры обработки при необходимости повторяются, чтобы в результате был получен качественный суммарный разрез.

4. Обработка после суммирования разреза ОСТ:

- миграция – построение сейсмического изображения с учётом сейсмического сноса;
- полосовая фильтрация;
- деконволюция и т.д.

5. Вывод суммотрасс в виде файлов формата SEG-Y

Для передачи результатов обработки в интерпретационный комплекс в паспорта трасс файлов формата SEG-Y вводились географические и прямоугольные координаты.

2.3 Характеристика и анализ входных данных

Для интерпретации сейсмических данных в Морском филиале ФГБУ «Росгеолфонд» были приобретены отчётные документы по пяти указанным выше проектам, выполненных в акватории северной части Карского моря: цифровые сейсмические данные в формате SEG-Y в глубинной области и навигационные данные.

В результате визуального анализа исходных данных было выявлено, что обработанные сейсмические разрезы по профилям имеют разные амплитудно-частотные характеристики, некоторые из них отличаются низким разрешением, зарегулированностью записи и наличием помех, что говорит о разных подходах в алгоритме обработки. Из-за отсутствия первичных данных произвести переобработку не представлялось возможным. Те разрезы, качество которых было оценено как неудовлетворительное, были отбракованы.

Кроме того, полученные данные были представлены в разных системах координат, отдельной для каждого проекта, поэтому для создания единого проекта по акватории северной части Карского моря координаты всех профилей были пересчитаны в одну систему координат (WGS 84/UTM zone 44N, 78°E - 84°E).

В результате сбора информации был создан проект из 192 профилей МОВ-ОГТ в программном комплексе Kingdom Suite 8.7, сведения о которых представлены в таблице 2. На рис. 7 представлена схема профилей, принятых в интерпретацию.







Таблица 2

Характеристика профилей МОВ-ОГТ, принятых в интерпретацию.

№ п/п	Сейсмические работы МОВ ОГТ, выполненные за счет средств федерального бюджета	Организация, год	Кол-во профилей	Километраж, км
1.	№ 03/04/70-351 от 05.12.2007 «Изучение геологического строения и оценка перспектив нефтегазоносности Ушаковско-Новоземельской площади северной части Баренцева и Карского морей»	Севмор- нефтегеофизика 2009	49	≈7635
2.	ГК № 01/04/331-13 от 18.10.2004 «Региональное изучение геологического строения и оценка нефтегазоносности южной периклинали Северо-Карского бассейна»	Севморнефте- геофизика 2009	50	≈7225
3.	ГК № 28/03/70-141 от 17.07.2012 «Уточнение геологического строения и перспектив нефтегазоносности Северо-Сибирского порога и сопредельных структур Баренцевской, Карской и Западно-Сибирской плит»	МАГЭ 2014	22	5786,2
4.	ГК № 21/03/70-31 от 18.05.2011 «Уточнить геологическое строение и перспективы нефтегазоносности северной части Предновоземельской структурной области»	МАГЭ 2013	35	7107,175
5.	ГК № 09/18/510-65 от 16.08.2016 «Комплексные региональные геофизические исследования с целью уточнения геологического строения и перспектив нефтегазоносности прогибов Святой Анны и Воронина»	Росгео 2017	36	4000
Итого:			192	≈31753,375

Условные обозначения:

Границы

-  - провинций
-  - областей и самостоятельных областей
-  - районов и самостоятельных районов
-  - СНГО
-  - НГО
-  - НГР

Нефтегазогеологическое районирование

САМОСТОЯТЕЛЬНЫЕ НГО

- 3 - Северо-Сибирского порога ПНГО
- 4 - Северо-Карская ПНГО
- 1 - Ушаковский ПНГР
- 2 - Тегетгоффа ПНГР
- 3 - Визе ПНГР
- 4 - Воронинский ПНГР
- 5 - Уединения ПНГР

ВОСТОЧНО-БАРЕНЦЕВСКАЯ НГП

- 5 - ПНГО Святой Анны
- 1 - ПНГР Западный Фобос
- 2 - Конрада ПНГР
- 3 - Гишгорна ПНГР
- 7 - Адмиралтейско-Приновоземельская ПНГО
- 1 - Мыса Желание ПНГР

САМОСТОЯТЕЛЬНЫЙ ПНГР

- 1 - Североземельский ПНГР

ЗАПАДНО-СИБИРСКАЯ НГП

- 1 - Предновоземельская ПНГО
- 3 - Свердрупская ПНГО

 - сейсмические профили

1 2 3 4 5 - сейсмические работы МОВ-ОГТ, выполненные за счёт средств федерального бюджета

- 1 - ОАО «СМНГ», ГК №03/04/70-351, 2009 г.
- 2 - ОАО «СМНГ», ГК №01/04/331-13, 2004 г.
- 3 - ОАО «МАГЭ», ГК №28/03/70-141, 2012 г.
- 4 - ОАО «МАГЭ», ГК №21/03/70-31, 2011 г.
- 5 - «Росгеология», ГК №09/18/510-65, 2016-17 гг.

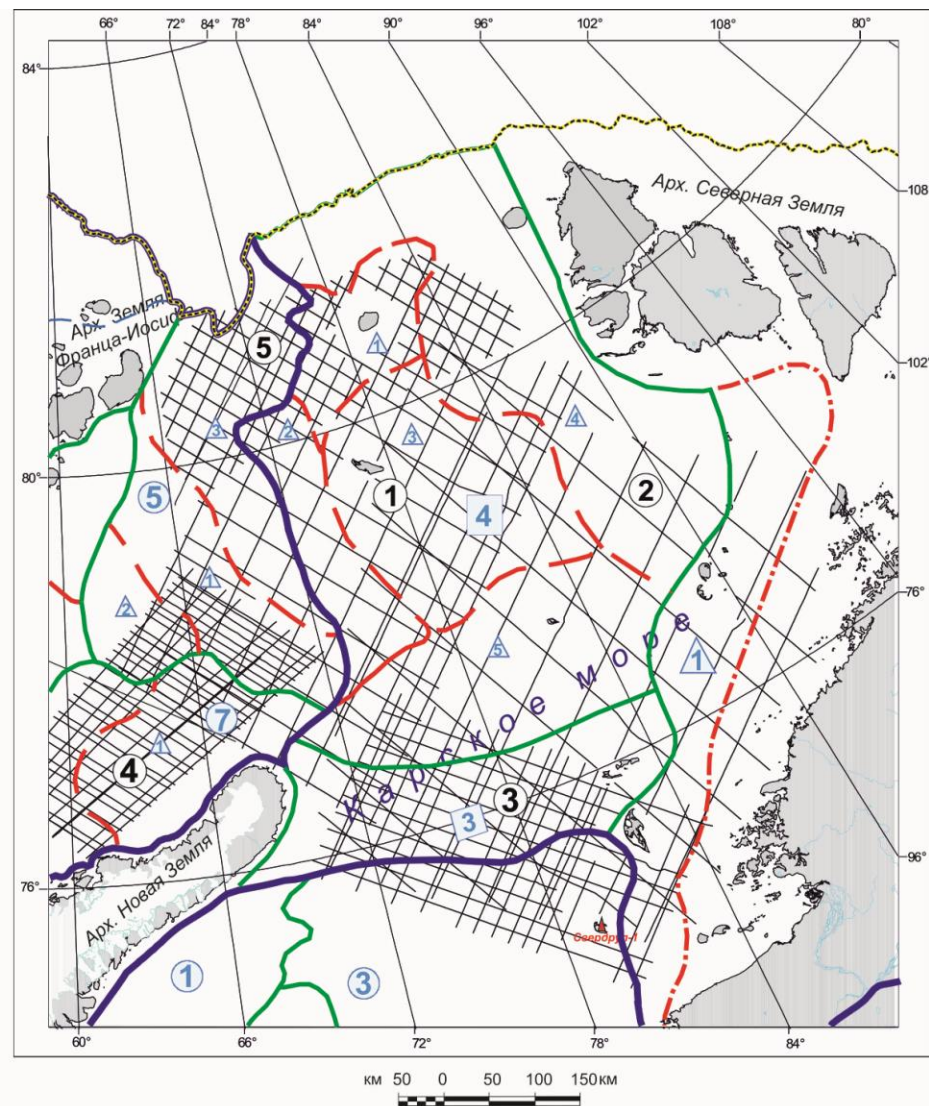


Рисунок 7 Схема сейсмических профилей, принятых в интерпретацию

3 ИНТЕРПРЕТАЦИЯ СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ

Интерпретация сейсмических данных МОВ-ОГТ 2D направлена на изучение полученных в результате обработки сейсмических (временных, глубинных) разрезов и их истолкование с геологической точки зрения. Интерпретация включает несколько этапов для решения следующих основных задач:

- создание базы геолого-геофизической информации;
- увязка сейсмических данных разных лет;
- стратиграфическая привязка отражающих горизонтов к скважинным данным;
- корреляция и пикирование отражающих горизонтов (ОГ), выделение и трассирование разрывных нарушений;
- построение глубинных сейсмогеологических разрезов с отображением основных отражающих горизонтов;
- выделение сейсмостратиграфических комплексов;
- построение структурных и структурно-тектонических схем;
- оценка литологического состава слоев по динамике сейсмических сигналов;
- реконструкция условий осадконакоплений;
- выявление структурных ловушек углеводородов, зон развития коллекторов и определение фильтрационно-ёмкостных свойств (ФЕС) и других геологических параметров толщ.

Интерпретация сейсмических данных, представленных в данной работе, выполнялась в программном комплексе Kingdom Suite 8.7. Это геоинформационная система, включающая множество возможностей для интерпретации геолого-геофизических данных: загрузка/выгрузка сейсмических данных в формате SEG-Y; корреляция горизонтов, тектонических нарушений и структурное картопостроение в вариантах 2D и 3D; обработка данных ГИС, моделирование, расчет сейсмических атрибутов и др. В рамках данного раздела рассмотрена структурная интерпретация, результатом которой являются структурные схемы по основным отражающим горизонтам. Как указывалось выше, исходными данными служили глубинные сейсмические разрезы разных лет обработки.

3.1 Стратиграфическая привязка отражающих горизонтов и увязка сейсмических данных

В северной части Карского моря стратиграфическое и параметрическое бурение не проводилось. Параметрические скважины Свердрупская-1, Русановская-2, Адмиралтейская и Лунинская достаточно удалены от района исследования, вследствие чего осуществить корректную привязку отражающих горизонтов не представлялось возможным. Однако, были получены данные госгеолъемок различных масштабов на островах арх. Северная Земля (о. Октябрьской Революции, Комсомолец, Пионер и др), а также была изучена привязка и описание выделяемых отражающих горизонтов по выполненным проектам ГРП в регионе. В результате анализа архивных материалов (отчётов по данным проектам) была составлена сейсмостратиграфическая схема, отображающая информацию о прослеженных ранее горизонтах и их стратиграфической привязке (рис.8).

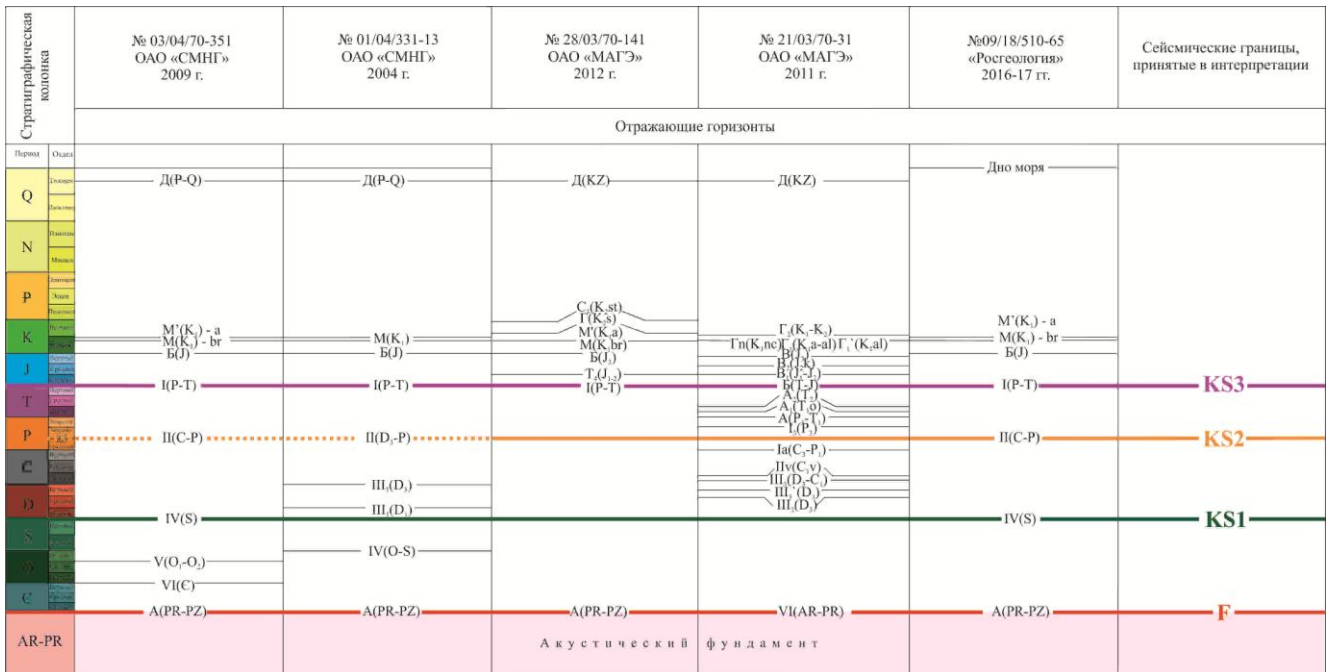


Рисунок 8 Сейсмостратиграфическая схема

Из множества отражающих горизонтов было выбрано только четыре, которые прослежены практически на всех профилях и расположены в тех стратиграфических диапазонах, к которым могут быть приурочены элементы нефтегазоносных систем (флюидоупоры, коллекторы и нефтематеринские толщи): F (акустический фундамент архей-протерозойского возраста), KS1 (граница вблизи кровли силура), KS2 (внутрипермское несогласие), KS3 (граница вблизи кровли триаса).

3.2 Корреляция отражающих горизонтов и разрывных нарушений. Построение сейсмогеологических разрезов

По динамическим характеристикам в волновом поле сейсмических разрезов северной части Карского моря выделяются горизонты, связанные с поверхностью акустического фундамента и границами в осадочном чехле. На сейсмогеологических разрезах выделены основные отражающие горизонты: **F** акустический фундамент (красным цветом), **KS1** (зелёным цветом), **KS2** (жёлтым цветом), **KS3** (фиолетовым цветом) и дно моря (синим цветом).

Отражающий горизонт F характеризуется довольно расчленённым рельефом и глубинами погружения от 19,5 километров в восточной части района исследования до 200 метров на Северо-Сибирском пороге. На всей территории выделяется как одно-двухфазное отражение на границе между регулярной и акустически прозрачной записью. Ввиду наличия множества разрывных нарушений (сбросов, взбросов, и сбросо-сдвигов), амплитудная выразительность изменчива: от динамически ярко выраженных до слабоамплитудных и прерывистых отражений.

Отражающий горизонт KS1 – динамически ярко выраженная граница, прослеживаемая на глубинах от 11,5 км на западе до 300 м на севере и юге, а также выклинивается к восточной и юго-восточной части территории. В южной части наблюдается подошвенное налегание данного горизонта на ОГ F, а в северо-западной – кровельное прилегание к ОГ KS2.

Отражающий горизонт KS2 выделяется на глубинах от 8,5 км на западе и 200 м на востоке и выклинивается к юго-востоку и северо-востоку территории. В волновом поле является однофазным отражением, отделяющим параллельно-слоистый комплекс от менее высокоамплитудного, интерпретируемым как граница между нижележащими карбонатно-сульфатными коллекторскими толщами и вышележащими терригенными породами.

Отражающий горизонт KS3 прослеживается на глубинах 2500-120 м и по динамическим характеристикам выделяется как высокоамплитудное отражение, отделяющее динамически слабо выраженный комплекс от вышележащего параллельно-слоистого. Для триасового комплекса отложений характерно широкое развитие магматических интрузий (силлов) долеритового состава, которые в волновом поле опознаются по аномальным отражениям типа «альфа».

При анализе сейсмических разрезов наблюдается развитие дизъюнктивных нарушений, которые выделялись на основе следующих визуальных признаков:

- разрыв и смещение фазы одного и того же отражающего горизонта;

- разные углы наклона осей синфазности по обе стороны тектонического нарушения;
- наличие дифрагированных волн;
- аномальные участки, характеризующие ослабления амплитуды волны, которые говорят о наличии зоны трещиноватости;
- изменение динамической выразительности записи;
- исчезновение опорных горизонтов и появление новых.

На основе анализа качества цифровых материалов и положения профилей в структурном плане для представления результатов интерпретации было выбрано 9 профилей, на разрезах по которым прослеживаются основные структурно-тектонические элементы и были выделены элементы нефтегазоносных систем (табл.3).

На рис. 9-17 приведены данные разрезы по профилям с результатами интерпретации.

Таблица 3

Характеристика представительных профилей в пределах северной части Карского моря

№ п/п	Наименование профиля	Исполнитель, год	ПНГО/СПНГО	ПНГР/СПНГР
1	130505	ОАО «СМНГ», 2004 г.	СПНГО Северо-Сибирского порога, Северо-Карская СПНГО	Уединения, Воронинский
2	130520		Северо-Карская СПНГО	Визе, Уединения, Североземельский
3	130524		Северо-Карская СПНГО	Воронинский, Североземельский
4	140705	ОАО «СМНГ», 2009 г.	ПНГО Святой Анны, Северо-Карская СПНГО	Западный Фобос, Гишгорна, Тегетгоффа, Уединения
5	140716		Северо-Карская СПНГО	Североземельский, Уединения, Тегетгоффа, Визе, Воронинский
6	140721		Адмиралтейско-Приновоземельская ПНГО, ПНГО Святой Анны, Северо-Карская СПНГО	Западный Фобос, Гишгорна, Тегетгоффа
7	AN1616	«Росгеология», 2016-17 гг.	Северо-Карская СПНГО	Воронинский
8	AN1626+140710 (композитный)	«Росгеология», 2016-17 гг. + ОАО «СМНГ», 2009 г.	ПНГО Святой Анны, Северо-Карская СПНГО	Визе, Тегетгоффа
9	AN1630+140707A+140707 В (композитный)		ПНГО Святой Анны, Северо-Карская СПНГО	Визе, Тегетгоффа

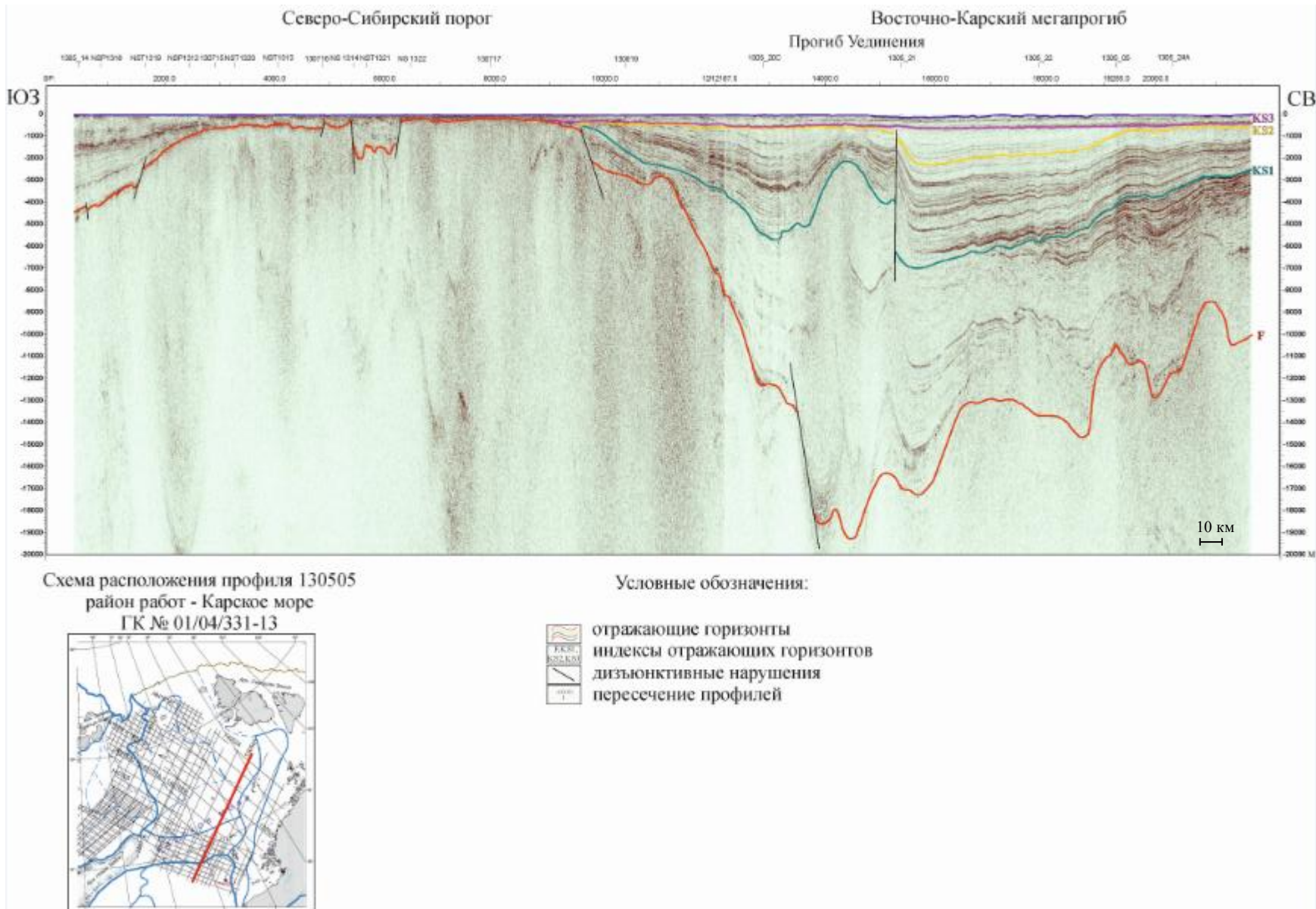


Рисунок 9 Глубинный сейсмогеологический разрез по профилю 130505 с результатами интерпретации

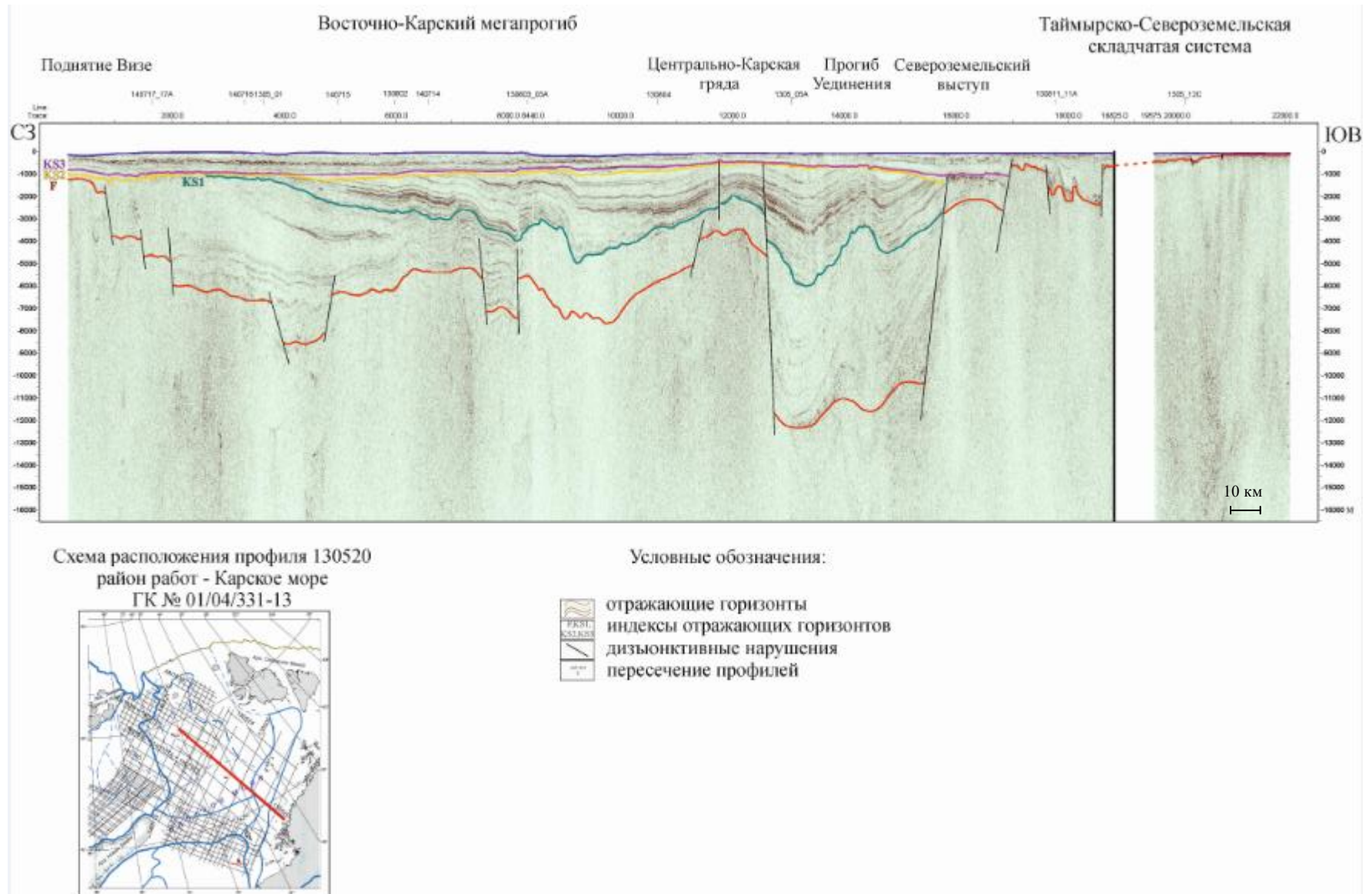


Рисунок 10 Глубинный сейсмогеологический разрез по профилю 130520 с результатами интерпретации

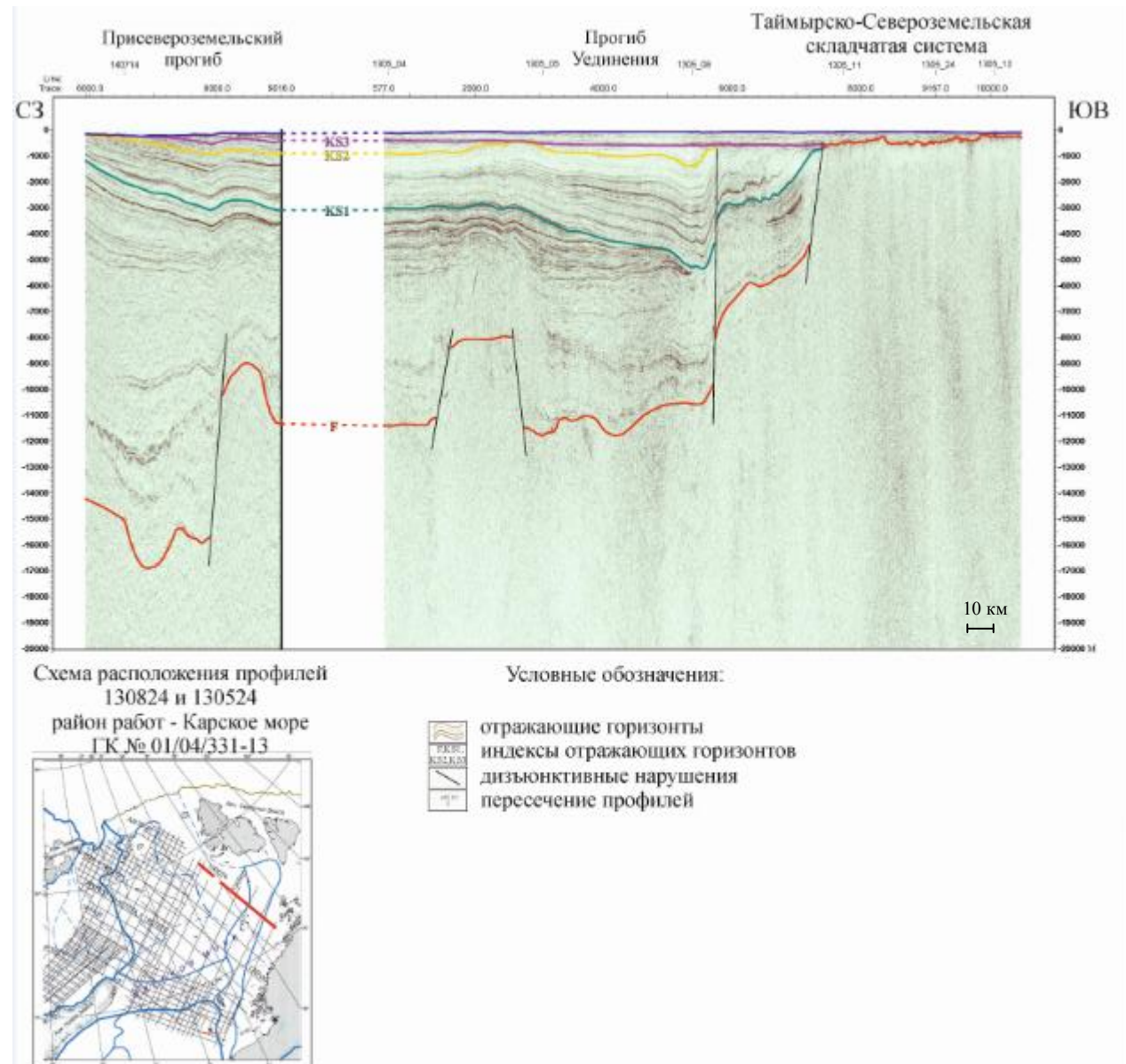


Рисунок 11 Глубинный сейсмогеологический разрез по профилю 130824-130524 с результатами интерпретации

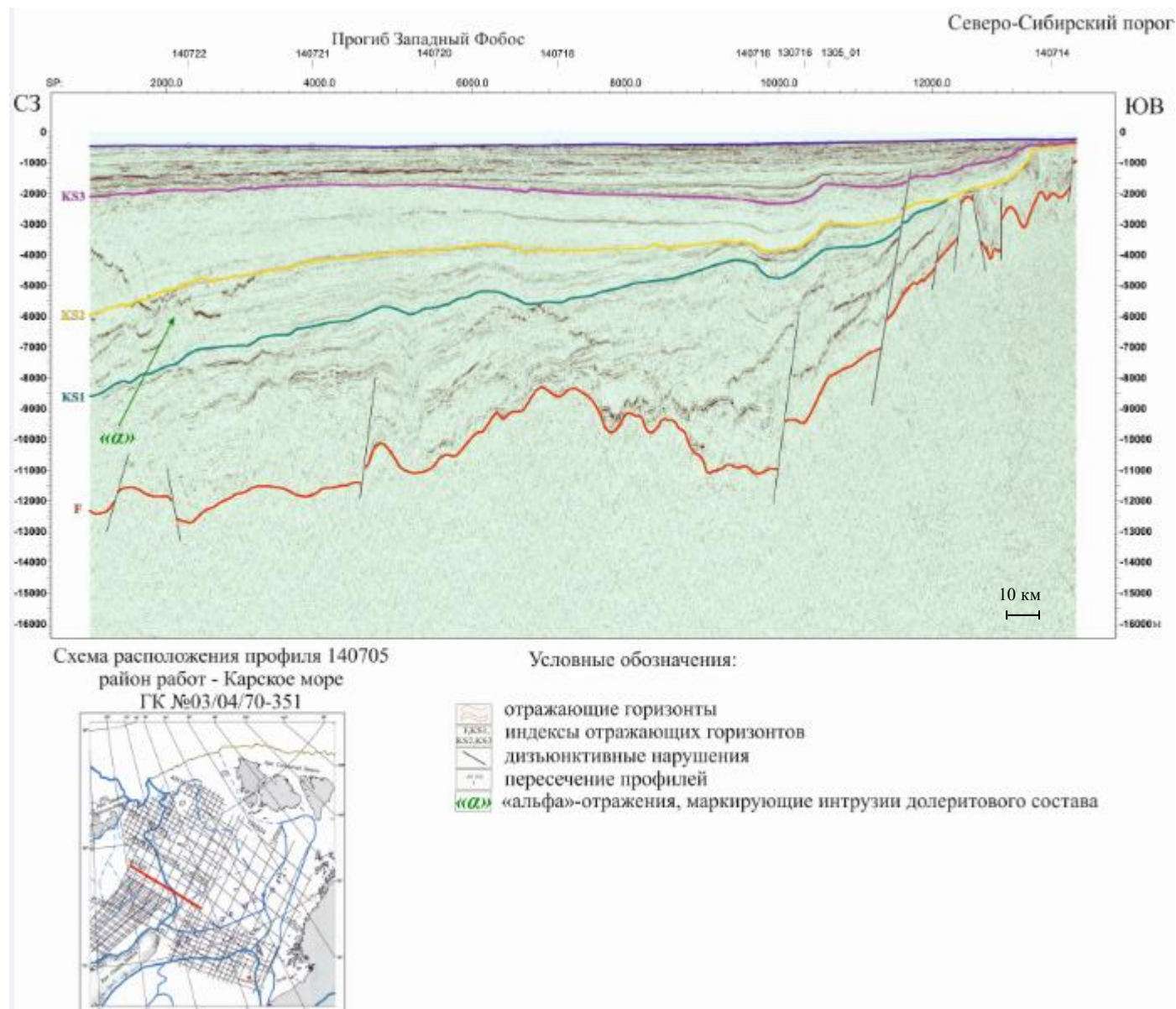


Рисунок 12 Глубинный сейсмогеологический разрез по профилю 140705 с результатами интерпретации

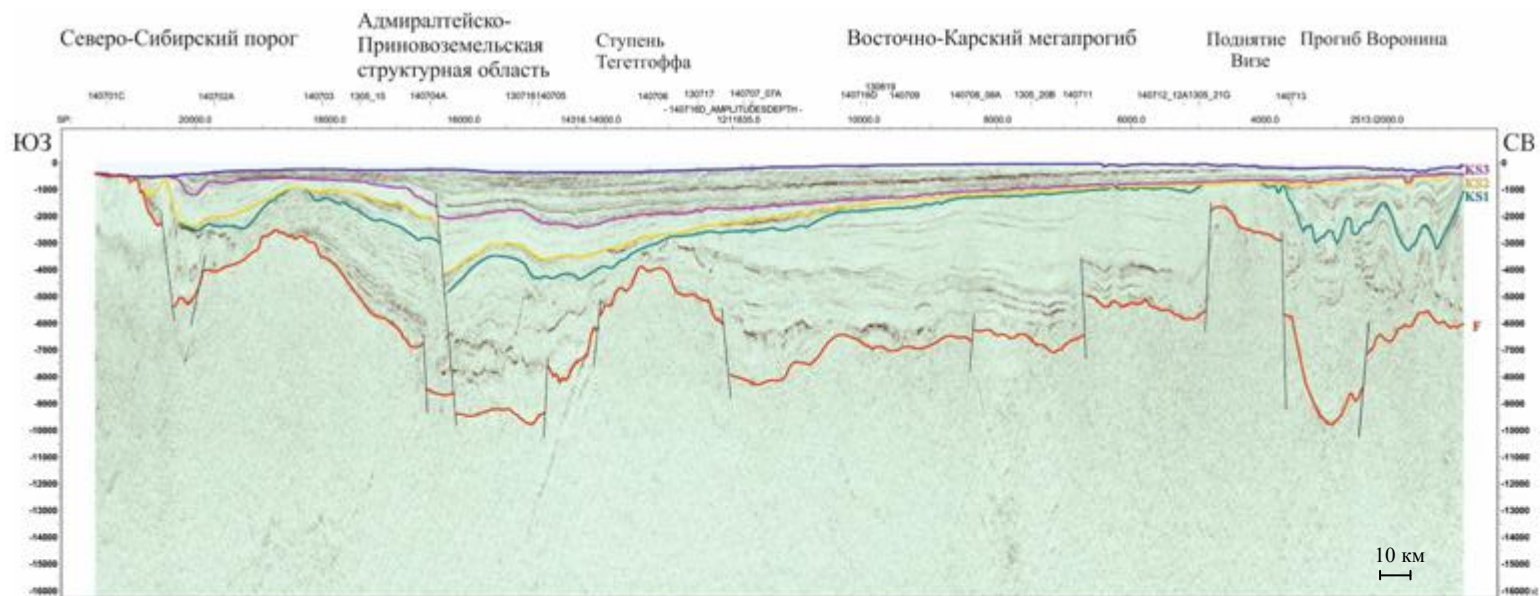


Схема расположения профиля 140716
район работ - Карское море
ГК № 03/04/70-351



Условные обозначения:





-  отражающие горизонты
-  индексы отражающих горизонтов
-  дизъюнктивные нарушения
-  пересечение профилей

Рисунок 13 Глубинный сейсмогеологический разрез по профилю 140716 с результатами интерпретации

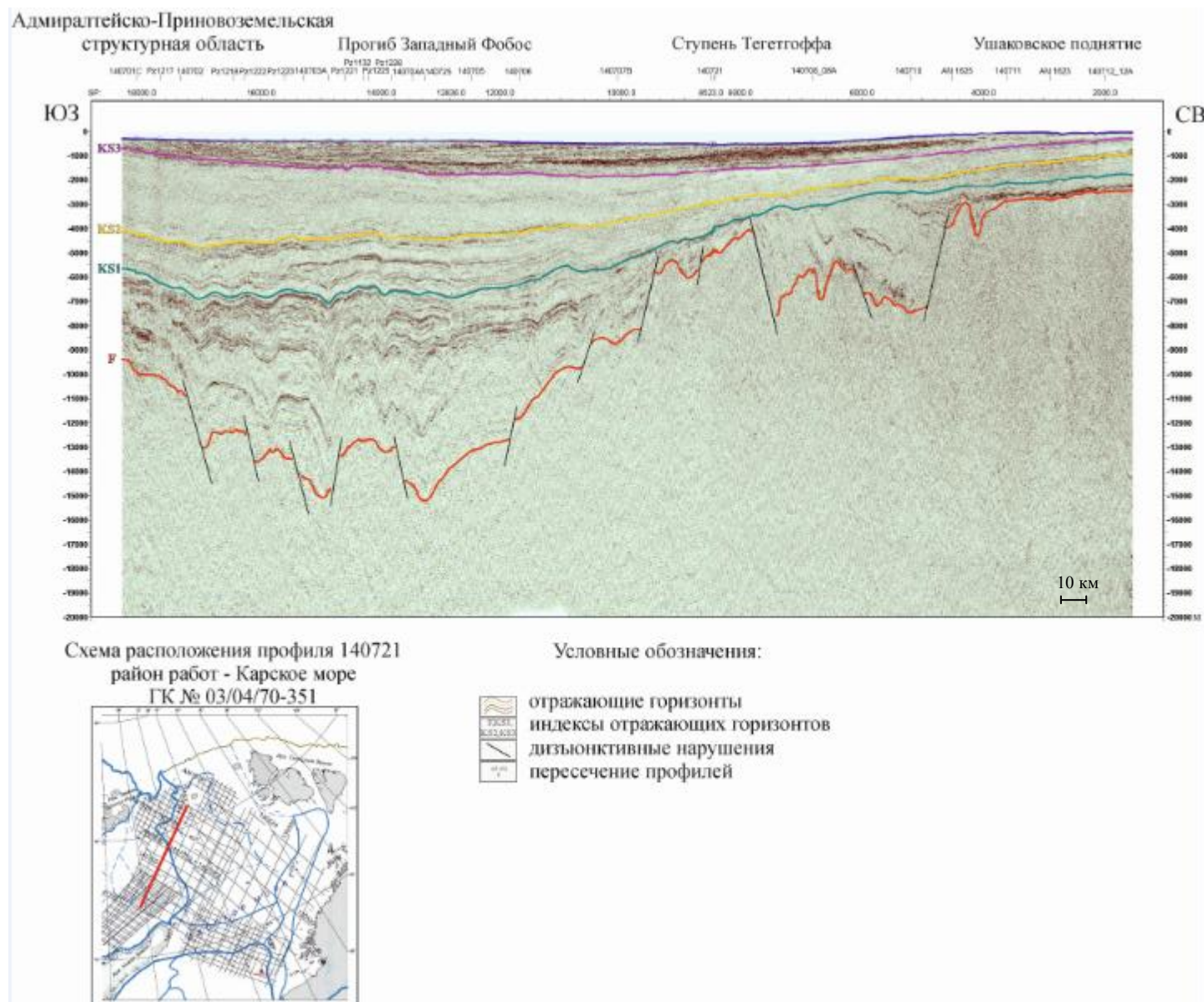


Рисунок 14 Глубинный сейсмогеологический разрез по профилю 140721 с результатами интерпретации

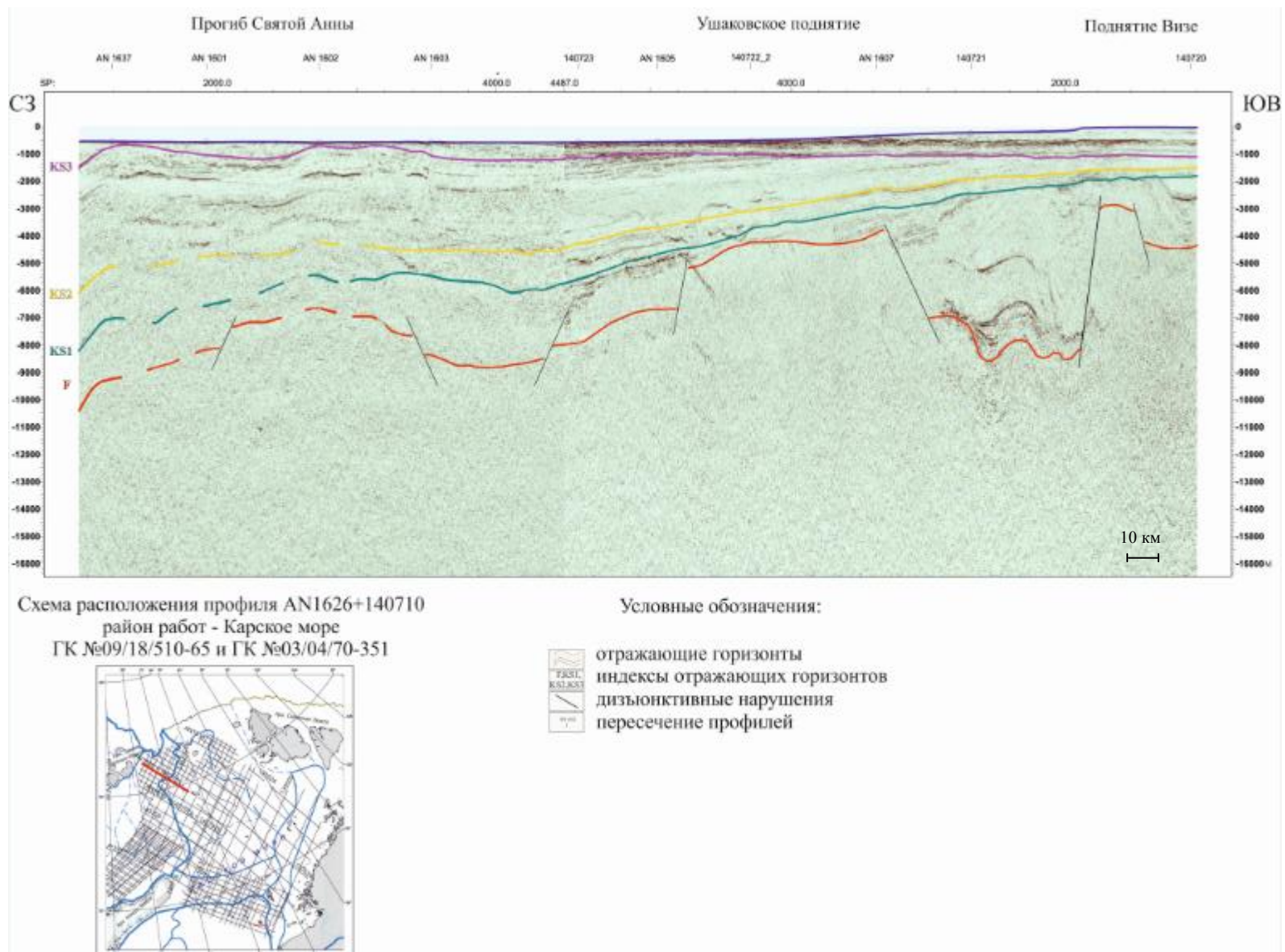


Рисунок 16 Глубинный сейсмогеологический разрез по композитному профилю AN1626+140710 с результатами интерпретации

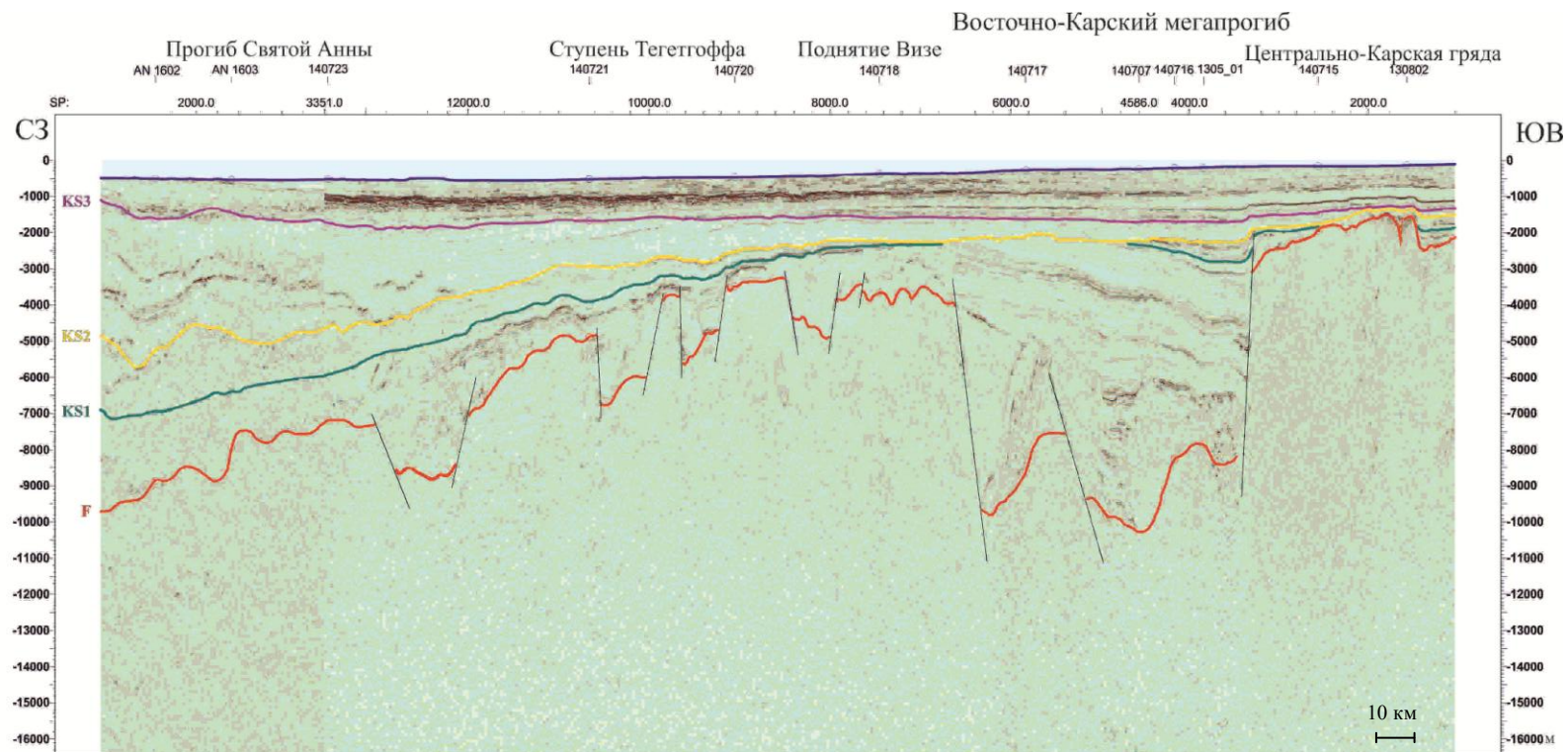






Схема расположения профиля AN1630+140707A+140707B
район работ - Карское море
ГК №09/18/510-65 и ГК №03/04/70-351

Условные обозначения:

- | | |
|---|-------------------------------|
|  | отражающие горизонты |
|  | индексы отражающих горизонтов |
|  | дизъюнктивные нарушения |
|  | пересечение профилей |

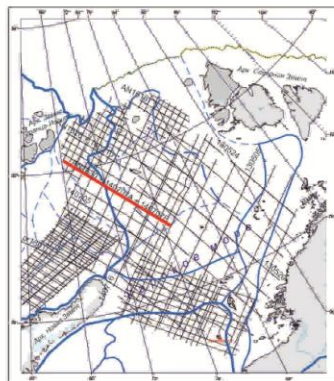


Рисунок 17 Глубинный сейсмогеологический разрез по композитному профилю AN1630+140707A+140707B с результатами интерпретации

3.3 Построение структурных схем

Глубинные сейсмогеологические разрезы служат основой для структурных построений. В интерпретационном пакете Kingdom были построены структурные схемы по поверхностям основных отражающих горизонтов для северной части Карского моря. Данные построения проводились с учётом разломных полигонов. Масштаб карт составляет 1:1000000, шаг между изолиниями глубин: 2000 м для поверхности акустического фундамента, 500 м для поверхностей ОГ KS1 и KS2, и 250 м для поверхности ОГ KS3. На рис. 18 представлены структурно-тектоническая схема по поверхности акустического фундамента (ОГ F) и структурные схемы по поверхностям основных отражающих горизонтов (KS1, KS2, KS3) (рис. 19-21).

Отражающий горизонт F (акустический фундамент) интерпретируется как кровля протерозоя и подошва осадочного чехла северной части Карского моря. Глубины погружения варьируют от 200 м в районе Северо-Сибирского порога до 19,5 км в Восточно-Карском мегапрогибе. Поверхность фундамента расчленена многочисленными дизъюнктивными нарушениями: сбросовыми, взбросовыми и взбросо-надвиговыми дислокациями. Разрывные нарушения имеют как субширотное, так и субмеридиональное простирание. В структурном плане подчёркиваются основные структурно-тектонические элементы северной части Карского моря, с которыми связывают перспективы нефтегазоносности выделенных ПНГО и ПНГР: прогиб Святой Анны, прогиб Воронина, ступень Тегетгоффа, прогиб Уединения и др.

Отражающий горизонт KS1 является границей вблизи кровли силура и образован в результате трансгрессии моря. Данная граница отделяет терригенно-карбонатно-сульфатные комплексы мелководных и прибрежно-морских отложений от вышележащих толщ. Он прослеживается на глубинах от 11,5 км на западе до 300 м на севере и юге, выклиниваясь к восточной и юго-восточной части территории.

Отражающий горизонт KS 2 интерпретируется как внутрипермское несогласие, образованное в результате регрессии моря и глобальной смене климата в нижнепермское время, вследствие чего мелководно-морское карбонатное осадконакопление прекратилось и сменилось терригенным типом седиментации. Он выделяется на глубинах от 8,5 км на западе и 200 м на востоке и выклинивается к юго-востоку и северо-востоку территории. Отражающий горизонт KS3 – граница вблизи кровли триасовой толщи, представляющая собой эрозионный срез нижележащих терригенных отложений, который выделяется на глубинах 2500-120 м.

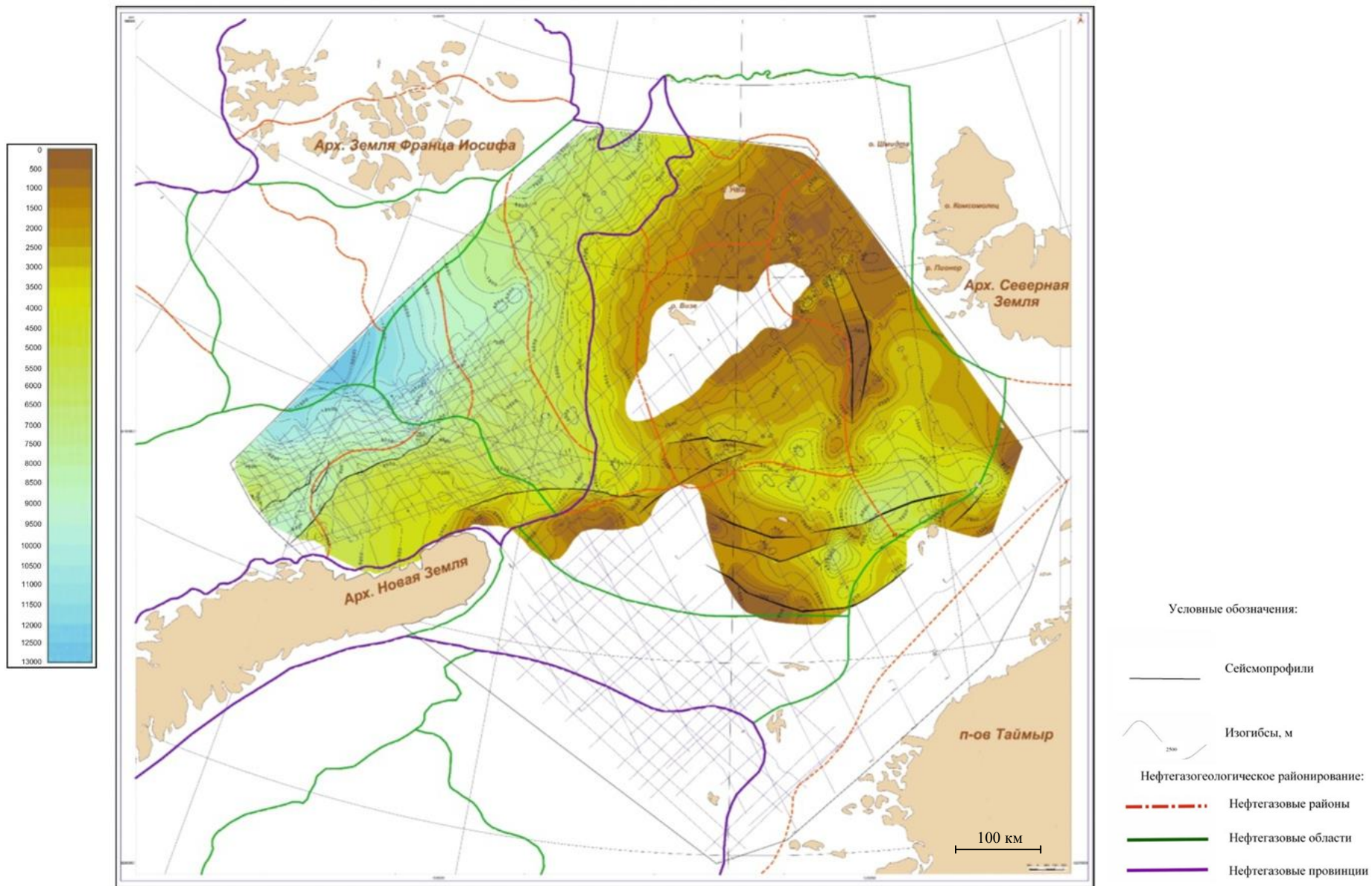


Рисунок 19 Структурная схема по поверхности ОГ KSI (вблизи кровли силура)

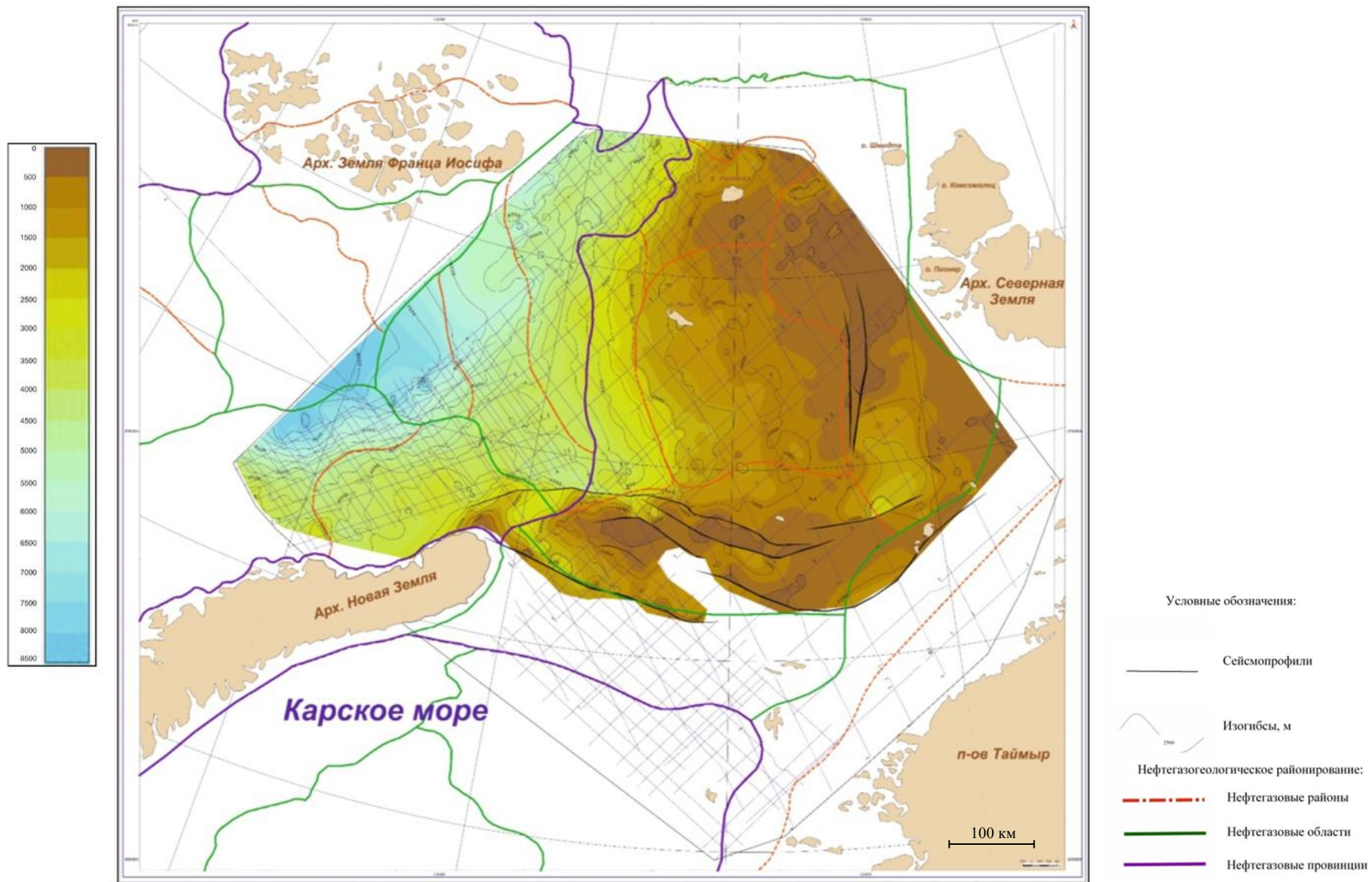


Рисунок 20 Структурная схема по поверхности ОГ KS2 (внутрипермского несогласия)

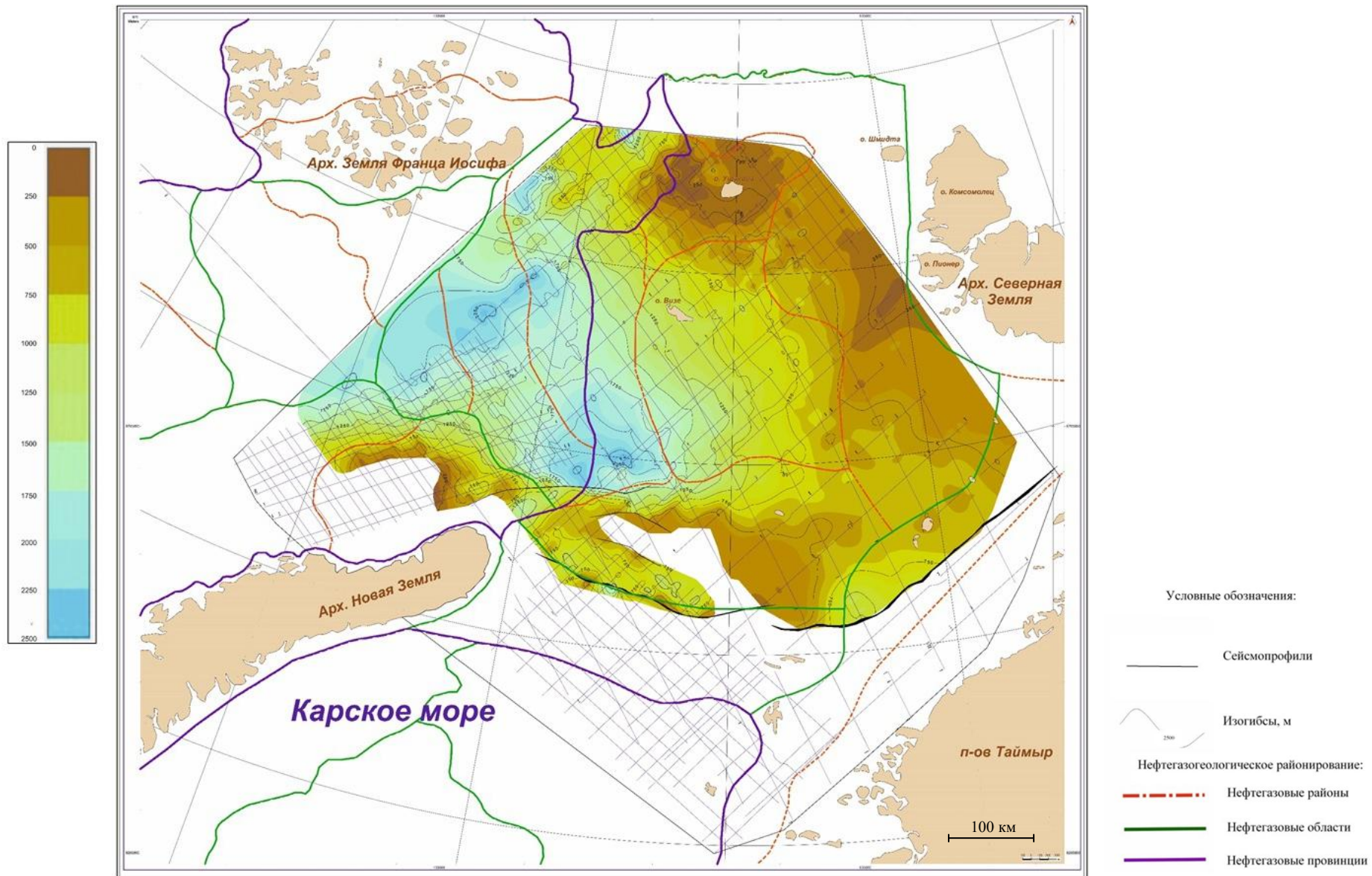


Рисунок 21 Структурная схема по поверхности ОГ KS3 (вблизи кровли триаса)

4 ХАРАКТЕРИСТИКА ЭЛЕМЕНТОВ ПЕРСПЕКТИВНЫХ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ СИСТЕМ В РАЗРЕЗАХ ПРЕДСТАВИТЕЛЬНЫХ ПРОФИЛЕЙ СЕВЕРНОЙ ЧАСТИ КАРСКОГО МОРЯ

Под *нефтегазоносной системой* подразумевается геологическая система, включающая в себя все геологические элементы и процессы, которые необходимы для генерации, миграции и аккумуляции углеводородов. Основными элементами нефтегазоносной системы являются нефтегазоматеринские толщи, породы-коллекторы и флюидоупоры.

Нефтегазоматеринские толщи - толщи с высоким содержанием органического вещества (остатков древних растений и организмов), способствующие при благоприятных термодинамических и геохимических условиях генерировать углеводороды. Нефтематеринскими породами могут являться, например, глинистые или черносланцевые толщи.

Породы-коллекторы – породы, в которых скапливаются углеводороды, обладают высокой пористостью и/или проницаемостью. Породами-коллекторами часто являются пористые песчаники или трещиноватые известняки.

Флюидоупор (покрышка) – относительно непроницаемая толща пород, которая способствует скоплению углеводородов в коллекторах. Флюидоупорами, как правило, являются глинистые или соляные толщи [6].

4.1 Характеристика перспективных нефтегазоносных комплексов

Как указывалось в разделе 1.5 в северной части Карского моря по результатам предшествующих геолого-геофизических исследований выделены перспективные нефтегазоносные области и районы (ПНГО и ПНГР), а также перспективные нефтегазоносные комплексы (ПНГК), относящиеся к ним. Поскольку осадочный чехол в данной области не вскрыт ни одной глубоководной скважиной, разделение на комплексы проведено весьма условно, а литологический состав определён на основе геологоразведочных работ на сопредельных островах.

Перспективы нефтегазоносности СПНГО Северо-Сибирского порога оценены как невысокие по причине малой мощности осадочного чехла, вследствие чего в данной работе отдельно не рассматриваются. Наибольший интерес в северной части Карского моря представляют Северо-Карская СПНГО и ПНГО Святой Анны, обладающие значительными перспективами нефтегазоносности.

В настоящее время в пределах Северо-Карской СПНГО и ПНГО Святой Анны выделяются следующие ПНГК: ордовикско-нижнесилурийский ПНГК, верхнесилурийский-нижнепермский ПНГК, ниже-верхнепермский ПНГК, триасовый ПНГК, юрско-нижнебарремский ПНГК и меловой ПНГК.

На рис. 22 представлена схема перспективных нефтегазоносных комплексов **Северо-Карской СПНГО**.

Ордовикско-нижнесилурийский ПНГК распределён преимущественно в грабенообразных прогибах Северо-Карской плиты. Отложения ордовика представлены грубозернистыми терригенными породами и имеют клиноформное строение. Отложения нижнего силура в пределах грабенов представлены карбонатными отложениями, а в районах поднятий - карбонатно-сульфатными. Перспективы комплекса связывают с карбонатными породами нижнего силура. Флюидоупорами, предположительно, выступают сульфатные отложения комплекса, которые не имеют регионального распространения, и покрышки в данном случае носят локальный характер. В пределах комплекса предполагается также наличие соляных диапиров, которые могут способствовать формированию неструктурных ловушек углеводородов, однако в данном случае их наличие не влияет на перспективность комплекса. В качестве нефтематеринских пород рассматриваются черные битуминозные аргиллиты венлокского яруса нижнего силура.

Верхнесилурийский-нижнепермский ПНГК в пределах Северо-Карской СПНГО имеет региональное распространение. Литологическое расчленение разреза проведено по аналогии с разрезами арх. Новая Земля и Северная Земля. Отложения верхнего силура имеют, вероятно, терригенный состав, а отложения карбона и нижней перми – карбонатный. Здесь предполагается формирование водорослевых биогермных тел, которые могут служить коллекторами УВ. Флюидоупорами являются глинисто-карбонатные отложения артинско-кунгурского возраста нижней перми. В качестве нефтематеринских пород рассматриваются глинистые известняки, мергели и известковые аргиллиты среднего девона, в особенности, отложения русановской свиты нижнего девона, в которых установлены высокое содержание органического углерода и другие характеристики, благоприятные для генерации нефти.

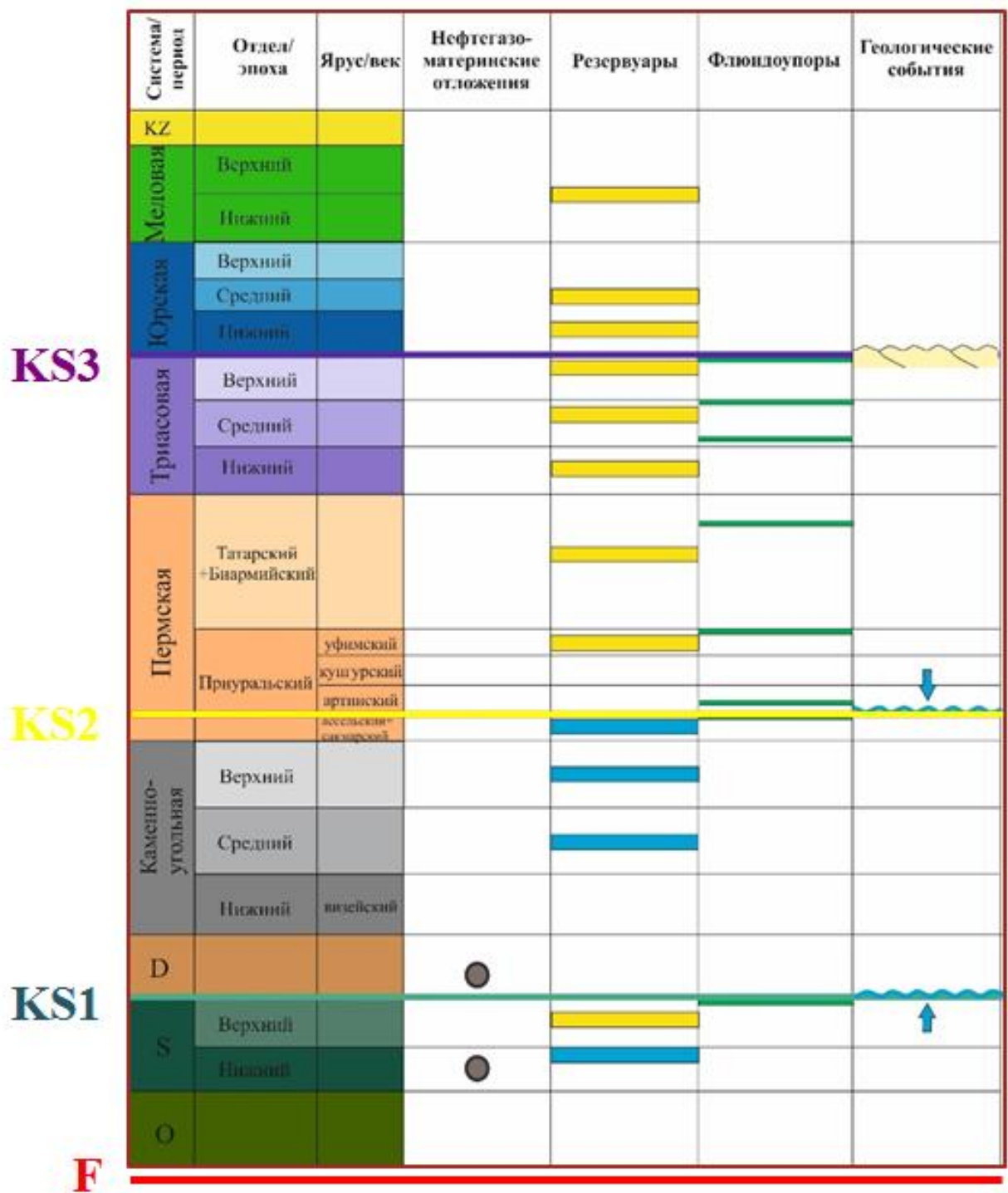


Рисунок 22 Характеристика перспективных нефтегазоносных систем Северо-Карской СПНГО

1 - отражающие горизонты (ОГ); 2 - индекс ОГ; 3-4 - основные геологические события: 3а) - трансгрессия, 3б) - регрессия; 4 - эрозия; 5 - нефтегазоматеринские породы; 6 - карбонатные коллекторы; 7 - терригенные коллекторы; 8 - флюидоупоры: а - региональные, б – локальные [11]

Нижне-верхнепермский ПНГК распространён повсеместно и представлен терригенными отложениями уфимского яруса нижней перми, биармийского яруса средней перми и татарского яруса верхней перми. Мощность комплекса невелика. Отложения, вероятно, образовались в мелководном бассейне, который периодически подвергался эвстатическим колебаниям, вследствие чего формировались стратиграфические несогласия. Перспективы комплекса связывают с пластами-коллекторами терригенного грубозернистого состава в зонах стратиграфических несогласий. В качестве флюидоупоров рассматриваются вышележащие глинистые отложения. Нефтематеринскими породами для нижне-верхнепермского ПНГК, а так же для триасового, юрско-нижнебаремского и мелового являются вышперечисленные нижнесилурийские и среднедевонские нефтематеринские толщи нижележащих комплексов.

Триасовый ПНГК имеет региональное распространение. В пределах Северо-Карской СПНГО его мощность значительно меньше, чем в пределах ПНГО Святой Анны, за исключением впадин в северо-восточной части площади. Перспективы комплекса в пределах Северо-Карской СПНГО невысоки и связаны с терригенными пластами-коллекторами, сформированными в зонах стратиграфических несогласий [11].

Юрско-нижнебаремский ПНГК не имеет регионального распространения и отсутствует в северо-восточной части района исследований. Состав пород комплекса преимущественно терригенный. В пределах ПНГК предполагается наличие пластов коллекторов как грубозернистого, так и мелкозернистого терригенного состава континентального генезиса. Перспективы комплекса могут быть связаны с грубозернистыми терригенными отложениями русловых фаций. Флюидоупором могут служить одновозрастные глинистые отложения.

Меловой ПНГК сложен породами от верхнего баррема до палеогена включительно. Отложения комплекса в пределах Северо-Карской СПНГО представлены преимущественно терригенными породами континентального генезиса. В юго-западной части района исследования возможно присутствие прибрежно-морских отложений. Перспективы нефтегазоносности комплекса невелики ввиду отсутствия надежных флюидоупоров и небольшого ореола распространения.

Для ПНГО Святой Анны характеристика нефтегазоносных комплексов в основном аналогична Северо-Карской СПНГО за исключением нескольких отличий (рис. 23). Перспективы нефтегазоносности осадочного чехла расширяются за счет повышенной мощности осадочного чехла и, в том числе, мезозойских комплексов

триасового и юрско-неокомского ПНГК. Характерной особенностью разреза ПНГО Святой Анны является наличие мощной нефтематеринской толщи триаса, которая в то же время выступает в роли регионального флюидоупора. Также отличительной чертой ПНГО Святой Анны является наличие верхнеюрского регионального флюидоупора, представленного «чёрными глинами». В волжское время на большей территории Восточно-Баренцевского палеобассейна (в том числе, и в прогибе Святой Анны) происходило накопление «чёрных глин», в то время как вся площадь Северо-Карской плиты представляла собой мелководный бассейн, и условий для их формирования не было.

4.2 Отображение элементов нефтегазоносных систем на глубинных сейсмогеологических разрезах

Для характеристики Северо-Карской СПНГО и ПНГО Святой Анны были выбраны наиболее представительные профили, на разрезах по которым схематично были отображены элементы нефтегазоносных систем (нефтегазоматеринские толщи, коллекторы и флюидоупоры). На представленных глубинных разрезах (рис. 24-32) по рисунку сейсмической записи были выделены все вышечисленные элементы нефтегазоносных систем. Характер изменения волнового поля зависит от литологического состава пород, так как их свойства (пористость, трещиноватость и т.д.) влечёт за собой изменение скоростей упругих волн. Отображение элементов нефтегазоносных систем на глубинных сейсмогеологических разрезах проводилось условно. Толщи коллекторов выделены по мощности как толщи карбонатного или терригенного состава, в которых возможно наличие коллекторов. В сейсмическом поле эти толщи характеризуются динамически выраженными конформными отражениями. На некоторых разрезах отчётливо прослеживается клиноформное строение коллекторских толщ. Флюидоупоры и нефтематеринские толщи выделялись как высокоамплитудные динамически ярко выраженные отражения.

В результате корреляции в разрезах были выделены основные структурные формы осадочного чехла и были выявлены наиболее отчётливые отражающие горизонты, к которым приурочены элементы нефтегазоносных систем:

- KS1 – горизонт вблизи кровли силура. Для Северо-Карского СПНГО местами интерпретируется как флюидоупор. Первая нефтегазоматеринская толща, предположительно ранне-силурийского выделяется ниже ОГ KS1. Вторая нефтегазоматеринская толща - доманикоиды девона – выделяется выше ОГ KS1. В пределах ПНГО Святой Анны они выделяются фрагментарно;

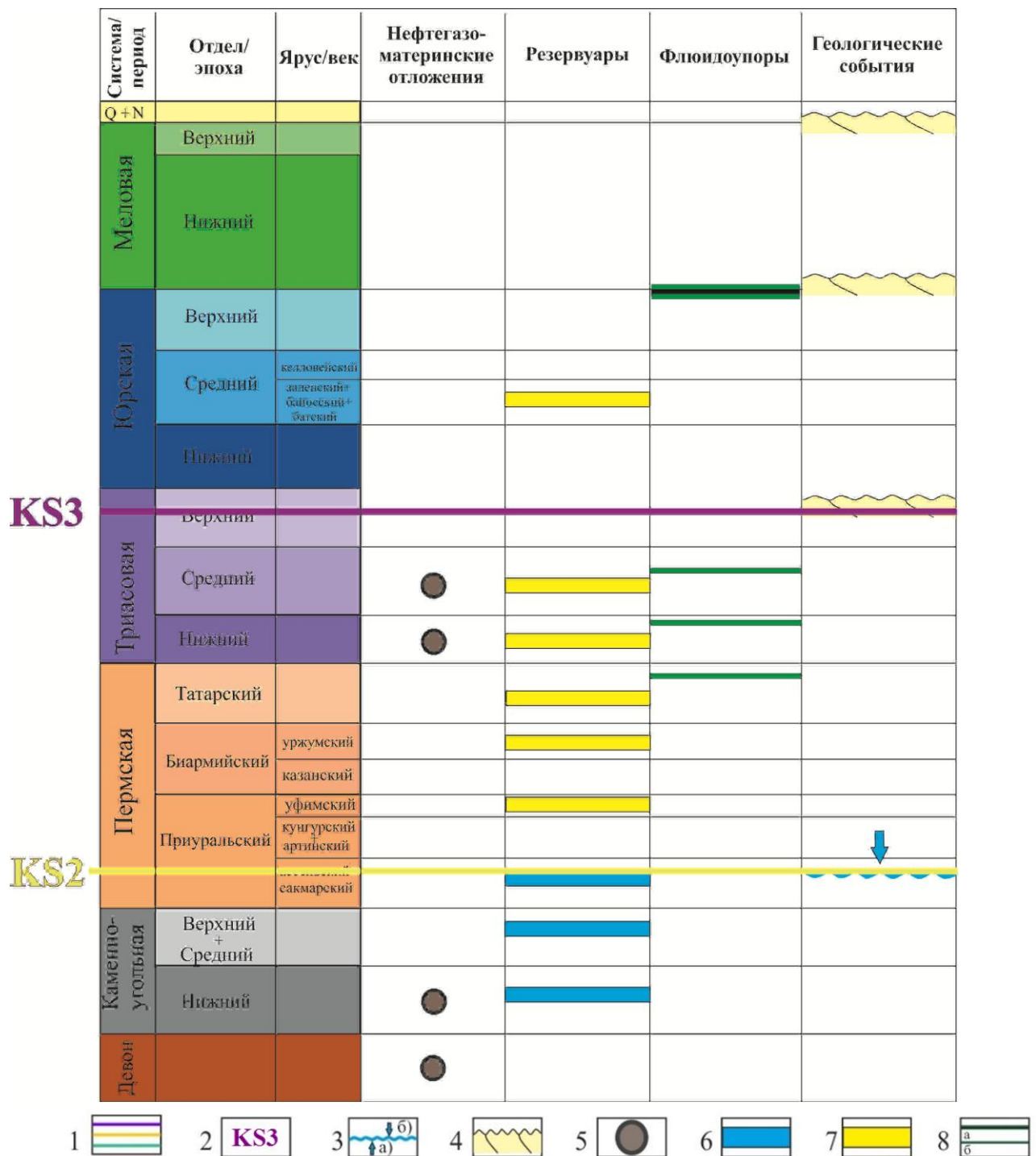


Рисунок 23 Характеристика перспективных нефтегазоносных систем ПНГО Святой Анны
 1 - отражающие горизонты (ОГ); 2 - индекс ОГ; 3-4 - основные геологические события: 3а) - трансгрессия, 3б) - регрессия; 4 - эрозия; 5 - нефтегазоматеринские породы; 6 - карбонатные коллекторы; 7 - терригенные коллекторы; 8 - флюидоупоры: а - региональные, б - локальные [11]

- KS2 – внутривермское несогласие, интерпретируется как граница между нижележащими карбонатно-сульфатными коллекторскими толщами и вышележащими терригенными породами;
- KS3 – отражающий горизонт вблизи кровли триаса. В Северо-Карской СПНГО к горизонту приурочены локальные флюидоупоры. В пределах ПНГО Святой Анны к ОГ KS3 приурочена мощная нефтегазоматеринская толща, которая может являться региональным флюидоупором.

Для характеристики элементов перспективных нефтегазоносных систем в разрезах восточных ПНГР Северо-Карской СПНГО по направлению юго-запад – северо-восток был выбран разрез по профилю **130505** (рис. 24). Профили **130520** (рис. 25) и **130824-130524** (рис. 26) характеризуют разрезы восточных перспективных нефтегазоносных районов – Воронинского и Уединения ПНГР, а также Североземельский СПНГР с примыкающей с востока бесперспективной на углеводороды Таймырско-Североземельской складчатой зоной. Особенностью разрезов восточной части Северо-Карской области является развитие рифтовых прогибов – Красноармейского, Уединения и Присевероземельского, которые ограничены крупными высокоамплитудными сбросами, а мощность осадочного чехла здесь преимущественно ниже-среднепалеозойского (ордовик-девон) возраста достигает 8 км. Нефтематеринские породы прослеживаются на глубинах 2-5 км. Состав нефтематеринских толщ отождествляется с отложениями самойловичской свиты нижнего и русановской нижнего девона на арх. Северная Земля. По составу флюида можно предполагать преобладание нефтяной компоненты. В бортовых частях прогибов наблюдается выклинивание палеозойских толщ. При сохранности локальных триасовых флюидоупоров данные участки могут быть перспективными.

Для северо-восточной части Северо-Карской СПНГО (Воронинского ПНГР) был выбран близкий по характеристике элементов нефтегазоносной системы сейсмогеологический разрез по профилю **AN1616** (рис.30). Мощность осадочного чехла в прогибе Воронина достигает 10 км. Нефтематеринские толщи чётко прослеживаются в силуре и нижнем девоне, но на меньших глубинах (1 - 2,5 км), а коллекторские толщи характеризуются небольшой мощностью (0,5-1 км). Перспективы нефтегазоносности связывают с локальными объектами в рифах ордовика-силура и с локальными объектами в зонах стратиграфического несогласия верхнесилурийско-нижнепермского ПНГК.

Однако, качество сейсмических материалов по профилям в пределах прогибов Святой Анны и Воронина не позволяет объективно оценить локальные перспективы нефтегазоносности.

В пределах ПНГО Святой Анны выделяется ПНГР Гишгорна, протягивающемуся в направлении прогиба Западный Фобос и далее к Адмиралтейскому валу Приноземельской структурной зоны. Для этих структур, прогнозируется несколько зон формирования клиноформенных комплексов в терригенных отложениях верхней перми - нижнего триаса.

Композитный профиль *AN1626+140710* (рис.31) характеризует северо-западную часть акватории Карского моря, где выделен ПНГР Гишгорна ПНГО Святой Анны, относящаяся к Восточно-Баренцевской ПНГП, и Ушаковский ПНГР с ПНГР Визе в составе Северо-Карской СПНГО. В прогибе Святой Анны ОГ KS1 прослежен фрагментарно, а выше него п выделена нефтематеринская толща девона, выклинивающаяся к поднятию Визе. Характерной особенностью разреза ПНГО Святой Анны является наличие мощной нефтематеринской толщи предположительно верхнего триаса. Как упоминалось ранее, помимо генерирующих свойств, она играет роль покрышки для генерирующей толщи девона и нижележащих коллекторов. Перспективы Ушаковского ПНГР и ПНГР Визе, расположенных в пределах поднятия Визе-Ушакова невелики, т.к. мощность осадочного чехла в этих районах достигает 4 км, палеозойская нефтематеринская толща невыдержана по площади, коллекторские толщи перми и триаса маломощны (200-300 м), а мезозойские отложения практически размывы. Перспективность ПНГР Ушакова и Визе может быть связана с локальными объектами в зонах выклинивания палеозойского комплекса.

Разрез по композитному профилю *AN1630+140707A+140707B* (рис. 32) характеризует ПНГР Гишгорна ПНГО Святой Анны, а также западную и центральную часть Северо-Карской СПНГО (ПНГР Тегетгоффа и ПНГР Визе) в направлении с северо-запада на юго-восток. В разрезе контрастно по поверхности фундамента выделяются такие структурно-тектонические элементы, как ступень Тегетгоффа, поднятие Визе, Восточно-Карский мегапрогиб и Центрально-Карская гряда, а также особенности в строении осадочного чехла. Помимо этого на разрезе чётко прослеживаются особенности осадочного чехла и поведение элементов нефтегазоносных систем. Нефтематеринская толща девона выполаживается к поднятию Визе и имеет невыдержанный характер в Восточно-Карском прогибе и в пределах Центрально-Карского свода, а нефтематеринская толща триаса выклинивается.

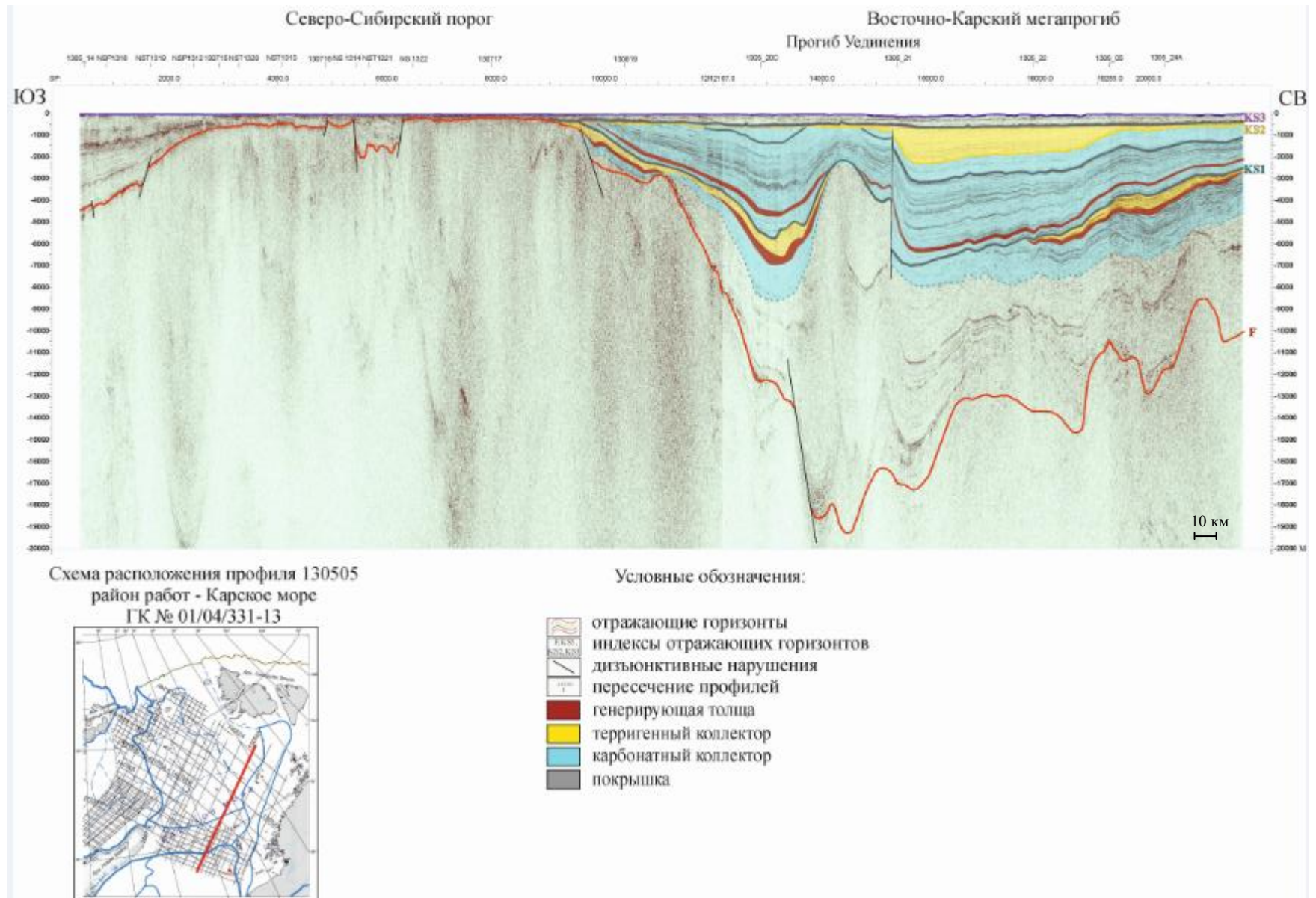


Рисунок 24 Сейсмогеологический разрез по профилю 130505 с результатами интерпретации и отображением элементов нефтегазоносных систем

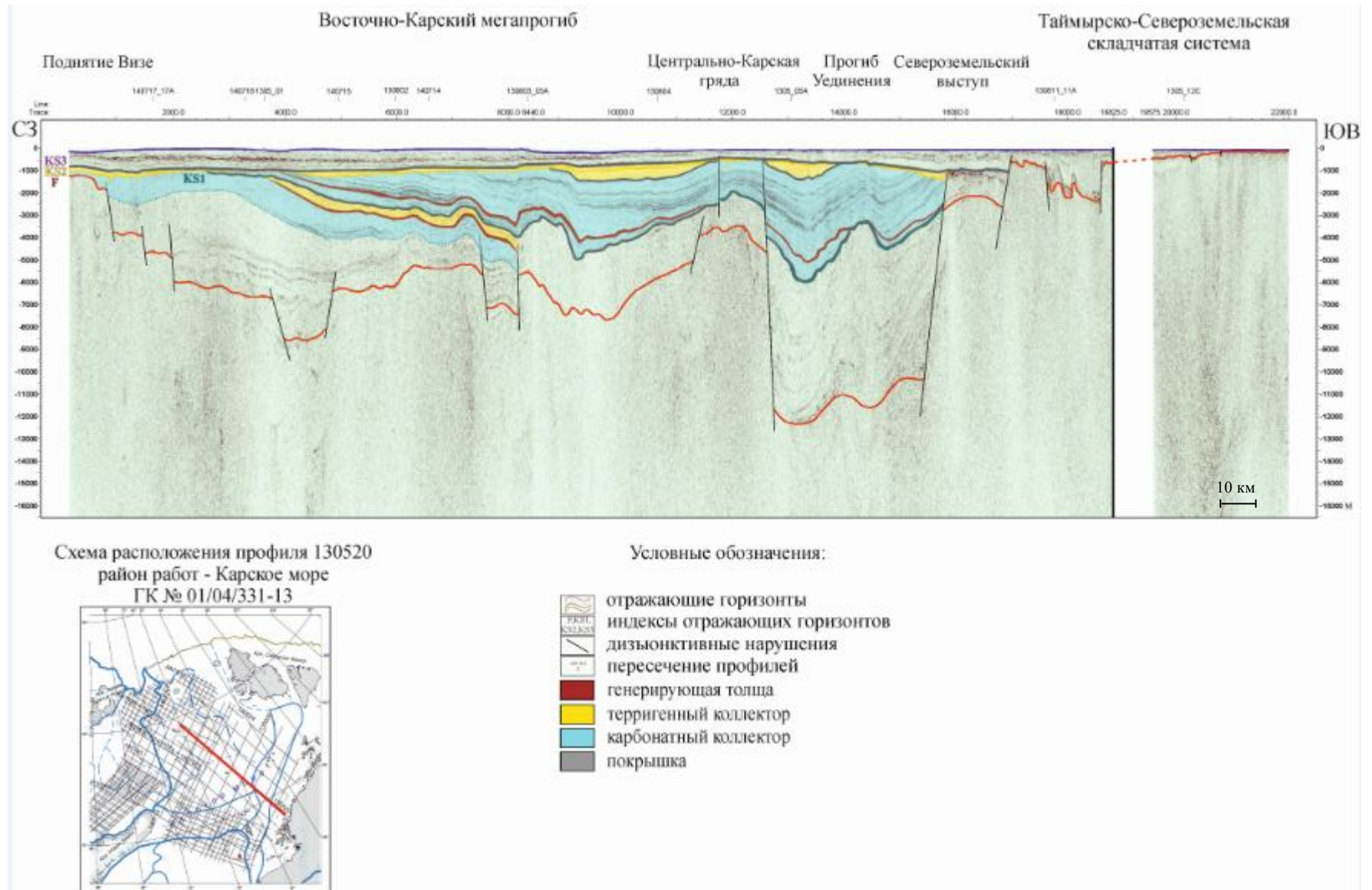


Рисунок 25 Сейсмогеологический разрез по профилю 130520 с результатами интерпретации и отображением элементов нефтегазоносных систем

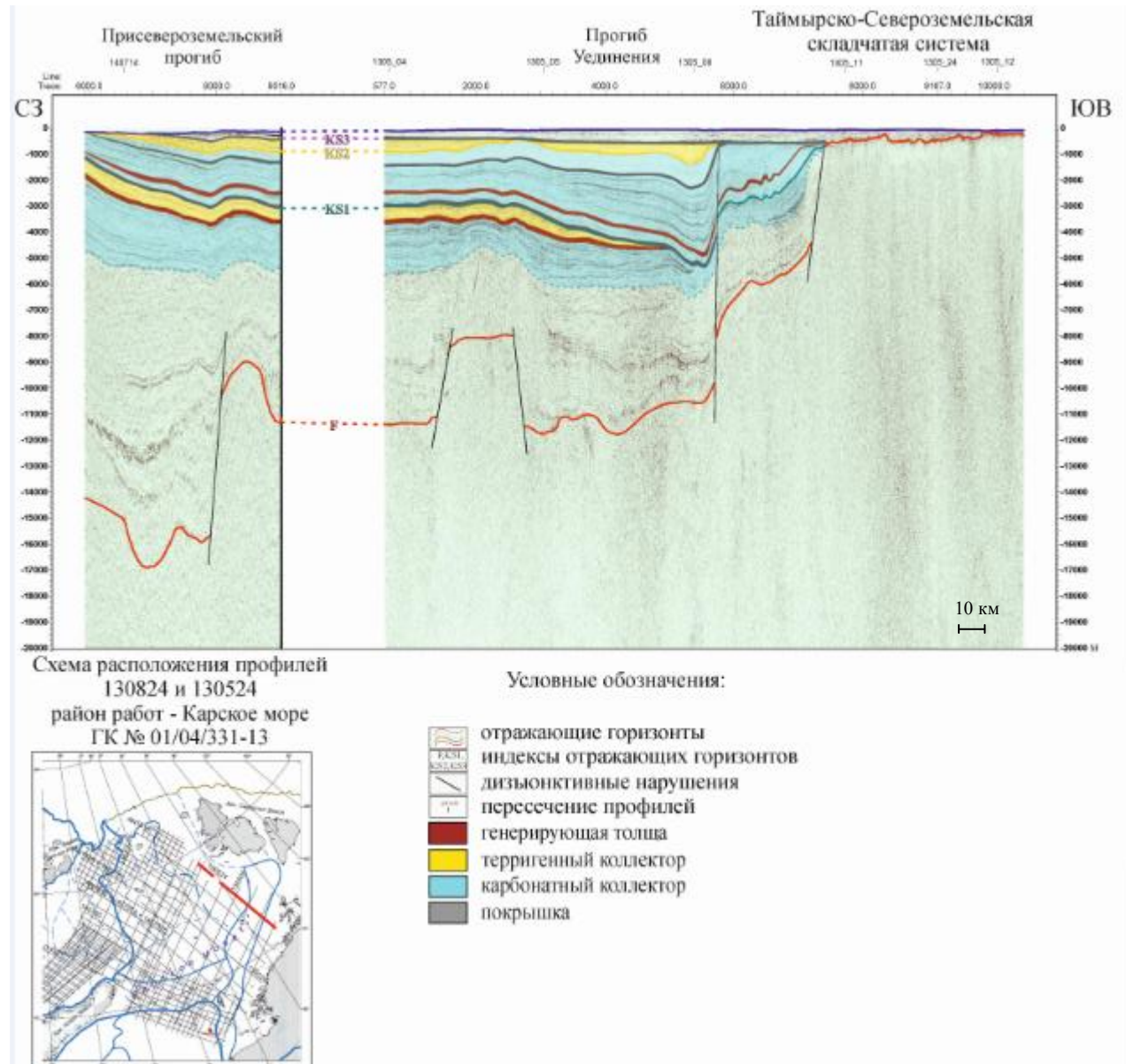


Рисунок 26 Сейсмогеологический разрез по профилю 130824-130524 с результатами интерпретации и отображением элементов нефтегазоносных систем

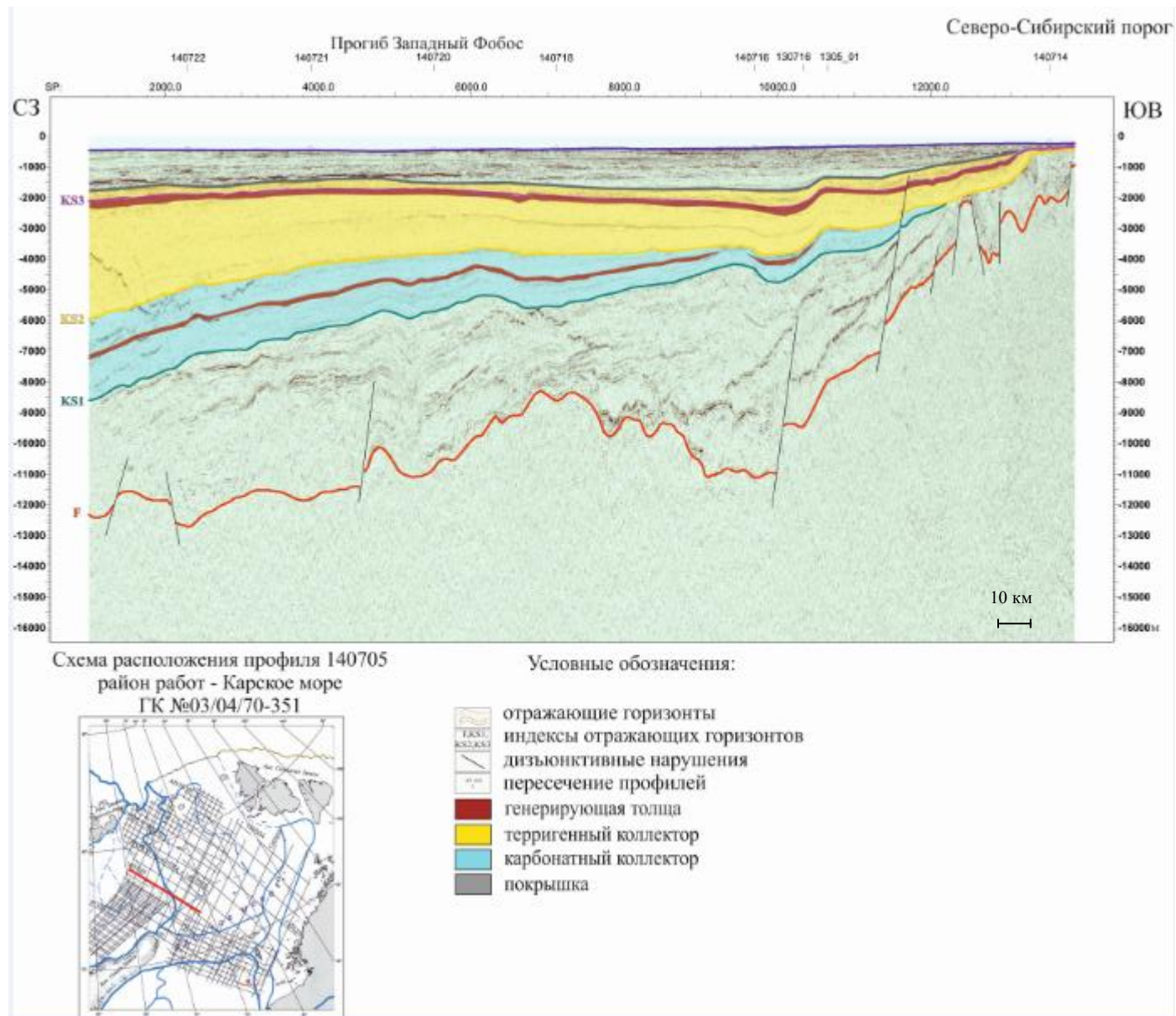


Рисунок 27 Сейсмогеологический разрез по профилю 140705 с результатами интерпретации и отображением элементов нефтегазоносных систем

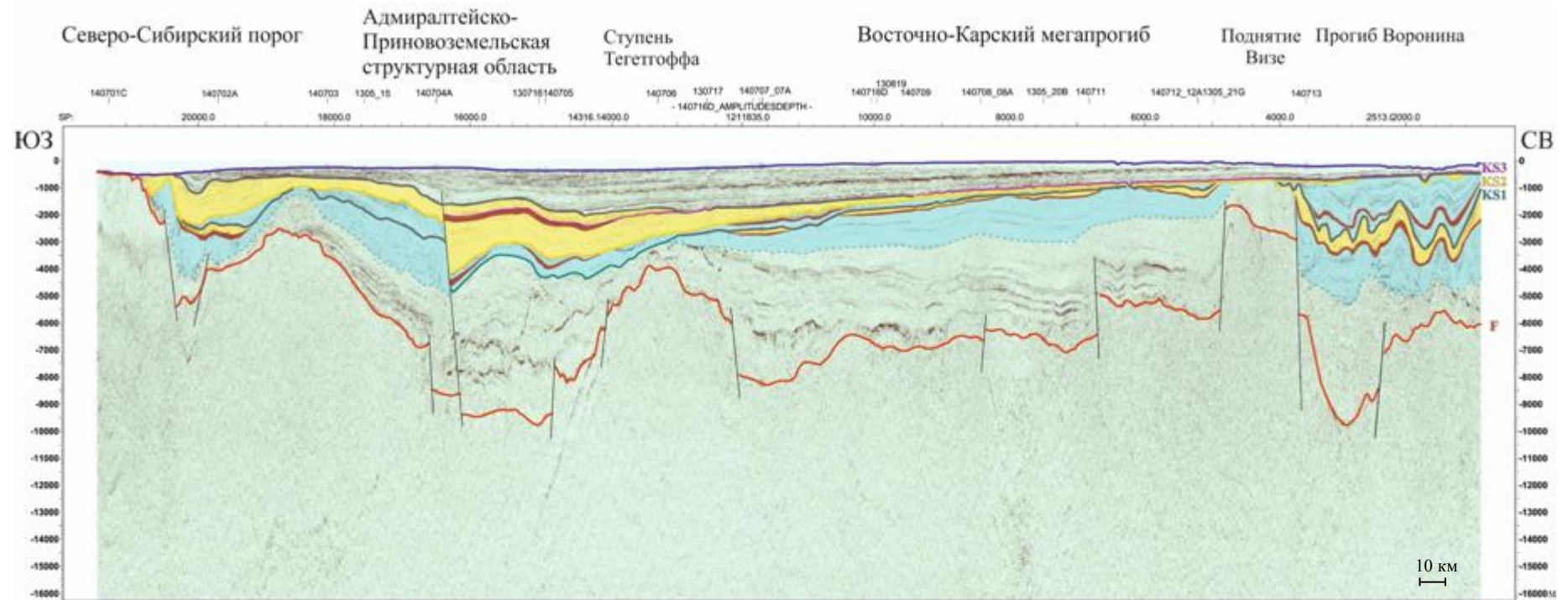
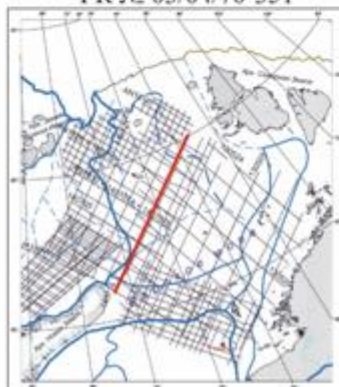


Схема расположения профиля 140716
район работ - Карское море
ГК № 03/04/70-351



Условные обозначения:

- отражающие горизонты
- индексы отражающих горизонтов
- дизъюнктивные нарушения
- пересечение профилей
- генерирующая толща
- терригенный коллектор
- карбонатный коллектор
- покрышка

Рисунок 28 Сейсмогеологический разрез по профилю 140716 с результатами интерпретации и отображением элементов нефтегазоносных систем

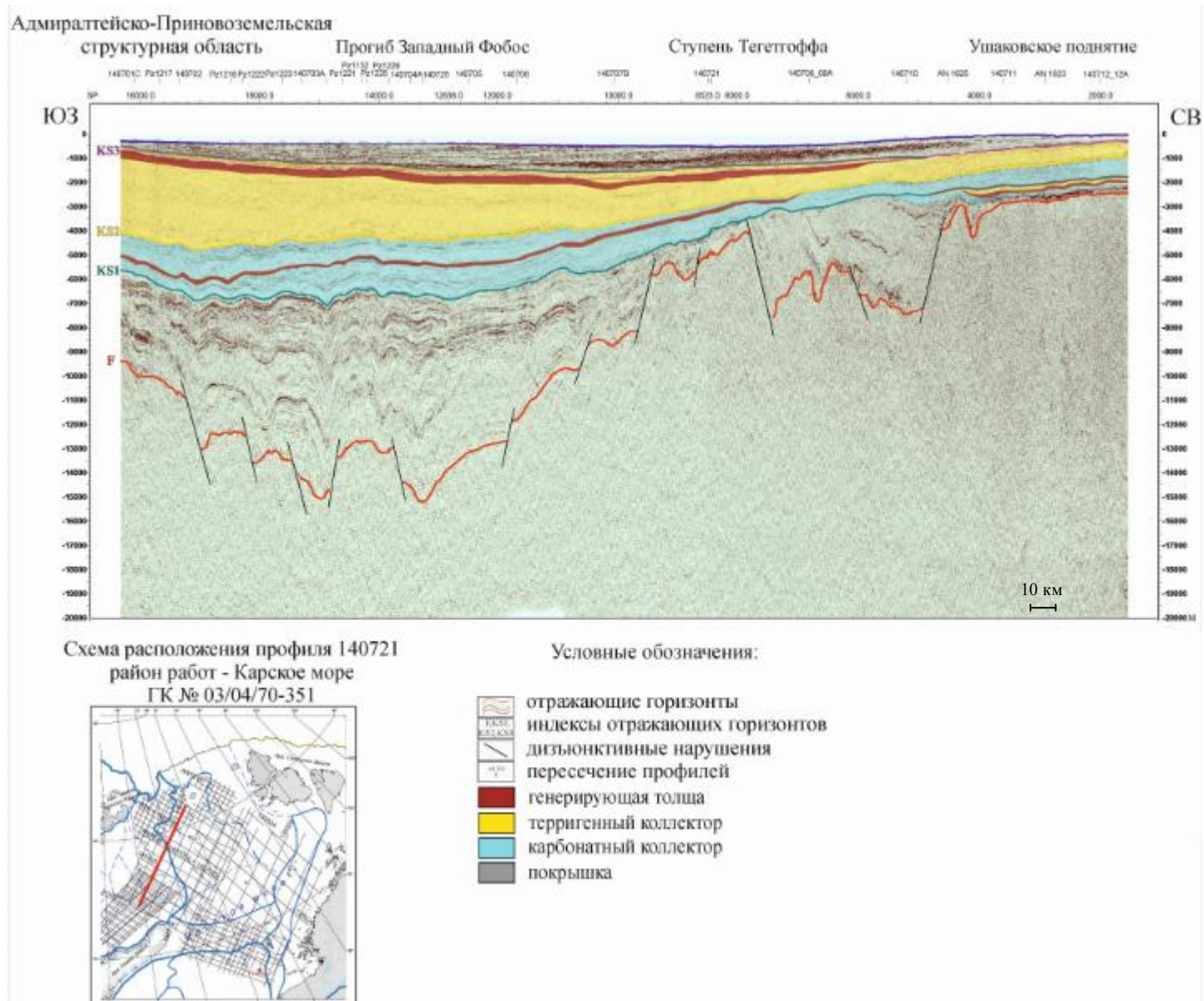


Рисунок 29 Сейсмогеологический разрез по профилю 140721 с результатами интерпретации и отображением элементов нефтегазоносных систем

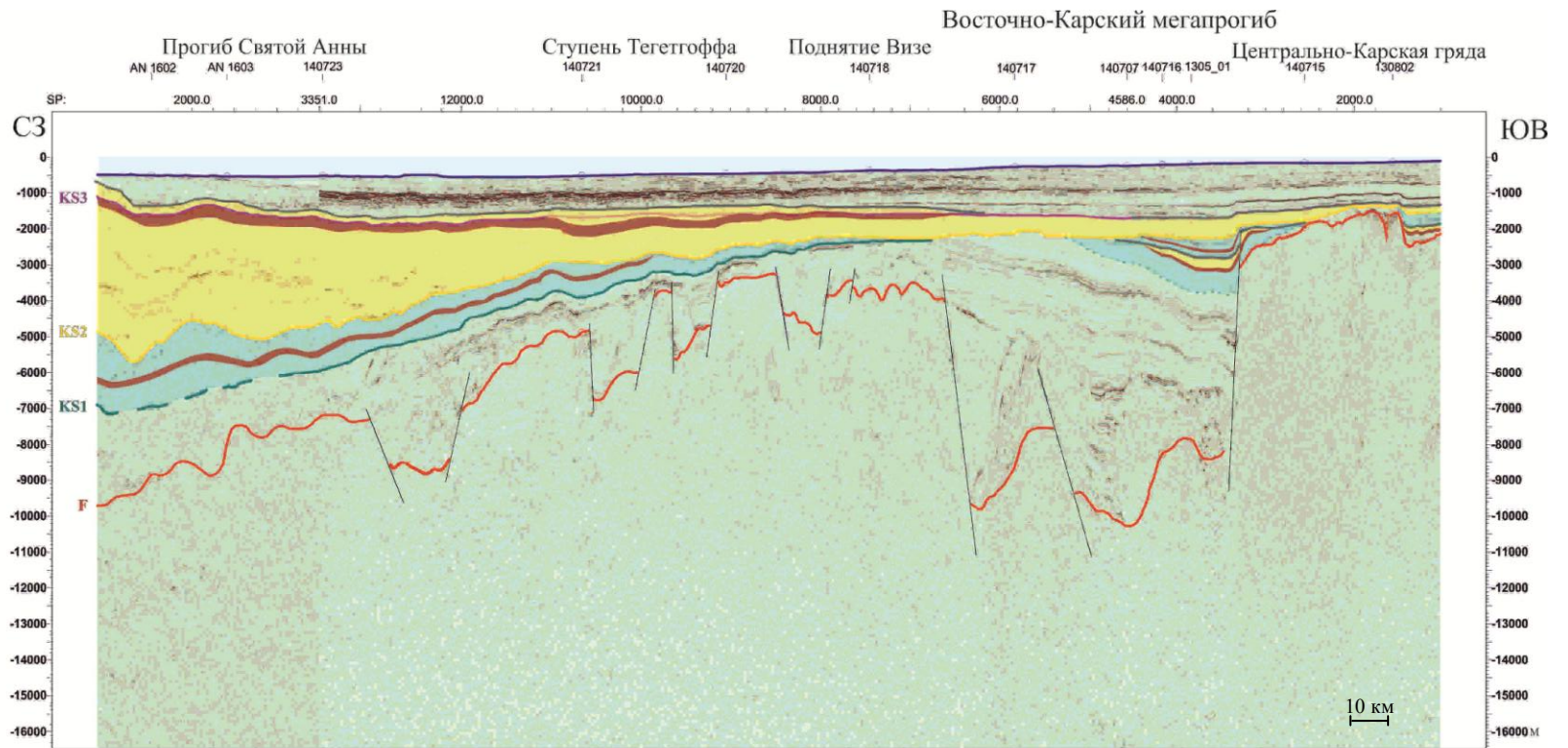
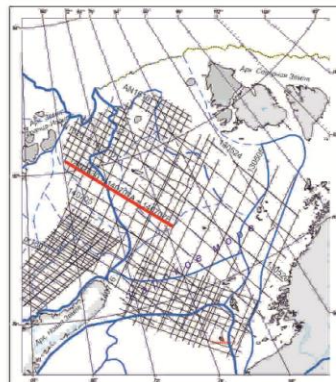


Схема расположения профиля AN1630+140707A+140707B
район работ - Карское море
ГК №09/18/510-65 и ГК №03/04/70-351



Условные обозначения:

- отражающие горизонты
- индексы отражающих горизонтов
- дизъюнктивные нарушения
- пересечение профилей
- генерирующая толща
- терригенный коллектор
- карбонатный коллектор
- покрывка

Рисунок 32 Сейсмогеологический разрез по профилю AN1630+140707A+140707B с результатами интерпретации и отображением элементов нефтегазоносных систем

Таким образом, ПНГР Гишгорна и ПНГР Тегетгоффа оцениваются как перспективные. Последний рассматривается как район с наиболее высокими перспективами на обнаружение нефтепроявлений в силу значительной мощности палеозой-мезозойского осадочного чехла (до 5 км), наличия двух мощных генерирующих толщ и юрских и триасовых коллекторов, расположенных на глубине, достижимой для бурения.

Разрез **140721** (рис. 29) характеризует распределение элементов нефтегазоносных систем в пределах ПНГО Святой Анны (ПНГР Западный Фобос и ПНГР Конрада) и ПНГР Тегетгоффа, а также с юго-запада представляет Адмиралтейско-Приновоземельскую ПНГО, относящуюся к Восточно-Баренцевской ПНГП. Здесь между ОГ F и ОГ KS1 характерен иной облик волнового поля со множеством высококонтрастных отражений, а мощность осадочного чехла достигает 15 км. Характер элементов перспективной нефтегазоносной системы аналогичен ПНГО Святой Анны.

Разрез по профилю **140705** (рис. 27) характеризует поведение элементов перспективных нефтегазоносных системы для ПНГР Западный Фобос, а также ПНГР Тегетгоффа и Уединения.

Представительный разрез по профилю **140716** пересекает всю площадь Северо-Карской СПНГО с юго-запада на северо-восток (рис.28). В разрезе проявляются характерные особенности северной части СПНГО Северо-Сибирского порога, краевой части Адмиралтейско-Приновоземельской структурной области, ступени Тегетгоффа, Восточно-Карского мегапрогиба, поднятия Визе и прогиба Воронина. Разрез по профилю протяжённый и наиболее полно характеризует рассмотренные элементы нефтегазоносных систем: наличие палеозойской нефтематеринской толщи, выполаживающейся к центральной части Карской плиты, наличие мощной триасовой нефтематеринской толщи в пределах Восточно-Баренцевской ПНГП и ступени Тегетгоффа, а также наличие маломощного юрско-мелового комплекса, не имеющего нефтегазоперспектив в этом регионе [11].






Таким образом, полученные результаты позволяют четко и обосновано выделить структурно-тектонические элементы и, главное, получить обоснованные границы нефтегазоперспективных областей и районов. Северо-Карская СПНГО и ПНГО Святой Анны являются одними из наиболее перспективных областей Арктического шельфа. Для Северо-Карской СПНГО и ПНГО Святой Анны прогнозируются в качестве основной нефтематеринской толщи палеозойские породы с высоким содержанием РОВ и нефтяной состав флюида. В пределах изучаемой

территории особо перспективными для дальнейшего изучения выступают ПНГР Уединения, Воронина и ПНГР Западный Фобос со значительной мощностью осадочного чехла и благоприятными для скопления УВ геологическими условиями, а также ПНГР Тегетгоффа, где помимо этого нефтегазоперспективные комплексы залегают на глубине достижимой для бурения. Однако в настоящее время большая часть территории покрыта лицензионными участками.

Полученные результаты позволяют сделать выводы о потенциальной перспективности всех ПНГР и является подготовительным этапом для проведения бассейнового моделирования в областях, находящихся за пределами лицензионных участков. Особое внимание уделяется северной части Воронинского ПНГР и ПНГР Гишгорна, где также наблюдается большая мощность осадочного чехла, и отражающие горизонты максимально приближены к поверхности моря (рис. 33).

Условные обозначения:

Границы

-  - провинций
-  - областей и самостоятельных областей
-  - районов и самостоятельных районов
-  - СНГО
-  - НГО
-  - НГР

Нефтегазогеологическое районирование

САМОСТОЯТЕЛЬНЫЕ НГО

- 3 - Северо-Сибирского порога ПНГО
- 4 - Северо-Карская ПНГО
- 1 - Ушаковский ПНГР
- 2 - Тегеттофа ПНГР
- 3 - Визе ПНГР
- 4 - Воронинский ПНГР
- 5 - Уединения ПНГР

ВОСТОЧНО-БАРЕНЦЕВСКАЯ НГП




- 5 - ПНГО Святой Анны
- 1 - ПНГР Западный Фобос
- 2 - Конрада ПНГР
- 3 - Гишгорна ПНГР
- 7 - Адмиралтейско-Приновоземельская ПНГО
- 1 - Мыса Желание ПНГР

САМОСТОЯТЕЛЬНЫЙ ПНГР

- 1 - Североземельский ПНГР

ЗАПАДНО-СИБИРСКАЯ НГП

- 1 - Предновоземельская ПНГО
- 3 - Свердрупская ПНГО

-  - сейсмические профили
-  - области, выбранные для бассейнового моделирования в пределах Воронинского ПНГР и ПНГР Гишгорна
-  - лицензионные участки

- 1 2 3 4 5** - сейсмические работы МОВ-ОГТ, выполненные за счёт средств федерального бюджета

- 1 - ОАО «СМНГ», ГК №03/04/70-351, 2009 г.
- 2 - ОАО «СМНГ», ГК №01/04/331-13, 2004 г.
- 3 - ОАО «МАГЭ», ГК №28/03/70-141, 2012 г.
- 4 - ОАО «МАГЭ», ГК №21/03/70-31, 2011 г.
- 5 - «Росгеология», ГК №09/18/510-65, 2016-17 гг.

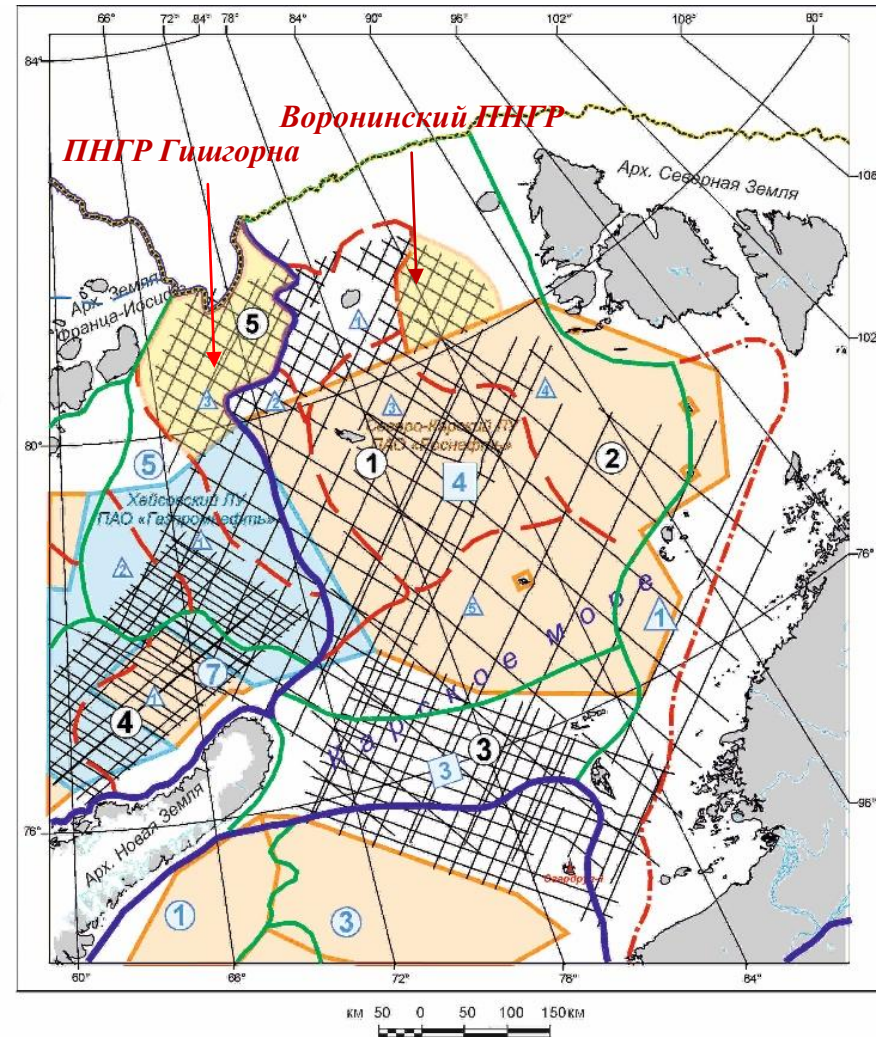


Рисунок 33 Схема сейсмических профилей с лицензионными участками и с областями, выбранными для дальнейшего бассейнового моделирования

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения данной работы основная цель и задачи, поставленные для ее достижения, были выполнены

По результатам анализа архивных материалов (отчётов по данному региону) была составлена сводная таблица, отражающая информацию о всех ранее выделенных горизонтах и их стратиграфической привязке, что позволило проследить и увязать на глубинных сейсмических разрезах основные отражающие горизонты, характеризующие строение поверхностей региональных несогласий. Построены структурные и структурно-тектонические схемы по основным отражающим горизонтам северной части Карского моря. На девяти представительных сейсмогеологических разрезах по профилям выделены элементы нефтегазоносных систем, характеризующие Северо-Карскую СПНГО и ПНГО Святой Анны. Это позволило получить следующие геологические результаты:

1. К трём отражающим горизонтам осадочного чехла приурочены элементы нефтегазоносных систем:
 - KS1 – горизонт вблизи кровли силура. Для Северо-Карского СПНГО местами интерпретируется как флюидоупор. Первая нефтегазоматеринская толща, предположительно ранне-силурийского возраста располагается ниже ОГ KS1. Вторая нефтегазоматеринская толща - доманикоиды девона – выделяется выше ОГ KS1. В пределах ПНГО Святой Анны они выделяются фрагментарно;
 - KS2 – внутривермское несогласие, интерпретируется как граница между нижележащими карбонатно-сульфатными коллекторскими толщами и вышележащими терригенными породами;
 - KS3 – отражающий горизонт вблизи кровли триаса. В Северо-Карской СПНГО к горизонту приурочены локальные флюидоупоры. В пределах ПНГО Святой Анны к ОГ KS3 приурочена мощная нефтегазоматеринская толща, которая может являться региональным флюидоупором;
2. Результаты интерпретации и структурные построения позволяют охарактеризовать выделенные структурно-тектонические элементы и получить обоснованные границы перспективных нефтегазоносных областей - Северо-Карской СПНГО и сопредельных ПНГО и СПНГР. В пределах изучаемой территории особо перспективными для дальнейшего изучения выступают ПНГР Уединения, Воронина и ПНГР Западный Фобос со значительной мощностью

осадочного чехла и благоприятными для скопления УВ геологическими условиями, а также ПНГР Тегетгоффа, где помимо этого нефтегазоперспективные комплексы залегают на глубине достижимой для бурения;

3. Проведённая работа позволяют сделать выводы о перспективности ПНГР в пределах северной части Карского моря, а также является подготовительным этапом для дальнейшего проведения бассейнового моделирования в областях, находящихся за пределами лицензионных участков. Для этого были выбраны области, входящие в состав прогибов Воронина (Воронинского ПНГР) и прогиба Святой Анны (ПНГР Гишгорна).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Басов В.А., Василенко Л.В., Вискунова К.Г., Кораго Е.А., Корчинская М.В., Куприянова Н.В., Повышева Л.Г., Преображенская Э.Н., Пчелина Т.М., Столбов Н.М., Суворова Е.Б., Супруненко О.И., Суслова В.В., Устинов Н.В., Устрицкий В.И., Фефилова Л.А. Эволюция обстановок осадконакопления Баренцево-Северо-Карского палеобассейна в фанерозое // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2009
2. Боганик Г. Н., Гурвич И. И. Сейсморазведка: учеб. для вузов. – Тверь: Изд-во АИС, 2006. 744 с.
3. Верниковский В.А., Добрецов Н.Л., Метелкин Д.В., Матушкин Н.Ю., Кулаков И.Ю. Проблемы тектоники и тектонической эволюции Арктики // Геология и геофизика, 2013, т. 54 (8), с. 1083-1107.
4. Глебовский В.Ю., Черных А.А., Каминский В.Д., Васильев В.В., Корнева М.С., Суханова А.В., Редько А.Г., Яковенко И.В. Основные итоги и планы дальнейших магнитометрических и гравиметрических исследований в Северном Ледовитом океане // 70 лет в Арктике, Антарктике и Мировом океане. Сборник научных трудов (под ред. В.Д. Каминского, Г.П. Аветисова, В.Л. Иванова). СПб.: ВНИИОкеангеология, 2018. С. 196-208.
5. Добровольский А. Д., Залогин Б. С. Моря СССР. М., Изд-во МГУ, 1982 г. С ил., 192 с
6. Кадыров Р.И. Бассейновый анализ и моделирование нефтегазоносных систем. Учебно-методическое пособие – Казань: Изд-во Казанского (Приволжского) федерального университета, 2020 г. – 33 с
7. Малышев Н.А., Никишин В.А., Никишин А.М. и др. Статья основная из ДАН, 2012, *ДОКЛАДЫ АКАДЕМИИ НАУК*, 2012, том 445, № 1, с. 50–54
8. Ступакова А.В. Структура и нефтегазоносность Баренцево-Карского шельфа и прилегающих территорий. // Геология нефти и газа. – 2011. - № 6. – С. 99-115.

Фондовая:

9. Васильева Е.А., Поница В.А., Аленьевская Р.В. и др. Отчет по государственному контракту № 03/04/70-351 от 05 декабря 2007 г. «Изучение геологического строения и оценка перспектив нефтегазоносности Ушаковско-Новоземельской площади северной части Баренцева и Карского морей». - ОАО «Севморнефтегеофизика», Мурманск, 2009.

10. Васильева Е.А., Понина В.А., Петрушина Е.П. и др. «Региональное изучение геологического строения и оценка перспектив нефтегазоносности южной периклинали Северо-Карского бассейна». Отчет по ГК № 01/04/331-13. – ОАО «Севморнефтегеофизика», Мурманск, 2009.
11. Гусев Е.А., Поселов В.А., Бочкарев А.В., и др., Отчет о проведении тематических и опытно-методических работ, связанных с геологическим изучением недр. Государственное задание № 049-00018-19-00 от 11.01.2019 г. - ФГБУ "ВНИИОкеангеология", СПб, 2019 г.
12. Сакулина Т.С., Дружинина Е.А., Крупнова Н.А., и др. Отчет по государственному контракту ГК № 09/18/510-65 от 16.08.2016 г. «Комплексные региональные геофизические исследования с целью уточнения геологического строения и перспектив нефтегазоносности прогибов Святой Анны и Воронина». АО «Росгео». Москва, 2017.
13. Сакулина Т.С., Рослов Ю.В., Верба М.Л. и др. Отчет по Госконтракту № 01/08/20-20 «Проведение комплексных геолого-геофизических исследований (сейсморазведочные работы МОВ ОГТ, КМПВ ГСЗ, НСАП, гравиметрических, магнитометрических, газогеохимических) на опорном профиле 4-АР (п-ов Таймыр - Земля Франца-Иосифа) с целью изучения глубинного строения и уточнения перспектив нефтегазоносности Баренцево-Карской плиты и зон ее сочленения с сопредельными тектоническими структурами». – ФГУНПП "Севморгео". СПб, 2007.
14. Стрижак Е.А., Шлыкова В.В., Заварзина Г.А. и др. «Уточнение геологического строения и перспектив нефтегазоносности Северо-Сибирского порога и сопредельных структур Баренцевской, Карской и Западно-Сибирской плит». Отчет по ГК № 28/03/70-141. – ОАО «МАГЭ», Мурманск, 2014.
15. Шлыкова В.В., Величко Б.М. и др. Отчет по объекту Гос. контракта № 21/03/70-31 от 18.05.2011 г. «Уточнить геологическое строение и перспективы нефтегазоносности северной части Предновоземельской структурной области». – ОАО «МАГЭ», Мурманск, 2013.

Интернет-ресурсы:

16. География - <https://geographyofrussia.com>