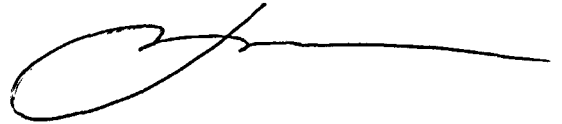


71:07-4/21

Общество с ограниченной ответственностью «Газфлот»

На правах рукописи



ХОЛОДИЛОВ ВАЛЕНТИН АРСЕНТЬЕВИЧ

**ГЕОЛОГИЯ, НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ И НАУЧНЫЕ ОСНОВЫ
СТРАТЕГИИ ОСВОЕНИЯ РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГАЗА
БАРЕНЦЕВА И КАРСКОГО МОРЕЙ**

СПЕЦИАЛЬНОСТЬ: 25.00.12 – Геология, поиски и разведка горючих ископаемых

**Диссертация на соискание ученой степени доктора
геолого-минералогических наук**

Москва – 2006

Содержание	Стр.
Список рисунков	3
Список таблиц	5
ВВЕДЕНИЕ	6
ГЛАВА 1. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ НЕДР ШЕЛЬФА БАРЕНЦЕВА И КАРСКОГО МОРЕЙ	13
1.1. Состояние геолого-геофизической изученности недр шельфа Баренцева и Карского морей.	13
1.2. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза осадочного чехла.	24
1.3. Тектоническое строение и эволюция различных частей шельфа.	67
ГЛАВА 2. НЕФТЕГАЗОВЫЙ ПОТЕНЦИАЛ НЕДР ШЕЛЬФА	89
2.1. Нефтегазогеологическое районирование шельфа Баренцева и Карского морей.	89
2.2. Основные нефтегазоносные комплексы, регионально распространенные породы-коллекторы и покрышки.	100
2.3. Прогноз фазового состояния скоплений углеводородов.	116
2.4. Прогноз зон нефтегазонакопления – основных объектов поиска крупных месторождений газа и нефти.	124
2.5. Сырьевая база и перспективы нефтегазоносности недр шельфа Баренцева и Карского морей.	137
ГЛАВА 3. СТРАТЕГИЯ ОСВОЕНИЯ РЕСУРСОВ ГАЗА И НЕФТИ	147
3.1. Учет результатов оценки ресурсов газа и нефти по объектам зонального и локального уровней при определении стратегии и тактики выявления и освоения новых месторождений.	147
3.2. Геологический риск и возможность его учета при локализованной оценке ресурсов и запасов углеводородов.	155
3.3. Определение рационального комплекса методов поисково-разведочных работ на арктическом шельфе с учетом специфики их проведения.	164
3.4. Рекомендации по комплексной реализации последующих работ на шельфе Баренцева и Карского морей.	184
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	200
Список литературы	203

Список рисунков

№ п/п	№ рисунка	Название рисунка	Стр.
1	1	Обзорная карта западной части арктического шельфа РФ.	8
2	1.1.1.	Печорское море. Карта сейсмической изученности.	15
3	1.1.2.	Карта сейсмической изученности Приямальского шельфа и района Обской и Тазовской губ южной части Карского моря.	19
4	1.2.1.	Литолого-стратиграфический разрез месторождения Приразломное.	33
5	1.2.2.	Литолого-стратиграфический разрез Штокмановского месторождения.	43
6	1.2.3.	Сводный литолого-стратиграфический разрез Бованенковского месторождения.	46
7	1.2.4.	Литолого-стратиграфический разрез месторождения Каменномысское-море.	54
8	1.2.5.	Литолого-стратиграфический разрез Обского месторождения.	55
9	1.3.1.	Тектоническая карта западной части арктического шельфа.	68
10	1.3.2.	Баренцево море. Модель геологического разреза.	80
11	1.3.3.	Геологический разрез вдоль простирания вала Сорокина	84
12	1.3.4.	Геологический разрез вдоль простирания Нурминского вала и южной части Южно-Карской синеклизы.	87
13	2.1.1.	Карта нефтегазогеологического районирования западной части арктического шельфа.	92
14	2.2.1.	Штокмановское газоконденсатное месторождение. Схематический геологический разрез по линии скважин 1-2-6-3.	103
15	2.2.2.	Геологический разрез сеноман-аптских отложений через месторождения Ленинградское и Русановское.	109
16	2.2.3.	Геологический разрез сеноман-аптских отложений через месторождения Каменномысское-море и Северо-Каменномысское.	110
17	2.4.1.	Зоны нефтегазонакопления южной части Восточно-Баренцевоморской нефтегазоносной провинции.	128

18	2.4.2.	Зоны нефтегазонакопления Печороморского шельфа.	130
19	2.4.3.	Зоны нефтегазонакопления северной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.	133
20	2.4.4.	Зоны нефтегазонакопления Обской и Тазовской губ.	135
21	2.5.1.	Карта перспектив нефтегазоносности шельфа Баренцева моря.	140
22	2.5.2.	Карта перспектив нефтегазоносности шельфа Карского моря.	141
23	2.5.3.	Карта перспектив нефтегазоносности Печороморского шельфа	142
24	3.2.1.	Гистограмма распределения подсчетных параметров при вероятностной оценке НСР газовой залежи (месторождение Каменномысское-море)	159
25	3.2.2.	Пример вероятностной оценки начальных суммарных ресурсов газа (месторождение Каменномысское-море)	160
26	3.2.3.	Оценка начальных суммарных ресурсов основных газовых объектов арктического шельфа с учетом неопределенности и риска	162
27	3.3.2.1.	Акватория Обской и Тазовской губ	174
28	3.3.3.1.	Месторождение Северо-Каменномысское. Распределение коэффициента пористости. Распределение коэффициента газонасыщенности. Распределение коэффициента глинистости.	182
29	3.4.3.1.	Планируемые объемы ПРР на объектах Баренцева моря на период 2006-2020 гг.	194
30	3.4.3.2.	Планируемые объемы ПРР на объектах Печорского моря на период 2006-2020 гг.	195
31	3.4.3.3.	Планируемые объемы ПРР на объектах Приямальского шельфа на период 2006-2020 гг.	196
32	3.4.3.4.	Планируемые объемы ПРР на объектах акватории Обской и Тазовской губ на период 2006-2020 гг.	197

Список таблиц

№ п/п	№ таблицы	Название таблиц	Стр.
1	2.4.1.	Зависимость плотности НСР от категории перспективности объекта	128
2	3.1.1.	Локализованная оценка ресурсов и запасов ряда объектов в ЗНГН. Газоносный район Штокмановского ГКМ.	149
3	3.1.2.	Локализованная оценка ресурсов и запасов ряда объектов в ЗНГН. Восточная (морская часть) нефтеносного Печороморского района.	150
4	3.1.3.	Локализованная оценка ресурсов и запасов ряда объектов в ЗНГН. Южно-Карский газоносный район.	151
5	3.1.4.	Локализованная оценка ресурсов и запасов ряда объектов в ЗНГН. Газоносный район Обской и Тазовской губ.	152
6	3.2.1.	Начальные суммарные ресурсы основных газовой объектов арктического шельфа с учетом неопределенности и риска.	161
7	3.3.2.1.	Сравнительные данные проведения сейсморазведки 2Д разными технологиями в акватории Обской губы.	178
8	3.4.2.1.	Таблица лицензирования по объектам арктических морей на период 2006-2020 гг.	185
9	3.4.3.1.	Планируемые объемы ПРР и приросты запасов по перспективным объектам арктического шельфа в период 2006-2020 гг.	193

Введение

Воспроизводство минерально-сырьевой базы, в частности восполнение стратегически важного углеводородного сырья, является важнейшей государственной задачей, от решения которой в значительной степени зависит развитие топливно-энергетического комплекса России.

Учитывая высокую степень разведанности и освоения месторождений углеводородного сырья на суше и высокие перспективы нефтегазоносности недр сопредельного континентального шельфа, очевидно, что последний рассматривается в качестве наиболее серьезного источника развития сырьевой базы газа и нефти.

Общая площадь континентального шельфа России составляет более 5 млн. км², что составляет 25% общей площади шельфа Мирового океана. По прогнозным оценкам в пределах континентального шельфа России начальные извлекаемые суммарные ресурсы углеводородов (НСР УВ) составляют около 100 млрд. тонн условного топлива. Основная часть НСР УВ шельфа представлена ресурсами свободного газа – порядка 76 трлн.м³.

По нефтегазовому потенциалу наиболее перспективны недра шельфа Карского и Баренцева морей (включая соответственно Обскую и Тазовскую губы, а также Печороморский шельф). Здесь сосредоточено около 80% начальных суммарных ресурсов газа, нефти и конденсата от общей их величины в недрах шельфа всех морей РФ. Разведанность ресурсов нефти и газа шельфа еще низка: по газу – 8,7%, по нефти – 3,9%.

Одним из основных предприятий, занимающихся геологоразведочными работами и освоением месторождений углеводородного сырья в арктических морях, является ОАО «Газпром». Крупномасштабные работы по освоению ресурсов нефти и газа на континентальном шельфе были начаты еще Министерством газовой промышленности СССР. Начало этим работам было положено в 1978 году, когда с целью проведения единой технической политики в области освоения

нефтегазовых месторождений на континентальном шельфе руководство работами было возложено Правительством СССР на Мингазпром.

С конца 1988 г. эти работы, согласно приказу Совета Министров СССР, проводились Министерством нефтяной промышленности, а с 1991 г. они были поручены РАО «Газпром». В последующие годы поисково-разведочные работы (ПРР) в арктических морях проводились на лицензионной основе также АО «Печорморнефть», ГУП НК «Арктикморнефтегазразведка» и другими компаниями.

В Баренцевом и Карском морях отработано более 400 тыс. км сейсмопрофилей, выявлено более 100 перспективных структур, опосковано более 20 площадей, пробурено более 40 поисково-разведочных скважин. Открыто 26 морских и прибрежно-морских месторождений нефти и газа. Наиболее крупные из них Штокмановское и Ледовое газоконденсатные месторождения (ГКМ), Приразломное и Долгинское нефтяные месторождения в Баренцевом море, Русановское и Ленинградское газоконденсатные, а также Северо-Каменномыское и Каменномыское-море в Карском море (рис. 1).

Успехи в выявлении морских углеводородных месторождений в Баренцевом и Карском морях, несомненно, могли бы быть более значительными, но этого не случилось по двум основным причинам.

Во-первых, с 1989 г. объемы морских (как и сухопутных) поисково-разведочных работ на нефть и газ резко сократились, а в ряде регионов они полностью прекратились. В итоге государственные задания по геологическому изучению недр и подготовке запасов углеводородного сырья, предусматриваемые «Федеральной программой развития минерально-сырьевой базы РФ» оказались невыполненными. Только с 1995 г. эта неблагоприятная тенденция была приостановлена. На Печороморском шельфе ОАО «Газпром» были открыты нефтяные месторождения Варандей-море (1995 г.), Медыньское-море (1996 г.) и Долгинское (1999 г.), а затем газовые месторождения в акватории Обской и Тазовской губ –

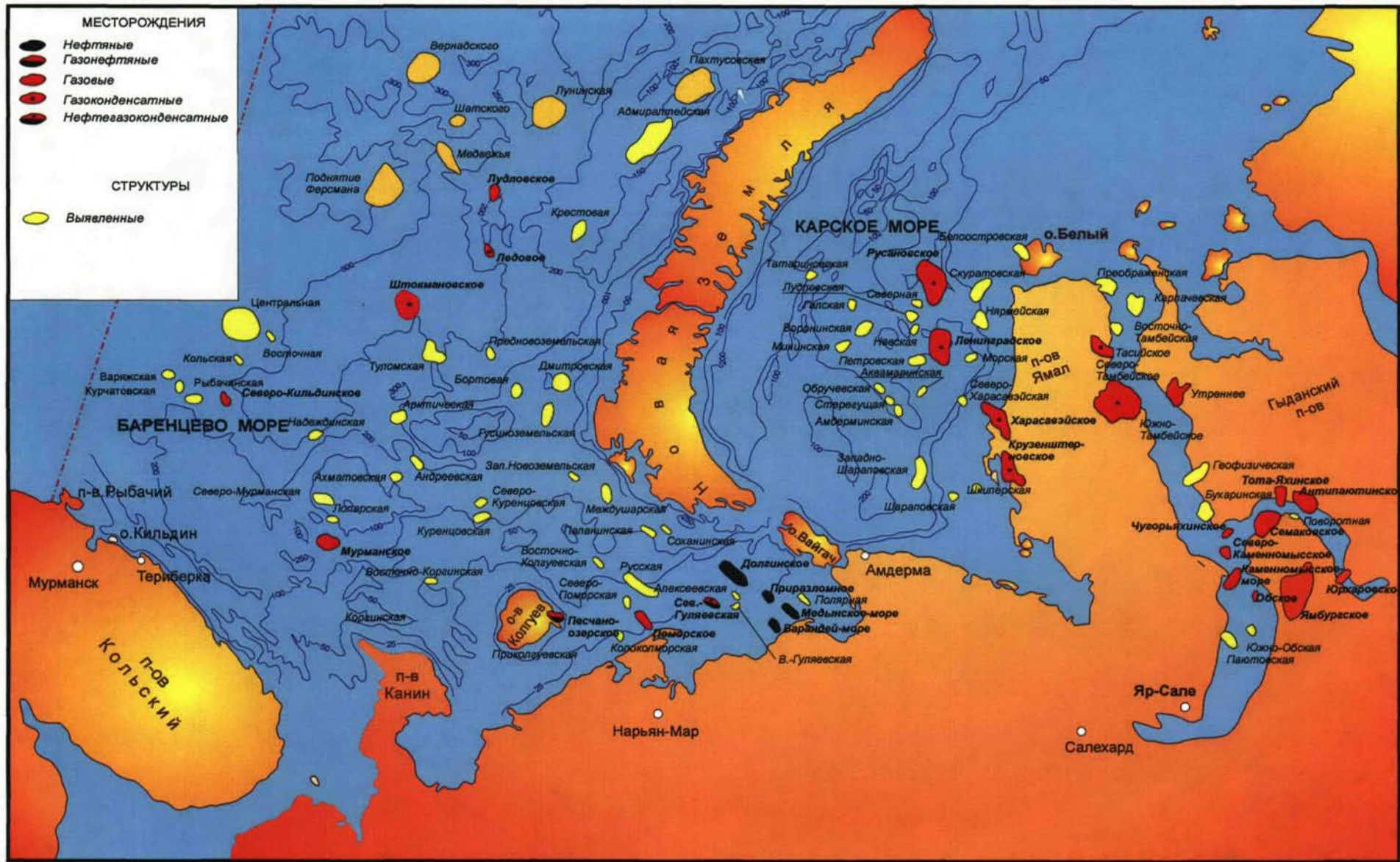


Рис. 1. ОБЗОРНАЯ СХЕМА ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА РФ

Северо-Каменномысское (2000 г.), Каменномысское-море (2000 г.), Чугорьяхинское (2002 г.) и Обское (2003 г.).

Во-вторых, постоянно сказывается недостаток технических средств, необходимых для проведения морских геофизических исследований и бурения поисковых и разведочных скважин.

В изложенных условиях очевидна необходимость обобщения и анализа накопленных фактических данных по геологическому строению и нефтегазовому потенциалу недр шельфа Баренцева и Карского морей в целях определения приоритетных направлений и первоочередных объектов работ по выявлению и освоению углеводородных месторождений в этих наиболее перспективных морях страны. Эта проблема отечественной газовой и нефтяной промышленности назрела, и актуальность ее решения не вызывает сомнения.

Таким образом, цель настоящей работы состоит в усовершенствовании геологической основы оценки нефтегазоносности недр, уточнении их нефтегазового потенциала по объектам нефтегазогеологического районирования зонального и локального уровней и разработке стратегии дальнейших работ по выявлению и освоению углеводородных месторождений на шельфе Баренцева и Карского морей.

Для достижения поставленной цели решались следующие основные задачи:

1) уточнение тектонического и нефтегазогеологического районирования шельфа рассматриваемых морей с учетом новых данных поисково-разведочных работ;

2) оценка перспектив нефтегазоносности недр шельфа Баренцева и Карского морей с прогнозом зон нефтегазонакопления (ЗНГН) в их пределах;

3) изучение характера пространственного распространения и изменения качества основных коллекторских горизонтов и региональных покрышек;

4) анализ результатов оценки ресурсов углеводородов по объектам зонального и локального уровней (последних с учетом геологического риска);

5) определение рационального комплекса методов поисково-разведочных работ на арктическом шельфе с учетом специфики их проведения;

6) разработка стратегии освоения ресурсов газа и нефти и обоснование рекомендаций по комплексной реализации последующих нефтегазописковых работ на шельфе Баренцева и Карского морей.

Исходя из приведенных задач для решения назревшей проблемы обобщено и проанализировано следующие:

- современные геолого-геофизические особенности геологического строения, формирование основных структурных элементов и тектоническое районирование шельфа Баренцева и Карского морей;

- результаты изучения характера пространственного распространения и изменения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород-коллекторов и надежности пород-покрышек. Осуществлен прогноз фазового состояния скоплений углеводородов, уточнено нефтегазогеологическое районирование, выделены зоны нефтегазонакопления, произведены оценки сырьевой базы и перспектив нефтегазоносности недр шельфа Баренцева и Карского морей.

Таким образом, осуществлена разработка одной из важнейших проблем нефтегазовой геологии – на основе обобщения и комплексного анализа имеющихся к настоящему времени геолого-геофизических материалов уточнены: геологическое строение, нефтегазогеологическое районирование, потенциал нефтегазоносности недр шельфа Баренцева и Карского морей, обоснована стратегия дальнейших работ по выявлению и освоению ресурсов нефти и газа, разработана тактика проведения дальнейших работ.

Основные положения проведенных исследований докладывались автором на международных, всероссийских, республиканских и отраслевых

совещаниях, конференциях, симпозиумах и семинарах: совещании «Тектоника и критерии нефтегазоносности локальных и зональных ловушек» (г. Москва, 1987 г.), I научно-практической Международной конференции по транзитному мелководью арктического шельфа (г. Санкт-Петербург, 2002 г.), V научно-технической конференции «Актуальные проблемы, состояние и развитие нефтегазового комплекса России» (г. Москва, 2003 г.), конференции «Экологическая геология и рациональное недропользование (г. Санкт-Петербург, 2003 г.), конференции МПР РФ «Настоящее и будущее сырьевой базы морской нефтегазовой промышленности России» (г. Санкт-Петербург, 2004 г.), Международной конференции РАО-03 (г. Санкт-Петербург, 2003 г.), Международной конференции РАО-05 (г. Санкт-Петербург, 2005 г.) и др.

Важнейшие результаты исследований автора по теме диссертации освещены в более чем 40 научных работах, опубликованных в журналах «Советская геология», «Нефтегазовая геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений», «Газовая промышленность», «Нефть, газ и бизнес», в трудах ВНИГРИ. Автор разработал «Способ прогнозирования наличия оторочек в залежах углеводородов» (авторское свидетельство Государственного комитета СССР по делам изобретений и открытий № 1083142, 1983 г.).

В основу диссертации положен фактический геолого-геофизический материал не только по шельфу Баренцева и Карского морей, но и по сопредельной суше. В частности, использованы результаты исследований автора по сухопутной части Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (ТПП), где автор непосредственно работал в течение ряда лет.

Широко использовались также публикации и фондовые материалы предыдущих исследователей-специалистов ВНИГРИ, ВНИИ «Океангеология», ПО «Союзморгео», ООО «ВНИИГАЗ», ОАО «СМНГ», ОАО «Газпром» и др.

В процессе работы автор пользовался советами и консультациями: д.г.-м.н. Захарова Е.В., д.г.-м.н., профессора Поспелова В.В., д.т.н.,

профессора Ампилова Ю.П., д.т.н., профессора Никитина Б.А., д.г-м.н., профессора Белонина М.Д., к.г-м.н. Корюкиной Н.Г., д.г-м.н., профессора Макаревича В.Н., к.г-м.н. Тимонина А.Н., к.г-м.н. Туренкова Н.А., которым автор выражает свою сердечную благодарность и признательность.

Глава 1. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ НЕДР ШЕЛЬФА БАРЕНЦЕВА И КАРСКОГО МОРЕЙ

1.1. Состояние геолого-геофизической изученности недр Баренцева и Карского морей

Изучением геологического строения и нефтегазоносности акваторий шельфа арктических морей в России занимаются разные производственные и научные организации: НПО «Севморгео», НПО «Арктикоморнефтегазразведка» (АМНГР), ОАО «Севморнефтегеофизика» (СМНГ), ОАО «Газпром» и др.

Исследование строения шельфа Баренцева и Карского морей ранее проводилось главным образом геофизическими методами. Применялись аэромагнитная съемка, попутные гравиметрические и магнитометрические исследования, донная гравиметрия, электроразведка. Важную роль сыграли также результаты бурения параметрических скважин на островах – Нагурской, Северной, Хайса, Грумантской, Белоостровских, Свердрупской и в море – Дресвянской, что позволило уточнить структурные связи архипелагов Шпицберген, Земля Франца Иосифа и островов Эдж и Свердруп с материковой окраиной и акваториями Баренцева и Карского морей [7, 12]. Объемы сейсморазведки и бурения в рассматриваемых морях заметно возросли за последние годы, что позволило открыть ряд крупных месторождений нефти и газа.

Геолого-геофизическая изученность шельфа Баренцева моря

Геолого-геофизические исследования на Баренцевоморском шельфе проводились с начала 60-х годов XX столетия. За полтора десятилетия часть этой акватории была покрыта редкой (менее 0,5 пог. км/км²) сетью региональных сейсмических профилей. Систематическое изучение геологического строения Баренцевоморского шельфа начато организациями Мингео СССР с 1972 года. Работы на акватории проводились Морской Арктической Геолого-геофизической Экспедицией (МАГГЭ), НПО «Севморгеология». В конце 70-х годов, в составе ВНПО «Союзморгео»

Мингазпрома СССР была создана Мурманская морская геологоразведочная экспедиция, позднее реорганизованная в трест «Севморнефтегазгеофизразведка», а в 1988 г. – в трест «Севморнефтегеофизика», начавшая систематическое планомерное изучение данной акватории сейсморазведкой МОВ ОГТ (рис. 1.1.1.).

На данный момент в пределах морского продолжения ТПП работы МАГГЭ полностью перекрыты площадными геофизическими исследованиями, проведенными на более высоком технологическом уровне ОАО «Севморнефтегеофизика», но работы МАГГЭ до сих пор актуальны для северной и северо-западной частей Баренцева моря.

Баренцево море полностью покрыто аэромагнитной съемкой масштаба 1:500 000, а на отдельных участках Печороморского шельфа проведены работы масштаба 1: 50 000. В разные годы отработаны отдельные профили ГСЗ И КМПВ.

К настоящему времени в целом на Баренцевоморском шельфе объем сейсморазведочных работ 2Д составил порядка 350000 пог.км и около 2500 км² сейсморазведки 3Д (для сравнения – на Западно-Баренцевском шельфе Норвегии выполнено более 1,7 млн. пог.км сейсмических профилей).

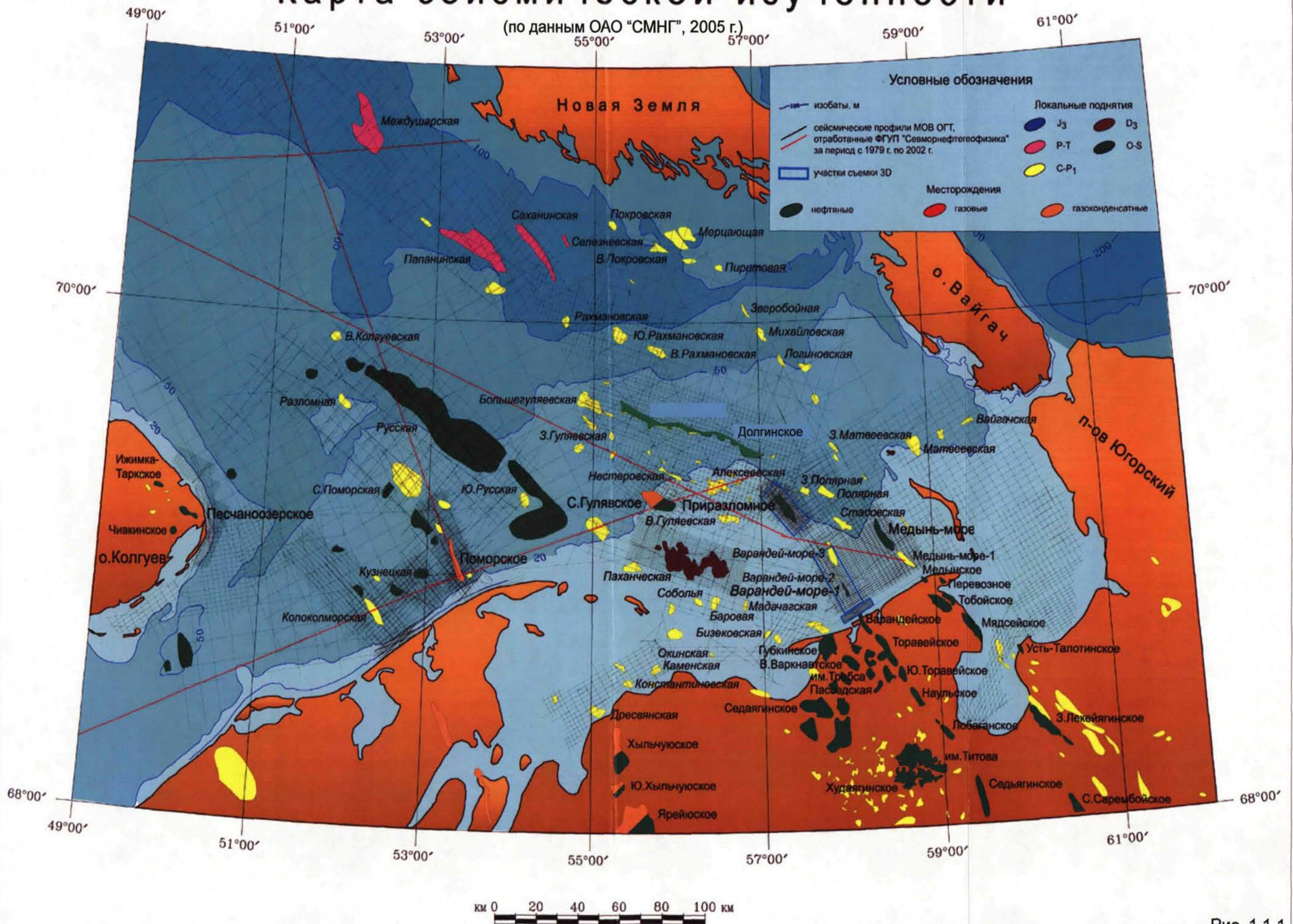
Регионально-поисковыми, поисковыми и детальными (на локальных поднятиях) сейсморазведочными работами российская часть акватории Баренцева моря изучена весьма неравномерно [53]. Южнее 74⁰ северной широты плотность сейсмических наблюдений изменяется от 0,28 (Арктическая депрессия) до 0,69 км/км² (Восточно-Федынский выступ). Севернее 74⁰ с.ш. плотность наблюдений резко уменьшается до 0,126 км/км² и на порядок ниже в пределах северной части Баренцевской синеклизы (0,013 км/км² - поднятия Персея, 0,063 км/км² – Северная депрессия).

К 1989 г. по Печороморскому шельфу были составлены структурные карты по основным отражающим горизонтам (масштаба 1:1000000). Этап региональных исследований на этом шельфе можно считать завершенным. Они позволили определить основные черты литолого-стратиграфического

ПЕЧОРСКОЕ МОРЕ

Карта сейсмической изученности

(по данным ОАО "СМНГ", 2005 г.)



строения разреза осадочного чехла, закономерности распределения и изменения толщин основных нефтегазоносных комплексов, основные типы пород-коллекторов, покрышек и разрывных нарушений, зоны развития рифогенных массивов. Работы ВСП, проводимые трестом «Севморнефтегеофизика», позволили выполнить стратиграфическую привязку отражающих горизонтов, выделенных сейсмикой [41]. В дальнейшем уточнялись морфология и внутренняя структура более 20 локальных поднятий, часть из них (Колоколморская, Восточно-Гуляевская) была подготовлена к глубокому бурению.

Однако, изученность регионально-поисковыми, поисковыми и детальными сейсморазведочными работами акваториальной части ТПП колеблется от 0,026 на Малоземельско-Колгуевской моноклинали до 0,65 км/км² на Гуляевско-Алексеевском участке.

Степень изученности Восточно-Баренцевского мегапрогиба тоже низкая (наибольшая плотность сейсмических наблюдений 0,69 км/км² в северной прибортовой части Южно-Баренцевской газонефтеносной области).

В целом современная средняя плотность сейсмических наблюдений на российском шельфе Баренцева моря не превышает 1 пог.км/км².

Более высокая степень изученности в пределах локальных поднятий обеспечивает выявление и надежную подготовку структур, а также позволяет осуществить надежные структурные построения по отражающим сейсмическим горизонтам с сечением изогипс 50-100 м.

Внедрение в практику морских сейсморазведочных исследований цифровой регистрирующей аппаратуры, а также использование современных компьютерных программ позволило наряду с решением структурных задач решать более сложные задачи, связанные с прогнозированием продуктивности и вещественного состава разреза [3].

Глубокое поисковое бурение на российском шельфе Баренцева моря было начато в 1981 году. Результатом этих исследований было выявление и оконтуривание основных структурных элементов осадочного чехла,

выделение двух нефтегазоносных провинций – Восточно-Баренцевской и акваториального продолжения Тимано-Печорской. К настоящему времени на Баренцевоморском шельфе выявлено более 70 перспективных структур, из них 34 подготовлено к поисковому бурению, 21 структура введена в поисковое бурение и открыто 11 месторождений нефти и газа.

На Баренцевоморском шельфе открыто уникальное по запасам газоконденсатное месторождение Штокмановское; крупные месторождения газоконденсата - Ледовое, газа – Лудловское и Северо-Гуляевское, Поморское, Мурманское и Северо-Кильдинское и нефтяные месторождения - Приразломное, Варандей-море, Долгинское, Медыньское-море.

Пробуренные скважины (глубиной 3000-4500 м) вскрыли терригенные меловые, юрские, триасовые, пермские, каменноугольные и девонские отложения. Это дало возможность оценить перспективы нефтегазоносности юрского, триасового, пермско-каменноугольного и девонского нефтегазоносных комплексов (НГК).

Успешность поискового и разведочного бурения на шельфе достигает 80%. При этом общая изученность акватории бурением остается крайне низкой (для сравнения на шельфе Норвегии пробурено более 700 разведочных скважин, не считая эксплуатационных). В российской части Баренцева моря одна скважина приходится, в среднем, на 27,7 тыс.кв. км перспективной площади.

В результате проведенных за последние годы научных исследований были внесены существенные дополнения в характеристику нефтегазоносных комплексов: уточнены стратиграфическая привязка, толщины коллекторских пластов и покрышек, фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов, надежность пород-покрышек, а также физико-химические свойства пластовых флюидов.

Начиная с 1981 года, на акватории проводились инженерно-геологические исследования. По их результатам подготовлено около 100 площадок для строительства скважин, проведены изыскания под ледостойкие

платформы на Приразломном и Варандейском морском нефтяных месторождениях и под трассу продуктопровода «Штокмановское газоконденсатное месторождение – п-ов Териберика».

В целом же процесс освоения Баренцевоморского шельфа осуществляется без должной системности, а темпы выполнения работ из-за дефицита инвестиций и недостаточны.

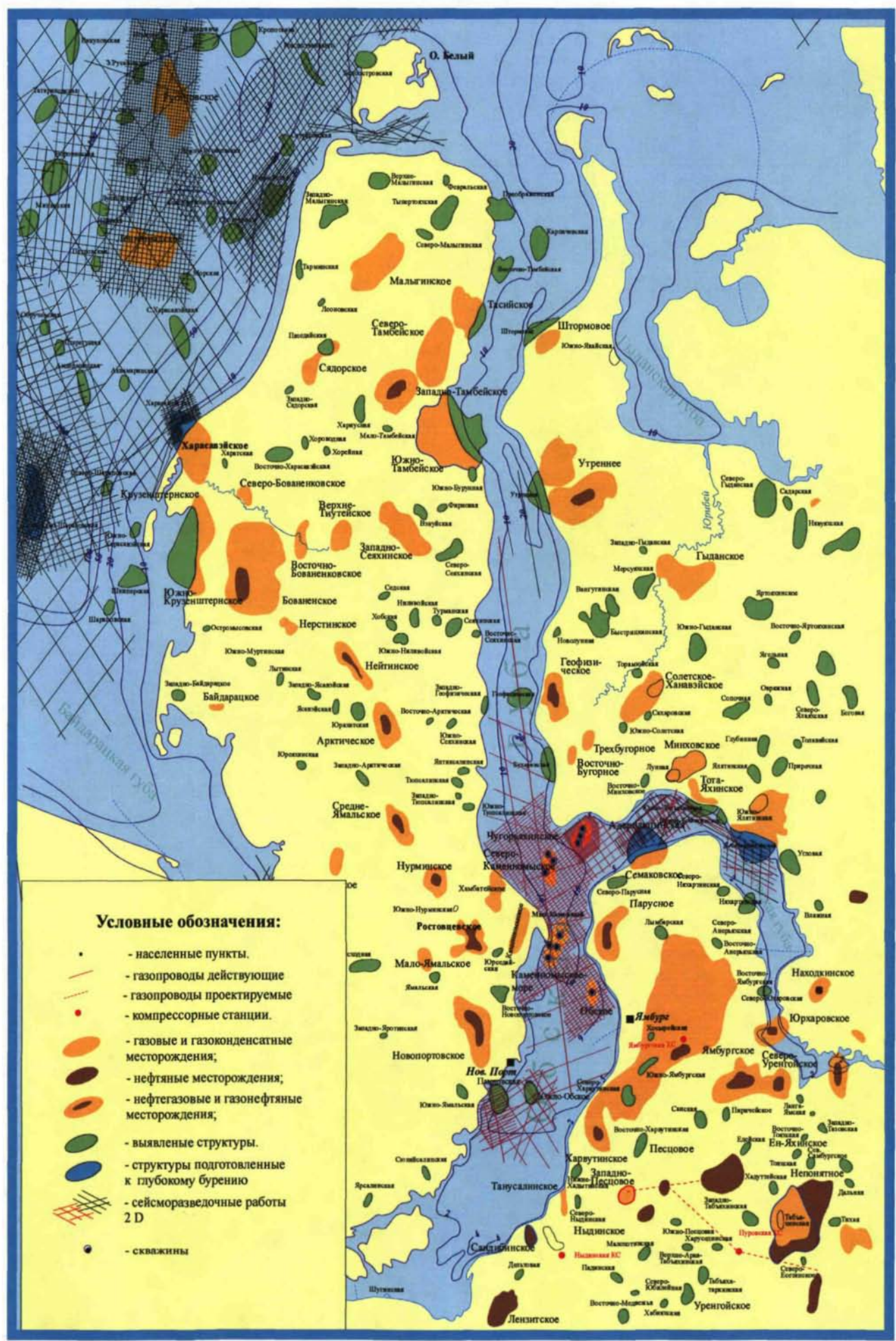
Геолого-геофизическая изученность шельфа Карского моря

Активное изучение шельфа Карского моря началось в 70-х годах двадцатого столетия. В 1973г. НПО “Севморгео” проводит площадные аэромагнитные работы масштаба 1:500000 на акватории от о. Новая Земля до п-ва Ямал, по результатам которых были выделены основные тектонические элементы южного шельфа Карского моря, определена толщина осадочного чехла, выделен ряд локальных структур.

Далее силами НПО “Севморгео” и ПГО “Севморгеология” здесь проводятся сейсморазведочные работы МОВ ЦЛ и МОВ ОГТ, попутные гидромагнитные исследования. До 1990 г. почти вся акватория юго-западной части Карского моря была покрыта сетью региональных сейсмических профилей МОВ ОГТ с кратностью наблюдений 24. Общий объем проведенных исследований составил более 25 тыс. пог.км. В комплексе с сейсморазведочными работами были проведены набортные гравиметрические наблюдения. На наиболее перспективных участках шельфа проводились поисковые работы МОВ ОГТ общим объемом около 11 тыс. пог.км. Всего к настоящему времени выполнено более 80 тыс. пог.км сейсморазведочных профилей.

Изученность акватории Карского моря неоднородна. Наибольшая плотность сейсморазведки сосредоточена в южной части акватории, в пределах Русановско-Ленинградской зоны поднятий и Обручевского выступа (рис. 1.1.2.). Средняя плотность исследований МОГТ в акватории достигает 0,8 км/км². В то же время, северо-восточная часть моря к северу от

Рис. 1.1.2. КАРТА СЕЙСМИЧЕСКОЙ ИЗУЧЕННОСТИ ПРИЯМАЛЬСКОГО ШЕЛЬФА И РАЙОНА ОБСКОЙ И ТАЗОВСКОЙ ГУБ ЮЖНОЙ ЧАСТИ КАРСКОГО МОРЯ



Гыданского полуострова и о. Белый, между Таймыром и северной оконечностью Новой Земли, осталась почти неизученной. Плотность сейсмических наблюдений здесь составляет менее 0,01 км/км². Самая северная часть Карского моря пересечена единичными региональными профилями.

Морское глубокое бурение на акватории Карского моря проведено на Ленинградской и Русановской площадях. Кроме того, были пробурены параметрические скважины на островах: Белый (три скважины) и Свердруп (одна скважина) с общей проходкой 8 тыс.м. В целом разбуренность южной части Карского моря крайне мала и не превышает 0,05 м/км.кв.

В результате геолого-геофизических работ изучено строение осадочного чехла до глубины 11-17 км, выделены основные тектонические элементы. Выявлено более 60 локальных структур. Четырьмя скважинами в терригенных отложениях мела открыто два уникальных по запасам газоконденсатных месторождения – Русановское и Ленинградское с суммарными запасами около 9 трлн. м³ газа.

Первыми сейсморазведочными работами, проведенными в акватории Обской и Тазовской губ были морские рекогносцировочные работы МОВ масштаба 1:500000, выполненные в 1960 году сейсморазведкой 29/60 ПОГО «Ямалгеофизика». Был отработан один сейсмопрофиль, по материалам которого выделены Адерпаютинское и Антипаютинское локальные поднятия. С 1986 г. на акватории Тазовской губы работы проводятся силами ГУП Трест «Севморнефтегеофизика». С 1986 г. по 1989 г. в акватории проводятся опытно-производственные мелководные сейсморазведочные работы МОВ ОГТ. Исследования были направлены на изучение строения мезозойской части осадочного чехла в районе Адерпаютинской и Антипаютинской антиклинальных складок. В результате этих работ указанные поднятия были оконтурены, прослежены те же продуктивные комплексы, что и на суше. Геолого-геофизические материалы по акватории были увязаны с аналогичными данными по смежным районам суши.

В 1995 г. ГУП трест «СМНГ» выполняет площадные сейсморазведочные работы МОВ ОГТ в акватории Тазовской губы. По результатам этих работ изучен разрез осадочного чехла до глубины 6,5 км, от нижне-среднеюрских до современных включительно. Построены структурные карты по отражающим горизонтам до юрских отложений включительно. Уточнено строение Адерпаютинского и Западно-Антипаютинского поднятий, выявлено и околонуено Чугорьяхинское антиклинальное поднятие.

В 1996 г. ГУП трест «СМНГ» выполнило поисково-профильные сейсморазведочные работы МОВ ОГТ в акватории Обской губы. Они позволили изучить разрез осадочного чехла до глубины 6,5 км, выявить Обское антиклинальное поднятие, подтвердить наличие ранее выделенных Каменномысского и Северо-Каменномысского поднятий и перевести их в категорию выявленных, уточнить строение по меловым отложениям Геофизической и Утренней структур. В 1999 г. были проведены детальные площадные сейсморазведочные работы МОВ ОГТ в пределах Каменномысской и Северо-Каменномысской площадей, позволивших подготовить к поисковому бурению эти перспективные объекты по сеноманскому, аптскому, неокомскому и среднеюрскому НГК.

На прилегающей к району работ территории Ямальского, Тазовского и Гыданского полуостровов сейсмические исследования начаты с 1965 г. с региональных работ масштаба 1:500000. Площадные исследования МОВ ОГТ проводятся с 1978 г. и к настоящему времени ими покрыта вся территория прилегающей суши. В 1974-1975 гг. выполнены работы КМПВ, позволившие изучить рельеф поверхности складчатого фундамента и строение промежуточного структурного этажа. По материалам площадных исследований МОВ ОГТ получено представление о строении и толщине осадочного чехла, выявлены и изучены наземные части Адерпаютинской, Тота-Яхинской, Антипаютинской и других локальных структур.

В 1971 г. на прилегающей суше было начато глубокое поисковое бурение. К настоящему времени изучены бурением сухопутные части

Адерпаютинской, Антипаютинской, Тота-Яхинской структур, в пределах которых вскрыт и исследован разрез осадочного чехла от нижней-средней юры до четвертичных отложений. В результате бурения глубоких поисковых скважин на этих объектах открыты залежи газа в сеноманских отложениях. В поисково-разведочных скважинах проведены работы ВСП, по результатам которых изучена скоростная характеристика разреза.

В результате геолого-геофизических исследований выполнено тектоническое районирование северной морской части Западно-Сибирской плиты, изучена литолого-фациальная характеристика палеозойско-триасового и юрско-мелового комплексов отложений.

В 2000 г. в акватории Обской губы были пробурены две поисковые скважины на поднятиях Каменномысское-море и Северо-Каменномысское на сеноманские отложения. По результатам бурения этих скважин в сеноманских отложениях открыты промышленные скопления газа.

В 2002-2003 году ОАО «Газпром» проводило геологоразведочные работы в акватории Обской и Тазовской губ в пределах Северо-Каменномысского газового месторождения и Чугорьяхинской структуры. Пробурено две поисковые скважины на сеноманские отложения с общей проходкой 2341 м. Проведены сейсморазведочные работы 2Д в пределах Южно-Обского участка в объеме 1680 пог.км. В результате выявлены новые нефтегазоперспективные структуры на юге акватории Обской губы [35, 36].

В 2003 г. была пробурена первая поисковая скважина на Обской структуре, в которой установлена залежь газа в сеноманских отложениях.

В буровой сезон 2005 г. на Чугорьяхинском месторождении пробурены две скважины на барремские отложения, вскрывшие новые залежи УВ в нижнем мелу.

Наименее изучена сейсморазведкой акватория Обской губы между Геофизическим валом и Преображенским валом площадью порядка 60000 кв.км. А между тем здесь может быть выявлено от 7 до 12 перспективных структур.

Всего на внешнем шельфе Карского моря пробурено 4 глубоких поисковых скважины объемом 9,9 тыс.м (по две на Ленинградском и Русановском месторождениях).

В Обской и Тазовской губах пробурено 12 поисковых и разведочных скважин общей проходкой 20,4 тыс.м, в т.ч. на Северо-Каменномысском месторождении 4 скважины, Каменномысском-море - 4 скважины, три на Чугорьяхинском и одна на Обском месторождениях.

Таким образом, геолого-геофизическая изученность недр шельфа рассматриваемых морей в отношении нефтегазоносности весьма неравномерна и недостаточна. Темпы и объемы проведения поисково-разведочных работ не соответствуют современным потребностям страны в более ускоренном выявлении новых крупных месторождений УВ в технически доступных перспективных участках этих акваторий.

1.2. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза осадочного чехла

Представления о геологическом строении шельфа Баренцева и Карского морей и литологическом составе слагающих его чехол осадочных отложений основываются на данных бурения параметрических скважин на островах, поисковых и разведочных скважин, как на шельфе, так и прилегающей к нему суше, результатах геологической съемки островов Новой Земли, Северной Земли и материалов морских геофизических работ.

Баренцево море

ПРОТЕРОЗОЙСКАЯ ГРУППА

Образования кристаллического фундамента изучены по обнажениям Северной Скандинавии, Кольского полуострова, архипелагов Шпицберген и Новая Земля. Отдельными глубокими скважинами отложения протерозоя вскрыты в ТПП, на архипелаге Земля Франца-Иосифа.

Разрез архея-нижнего протерозоя представлен гранит-биотитовыми и сильноглинистыми гнейсами и плагиогнейсами. Толщины порядка 5 км.

Верхний протерозой. Комплекс включает вендские и нижнерифейские образования. На архипелаге Земля Франца-Иосифа в скв. Нагурская 1 [12] вскрыты верхнепротерозойские отложения, представленные нагурской серией. В составе серии различают две толщи: нижняя сланцевая и верхняя кварцитовая. Первая представлена кварцево-серицитовыми микросланцами и филлитами. Кварцитовая толща представлена мелкозернистыми полевошпатовыми микрокварцитами белыми, светло-серыми массивными и тонкослоистыми. Толщина нагурской серии составляет 1300 м.

В пределах Печорской синеклизы верхнепротерозойско-нижнекембрийские отложения представлены молассовой вулканогенно-осадочной толщей [16] толщиной 1,5-2,5 км. На восточной части шельфа Баренцева моря (архипелаг Новая Земля) докембрийские отложения терригенные по своему составу и представлены переслаиванием песчаников,

алевролитов и сланцев с линзами гравелитов и конгломератов. Толщина отложений превышает 2 км.

ПАЛЕОЗОЙСКАЯ ГРУППА

Кембрийская система

Кембрийские отложения в пределах Баренцева моря не вскрыты ни одной из пробуренной скважин. В наиболее глубоких скважинах на севере Печорской плиты (Носовая 1) кембрийские образования тоже отсутствуют. Они неравномерно распространены в пределах Южного острова Новой Земли. В северной части этого острова (район Губы Грибовой) кембрийские образования выделены в объеме всех трех отделов общей толщиной порядка 1000 м. Литологически они представлены формацией терригенных молассоидных отложений, преимущественное развитие среди которых имеют крупно- и грубозернистые разности пород: конгломераты, гравелиты и кварцевые песчаники.

Кембрийские образования на Шпицбергене представлены белыми кварцито-песчаниками, доломитами, аргиллитами. В аргиллитах встречаются раннепалеозойские брахиоподы.

Ордовикская система

Ордовикские отложения широко распространены в пределах Новой Земли, где они согласно залегают на кембрийских породах. В их составе участвуют карбонатно-терригенные прибрежно-морские и карбонатные мелководные образования толщиной около 700 м.

В морских поисково-разведочных скважинах на акватории Баренцева моря ордовикские образования не вскрыты.

В южной части Баренцева моря по разрезам Тимано-Печорской провинции и данным с острова Колгуев [6] ордовикские отложения представлены в основном терригенными породами и только в верхней части разреза – терригенно-карбонатными. Толщина этих отложений более 1,5 км.

На Песчаноозерском нефтегазоносном месторождении на острове Колгуев в скв. 46 додевонские (предположительно, ордовикские)

образования общей толщиной 121 м сложены кварцитовидными песчаниками и доломитизированными известняками.

На архипелаге Земля Франца-Иосифа ордовикские отложения отсутствуют. В разрезах, изученных на поверхности и в скважинах ТПП породы ордовика повсеместно залегают с размывом на подстилающих разновозрастных толщах от кембрия до кристаллического фундамента. На северо-западе региона ордовикские отложения представлены в основном известняками и доломитами. Известняки органогенные, содержат богатую морскую фауну.

В южной части Баренцева моря по разрезам Тимано-Печорской провинции ордовикские отложения толщиной более 1,5 км представлены в основном терригенными красноцветными и разноцветными породами и только в верхней части – терригенно-карбонатными. На юге Новой Земли ордовик представлен теми же континентальными, лагунными и мелководно-морскими фациями, что и на севере ТПП. К северу доля морских фаций возрастает.

Нижний отдел

На юге архипелага Новая Земля нижний ордовик сложен в основном терригенными породами: олигомиктовыми, кварцевыми и кварцитовидными песчаниками и алевролитами с базальными конгломератами и прослоями доломитов и известняков в верхах. На крайнем юго-востоке Южного острова отложения нижнего ордовика отсутствуют.

Средний отдел

Представлен доломитами с прослоями терригенных пород, сменяющихся вверх по разрезу органогенными известняками. Возраст определен по богатой морской фауне (брахиоподы, трилобиты).

В строении верхнего ордовика участвуют алевролиты, глинистые сланцы, известняки глинистые и органогенные.

Силурийская система

Силурийские отложения вскрыты глубокими скважинами на севере Печорской плиты в пределах Малоземельско-Колгуевской моноклинали и обнажаются на острове Долгом. На подстилающих породах они залегают с угловым несогласием. Из всех глубоких скважин на Баренцевоморском шельфе они вскрыты только скважиной Раддедален 1 на острове Эдж в составе нерасчлененной ордовикско-нижнесилурийской толщи плитного комплекса в интервале глубин 1819-1974 м.

По данным Раддедаленской скважины на северо-западе региона силурийские отложения залегают на известняках ордовика без видимого перерыва и представлены серо-бежевыми известняками органогенными с остатками брахиопод, криноидей, водорослей, остракод, конодонтов.

На Новой Земле силурийские отложения установлены на всем протяжении побережья архипелага.

В южных частях изучаемого района по данным морских сейсмических исследований к силурийским отложениям предположительно приурочен отражающий сейсмический горизонт (СОГ) IV, который коррелируется с поверхностью преддевонского размыва.

Силурийская система состоит из нижнего и верхнего отделов и четырех ярусов. Нижний силур объединяет лландоверийский ярус и венлокский ярус. Верхний силур составляют лудловский и пржидольский ярусы.

Нижний отдел

Широкая трансгрессия послеордовикского времени и распространение морских осадков на значительных пространствах ТПП, расположенных вдоль южных границ северной части ТПП, позволяет предполагать миграцию карбонатных фаций в пределы северной части ТПП и на современный шельф Баренцева моря. Толщи известняков, доломитов с включениями и прослоями ангидритов, сандивейской и веяжской свит Колвинского мегавала и Хорейверской впадины (скв. Возейская 51, 63,

Баганская 1, Северо-Мастерьевская 7) и органогенные известняки, сформированные скоплением банок пентамерид лландоверийского яруса, а также биастромы строматопорат венлокского яруса могут иметь развитие на северном продолжении этих структурно-фациальных зон. В региональном плане, подобно материковой части ТПП, вполне вероятно нарастание мористости осадков в восточном направлении.

Верхний отдел

Лудловский и пржидольский ярусы составляют объем верхнего силура.

На рубеже раннего и позднего силура геологическая история ТПП отмечена сокращением морской трансгрессии и отступлением морского бассейна на восток. Это событие отражено в развитии контрастных субконтинентальных пестроцветных терригенных фаций на западе и северо-западе ТПП и карбонатных биогенных и рифогенных фаций на востоке в пределах Варандей-Адзвинской зоны.

Граница нижнего-верхнего силура на западе территории имеет контрастный и вероятно несогласный характер. На востоке ТПП она постепенная и на части территории возможно согласная.

В западной части рассматриваемой территории отмечается область отсутствия отложений силура. Она определяется по резко трансгрессивному контакту рифей-вендских и кембрийских пород и отложений франского яруса верхнего девона (Малоземельско-Колгуевская моноклираль; скв. Танюйская 1; кыновские пестроцветные песчаники залегают на андезитодацитах рифей-венда Денисовской впадины; скв. Западно-Хыльчюуская 50).

Потенциальными благоприятными коллекторскими толщами могут быть органогенные известняки и вторичные доломиты трансгрессивно перекрытые отложениями верхнего девона. Предполагаемые толщины ~ 100-500м и более, с тенденцией возрастания в восточном направлении; глубины залегания ~ 4500-5000м и более.

Девонская система

Девонские отложения обнажаются на архипелагах Шпицберген и Новая Земля и вскрыты многочисленными скважинами на севере ТПП. Наиболее полные разрезы известны на Южном острове Новой Земли.

В южной части Печороморского шельфа по материалам с Северного Тимана и Тимано-Печорской провинции ниже-среднедевонские отложения представлены карбонатными, терригенными и сульфатными породами [5].

Девонская система состоит из нижнего, среднего и верхнего отделов, и пяти ярусов. Нижний девон объединяет лохковский, пражский и эмский ярусы, средний - эйфельский и живетский ярусы, а верхний – франский и фаменский ярусы. Ниже-среднедевонские породы весьма неравномерно распределены в регионе, толщина их и состав варьируют в широких пределах. В большей части они уничтожены средне- и верхнедевонскими трансгрессиями.

На северо-западе распространение их ограничено обширным грабеном в северной части Шпицбергена, их толщина достигает там 7890 м. С угловым несогласием песчаники девона залегают на сланцах верхнего протерозоя, а южнее – на карбонатных породах ордовика.

Общий объем фактического геологического материала позволил рассмотреть строение девона в региональном плане, используя конкретные скважины.

Нижний отдел

В нижнем девоне выделены пражский и эмский ярусы. На Новой Земле отложения нижедевонского возраста, залегающие согласно на силурийских породах, представлены преимущественно карбонатными породами, причем снизу вверх по разрезу наблюдается уменьшение количества доломитов и появление в верхней части разреза многочисленных биогермов.

В пределах северной части ТПП стратиграфический объем отложений девона резко сокращен. Нижний девон представлен фрагментарно в

приграничных с силуром и средним девонем частях разреза. Разрез слагают известняки, доломиты и глины с прослоями известняков Лохковского яруса вскрыты скв. Возейская 69, 67 и 72; терригенно-карбонатные толщи красноцветных и пестроцветных песчаников, алевролитов и глин вскрыты скв. Торавейская 25, скв. Ванейвисская 1 в интервале 4998-4128 м. Толщина отложений изменяется от 70 до 200м.

Средний отдел

В среднем девоне выделяется эйфельский и живетский ярусы. Начало осадконакопления среднего девона соотносится с общим повышением эвстатического уровня, а максимальное наводнение совпадает с серединой эйфельского века.

В пределах ТПП наиболее полные разрезы известны на Харьягинской площади. В общем плане разрез имеет ритмичное строение, и представлен чередованием песчано-алевритовых, глинистых и карбонатно-глинистых пород.

Среднедевонские образования на Новой Земле сложены преимущественно терригенными породами толщиной 1000-1500м. По материалам морских сейсмических исследований в южной части изучаемого района работ в ниже-среднедевонских отложениях прослежены СОГ III₁ и III₂.

Верхний отдел

Верхний девон включает франский и фаменский ярусы. Отложения имеют широкое развитие и характеризуются разнообразием фаций, создавая предпосылку для выделения местных литологических свит.

Верхнедевонские отложения на Новой Земле и в разрезах севера ТПП и о. Колгуев залегают с размывом на подстилающих образованиях. На Новой Земле они представлены терригенно-карбонатными отложениями общей толщиной 2500м.

Франский ярус расчленяется на три подъяруса: нижний, средний и верхний. На шельфе Баренцева моря (на о. Колгуев скв. Песчаноозеркая 1/4,

интервал: 3600-3400м) в основании разреза нижнего франа вскрыты алевролиты и песчаники, иногда известковистые, а в верхней части туфогенные. Выше по разрезу, ближе к кровле нижнего франа наблюдается пачка переслаивания туфогенных аргиллитоподобных глин, алевролитов и песчаников. Анализ фактического материала скважин, по профилю запад-восток предполагает миграцию фаций раннего франа с севера материковой части ТПП в пределы акватории Баренцева моря. Это предположение основано на сходстве разреза нижнего франа о. Колгуев и Малоземельско-Колгуевской моноклинали (на о. Колгуев скв. Песчаноозерская 1/4). По этим данным ему соответствует верхняя часть разреза нижнего франа, представлена пачкой переслаивания аргиллитов и глин аргиллитоподобных с незначительными включениями туфогенного материала [6]. Эта характеристика позволяет отмечать сходство этой части разреза материковой части и о. Колгуев.

На Новой Земле присутствуют алевролиты, аргиллиты и брахиоподовые ракушняки. Толщина отложений 70м.

Семилукский (доманиковый) горизонт. На шельфе Баренцева моря, (о. Колгуев скв. Песчаноозерская 1/4, интервал 3400-3319 м) разрез средней части франского яруса представлен аргиллитами, глинами аргиллитоподобными с прослоями органогенных известняков. В пределах ТПП эта часть разреза франа рассматривается, как основная нефтематеринская свита.

На шельфе Баренцева моря (о. Колгуев скв. Песчаноозерская 1/4, интервал 3316-3254 м, толщина 61м), отложения верхнего франа не расчленены и представлены известняками слабо доломитизированными. На западном побережье Новой Земли отложения верхнего франа представлены известняками с прослоями мергелей.

Фаменский ярус тоже расчленен на три части. Нижняя, толщиной до 300 м, представлена известняками, мергелем и глинами с базальными известковыми конгломератами.

Усть-печорский горизонт и нижняя часть зеленоцкого горизонта, наследуют область развития предшествующих горизонтов и характеризуются разнообразием карбонатных фаций от доманикоидных до доломитов. На востоке преобладают известняки и доломиты, либо доломитизированные известняки. Западнее – доманикоидные известняки с прослоями обломочных известняков и аргиллитов.

Выше разрез слагают преимущественно карбонатные породы, представленные известняками и доломитами. Толщина отложений колеблется в интервале 20-440 м.

По результатам проведенных сейсморазведочных работ в южной части акватории Баренцева моря в верхнедевонских отложениях прослежен СОГ Ш₃, расположенный вблизи поверхности предфранского размыва.

Каменноугольная система

Каменноугольные образования обнажаются на Новой Земле, на архипелаге Земля Франца Иосифа, Шпицберген и на о. Медвежьем. В пределах северной части ТПП они вскрыты скважинами Поморская 1, Северо-Гуляевская 1, Приразломная 5, Адмиралтейская 1, Северо-Долгинская 1, Южно-Долгинская 1, Паханческая 1 и несколькими поисковыми и разведочными скважинами на о. Колгуев. Наиболее полно разрез каменноугольных отложений в акватории изучен на месторождении Приразломное (рис. 1.2.1.).

Нижнекаменноугольные отложения наиболее широко распространены в регионе. Литолого-фациальный состав их значительно изменяется по площади от терригенных континентальных на севере и северо-западе к терригенно-карбонатным с эвапоритами лагунно-морским и карбонатным морским на юге, юго-востоке и востоке. Нижнекаменноугольные отложения на Новой Земле залегают согласно на верхнедевонских отложениях. На севере Печорской плиты нижнекаменноугольные отложения залегают на подстилающих образованиях с перерывом.

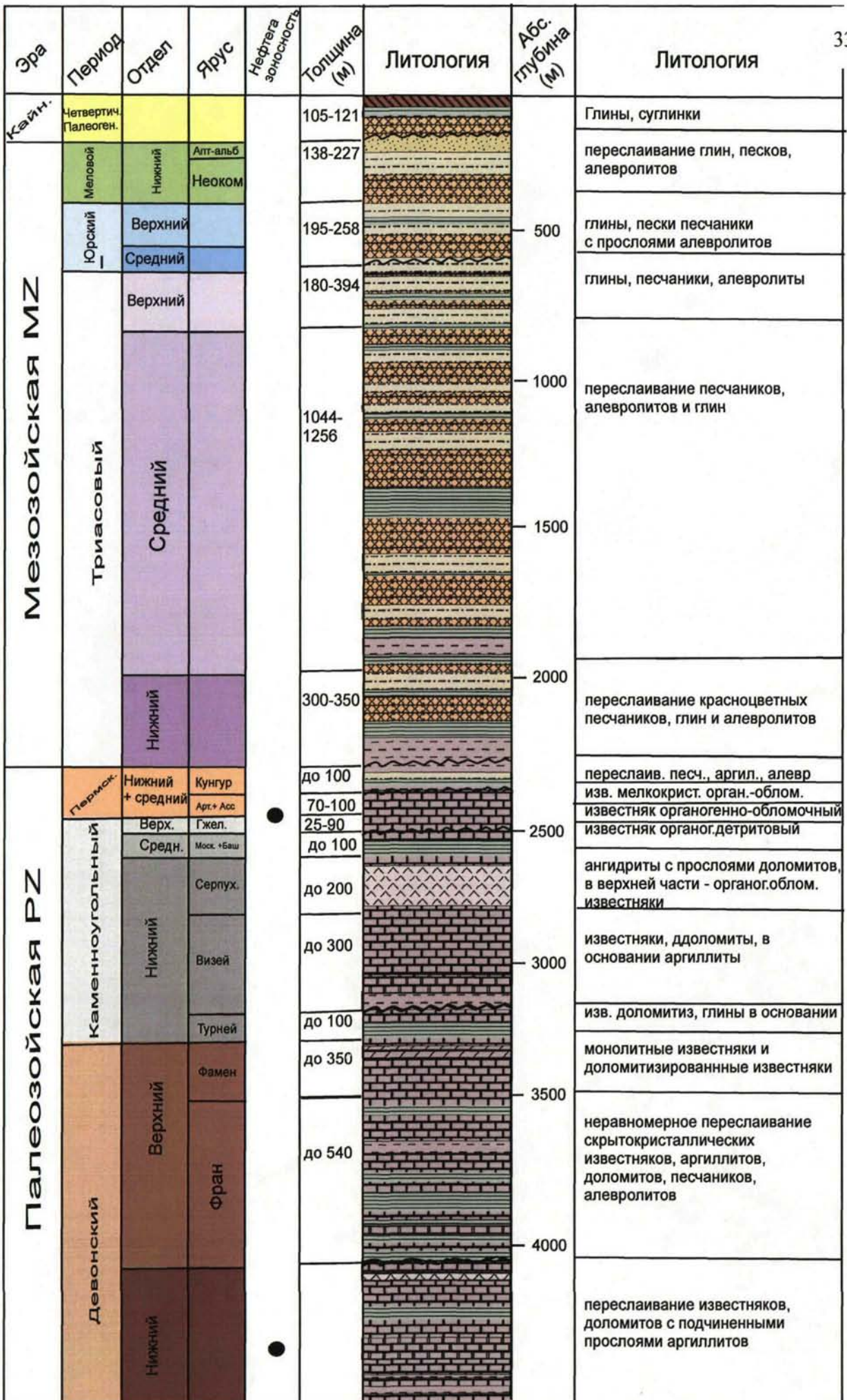


Рис.1.2.1. Литолого-стратиграфический разрез месторождения
Приразломное

Система состоит из нижнего, среднего и верхнего отделов и расчленяется на семь ярусов: турнейский, визейский и серпуховский (нижний); башкирский и московский (средний); касимовский и гжельский (верхний).

Нижний отдел

Нижний карбон включает турнейский, визейский и серпуховский ярусы. Отложения широко развиты и характеризуются преобладанием карбонатных пород.

На севере Денисовской моноклинали турнейский ярус представлен в основании аргиллитами и известняками в верхней части разреза (скв. Зап. Хыльчюуская 50, инт.: 3216-3 170м, толщина 46 м).

На шельфе Баренцева моря (о. Колгуев) по скв. Песчаноозерская (интервал 3117-3075 м, толщина 42м) отложения визейского яруса характеризуются сочетанием доломитов, аргиллитов и известняков. Они залегают несогласно на породах верхнего фамена и перекрываются доломитами серпуховского яруса.

На западе Новой Земли отложения визейского яруса характеризуются исключительно сложным строением и сочетают относительно глубоководные, глубоководные и вероятно лагунно-шельфовые фации.

Вышележащие отложения представлены известняками биогенными и органогенными. Толщина верхнего визея в скв. Варандейская 2 - 240 м (2360 - 2120 м).

Отложения серпуховского яруса имеют широкое распространение, представлены карбонатными породами и по последним обобщенным данным [20] наиболее детально изучены на юге провинции.

На шельфе Баренцева моря (о. Колгуев) отложения серпуховского яруса представлены доломитами и известняками органогенными участками глинистыми с прослоями и включениями ангидрита.

Анализ фациальных зон показал, что мелководно-морские фации приурочены к о. Колгуев, а в районе Новой Земли наблюдается преобладание более глубоководных фаций и ограниченное развитие мелководно-шельфовых.

Средний отдел

Средний карбон включает башкирский и московский ярусы. Отложения распространены неравномерно, характеризуются преобладанием карбонатных осадков, имеются области развития сложных карбонатно-терригенных фаций. Отмечаются несогласия регионального и локального характера.

На шельфе Баренцева моря, о. Колгуев отложения башкирского яруса по данным скв. Песчаноозерская 1/4 отсутствуют. На шельфе Печорского моря отложения этого яруса имеют широкое развитие.

На о. Колгуев отложения московского яруса наиболее детально изучены в центральной части острова по 6 скважинам, которые бурились и обрабатывались [15] по совместной Российско-Норвежской программе. Разрез слагают органогенные и органогенно-детритовые известняки, имеющие много общего с породами материковой части ТПП. Нижняя граница несогласная, верхняя - последовательная либо с несогласием малой амплитуды.

Верхний отдел

Верхний карбон составляют касимовский и гжельский ярусы.

Отложения касимовского яруса представлены карбонатными известняково-доломитовыми породами.

На Новой Земле отложения этого яруса известны по разрезам центральной части Южного острова на р. Оленья, скв. 6. Разрез слагают преимущественно терригенные породы с маломощными прослоями известняков. Толщина ~ 23 и более метров.

На о. Колгуев характеристика касимовского яруса также неполная.

Гжельский ярус слагают интенсивно доломитизированные известняки и доломиты. На шельфе ТПП отложения этого яруса описаны по морским скважинам, где они представлены органогенными известняками. В кровельной их части прослеживается СОГ Ia.

Пермская система

Пермские отложения широко распространены на Баренцевоморском шельфе, его островах и сопредельном материке. В скважинах они изучены на о. Эдж [73], на о. Медвежий [39], на о. Канин [49], на архипелаге Новая Земля. На Новой Земле, как и во всех известных скважинах суши и акватории Баренцева моря пермские отложения трансгрессивно залегают на размывтой поверхности пород различного возраста (от верхнего карбона до девона).

Параметрическими и глубокими поисковыми скважинами пермские отложения вскрыты на юго-востоке Шпицбергена - скв. Раддедаленская 1; в центральной части Шпицбергена - скв. Грумантская 1 [98]; в Мезенской синеклизе и Западном и Восточном Притиманье [71]; на о. Колгуев [6]; в юго-восточной части Печороморского шельфа и на северо-востоке – скв. Адмиралтейская 1. В западной части шельфа верхнепермские известняки и перекрывающие их глины триаса вскрыты неглубокими скважинами, пробуренными иностранными фирмами юго-восточнее о-ва Медвежий. Отсутствуют пермские отложения только в скв. Нагурская 1 на архипелаге Земля Франца Иосифа.

В целом по региону для пермских толщ характерен карбонатно-терригенный состав. И только на востоке и северо-востоке разрез образован терригенными, в основном глинистыми породами.

Система состоит из нижнего и верхнего отделов и расчленяется на семь ярусов: ассельский, сакмарский, артинский, кунгурский, уфимский, казанский, татарский.

Нижний отдел

Нижняя пермь включает ассельский, сакмарский, артинский, кунгурский ярусы. Ассельский представлен карбонатными породами,

отражающими широкий спектр фаций, свойственных рифогенным бассейнам.

На шельфе Баренцева моря отложения ассельского яруса изучены по скв. Песчаноозерская 1/4, и по керну 6 скважин центральной части о. Колгуев. Разрез слагают известняки в различной степени глинистые и кремнистые.

На Новой Земле отложения этого яруса не расчленены и представлены породами сложного состава: аргиллиты и углистые аргиллиты, включения карбонатных конгломератов и радиоляриты.

В центральной части о. Колгуев [15] Сакмарский ярус представлен преимущественно известняками. Толщины по данным ГИС изменяются: 65 м (Седьягинская 1, интервал 1040-975), 51 (Зап. Седюяхинская 66, интервал 455-404), более 135 (Колгуевская 140, инт. 2100 - 1921).

Артинский ярус. Отложения представлены терригенно-карбонатными породами. В нижней части яруса выделяются известняки, детритовые и окремненные с прослоями известкового аргиллита. Вверх по разрезу их сменяют алевролиты, аргиллиты, глины и карбонатность снижается.

В скв. Песчаноозерская 1/4 отложения артинского яруса в основании и кровле разреза представлены аргиллитами в различной степени известковыми с прослоями мергелей и глинистых известняков. Большая средняя часть - известняки органогенные криноидно-мшанковые окремненные.

В скв. Колгуевская 140 отложения этого яруса представлены терригенно-кремнисто-карбонатными породами.

В разрезе нижнепермско-каменноугольных отложений на Печорском шельфе выделяется до трех карбонатных пластов-коллекторов (номенклатура I, II и III).

Кунгурский ярус отмечен существенными изменениями геологической истории конца ранней перми. Его время соотносится с периодом интенсивных палеогеографических перестроек, связанных с

тектонической активностью Урала и общей аридизацией климата. В скважине Песчаноозерская 1/4 отложения кунгурского яруса представлены преимущественно аргиллитами с прослоями алевролитов, глинистых, мергелей, наблюдаются прослой кремнистых карбонатно-глинистых алевролитов. Толщина 155 м (инт. 2520-2365 м).

Более грубый состав пород с ритмичным чередованием пород характеризует разрез этого яруса скв. Колгуевская 140, (инт. 1800 - 1921м). В основании он слагается здесь песчаников. Наблюдаются прослой глинистых известняков с брахиоподами. Выше залегает толща ритмичного переслаивания песчаников, алевролитов и аргиллитов.

Верхний отдел

Стратиграфический объем верхней перми составляют казанский, татарский и уфимский ярусы. Отложения имеют широкое распространение и представлены терригенными осадками вероятно преимущественно морского и прибрежно-морского генезиса.

На севере Тимано-Печорской провинции и на шельфе Баренцева моря отложения поздней перми широко распространены.

Уфимский ярус по скважине Песчаноозерская 1/4 слагают преимущественно аргиллиты с подчиненными прослоями алевролитов и песчаников. Аргиллиты темно-серые и черные тонко-волокнисто-линзовидно слоистые, алевролитистые, с включениями пирита. Песчаники и алевролиты серые и зеленовато-серые, в разной степени уплотненные, кварцево-полевошпатовые граувакки, цемент глинисто-известковый.

Казанский и татарский ярусы (нерасчлененные) в разрезе той же скважины представлены ритмичным преслаиванием аргиллитов и аргиллитоподобных глин с алевролитами, песчаниками и их известковыми разностями. В основании разреза наблюдаются окремненные глинисто-карбонатные алевролиты, а в кровле - алевро-песчанистые известняки. Аргиллиты и глины аналогичны нижезалегающим; песчаники и алевролиты мелко-среднезернистые, слаболитифицированы по составу кварцево-

полевошпатовые граувакки, цемент карбонатный. Толщина 332 м (интервал 2095-1763).

МЕЗОЗОЙСКАЯ ГРУППА

Триасовая система

Триасовые отложения на акватории Баренцева моря занимают в разрезе осадочного чехла особое место. Полностью выклиниваясь на древних поднятиях – Балтийском щите, Тимане и Новой Земле (за исключением полуострова Адмиралтейства и Гусиная Земля), они достигают огромной (3000-4000 м) толщины в районе Южно-Баренцевской впадины. По сейсморазведочным данным ожидается, что максимальная их толщина может достигать 7,5 км.

Отложения триаса формировались преимущественно в условиях прибрежно-континентального режима. В их составе широко распространены красноцветные и пестроцветные фации, отражающие обстановки аллювиальных долин, дельты рек, озер и болот. Характерной особенностью их геологической истории является извержение вулканов и формирование базальтовых покровов (траппов) в основании триаса, которые рассматриваются в качестве физического проявления регионального, высокоамплитудного несогласия на границе поздней перми и триаса.

Нижний отдел

Объем нижнего триаса составляют чаркабожская свита и нижняя часть шапкинской свиты (исследования по скважине Колгуевская 140 [6, 7]).

Чаркабожская свита в основании представлена песчаниками полимиктовыми иногда с карбонатным цементом с прослоями и гальками пестроцветной глины. Большая верхняя часть ее разреза слагается ритмичным переслаиванием глины, алевролита и песчаника. Глины красноцветные плотные. Наблюдаются карбонатные стяжения, линзы и прослои глинистых песчаников и алевролитов. Песчаники пестроцветные, плохосортированные, иногда с карбонатным цементом. Нижняя часть

шапкинской свиты, отнесенная к нижнему триасу, отличается более тонким переслаиванием, указанных ранее пород (скв. Колгуевская 140, интервал 1450- 985 м , 18 интервалов керна, толщина 465 м).

На о. Колгуев [6] нижний триас залегает на породах татарского яруса поздней перми и представлен в объеме индского и оленекского ярусов. Большая, нижняя часть разреза слагается переслаиванием слабо литифицированных песчаников, алевролитов и глин. В нижней части разреза преобладают песчаные, а в верхней - глинисто-алевритовые разновидности пород. Песчаники кварцево-полевошпатовые, мелко-среднезернистые, слабо сортированные с многочисленными гальками пестроцветных глин, алевролиты буро-зеленые, линзовидно-слоистые, глины фиолетово-красные, с зеркалами скольжения. Наблюдаются прослои и конкреции алевролитов и песчаников (скв. Песчаноозерская 1/4, интервал 1763-1379 м, толщина 384м).

Строение нижнего триаса, при всей сложности может рассматриваться ритмом в последовательности песчаных, алевролитовых и глинистых фаций, который характеризуется относительным сходством и доминированием терригенных пород. Однако, интересной отличительной особенностью разрезов шельфа Баренцева моря, относительно материковых, является присутствие в песчаниках признаков карбонатности цемента. В разрезе нижнего триаса прослеживается СОГ А₁.

Средний отдел

Объем среднего триаса составляет верхняя часть шапкинской свиты, которой в хроностратиграфической последовательности отводится положение анизийского и ладинского ярусов.

На о. Колгуев эта часть шапкинской свиты представлена ритмичным переслаиванием слаболитифицированных сероцветных и пестроцветных пород. В последовательных ритмах в нижней части преобладают песчаники, а в верхней - алевролиты и глины. Глины темно-серые с углистым растительным детритом, сменяются глинами комковатой текстуры,

пестроцветными с пятнами, линзами (оранжево-красные, охристо-желтые, табачно-зеленые и сине-зеленые) и конкрециями сидерита. Алевролиты серые, линзовидно-слоистые; песчаники кварцево-полевошпатовые, мелкозернистые. В алевролитах и песчаниках наблюдаются точечные включения каолинита. Присутствуют конкреционные прослои алевролитов и песчаников с известковым цементом.

Средний триас отмечен повсеместным распространением терригенных фаций и в их составе проявление влияния морской обстановки осадконакопления последовательно нарастает в направлении от современного положения материковой части ТПП к Печороморскому и Баренцевоморскому шельфу. В разрезе среднего триаса прослеживается СОГ А₂.

Верхний отдел

Объем верхнего триаса составляет нарьянмарская свита, которая соответствует карнийскому, норийскому и рэтскому ярусам.

На о. Колгуев нарьянмарская свита представлена переслаиванием слаболитифицированных глин, алевритов и редко песчаников. Ближе к кровле свиты обособляется пласт песков. Глины и алевриты тонкослоистые и линзовидные, в их составе четко обособляются прослои черных углистых глин. Имеются прослои с конкрециями песчаников и алевролитов (скв. Песчаноозерская 1/4, интервал 919-710 м, толщина 209 м). В строении нарьянмарской свиты скв. Колгуевская 140 наблюдается сходство с материковой частью Малоземельско-Колгуевской моноклинали. В разрезе верхнего триаса просматривается СОГ А₃, а в кровле триаса – СОГ Б.

Юрская система

Юрские отложения вскрыты во всех морских поисково-разведочных скважинах (кроме скв. 1 Адмиралтейская, где они отсутствуют) и залегают с размывом на верхнетриасовых. На севере Тимано-Печорской плиты юрские отложения залегают со стратиграфическим, а местами угловым несогласием на подстилающих породах. В целом, юрский разрез

характеризуется значительной литологической изменчивостью и представлен прибрежно-морскими и дельтовыми фациями, иногда переходящими в аллювиальные и озерно-болотные. На Новой Земле юрские отложения присутствуют в виде валунов и глыб.

Нижний и средний отдел

Нижне- и среднеюрские отложения представлены мелководными и прибрежно-морскими фациями. В составе их участвуют преимущественно слабосцементированные песчано-гравийные отложения с прослоями аргиллитов и глин. В кровельной части среднеюрских отложений прослеживается СОГ В₁, а в средней их части – СОГ В₂. На Печороморском шельфе из-за слабой палеонтологической изученности, отсутствия отличительных литологических и каротажных характеристик нижнеюрские отложения не выделяются и рассматриваются в составе песчаной толщи сысольской свиты. Последняя с размывом залегает на различных горизонтах триаса, на суше – вплоть до каменноугольных [79].

На шельфе Баренцева моря в районе расположения Штокмановского ГКМ в среднеюрских отложениях выделяется четыре песчано-алевролитовых горизонта Ю₀ (верхний келловей), Ю₁ (верхний байос), Ю₂ (верхний аален) и Ю₃ (низ аалена). Средние толщины этих ярусов в целом составляют в этом районе соответственно 281 м, 40 м, 276 м (рис. 1.2.2.).

Верхний отдел

Верхнеюрские отложения представлены морскими фациями. По своему литологическому составу они резко отличаются от нижне-среднеюрских. Преимущественное значение имеют глинистые отложения с редкими и маломощными прослоями алевролитов.

Верхнеюрские отложения в южной части Баренцева моря характеризуются повсеместным глинистым составом. Их толщины изменяется от 30 м в юго-западной и южной частях по 120 м в центральной и 40 м в северной частях. В разрезах всех скважин устанавливается наличие отложений оксфордского, киммериджского и волжского ярусов.

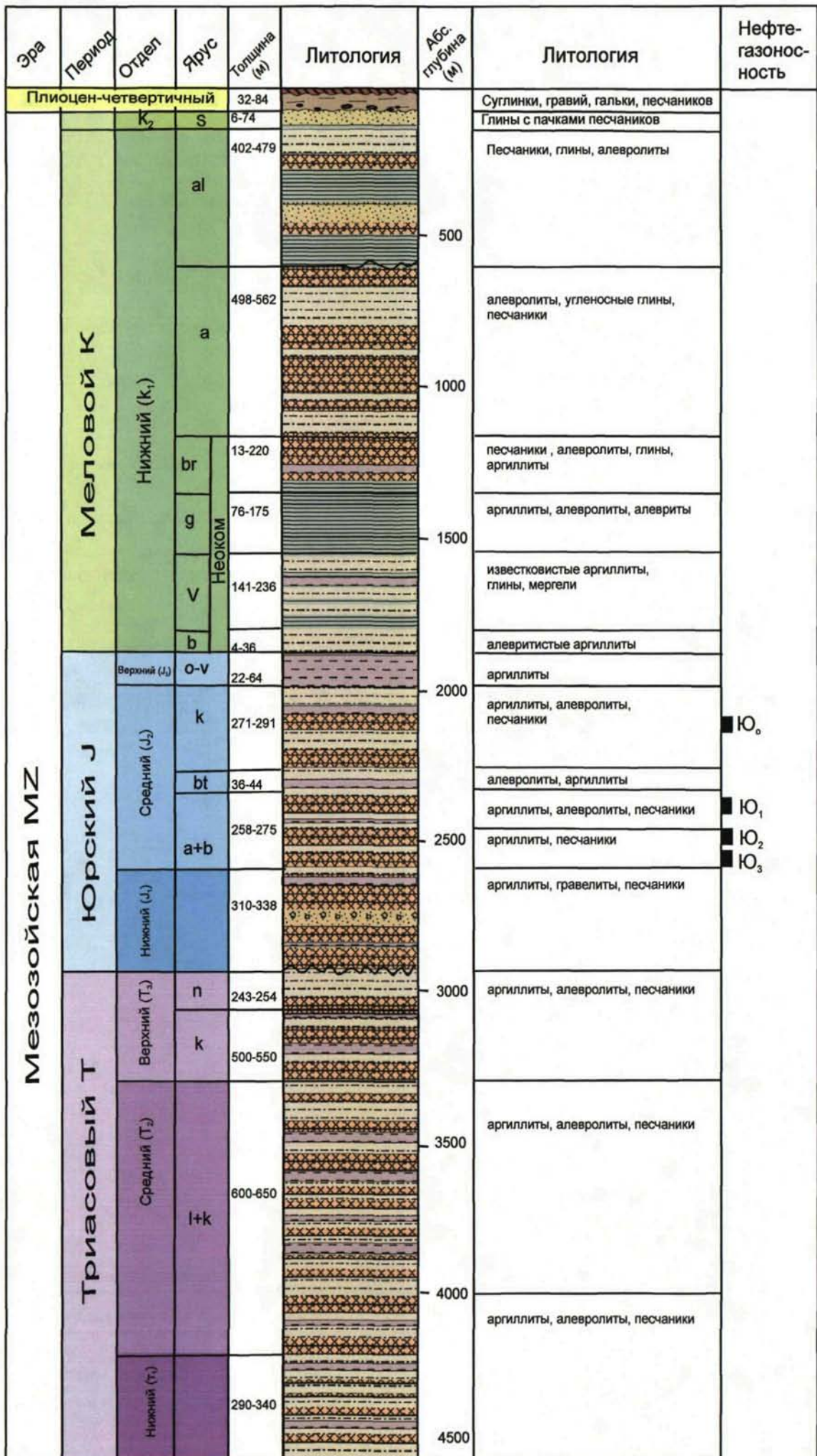


Рис.1.2.2. Литолого-стратиграфический разрез Штокмановского месторождения

Литологический состав пород достаточно сходен – это глины. Верхняя граница юрских отложений проводится по появлению известковистых алевро-глинистых пород с микрофауной мелового возраста. В кровельной части верхнеюрских отложений прослеживается СОГ В.

На Печороморском шельфе отложения верхней юры несколько отличаются от описанного выше: увеличивается песчаность отложений оксфорда; появляются глауконит и углифицированный растительный детрит; уменьшается битуминозность пород. Эти данные свидетельствуют о большой мелководности отложений и приближенности к прибрежно-морской обстановке осадконакопления по сравнению с более глубоководными условиями в южной части Баренцева моря.

Наибольшая толщина юрских отложений (1203 м) отмечена в скв. 1 Штокмановская на глубине 1854 м, наименьшая (420м) - в скв. 82 Северо-Кильдинская на глубине 757 м.

Меловая система

Распределение меловых отложений контролируется в целом унаследованным от юрского времени бассейном осадконакопления. Максимальная толщина этих отложений развита в пределах Южно-Баренцевской впадины (до 2,2 км) и Печорской впадины (200-500 м). К окраинам этих структур толщина этих отложений уменьшается вплоть до полного их выклинивания под маломощный чехол неоген-четвертичных отложений в связи с проявлением инверсии тектонического режима и размывом в конце палеогена - начале неогена. В Баренцевом море в верхней части нижнемеловых отложений прослеживается СОГ Г₁, а в нижней части верхнемеловых отложений повсеместно СОГ Г₂.

Палеогеновые отложения в разрезе представлены терригенными отложениями толщиной до 60 м, а неоген-четвертичные терригенные породы толщиной 0-50 м.

Карское море

В геологическом строении шельфа Карского моря участвуют как доюрские (протерозойские, палеозойские и триасовые) образования, слагающие фундамент, так и юрско-кайнозойские осадочные накопления, входящие в состав платформенного чехла [37, 95].

В Карском море складчатый фундамент обнажается на Таймыре и архипелагах Новая Земля и Северная Земля. На Таймыре в его строении участвуют палеозойские гранито-гнейсы и сланцы. Параметрической скважиной на о. Свердруп вскрыта метаморфическая толща предположительно позднепалеозойского возраста на глубине 1620 м толщиной 716 м. Состав вскрытых отложений - кристаллические сланцы и микрокварциты.

ПАЛЕОЗОЙСКАЯ ГРУППА

Образования этого возраста развиты преимущественно на п-ове Ямал, а также единичными скважинами вскрыты в Надымско-Салехардском районе, где они залегают на незначительной глубине (рис. 1.2.3.).

Утвержденного стратиграфического деления этих образований по Западной Сибири не существует. В настоящее время наиболее изученными являются карбонатные отложения, вскрытые на Новопортовском месторождении. В их кровельной части развита карстовая кора выветривания. На Бованенковском месторождении доюрские образования имеют в основном терригенный состав. В южной части п-ова Ямал и к югу от Обской губы, где палеозой залегает на небольших глубинах, вскрыты преимущественно вулканиты.

В кровле палеозойского фундамента, там, где он залегает под юрскими отложениями, выделен отражающий сейсмический горизонт А. При залегании палеозойских образований под триасовыми (в прогибах), триасовые и палеозойские образования имеют слоистую мегатекстуру. Граница между триасом и палеозоем достоверно не установлена. В этой

Эра	Период	Отдел	Ярус	Свита	Толщина (м)	Литология	Абс. глубина (м)	Литология	Нефтегазоносность	
KZ	Четвертичный	P ₂		Тибей-салинская	60-80			Пески, алевроиты, глины, включения гравийно-галечного материала		
				Ганькинская (gn)	50-70			Глины с тонкими прослоями песка		
Мезозойская MZ	Меловой K	Верхний (K ₂)	Маастрихтский (m)	Березовская (bz)	150-180		500	Глины с прослоями алевролитов, мергелей и сидеритов		
			Кампанский+Сантоновый+Коньякский (k+st+km)	Березовская (bz)	250-350			Глины, внизу с прослоями песчаников и алевролитов		
			Туронский (t)	Кузнецовская (kz)	30-50			Глины		
			Сеноманский (s)	Марресалинская (ms)	350-650			Песчаники и алевролиты с прослоями глин. Во всех породах наблюдается обилие углефицированных растительных остатков	ПК1-6 ПК9-10	
			Альбский (a)	Яромская (jr)	150-195		1000	Глина с отдельными прослоями песчаников и алевролитов	ПК11 (XM1) ПК12 (XM2)	
		Нижний (K ₁)	Аптский (a)	Танопчинская (tn)	805-900		1500	Неравномерное переслаивание песчаников, алевролитов и аргиллитов насыщенных углистым материалом. Во всех породах наблюдается сидеритизация	ТП 1-6 ТП 7-8 ТП 9 ТП 10-11 ТП 12 ТП 13-14 ТП 15-16	
			Барремский (br)	Танопчинская (tn)					ТП 17-18	
			Берриасский (b)+Готеривский (g)	Ахская	490		2000	Аргиллиты с прослоями и отдельными пачками песчаников и алевролитов	БЯ 1-5 НП 1 НП 5-6 НП 7-8 НП 9-10	
			Юрский J	Верхний (J ₂)	Кепловый (k)+Киммериджийский (km)	Бажен	8	2500	Аргиллит битуминозный, слабо алевроитистый	
					Абалахская	65-82			Аргиллит плотный	
		Средний (J ₂)		Батский (bt)	Мальшевская	52-68		Песчаники, алевролиты и аргиллиты		
				Байосский (b)	Леонтьевская	110		Аргиллит плотный с крупными стяжениями пирита		
				Ааленский (a)	Вымская	95-102		Песчаники и алевролиты		
		Нижний (J ₁)	Товарский (t)	Ладинская	69-82		3000	Песчаники и алевролиты с прослоями аргиллита, аргиллит плотный	Ю 2-15	
				Джангодская	278			Неравномерное переслаивание заглинизированных песчаников, алевролитов и аргиллитов		
Плинебасский (p)	Левинская		110			Аргиллит плотный				
	Синемюр.+Гетангский (g)		Зимняя	10-12		Песчаники с прослоями алевролитов и арг				
Триас			Кора выветр.	10-12		Коалинизированная рыхлая порода				
Палеозой			Фундамент	20		Глинисто-кремнистые сланцы, доломиты, кварциты, известняки				

Рис.1.2.3. Сводный литолого-стратиграфический разрез Бованенковского месторождения

глубокопогруженной толще выделены сейсмические отражающие горизонты, которые индексируются сверху вниз как СОГ Ia – Ig, IIa – IIг.

МЕЗОЗОЙСКАЯ ГРУППА

Триасовая система

На рассматриваемой части акватории бурением эти образования не вскрыты, их распространение предполагается по сейсморазведочным данным в прогибах. Представляется, что это преимущественно эффузивные образования. Возможно, в верхней части разреза присутствуют осадочные породы. Стратификация триасовых образований Западной Сибири слабо изучена и весьма дискуссионна. Например, положение границы триас-юра в разрезе Тюменской сверхглубокой скважины СГ-6 принимается разными исследователями с разницей более 400 м. Представляется, что разрезы триаса в акватории могут быть представлены покровами базальтов и их туфов, с прослоями эффузивно-осадочных и осадочных пород. В основании разреза триаса вероятно развитие ультраосновных образований рифтового комплекса.

В отложениях триаса установлены сравнительно протяженные СОГ А₂-А₃.

Юрская система

Отложения нижней-средней юры (по батский ярус включительно) представлены сероцветными, терригенными, прибрежно-морскими (нижняя юра региона и аален-бат северной и западной его частей) и субконтинентальными слабоугленосными (аален-бат большей части рассматриваемой территории) комплексами. Нижняя юра распространена в палеопрогибах и частично выклинивается на склонах контрастных палеоподнятий, либо полностью в западном направлении, на п-ове Ямал. Средняя юра имеет покровное распространение.

На п-овах Ямал и Гыдан (Южно-Ямальский и Ямало-Гыданские районы, РСС-91) рассматриваемые отложения входят в состав большехетской серии. Разрез серии характеризуется четкой цикличностью.

Нижний отдел

В основании юрской системы выделена зимняя свита. Позднее она была включена в состав большехетской серии. Толщина зимней свиты, выклинивающейся на поднятиях, составляет 0-350 м. Она сложена чередующимися пачками песчаников с прослоями гравелитов и конгломератов, алевролитов и глин. Предполагается практически согласное ее залегание на отложениях триаса.

Вышележащая левинская свита (плинсбахский ярус) представлена черными и темно-серыми, с буроватым оттенком, глинами, с прослоями конгломератов и песчаников преимущественно в верхней части разреза свиты. В глинах отмечалась рассеянная галька траппов, песчаников, кварца, стяжения пирита и сидерита, углистый детрит, остатки раковин двустворок. Толщина свиты оценивается в 50-200 м. Было установлено залегание этих отложений либо на размытой поверхности триаса, либо согласное на зимней свите.

Толщина левинской свиты не превышает 60 м (скв. 203-Р Бованенковской площади), однако она увеличивается в прогибах, где по данным сейсморазведки МОГТ может достигать 500 м.

Джангодская свита без заметного несогласия перекрывает левинскую свиту и разделена по литологическому составу на три толщи: нижнюю - преимущественно песчаную, среднюю - существенно глинистую и верхнюю, песчано-алевритовую. Нижняя толща, толщиной 172 м, сложена светло-серыми песчаниками с рассеянной галькой и гравием кварца, аргиллитов, прослоями алевролитов и глин.

Средняя толща (тоарский ярус) джангодской свиты толщиной 22-35 м сложена аргиллитоподобными глинами темно-серыми, черно-серыми с зеленоватым оттенком. В верхней части отмечены прослойки песчаников, линзы алевролитов. По фауне двустворок и фораминифер возраст средней толщи датировался ранним тоаром. Средняя толща джангодской свиты в

ранге пачки рассматривается как региональный (для Западной и Восточной Сибири) трансгрессивный маркирующий горизонт.

Верхняя толща (тоарский ярус) толщиной 40-200 м сложена светло-серыми разномерными песчаниками с прослоями буровато-серых глин и алевролитов. Свита вскрыта бурением на Бованенковской, Новопортовской, Арктической площадях.

В нижней и верхней толщах джангодской свиты прослежены как регионально распространенные песчаные пласты Ю₁₁ и Ю₁₀, соответственно. Толщина джангодской свиты составляет 250-350 м. Свита выклинивается к сводам палеоподнятий.

Средний отдел

Лайдинская свита (ааленский ярус) представлена глинами темно-серыми, с прослоями алевролитов и песчаников, единичными слоями конгломератов и гравелитов в базальной и верхней частях разреза. Эти глинистые отложения имеют региональное распространение и сопоставлены с радомской глинистой пачкой более южных районов западной Сибири. Лайдинская свита вскрыта бурением на п-ове Ямал и имеет толщину около 50 м.

Глинистые отложения лайдинской свиты вверх по разрезу постепенно сменяются песчаными породами, относимыми к вымской свите, которая сложена светло-серыми песчаниками с редкими прослоями алевролитов и глин. Встречаются углистые включения, редкие находки фораминифер и остракод. Толщина этой свиты в Усть-Енисейском районе колеблется от 65 до 170 м, на рассматриваемой акватории ~ 120-160 м.

Вышележащая леонтьевская свита имеет глинистый состав. Для нее характерны тонкие прослои алевролитов и песчаников, флюидальные текстуры, многочисленные стяжения сидерита и пирита. Байосский возраст свиты был установлен по остаткам двустворок и комплексам фораминифер. В пределах Усть-Енисейского района ее толщиной изменяется в диапазоне

65-330 м, на п-ове Ямал, где она вскрыта большим числом скважин, ее толщина изменяется от 70 до 120 м.

Завершает разрез большехетской серии малышевская свита, состоящая из песчаников, алевролитов и глин. В песчаниках отмечаются прослой глинистых алевролитов, глин, линзы бурых углей. Батский возраст свиты установлен по микрофаунистическим и спорово-пыльцевым данным. Толщина свиты в рассматриваемом районе изменяется в широких пределах - от 70 до 200 м, сокращаясь в сводовых частях поднятий и возрастая в прогибах.

В южном направлении от акваторий Обской и Тазовской губ разрезы прибрежно-морской большехетской серии замещаются слабоугленосными континентальными и прибрежными отложениями заводоуковской серии, в составе которой на большей части Западной Сибири распространена тюменская свита. Она вскрыта бурением на Межвежьи, Надымской, Ярудейской, Новопортовской и других площадях рассматриваемой территории.

Тюменская свита (ааленский-батский ярусы) была выделена в разрезе Тюменской опорной скважины. Свита представлена сложным переслаиванием светло-серых разнотернистых песчаников, более темно окрашенных алевролитов, преимущественно глинистых песчаников, глин серых, темно-серых, зеленовато-серых и черных, углистых, пластов бурых углей толщиной до 10 м. Возраст свиты установлен по палинологическим данным в объеме аалена-бата. В разрезе аалена-бата выделены песчаные коллекторские пласты Ю₉-Ю₂.

К югу от акватории губ под тюменской залегает котухтинская свита, в составе которой выделены (сверху вниз) радомская глинистая пачка, соответствующая лайдинской свите, песчаная пачка (пласт Ю₁₀), соответствующая верхней толще джангодской свиты, тогурская глинистая пачка (отвечает по объему средней толще той же свиты) и нижняя песчаная пачка, или пласт Ю₁₁ (соответствует нижней толще джангодской свиты).

Ниже котухтинской свиты в скв. 1001 Межвежьей площади залегает более 500 м песчано-глинистая толща, в которой с учетом цикличности строения могут быть выделены отложения плинсбахского и синемюрского ярусов.

В отложениях нижней-средней юры фиксируется большое количество сейсмических ОГ, имеющих разную динамическую выраженность и устойчивость в разрезе. Наиболее устойчивым и динамически выраженным является СОГ Т₄, приуроченный к нижнему тоару.

Верхний отдел

Отложения келловейского яруса верхней юры региона представлены, согласно РСС-91, даниловской, абалакской и баженовской свитами. В реальности строение этого стратиграфического интервала является гораздо более сложным. В разное время различными исследователями предлагалось альтернативное стратиграфическое членение описываемых отложений на изученной бурением территории п-ова Ямал. Тазовский п-ов очень слабо изучен глубокими скважинами, которыми вскрыты келловейские отложения, на п-ове Гыдан эти отложения практически вообще не изучены.

Тем не менее, накопленная геологическая информация и анализ полученных к настоящему времени данных сейсморазведки МОГТ позволяют предложить модель строения келловей-титонских отложений рассматриваемого региона, где в 70-80-е годы прошлого столетия выделены (снизу вверх) абалакская, даниловская и баженовская свиты.

Абалакская свита (келловейский и кимериджский ярусы) сложена глинами аргиллитоподобными, темно-серыми и серыми, преимущественно тонкоотмученными, в различной степени (прослоями) глауконитовыми. В верхней части разреза свиты отмечены прослои слабобитуминозных глин. Здесь же зафиксирован трансгрессивный кимериджский базальный горизонт, сложенный преимущественно карбонатными конкрециями, с включениями глауконита, обломками пород гравийной размерности и лигнитизированной древесины.

В основании разреза свиты также залегает трансгрессивный базальный горизонт, имеющий маркирующее значение. Это горизонт, сложенный буровато-серыми песчано-алевритовыми породами, преимущественно с известковым и известково-сидеритовым цементом, с оолитами гидрогетита и шамозита, обломками древесины, рострами белемнитов и раковинами толстостенных двустворок. Толщина горизонта составляет первые метры.

Возраст свиты в объеме келловей - ранневолжского века установлен по многочисленным находкам аммонитов, белемнитов, двустворок и комплексам фораминифер. Толщина свиты 12-60 м.

Баженовская свита (титонский и берриасский ярусы) выделена в восточной и центральной части сопредельной суши (Тазовский п-ов, п-ов Гыдан, восточная и центральная части п-ова Ямал). Свита согласно, с постепенным переходом, залегает на абалакской свите и сложена глинами аргиллитоподобными, битуминозными, черными, с коричневым оттенком, плитчатыми, с прослоями рыхлых листоватых разностей. Содержит прослой радиоляритов и глинистых известняков. Толщина ее 7-90 м. Возраст установлен по находкам аммонитов и двустворок.

В сводовых частях некоторых контрастных поднятий, выраженных в позднеюрском рельефе (например, Новопортовского), отмечается значительное уменьшение битуминозности волжских слоев. Это объясняется наличием уральского источника сноса, поставлявшего терригенный материал на территорию современного п-ова Ямал и юго-восточнее.

По этой же причине в западной части п-ова Ямал в верхней юре выделена даниловская свита (келловей-берриас). Свита разделена на две подсвиты - нижнюю, по составу и стратиграфическому объему полностью соответствующую абалакской свите, и верхнюю, в объеме баженовской свиты, но сложенную глинами аргиллитоподобными серыми и темно-серыми, небитуминозными, с карбонатными и пиритовыми стяжениями, с остатками рыб, двустворок, аммонитов. Толщина ее до 80 м.

На сейсмических разрезах отложения верхней юры, имеющей небольшие толщины, картируются по сейсмическому ОГ Б, залегающему в их кровле. Поскольку битуминозность охватывает также отложения берриаса-валанжина, то этот высокоамплитудный отражающий горизонт формируется и в объеме этих пород, имеющих зачастую символические толщины (первые метры). СОГ Б имеет более низкую динамическую выраженность по сравнению с южными районами. Это обусловлено снижением степени битуминозности глин. Подошва верхней юры (точнее, келловейские отложения) маркируется СОГ Т₁, динамическая выраженность которого низкая.

Меловая система

В акватории Обской и Тазовской губ меловые отложения вскрыты скважинами, пробуренными на Северо-Каменномысском, Каменномысском-море, Обском и Чугорьяхинском месторождениях. На рис. 1.2.4. и 1.2.5. приведены литолого-стратиграфические разрезы по месторождениям Каменномысское-море и Обское. Второе гипсометрически расположено значительно ниже первого.

Нижний отдел

Стратиграфия неокома на рассматриваемой территории является наиболее сложной и довольно слабоизученной. Сортымская свита (берриассий и валанжинский ярусы) в Уренгойском районе, как и в других районах Западной Сибири, расчленена на ряд толщ и пачек. Нижней является подачимовская толща, которая отнесена к берриасу. Толща сложена глинами аргиллитоподобными, темно-серыми, с горизонтальной микро слоистостью, прослоями битуминозными. Содержит остатки раковин аммонитов и комплексы микрофауны, относимые по возрасту к берриасу. Толщина ее 7-30 м.

Период	Отдел	Ярус	Свита	Толщина (м)	Литология	Абс. глубина (м)	Литология	Нефтегазоносность
Четвертичный				80-120			Пески, суглинки, супеси, глины, включения гравийно-галечнивого материала	
Палеогеновый P	P ₂	P ₂ ¹	Люлин-ворская	60-90			Глины серые, глинистые опоки	
		P ₁ ¹ +P ₁ ²	Тибейсалинская	240-250			Переслаивание песков с глинами и алевролитами	
	Датский (d)						Глины алевритистые, часто известковистые	
	Меловой K	Верхний (K ₂)	Маастрихтский (m)	Ганькинская (gn)	210-250		500	
Кампанский+Сантонский+Коньякский (k+st+km)			Березовская (bz)	280-300			Глины слабо-алевритистые с прослоями алевролитов. В нижней части разреза глинистые опоки, прослой аргиллита битуминозного	
						Кузнецовская (kz)	63-66	
Сеноманский (s)			Марресалинская (ms)	252 вскр.		1000		Пески и песчаники, чередующиеся маломощными пластами алевритистых глин. Прослой и линзы угля

Рис.1.2.4. Литолого-стратиграфический разрез месторождения Каменномысское-море

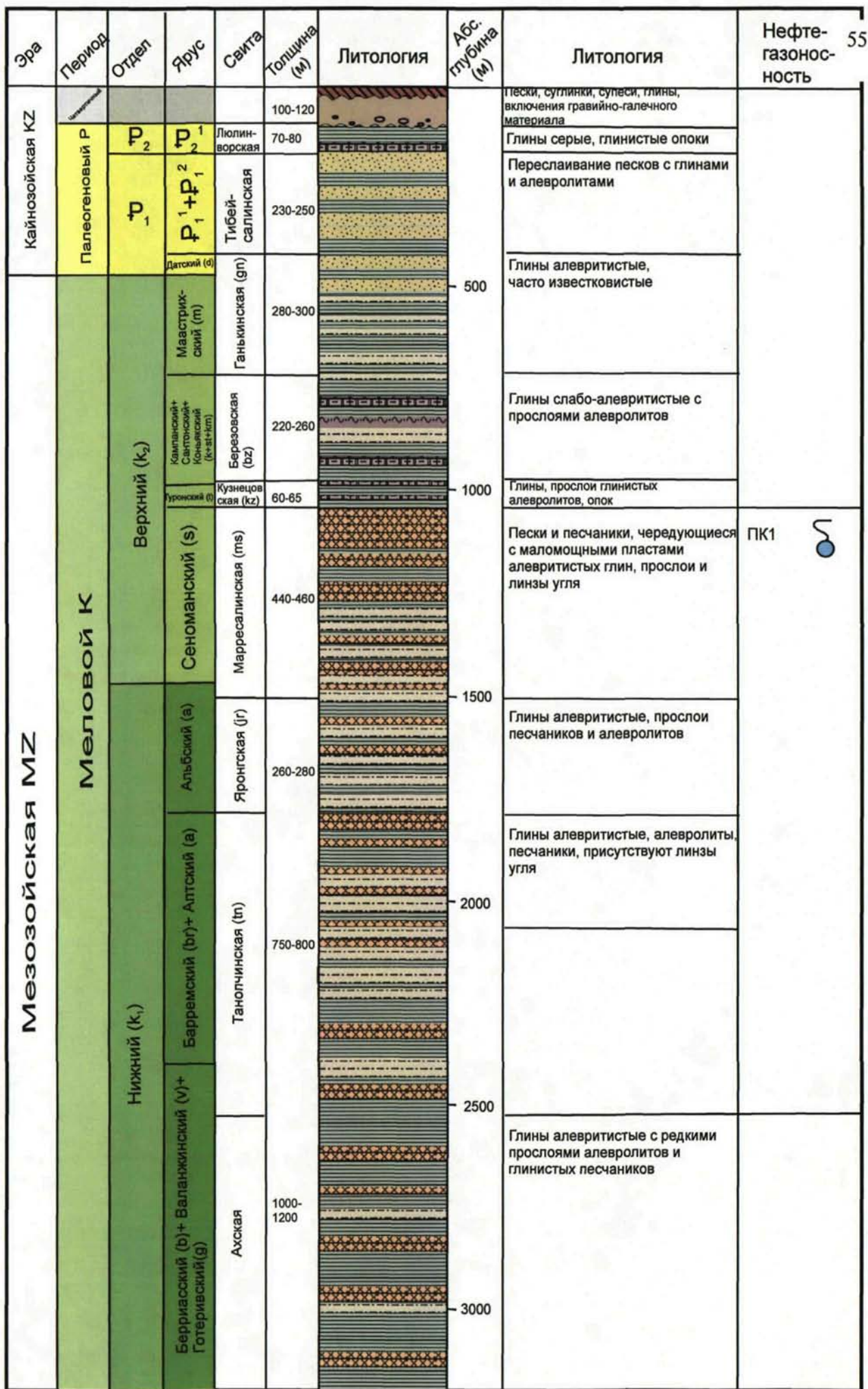


Рис.1.2.5. Литолого-стратиграфический разрез Обского месторождения

Выше по разрезу залегает ачимовская толща (толща 2) (берриас-валанжин), сложенная линзовидными песчаниками и алевролитами серыми, часто известковыми, с прослоями темно-серых аргиллитоподобных глин. Толща имеет прерывистое распространение и в участках, где песчаники заглинизированы, не выделяется. В Уренгойском районе содержит остатки раковин аммонитов берриаса и раннего валанжина. Ее толщина достигает 190 м. Ачимовскую толщу перекрывает преимущественно глинистая толща 3 сортымской свиты. Она сложена глинами серыми и темно-серыми, аргиллитоподобными, тонкоотмученными и алевритовыми, с разнообразными типами слоистости, с линзообразными прослоями песчаников и алевролитов, обогащенными обугленным растительным детритом. Толщина ее достигает 700 м.

Толща 4 согласно перекрывает третью толщу сортымской свиты и представлена песчаниками серыми, с прослоями глин аргиллитоподобных, серых, темно-серых, алевритовых, разнообразно слоистых. При описании свиты в Уренгойском районе в составе свиты выделены песчаные пласты БУ₁₀-БУ₁₈. На Ямбургском месторождении, наиболее приближенном к акватории Тазовской и Обской губ, в составе этой толщи можно выделить один песчаный пласт сложного строения - БУ₁₀. На Ямбургском месторождении толща составляет около 150 м.

Завершает разрез сортымской свиты пачка, которая была названа чеускинской. Под таким названием она выделена над пластом БС₁₀ в Сургутском районе. Эта пачка сложена глинами аргиллитоподобными, серыми и темно-серыми, тонкоотмученными и алевритовыми, с единичными прослоями песчаников, содержащими обугленный растительный детрит. Встречена микрофауна валанжина. Толщина пачки 30-40 м.

Сортымская свита перекрывается тангаловской свитой (валанжинский и аптский ярусы). Свита разделена на три подсвиты. Нижняя подсвита тангаловской свиты включает две пачки: пачка 1 - песчаные пласты БУ₈-БУ₉, пачка 2 - шоколадные глины. Она является субрегиональным маркирующим

горизонтом и сложена глинами тонкоотмученными и слабоалевритистыми, оскольчататыми, шоколадной окраски, с прослоями серых и темно-серых разностей. Ее толщина составляет 8-15 м.

Средняя подсвита тангаловской свиты в РСС-91 расчленена на пять пачек. Нижняя, пачка 1, включает песчаные пласты БУ₃-БУ₇ и глинистые разделы между ними, возраст ее в объеме нижней части готерива датирован по двустворкам и комплексам фораминифер, толщина пачки 110-150 м. Пачка 2, перекрывающая первую, названа в Уренгойском подрайоне еньяхинской и представлена глинам с прослоями песчаников. Это глинистая пачка, перекрывающая пласт БУ₃. Толщина ее составляет 20-40 м, она имеет однородное строение и устойчивое распространение на Ямбургском месторождении. Возраст ее датирован готеривом по комплексу фораминифер.

Пачка 3 представлена песчаниками с прослоями глин (пласты БУ₁₋₂) толщиной 40-70 м, возраст ориентировочно определен как готеривский по спорово-пыльцевым комплексам.

Пачка 4 сложена глинами серыми, аргиллитоподобными, с прослоями песчаников, мощность ее до 40 м, с комплексом фораминифер, имеющими широкий стратиграфический диапазон. Она развита в западной части Уренгойского подрайона и опесчанивается в восточном направлении. Верхняя, пачка 5 средней подсвиты тангаловской свиты, сложена глинами серыми, аргиллитоподобными, с прослоями песчаников, толщина ее составляет 40 м. Пачка названа в РСС-91 ямбургской.

Верхняя подсвита тангаловской свиты сложена песчаниками и алевролитами серыми, чередующимися в сложном сочетании с глинами серыми, иногда зеленовато-серыми, прослоями комковатыми, с единичными зеркалами скольжения. Отмечаются редкие прослои аргиллитоподобных глин. По положению в разрезе и спорово-пыльцевым комплексам возраст подсвиты определен в объеме верхней половины готерива, баррема и апта (полностью). Толщина подсвиты составляет 300-400 м.

Разрез тангаловской свиты сложен породами, которые накапливались в глубоководном морском бассейне с высокими скоростями седиментации, при проградационном заполнении бассейна. Поэтому сортымская свита и нижняя подсвита тангаловской свиты (на западе) имеют клиноформное строение. Снизу вверх по разрезу неокома фациальный состав осадков меняется от глубоководно-морских до мелководно-морских (шельфовых), затем – к прибрежно-морским и континентальным. Эта региональная последовательность осложняется более мелкими, субрегиональными, зональными и локальными циклическими изменениями условий осадконакопления, поэтому в конкретных разрезах наблюдается переслаивание более мелководных (преимущественно песчаных) и более глубоководных (глинистых) отложений. Прибрежно-морскими и континентальными являются отложения верхней подсвиты тангаловской свиты, средняя подсвита этой свиты сложена преимущественно прибрежно-морскими осадками; отложения нижней подсвиты тангаловской свиты накапливались в обстановках мелководного и глубокого шельфа (глубины моря 0-200 м).

Тангаловская свита связана с шельфовыми (пачка 5, толща 4) и глубоководными (толщи 1-3) условиями осадконакопления. Характерно также, что нижние шельфовые песчаные пласты в западном направлении, при увеличении глубины моря, глинизируются, замещаясь на бровках палеошельфов глинами. Для рассматриваемого района это песчаные пласты БУ₁₀-БУ₉, нижняя часть разреза пласта БУ₈. Одновременно вышележащие пласты в западном направлении, в мористых обстановках седиментации, становятся более мощными, расщепляются пачками морских глин на отдельные самостоятельные резервуары.

Кроме свитного деления разрезов неокома, важное практическое значение имеет расчленение и корреляция этих отложений на песчаные пласты. В соответствии с принятым нефтегеологическим районированием, на рассматриваемой территории выделены песчаные пласты групп БЯ

(Ямальский район), БГ (Гыданский район), АН и БН (Надымский район), Ау и БУ (Уренгойский район), БТ (Тазовский район).

В Уренгойском районе тангаловская свита перекрывается покурской свитой (апт-альб-сеноман). Свита представлена чередованием серых, белесо-серых песков, песчаников, алевролитов и серых глин. Характерны обрывки и обломки фрагментов растений, обугленный растительный детрит, линзы бурых углей. Отмечены стяжения пирита и сидерита, окатыши глин. Для аптской части характерна повышенная песчанистость, связанная с нижней частью разреза покурской свиты. Эта опесчаненная часть в Уренгойском районе выделяется в евояхинскую толщу. Ее толщина достигает 200 м, песчаные пласты имеют толщины, превышающие 50-70 м, прослой глины составляют первые метры. Песчаники светло-серые и белесые, каолинизированные, слабо- и среднесцементированные, содержат углистый растительный детрит.

Выше по разрезу толщины песчаных пластов сокращаются, а количество глинистых прослоев и их толщины увеличиваются, встречаются пачки тонкого переслаивания глинистых и песчано-алевритовых пород толщиной до 100 м. В аптской части разреза выделяются песчаные пласты ПК₁₇-ПК₂₂, аптский возраст которых условно датирован по спорово-пыльцевым комплексам. Толщина аптской части разреза определена до 320 м.

В альбской части разреза, также условно выделенной по палинологическим данным, прослежены песчаные пласты ПК₇-ПК₁₆. Толщина альбских отложений достигает 380 м. Сеноманская часть разреза покурской свиты имеет толщину 200-300 м. Она представлена песками уплотненными, песчаниками серыми, глинами алевролитовыми и алевролитистыми, серыми и темно-серыми, нередко углистыми. Установлены прослой ракушняков, гравелитов и конгломератов, содержащие иногда бобовины бокситов. Характерен растительный детрит, обрывки растений.

В ПолуЙско-Ямальском районе отложения берриаса-готерива объединены в ахскую свиту, область распространения которой протягивается субмеридиональной полосой от западной части Широного Приобья на север Западной Сибири. На большей части п-овов Ямал и Гыдан в составе ахской свиты выделено (снизу вверх) три толщи и три пачки. Толщи 1 (подачимовская), 2 (ачимовская) и 3 (глинистая) аналогичны одноименным толщам сортымской свиты Уренгойского месторождения.

Толща 3 ПолуЙско-Ямальского района входит в готерив, в то время как в Уренгойском подрайоне она ограничена приблизительно серединой валанжина, что отражает возрастную миграцию фациальных зон и их омоложение в западном направлении. Толща 1 сложена глинами темно-серыми, аргиллитоподобными, микро слойчатыми, толщиной 10-20 м. Возраст толщи считается берриасским.

Ачимовская толща, сложенная песчаниками и алевролитами серыми, известковыми, с прослоями глин, общей толщиной до 150 м, датирована по аммонитам и комплексам микрофауны валанжином.

Исходя из клиноформной схемы неокомской седиментации, ее возраст в рассматриваемом районе должен быть валанжин-готеривским, с преобладанием готеривских слоев. Глинистая толща 3, содержащая маломощные прослои алевролитов и песчаников, имеет толщину до 580 м. Эта толща перекрыта глинистой пачкой толщиной до 60 м, которая в РСС-91 названа пимской. Выше нее залегает толща переслаивания песчаников и глин, толщиной до 500 м, содержащая на п-ове Ямал песчаные пласты группы БЯ, на п-ове Гыдан - песчаные пласты группы БГ.

В пределах Новопортовского месторождения разрез неокома значительно сокращен по толщине и опесчанен. Здесь выделена новопортовская толща, залегающая с перерывом на верхней юре и имеющая валанжин-готеривский возраст. Она сложена песчаниками светло-серыми, чередующимися с серыми алевролитами и темно-серыми аргиллитоподобными глинами. Встречены растительный детрит,

пиритизированные водоросли, редкие двустворки и фораминиферы, единичные остатки раковин аммонитов валанжинского возраста. Новопортовская толща включает песчаные пласты НП₀-НП₁₁, ее толщина изменяется от 280 м на юго-востоке до 90 м и менее на северо-западе.

Новопортовская толща перекрыта глинистой сеяхинской пачкой, сложенной аргиллитоподобными глинами, имеющими темно-серую окраску. Толщина пачки 80-150 м. Сеяхинская пачка, судя по РСС-91, залегает стратиграфически ниже глинистой пачки, выделяемой как пимская.

В западной части п-ова Ямал разрез ахской свиты заглинизирован и представлен тонкоотмученными морскими глинами с остатками раковин двустворок, аммонитов, ихтиодетрита, с тонкими прослоями известковых песчаников и алевролитов. Общая толщина этого типа разреза 200-700 м. В кровле ахской свиты залегает арктическая пачка (готерив), сложенная тонкоотмученными темно-серыми глинами толщиной 18-30 м.

Ахская свита в ПолуЙско-Ямальском районе перекрывается танопчинской свитой (готеривский и аптский яруса). Она разделена на три части: нижняя и верхняя сложены неравномерным переслаиванием сероцветных песчаников, алевролитов и глин, с прослоями бурых углей, средняя часть свиты сложена преимущественно глинами с прослоями песчаников и алевролитов (нейтинская пачка). В верхней части свиты выделены песчаные пласты ТП₁-ТП₁₁, в составе нейтинской пачки - пласты ТП₁₂-ТП₁₆, в нижней - пласты ТП₁₇-ТП₂₆. Толщина танопчинской свиты достигает 700-800 м, нейтинской пачки - до 100 м. Возраст свиты датирован по спорово-пыльцевым данным и путем корреляции разрезов.

Танопчинская свита трансгрессивно перекрыта яронгской свитой (альбский ярус), которая сложена глинами аргиллитоподобными, серыми и темно-серыми, от тонкоотмученных до алевролитовых, участками биотурбированными, с прослоями песчаников и алевролитов. В основании свиты установлен прослой песчаников с гнездами глинистого материала, глауконитов, известково-сидеритовыми стяжениями. Накопление отложений

свиты происходило в относительно глубоководных морских условиях, при пассивном гидродинамическом режиме. Толщина свиты 120-340 м.

Яронгская свита перекрыта марресалинской свитой (альбский и сеноманский ярусы). Свита представлена уплотненными песками, песчаниками, алевролитами сероцветными, с прослоями и линзами буровато-серых и темно-серых глин, алевроитовых и алевроитистых, количество и толщины которых возрастают по разрезу сверху вниз. Для пород характерен растительный детрит, листовая флора. Толщина свиты до 500 м, возраст датирован по положению в разрезе и спорово-пыльцевым комплексам. В ее разрезе выделены песчаные пласты ПК₁-ПК₁₇.

Яронгская и марресалинская свиты Ямала выделены взамен хантымансийской и уватской свит более южных районов приуральской части Западной Сибири. Последние могут быть без затруднений протрассированы и на рассматриваемую территорию, однако в нижней и средней частях хантымансийской свиты на п-ове Ямал появляются песчаные пласты, выделяемые под индексом ХМ (ХМ₀-ХМ₄). По-видимому, это обстоятельство и послужило основанием выделения вместо хантымансийской яронгской свиты, которая по объему соответствует приблизительно нижней подсвите первой. Более опесчаненная верхняя подсвита хантымансийской свиты была отнесена к марресалинской свите, что, по-видимому, было главным аргументом в пользу ее выделения вместо уватской свиты.

Представляется, что в акваториях Обской и Тазовской губ и на их побережьях в объеме альба-сеномана можно выделять хантымансийскую и уватскую свиты, как это делалось ранее, на протяжении более 40 лет - во всех предыдущих РСС в рассматриваемых районах были выделены хантымансийская и уватская свиты.

Верхний отдел

К сеноманскому ярусу условно отнесены песчаные пласты ПК₁-ПК₆, толщина этой части разреза 200-300 м. В целом ярусное расчленение разреза покурской свиты по палинологическим данным является чисто условным и

очень грубым. В связи с низкой выдержанностью литологических разностей и слабой коррелируемостью разрезов однозначное выделение и уверенная даже зональная корреляция каких-либо стратонов в разрезе покурской свиты практически невозможны.

Песчано-алеврито-глинистая толща сеномана трансгрессивно перекрыта глинистыми отложениями кузнецовской свиты (туронский и коньякский ярусы). Свита сложена глинами темно-серыми и зеленовато-серыми, тонкоотмученными и алевритистыми. Прослоями глины содержат углистый растительный детрит, пиритовые и карбонатные (сидеритовые, известковые) стяжения. В основании свиты выделен базальный маркирующий горизонт, сложенный песчаниками биотурбированными, глинистыми, с пятнистым распределением обломочного и глинистого материала. Толщина базального горизонта составляет 2-3 м. В отдельных разрезах в нижней части кузнецовской свиты, над базальным горизонтом, залегает пачка глин темно-серых до черных, слабобитуминозных. Толщина свиты в рассматриваемом районе составляет 40-60 м.

Кузнецовская свита перекрыта березовской свитой (коньякский и компанский ярусы). Свита разделена на две подсвиты. Нижняя подсвита сложена опоками серыми и голубовато-серыми, глинами темно-серыми и черными, опокovidными в отдельных прослоях, в нижней части разреза свиты распространены глинистые песчаники и алевролиты зеленовато-серые, с прослоями, обогащенными углистым растительным детритом. Переход к кузнецовской свите постепенный, за счет увеличения количества глинистого материала. Вверх по разрезу возрастает глинистость и количество кремнистых прослоев. Толщина подсвиты 40-100 м.

Верхняя подсвита сложена опоками серыми, глинистыми, серыми и голубовато-серыми, глинами аналогичной окраски и черными, алевритистыми и тонкоотмученными, с прослоями, содержащими примесь глауконита, отмечены конкреции известково-сидеритового и пиритового состава. Толщина подсвиты изменяется от 40 м до 100 м.

На границе подсвет распространен региональный СОГ С, характеризующийся повышенными электрическими сопротивлениями по данным каротажа и сложенный, либо кремнистыми породами (опоками), либо песчаниками или алевролитами. Эти отложения перекрыты черными, кремнистыми, трещиноватыми глинами. Несмотря на то, что этот маркирующий горизонт выделяется по данным ГИС во всех скважинах, пробуренных как в описываемом, так и смежных районах, его литологический состав практически не изучен.

Ганькинская свита трансгрессивно перекрывает березовскую свиту. Свита сложена глинами известковыми, серыми, реже - серыми с зеленоватым оттенком, с обломками раковин моллюсков, пиритизированными водорослями, сидеритовыми стяжениями, с прослоями глинистых алевролитов, иногда глауконитовых. Толщина ее составляет 50-120 м. Возраст установлен по комплексам фораминифер как преимущественно маастрихтский, однако предполагается наличие как кампанских (в подошве), так и палеоценовых (в кровле слоев).

В сейсмостратиграфическом плане меловые отложения четко разделяются на ряд комплексов, имеющих различную морфологию. Нижним является клиноформный неокомский комплекс, верхняя граница которого с востока на запад поднимается вверх по разрезу из валанжина в готерив. В клиноформы переходят (последовательно, с востока на запад) пласты БУ₁₀, БУ₈₋₈₋₀, БУ₄₋₇, БУ₁₋₃.

Вышележащие субгоризонтально стратифицированные отложения мела разделяются на ряд сейсмокомплексов, на границах которых залегают трансгрессивно образованные глинистые пачки. К ним приурочены относительно устойчивые и амплитудные СОГ, к которым относятся СОГ Б (кровля нижней юры), М (нижняя часть разреза апта), Г (граница сеноманатурона). На рассматриваемой территории положение СОГ Б и Г прослеживаются наиболее уверенно и относятся к числу опорных. Менее уверенно прослеживается СОГ М'.

КАЙНОЗОЙСКАЯ ГРУППА

Палеогеновая система

Отложения палеоцена, перекрывающие ганькинскую свиту, представлены талицкой свитой, которая сложена глинами и глинистыми алевролитами серого и буровато-серого цвета, в верхней части разреза свиты встречены прослой мелкозернистых песков и алевролитов, на основании чего свита на рассматриваемой территории может быть разделена на две подсвиты - нижнюю, глинистую, и верхнюю, с прослоями песчаников и алевролитов. Встречены стяжения сидерита, пирита, остатки диатомовых водорослей, зубы акул, раковины моллюсков. Толщина свиты изменяется от 70 до 150 м.

Перекрывающие талицкую свиту песчаные отложения отнесены к тибейсалинской свите (палеоцен). Это пески светло-серые и буровато-серые, глинистые, с кремнистыми и сидеритовыми стяжениями, углистыми и лигнитовыми включениями. Толщина их изменяется от 0 до 70-100 м.

Вышележащая люлинворская свита (эоцен) сложена морскими опоковидными глинами, опоками, диатомитами с прослоями глауконитовых песчаников и алевролитов, локализующимися в верхней части разреза свиты. Выше по разрезу обособляется песчаная корликовская толща (олигоцен). Общая толщина этих отложений составляет 350-400 м.

Отложения неогена на рассматриваемой территории размыты. Кроме того, в сводах крупных антиклинальных структур (Ямбургской, Новопортовской, Бованенковской и др.) на различную глубину эродированы и отложения палеогена, вплоть до верхней части талицкой свиты. Это обусловлено активным неотектоническим воздыманием рассматриваемой территории.

Четвертичная система

Четвертичные отложения сложены переслаиванием песчано-гравийных и глинистых пород, песков, супесей и суглинков с торфяниками в верхней части. Толщина этих отложений составляет 50-100 м. Вследствие

незначительных глубин залегания на сейсмических разрезах отражения они не находят.

1.3. Тектоническое строение и эволюция различных частей шельфа

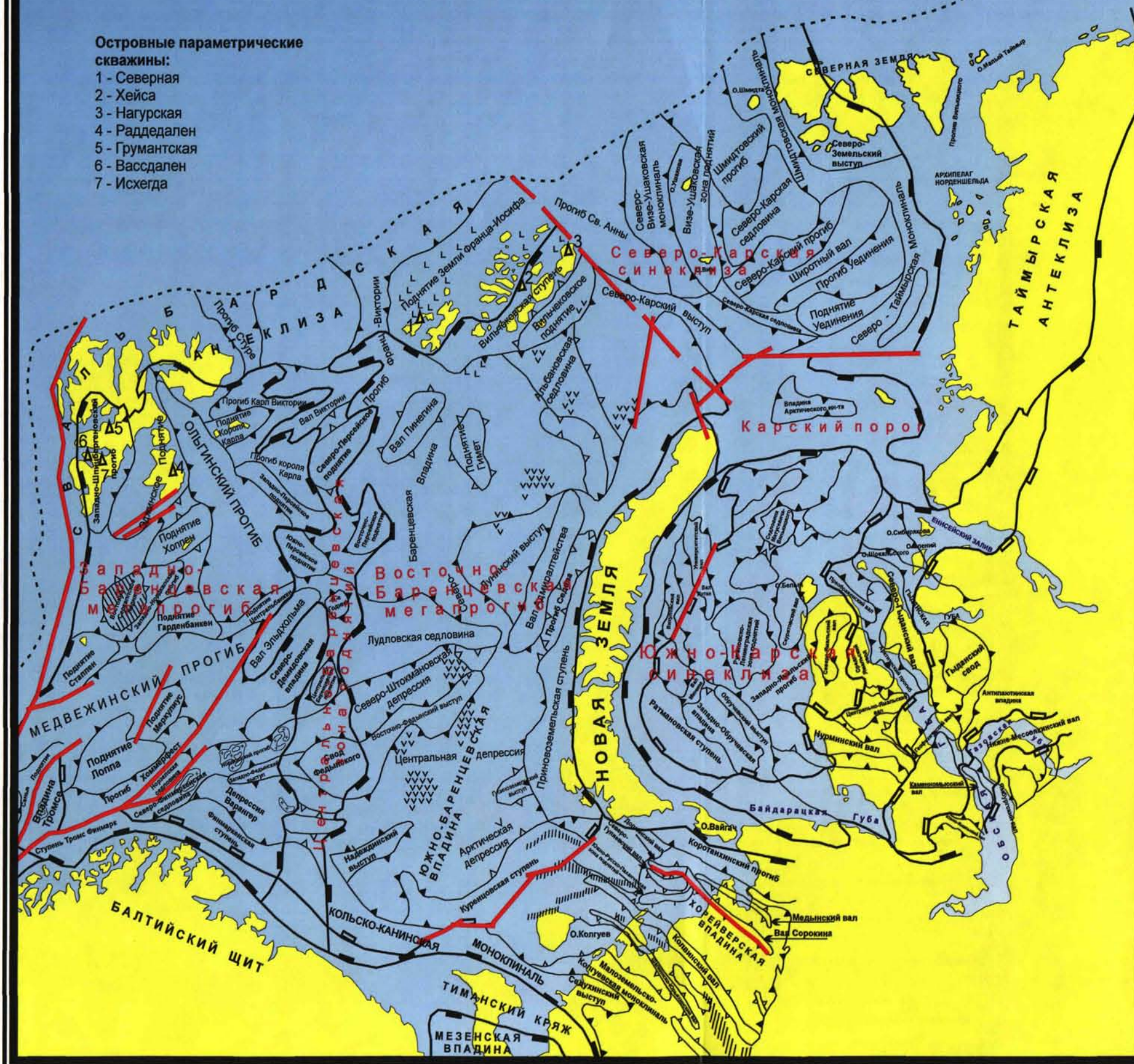
Тектоническим районированием шельфа Баренцева и Карского морей занимались специалисты многих организаций бывшего СССР и РФ (НИИГА, АКГТЭ, МАГЭ, ПМГРЭ, ММНГЭ, СМНГ, ЦАГРЭ, ВНИИОкеангеология, ВНИИГеофизика, ВНИИГАЗ, ЗамСибНИГНИ, ВНИИМОРГео, ВНИГРИ, ВНИГНИ, РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, МГУ им. М.В. Ломоносова и др.). Однако, в связи с недостаточной и неравномерной изученностью недр этих акваторий, а также различием в методике составления этих карт, среди геологов пока не сложилось единого мнения об их тектоническом строении. Рядом авторов использовались, главным образом, представления о гетерогенности фундамента, его структурном строении, составе земной коры, но почти не учитывались различия в литолого-стратиграфическом составе и строении крупных (не менее системы) комплексов в разрезе осадочного чехла и в основных этапах геологического развития крупных тектонических элементов. Составленные другими исследователями тектонические карты, учитывающие, главным образом, геологическое строение осадочного чехла существенно отличались от первых не только по местоположению или простираению отдельных тектонических элементов, но и по их знаку (впадина - поднятие) [10, 13, 21, 50, 99, 101 и др.].

При составлении карты тектонического районирования недр шельфа Баренцева и Карского морей (рис.1.3.1.) основное внимание автор акцентировал на изучении тектонического строения осадочного чехла, в котором содержатся основные объекты поисково-разведочных работ на нефть и газ, использовал данные параметрического бурения на островах, в акваториях, на материковой окраине, а также морских геофизических исследований. При ее составлении учтена информация по предыдущим и новейшим геологическим, геофизическим и океанологическим работам.

Рис.1.3.1. ТЕКТОНИЧЕСКАЯ КАРТА ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА
(составил В.А. Холодилов, 2004 г.)

Km 75 50 25 0 25 50 75 km

- Островные параметрические скважины:
- 1 - Северная
 - 2 - Хейса
 - 3 - Нагурская
 - 4 - Раддедален
 - 5 - Грумантская
 - 6 - Вассдален
 - 7 - Исхеда



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

- Разломы
- Островные параметрические скважины
- Граница шельфа
- Границы наиболее крупных тектонических элементов (I порядка)
- Южные границы мегапрогибов
- Границы крупных впадин, прогибов, поднятий
- Границы менее крупных впадин, прогибов, седловин, выступов
- Границы мелких депрессий и поднятий
- Погребенные додевонские поднятия
- Соляные массивы пермского возраста
- Проявления юрско-раннемелового магматизма
- Магматогенные массивы триаса*

*ПРИМЕЧАНИЕ: в пределах Баренцева моря

Шельф Баренцева моря занимает наиболее погруженную северную часть Восточно-Европейской платформы. Начало ее образования относится к раннепалеозойскому времени, когда формировались тектонические элементы, имеющие различные размеры, очертания и ориентировку. Карбонатные толщи верхнего палеозоя вместе с погребенными под ними комплексами девона, силура, ордовика и, возможно, кембрия условно образуют нижний структурный этаж. Мощные опускания, начавшиеся в перми, наиболее интенсивно развивались в триасе, менее интенсивно - в юре, мелу и кайнозое. Терригенная толща, сформировавшаяся на этом этапе, составляет верхний структурный этаж. С верхнемеловым, палеогеновым и плиоценовым временем связано начало структурного формирования континентальных склонов Атлантического и Ледовитого океанов.

В тектоническом отношении в Баренцевом море с севера на юг выделяются: Свальдбардская антеклиза, Западно-Баренцевский и Восточно-Баренцевский мегапрогибы, состоящие из отдельных глубоких прогибов и разделяющих их поднятий и седловин, Центрально-Баренцевская зона поднятий, сочленяющая Западно- и Восточно-Баренцевский мегапрогибы, Приновоземельская ступень, примыкающая к Новоземельско-Пайхойской гряде; Кольско-Канинская моноклинал, сочленяющая Баренцевскую синеклизу с Балтийским щитом. В нее входят Финмаркенская ступень на западе и Канинская моноклинал на востоке.

Свальдбардская антеклиза - область относительно невысокого и спокойного залегания палеозоя, в пределах которой докембрийские отложения выходят на поверхность вблизи о. Медвежий. Нижние структурные комплексы объединяют нижнепалеозойские-среднедевонские отложения, слагаемые органогенными и глинистыми известняками. На них с резким стратиграфическим несогласием залегают нижнекаменноугольные конгломераты, песчаники, аргиллиты и средневерхнекаменноугольные известняки с прослоями доломитов (толщиной 306 м). Нижнепермские доломитовые известняки с ангидритами и гипсами в кровельной части, толщиной 205 м залегают согласно с каменноугольными и

верхнепермскими. Последние представлены известняками толщиной 202 м, в средней части разреза содержащими алевроитовые глины с прослоями песчаника.

К западу и югу толщина отложений, слагающих Свальдбардскую антеклизу, увеличивается. Триасовые отложения достигают толщины 1,5-2 км. В ранне-среднетриасовое время на севере антеклизы сформировались мелководно-морские терригенные толщи.

С верхнетриасовым временем связано формирование на большей части антеклизы пестроцветных мелководных, лагунных и лагунно-континентальных терригенных толщ, включающих угленосные горизонты. В районе поднятий Эдж и Хоппен отмечаются проявления подводного базальтового вулканизма; причем, предполагается, что он распространен гораздо шире, чем установлено в настоящее время [103 и др.].

Юрские отложения на Свальдбардской антеклизе имеют небольшую толщину (преимущественно в юго-западной ее части), где распространены мелководно-морские терригенные отложения. Верхнеюрские отложения повсеместно преимущественно глинистые с большим содержанием биогенных и терригенно-биогенных конкреций, которые фиксируют расширение морской трансгрессии.

Нижнемеловые отложения на Свальдбардской антеклизе очень сокращены по толщине. В их основании залегают морские глинистые и аргиллитовые отложения берриаса, которые сменяются глинисто-алевроитовыми толщами валанжина и готерива, а затем песчано-алевроитовыми отложениями с линзами углей (баррем).

В отложениях баррема содержатся многочисленные прослои туфа - влияние вулканической деятельности на Земле Франца Иосифа. Аптские и альбские отложения повсеместно морского происхождения (глинистые с прослоями песчаников и алевролитов). В южном направлении увеличивается глубоководный характер осадков.

Верхнемеловые отложения распространены только в юго-западной части и представлены, главным образом, сеноманскими глинами толщиной несколько

сотен метров, возможно присутствие тонких песчаных пачек, чередующихся с глинами турон-коньякской и сеноманской части верхнемелового разреза.

Палеогеновые отложения в Свальдбардской антеклизе распространены в центральных частях прогибов, расположенных в ее северо-западной части и в основании толщи кайнозоя. Сложены они всеми тремя отделами и представлены морскими, прибрежными и лагунно-континентальными ритмичного строения комплексами (алебритами, аргиллитами, песчаниками с угленосными горизонтами). Толщина палеогена превышает 2 км. Завершают разрез палеоцен-четвертичные отложения. Толщина которых на континентальном склоне 4-5 км.

Западно-Баренцевский мегапрогиб - глубоко опущенная область, расположенная к югу от Свальдбардской антеклизы. На юге она простирается вдоль подножия Балтийского щита, с которым сочленяется ступенчатой моноклиной. С востока ее ограничивает зона Центрально-Баренцевских поднятий.

Западные элементы - Восточно-Серканское поднятие, поднятие Эдж, Хоппен. Крупный Западно-Шпицбергенский прогиб (толщиной до 5 км), который унаследовано развивался с девонского по кайнозойское время. Он имеет меридиональное простирание, лежит на непосредственном продолжении девонского грабена. В строении верхнего этажа принимают участие юрские, меловые и кайнозойские отложения, залегающие в основном спокойно, в пределах центральной части и на восточном его борту. Западный борт прогиба затронут альпийскими подвигами Западного Шпицбергена, которые привели к образованию узких линейных складок, запрокидывающихся блоков. Тектонические нарушения сопровождались внедрением даек долерита. В пределах западного борта прогиба пробурены 3 скважины: Грумантская, Исхегда, Вассдален.

Поднятие Стаппен также расположено западной части мегапрогиба. Его ядро сложено докембрийскими и нижнепалеозойскими отложениями, обнажающимися вблизи о. Медвежий.

Северный элемент мегапрогиба – мелкий, но протяженный Ольгинский прогиб – далеко вдается на север. С юга Ольгинский прогиб невысокой седловиной

сочленяется с глубоким и протяженным Медвежинским прогибом и погружается на западе в океан.

В центре Западно-Баренцевского мегапрогиба простирается группа унаследовано развивавшихся прогибов и погребенных поднятий: Сенья, Лоппа, Нордкапский. Они сочленяют Медвежинский прогиб с южными прогибами, сообщаемыми между собой: Тромсе, Хаммерфест, Нордкапским. Эти прогибы образуют глубокую депрессионную область у подножия Балтийского щита (Нордкапская система прогибов).

Материалы сейсморазведки дают пока мало данных для характеристики нижнего структурного этажа региона, сложенного терригенными и карбонатными палеозойскими отложениями. В общем, его поверхность постепенно понижается от Свальдбардской антиклинали к центральной осевой части Нордкапских прогибов, а затем быстро воздымается к югу. Здесь на склонах Балтийского щита последовательно выклиниваются все подразделения палеозоя и мезозоя, образуя ступенчатые моноклинали Тромс-Финмарк и Восточно-Финмаркенскую, западные продолжения Кольско-Канинской моноклинали.

Для прогиба Хаммерфест отмечаются некоторые черты унаследованного развития в течение всего палеозоя. Это подтверждается и проявлением соляного тектогенеза. Верхнюю часть нижнего структурного этажа слагают здесь карбонатные каменноугольные-пермские отложения, достигающие толщины 3-4 км, на них залегает пермская соленосная формация.

Для солянокупольных форм Западно-Баренцевского мегапрогиба характерны огромные размеры, округлые или вытянутые очертания. Высота массивов измеряется несколькими километрами (иногда более 6 км). Вершины диапиров достигают морского дна, образуя пологие возвышенности. Намечается две главные области проявления соляного тектогенеза.

В прогибе Тромсе цепочка соляных массивов следует вдоль его осевой части с юга на север. Самый крупный соляной массив расположен в южной его части.

В Нордкапском прогибе наблюдается 4 еще более гигантских соляных массива, расчлененных межкупольными мульдами на отдельные штоки. В прогибе Хаммерфест на сейсмопрофилях фиксируется один недоразвитый небольшой соляной шток, погребенный под нижнемеловыми отложениями.

Таким образом, главные солеродные лагуны располагались в прогибах Нордкапском и Тромсе. Устанавливаются еще два соляных массива за пределами Нордкапских прогибов: один - в Медвежинском прогибе на простирации соляных массивов прогиба Тромсе, другой - в депрессии у северо-восточных склонов поднятия Лоппа. Вопрос времени образования соляной формации пока не изучен. Структурная позиция пермского Западно-Баренцевского бассейна в группе Северо-Атлантических пермских депрессий, обрамляющих Балтийский щит с запада, дает некоторое основание предположить позднепермский возраст образования солей (как это устанавливается для северной части Североморского бассейна и предполагается в районах солепроявления на плато Воринг у Лофотенских островов). Однако сходство нижней части разреза терригенной толщи района Октябрьского купола Варангеровской депрессии с разрезом Южно-Баренцевской впадины позволяет нам предположить кунгурский возраст соли в Нордкапском прогибе. Возможно, что обнаружится разный возраст соленосных толщ на востоке и западе Западно-Баренцевского мегапрогиба, как это устанавливается в бассейне Северного моря.

Верхний надсолевой структурный этаж Западно-Баренцевского мегапрогиба слагают триасовые, юрские, меловые и кайнозойские отложения. На большей части мегапрогиба толщина триаса невелика: около 2-2,5 км. Нижне-среднетриасовые отложения сложены преимущественно континентальными красноцветными и пестроцветными свитами, а верхнетриасовые отложения составляют с юрскими единый мелководноморской комплекс.

Нижнесреднеюрские отложения представлены прибрежно-морскими песчано-алевритовыми и глинистыми отложениями, которые к центрам прогибов сменяются морскими, более глинистыми.

Верхнеюрские отложения сложены в прогибах повсеместно глинистыми морскими относительно глубоководными отложениями.

Интенсивное формирование прогибов в современных их очертаниях началось после континентального перерыва с раннемелового времени, когда происходило опускание к югу от Свальдбардской антеклизы. Нижнемеловые отложения сложены в основном глинисто-аргиллитовыми породами, содержащими прослой алевролитов, откладывавшихся в морских условиях. Прогибание происходило неравномерно: скорость прогибания в бассейне Тромсе была гораздо выше, чем в бассейне Хаммерфест.

Верхнемеловые и третичные комплексы слагают верхнюю часть верхнего структурного этажа. Особое развитие они имеют на западе в Приатлантической части, где достигают значительных толщин.

Крупная *Центрально-Баренцевская зона поднятий* геологически и географически разделяет Западно-Баренцевский и Восточно-Баренцевский мегапрогибы. В нее входят: свод Федьнского, Центрально-Баренцевское поднятие, поднятие Година, вал Виктории, вал Эльдхольма, Персейское поднятие. Двумя крупными выступами: Кольской седловиной на юге и выступом о. Белого на севере, эта зона сочленяется с Балтийским щитом и Свальдбардской антиклизой.

Самым значительным элементом зоны является свод Федьнского - крупная, пологая структура, возникшая уже в раннем палеозое. На вершине свода поверхность протерозоя по данным КМПВ залегает на глубине около 6 км.

Остальная часть Центрально-Баренцевской зоны поднятий более погружена, на ней поверхность протерозоя залегает на глубине около 7 км. Далее на север глубины последовательно уменьшаются: на поднятии Година - около 5,5 км, на поднятии Персея - менее 5 км, на валу Виктории - около 2 км. Отложения нижнего палеозоя слагают крылья поднятий и сочленяющие их седловины. На северо-восточных склонах свода Федьнского в том месте, где они сочленяются с соленосным Нордкапским бассейном, наблюдаются характерные локальные увеличения толщины карбонатного палеозоя, а затем резкое ее уменьшение в сторону глубоководной впадины, заполненной соленосными толщами перми. По-

видимому, бортовая часть Нордкапского прогиба в этом районе сопровождается со стороны склонов свода Федьнского рифогенными структурами, вершина которых залегает на глубине около 4,5 км. Аналогичные формы присутствуют и на западном борту прогиба - на склонах Демидовского выступа, однако здесь они погружены на большие глубины (до 6,5 км). Вероятно присутствие рифогенных структур и в других районах по периферии поднятий на бортах пермских депрессий.

Верхний структурный этаж зоны поднятий сложен терригенными толщами перми, триаса, юры и мела. Формирование нижних структурных комплексов перми и нижней половины триаса - до СОГ А₂ происходило в обстановке контрастных форм рельефа: на вершинах поднятий многие подразделения перми и нижнего триаса выклиниваются (на своде Федьнского эти отложения полностью отсутствуют). Далее в мезозое развитие сводов и валов проходило на фоне интенсивного погружения всей синеклизы, их вершины периодически погружались и перекрывались осадками, но преимущественно мелководно-морскими и прибрежными. Суммарная толщина триаса на сводах поднятий 1,5-2 км, в депрессиях и седловинах - 2-2,5 км, юры на сводовых частях - от 0 до 200 м, в депрессиях между сводами 400-600 м.

Нижнемеловые комплексы на вершинах поднятий также отсутствуют. В депрессиях их толщина возрастает в южном направлении (от 100-200 м на севере до 500 м и более к югу от свода Федьнского).

Восточно-Баренцевский мегапрогиб - самая опущенная область Баренцевской синеклизы, которая сочленяется на западе с зоной Центрально-Баренцевских поднятий, на востоке - с Приновоземельской ступенью, на юге - с Кольско-Канинской моноклиной и Печорской синеклизой, на севере - с Вильчековской моноклиной. С востока ее ограничивает Северо-Карский выступ - погребенное продолжение Новоземельской гряды. Мегапрогиб состоит из крупных впадин и прогибов, сочлененных поднятиями, седловинами, выступами. Докембрийская поверхность наклонена с севера на юг. В прогибе Нансена она залегает на глубине около 12 км, в Северо-Баренцевской впадине - на глубине около 16 км, а в Южно-Баренцевской - около 20 км. В нижний структурный этаж условно

объединены все комплексы палеозоя, хотя, несомненно, их структурные соотношения сложны.

Верхний структурный этаж формируют пермские, мезозойские и кайнозойские терригенные толщи, в общем распределении которых заметна субмеридиональная последовательность от более древних, пермских осадочных бассейнов на юге к более молодым - мезозойско-кайнозойским на севере.

Южно-Баренцевская впадина более интенсивно формировалась в пермское и триасовое время, а Северо-Баренцевская – в юрско-меловое. Более молодое прогибание Северо-Баренцевской впадины связано с началом формирования континентального склона Северного Ледовитого океана.

В центре Южно- и Северо-Баренцевской впадин накопилось около 13-14 км терригенных отложений, слагающих верхний этаж мегапрогиба. В бортовых зонах их толщины сокращается до 7 км. Седловины, сочленяющие внутренние впадины, более погружены, чем бортовые зоны. Толщина терригенной толщи сокращена в их пределах всего на 1,5-2 км, хотя на отдельных этапах развития они обозначались отчетливо.

Наиболее грандиозные опускания Восточно-Баренцевского мегапрогиба связаны с триасовым этапом. Толщина терригенных толщ триаса достигает во впадинах 7-9 и более километров. Общий региональный наклон во времени триасового наклонения существовал с севера на юг, к Южно-Баренцевской впадине.

С триасовым периодом связана эпоха интенсивного траппового вулканизма. В Восточно-Баренцевском мегапрогибе лавовые и туфовые образования устанавливаются в бортовых ее частях в разные моменты триасового этапа развития (на архипелаге Земля Франца Иосифа, Приновоземельской ступени). В Восточно-Баренцевском мегапрогибе предполагается широкое развитие трапповой формации, признаком которой является аномальное поведение сейсмических горизонтов A_1 и A_2 , прослеживающихся лишь в его центральных частях. Их поверхность создает характерные бугристые формы высотой до 100-200 м, образующие сложный рельеф внутри пологого залегания толщи. Зона,

проницаемая для магматических расплавов, охватывает полосу шириной до 200 км и простирается на 1200 км вдоль Новой Земли от северной ее оконечности до широты, где происходит резкое изменение ее простирания. Грандиозность зоны магматизма и ее положение в пространстве указывает на связь процессов растяжения, происходивших при формировании мегапрогиба и образования Новоземельской гряды.

Распределение толщин верхнетриасовых отложений, залегающих над магматогенными массивами, контролировалось топографией подстилающего рельефа, неоднородность которого была обусловлена наличием вулканогенных построек.

Начало юрского времени характеризуется общим подъемом региона с эрозией уже сформировавшихся отложений, который в среднеюрское и особенно, в верхнеюрское время сменился постепенным погружением, связанным с юрской трансгрессией Баренцева моря. В поздне триасово-раннеюрское время сформировалась крупная субширотная Лудловская седловина, разделившая Южно- и Северо-Баренцевские впадины. Меловое время характеризуется относительно стабильными условиями развития. В это накапливалась терригенная толща морского (в Северо-Баренцевской впадине) и мелководного генезиса.

Этап накопления юрского комплекса, заключенного между сейсмическими отражающими горизонтами Б и В, сохраняет общие черты развития триасового времени. Поверхность мегапрогиба еще наклонена с севера на юг, в прогибе Нансена накопилось около 1200 м юрских отложений, в Северо-Баренцевской и Южно-Баренцевской впадинах до 1600 м. Однако в Северо-Баренцевской впадине с учетом уточненной стратиграфически юрской части разреза, толщина верхней и средней частей оказалась больше.

В пределах глубоких впадин Восточно-Баренцевского мегапрогиба существовали преимущественно глубоководные осадки. Переходные от глубоководных к менее глубоководным отложения развиты в бортовых частях депрессий и на склонах седловин. Лучшие условия для формирования песчаных горизонтов прибрежно-морских фаций, обладающих хорошими коллекторскими

свойствами, имели место на седловинах и выступах, структурно расположенных выше: Гусиноземельском (Рогачевская, Бортовая структуры), Надеждинском и Мурманском выступах (Надеждинская, Лопарская структуры).

В раннемеловое время региональный наклон уже начинает меняться с юга на север. Во всей области прогиба раннемеловые отложения, залегающие между сейсмоотражающими горизонтами В и Т₁, по-видимому, сложены глинистыми комплексами пород, отложившихся в морских условиях и представляющих собой региональную покрывку. Апт-альбские отложения (залегающие между сейсмоотражающими горизонтами Г₁ и Г₂) сложены толщей переслаивающихся глин, алевролитов, песчаников, отложившихся в прибрежно-морских и мелководных условиях и залегающих со стратиграфическим несогласием на разновозрастных отложениях. Верхнемеловые и кайнозойские отложения характеризуются четко увеличенными толщинами в Северо-Баренцевской впадине.

Таким образом, в мезозое формируется последовательное омоложение разновозрастных бассейнов осадконакопления в направлении с юга на север.

Приновоземельская ступень сочленяет Восточно-Баренцевский мегапрогиб с Новоземельскими сооружениями. Самыми крупными тектоническими элементами здесь являются Адмиралтейский вал и прогиб Седова, отделяющий вал от Новоземельской гряды.

Для отложений нижнего палеозоя и нижнего девона отмечается изменение состава пород в северо-восточном направлении от карбонатного к терригенному. В этом же направлении сменяется их фациальный облик от мелководных прибрежно-морских к глубоководным.

Среднедевонско-нижнефранский комплекс, в центральных районах Печорской синеклизы, в районе Новой Земли сложен преимущественно карбонатными породами с прослоями песчаников, алевролитов и конгломератов во франской части разреза.

Отложения верхнего девона и карбона представлены в основном карбонатами, а нижнепермские - темно-серыми алевролитами и аргиллитами, нередко кремнистыми. На севере и юге Новой Земли в поздней перми

сформировались свиты, сложенные песчаниками, алевролитами, аргиллитами с прослоями каменного угля, формирование которых происходило в прибрежных и континентальных условиях.

С триасового времени начала формироваться современная структура Приновоземельской ступени. Обозначилась Западно-Новоземельская моноклираль на всем ее простирании.

В нижней части триаса, судя по Новоземельским разрезам, залегают красноцветные и пестроцветные песчано-глинистые породы, формировавшиеся в континентальных и прибрежных условиях (мелководных лагунах). В депрессиях разрез более мористый. В позднетриасовое время область опусканий переместилась к западной части и на всей ступени отлагались сравнительно маломощные континентальные триасовые толщи, перекрытые повсеместно юрско-меловыми терригенными образованиями.

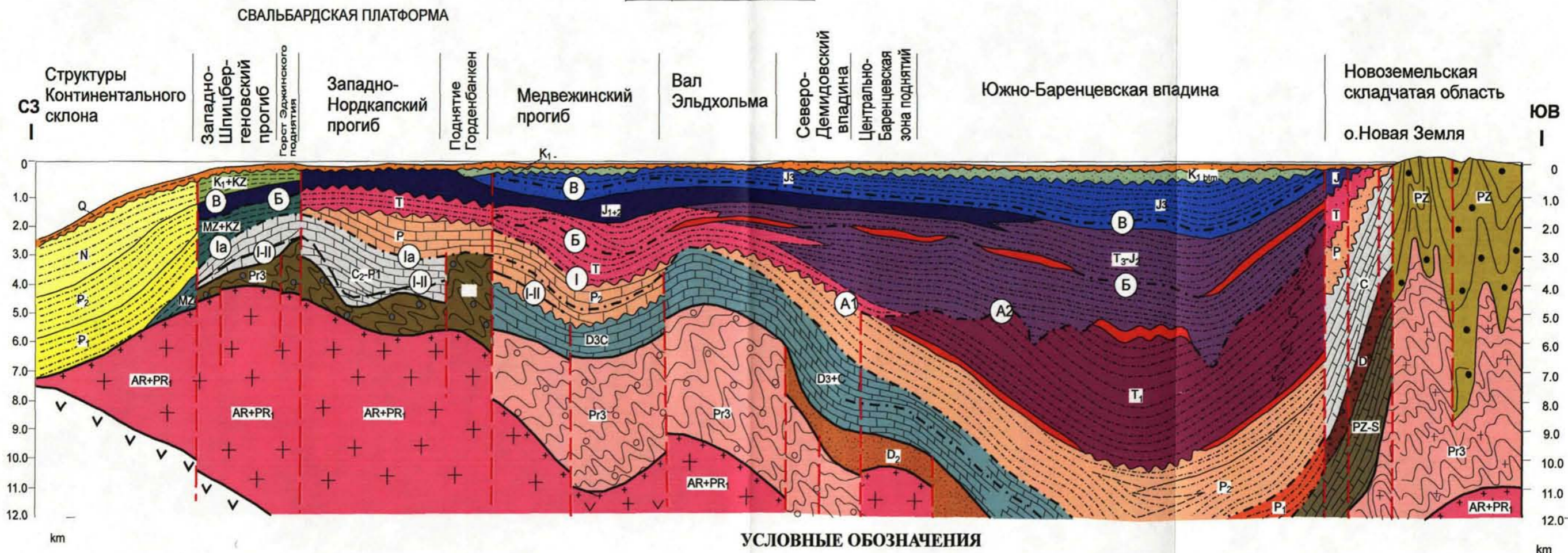
Вал Адмиралтейства представляет собой крупное остаточное поднятие, формировавшееся на протяжении разных отрезков палеозоя (начиная с раннего) и мезозоя.

Для иллюстрации строения важнейших элементов тектоники Баренцевской синеклизы приводится профиль (рис. 1.3.2.), который позволяет убедиться в следующем:

Бортовая зона сочленения Новоземельской складчатой области Южно-Баренцевской впадины - Приновоземельской структурной зоны состоит из системы мелких впадин и поднятий разбитых многочисленными нарушениями. Фиксируется резкое сокращение толщины разреза осадочных отложений в сторону Новоземельской складчатой области и увеличение в сторону Южно-Баренцевской впадины, в которой отмечается спокойное залегание и малые углы регионального наклона отложений пермо-триаса.

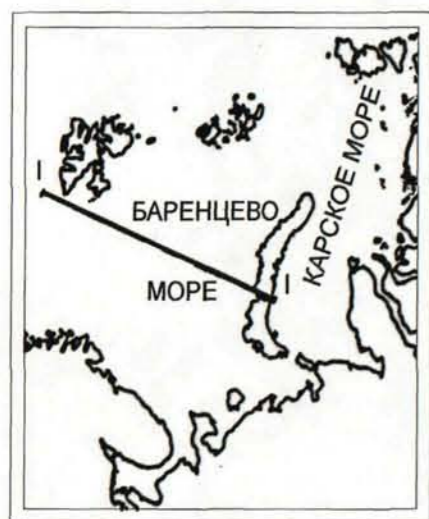
Рис. 1.3.2. БАРЕНЦЕВО МОРЕ. МОДЕЛЬ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЗРЕЗА
(по данным ФГУП "СМНГ", МАГЭ)

км 50 0 50 100 150 км



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

Расположение разреза



Комплексы основания

- Палеозойские, испытавшие раннекаммержийскую складчатость
 - Нижнепалеозойские, испытавшие каледонскую складчатость
 - Верхнедокембрийские, испытавшие байкальскую складчатость
 - Верхнедокембрийские, испытавшие глубокий метаморфизм (и гранитизацию)
 - Архей-нижнепротерозойские глубоко метаморфизованные и гранитизированные комплексы испытавшие карельскую складчатость
 - Древние комплексы, возраст которых не определен.
- Промежуточные комплексы**
- Верхнедокембрийские-палеозойские, не испытавшие полной складчатости (смешанного терригенно-карбонатного состава)
 - Верхнепермско-нижнетриасовые, тафrogenные (терригенно-вулканогенные)

Плитные комплексы отложений (возраст показан индексами)

- терригенные
- Глинистые
 - Песчано-глинистые
 - Песчанниковые
 - Песчано-галечниковые
 - Карбонатные
 - Вулканогенные

Границы

- Граница Конрада
- Поверхность кристаллического фундамента
- Поверхность складчатого основания
- Отражающие горизонты в осадочном чехле и их индексы
- Поверхность несогласия
- Геологические границы:
a) стратиграфические,
b) фациальные
- Разломы

Северная переклираль Центрально-Баренцевской зоны поднятий является границей, разделяющей Западно- и Восточно-Баренцевский мегапрогибы. Западно-Баренцевский мегапрогиб представлен на профиле блоковой системой грабенообразных прогибов Нордкапским и Медвежинским и валом Эльдхольма. Здесь поверхность протерозоя поднимается до 5 км, а разрез слагается отложениями пермско-мелового возраста.

На север в сторону континентального склона фиксируется выклинивание мезо-палеозойских отложений, омоложение разреза с накоплением верхнемеловых и кайнозойских отложений увеличенной толщины.

Геологическое строение Печорской синеклизы освещено в многочисленных публикациях [1, 11, 14, 44, 51, 67, 68, 69, 70, 80, 83, 91 и др.].

В строении этой синеклизы выделяется два структурных этажа. В верхнем этаже в центральной части синеклизы вырисовываются протяженные валы и впадины, сложенные пермско-юрскими (терригенными) визейско-пермскими (карбонатными) и верхне-девонско-нижнекаменноугольными (терригенно-карбонатными) отложениями, которые слагают большую часть разреза верхнего этажа синеклизы. Под ними погребены впадины и своды нижнего структурного этажа, сложенные отложениями ордовика, силура, нижнего и среднего девона.

В раннем палеозое существовали две впадины: Харьгинская и Припайхойская, где толщина нижнего палеозоя достигает 3-4 км. В западной части Печорской синеклизы накапливались в основном прибрежно-морские терригенные и карбонатные осадки, а в восточной - морские известняки (в том числе биогермные), доломиты, мергели, глины.

В центральной части синеклизы в среднедевонское время осадконакопление не происходило. На валу Сорокина среднедевонские отложения отсутствуют и нежнефранские глинистые известняки непосредственно налегают на карбонатные отложения нижнего девона. Более развиты они лишь у подножий Пай-

Хоя, где сложены известняками с редкими прослоями песчаников. Обломочный материал, по-видимому, сносился с Пай-Хоя.

Печорская синеклиза в позднем девоне и турне повсеместно опускалась, что обусловило накопление карбонатных толщ на всей ее площади. Центральная часть синеклизы углубилась, в результате чего возникла глубоководная депрессия, на северном борту которой сформировались рифы (Харьягинский).

В визейское, среднепозднекаменноугольное и раннепермское время синеклиза опускалась неравномерно. В ней обособились впадины, где накапливались отложения разного состава и толщины. В яснополянское время на юге синеклизы формировались континентальные терригенные осадки, на севере - морские карбонатные. В окско-серпуховское время в бассейнах с повышенной соленостью складывались гипсы и ангидриты. Позднее на ряде участков бортов синеклизы формировались рифовые постройки. На западных склонах Пай-Хоя обнажаются рифовые постройки водорослевых, мшанковых, криноидных известняков среднего карбона, высотой до 100 м. На северных участках Шапкино-Юрьянского и Колвинского валов обнаруживаются нижнепермские биогермные образования (Коровинская, Южно-Хыльчюуская и др.).

В восточной части синеклизы толщины среднекаменноугольных и нижнепермских пород сокращены, а местами они отсутствуют. К северу от вала Сорокина, толщина верхнего карбона и нижней перми сокращается.

В кунгурском веке на описываемой территории происходило опреснение морских бассейнов, возникли песчаные отмели и лагуны. В позднепермское время на большей части синеклизы откладывались отсортированные песчаники, обломочный материал для которых сносился из Скандинавии.

В триасовое время морская часть Тимано-Печорского бассейна была вовлечена в процесс общего прогибания Восточно-Баренцевоморского региона, которое сопровождалось лавинной седиментацией преимущественно континентальных и слабодифференцированных глинисто-песчано-алевритовых отложений.

Современная их структура по палеозойским отложениями сформировалась еще в поздне триасово-юрское время в результате интенсивного тангенциального сжатия.

В северной части Печорской синеклизы выявлены (с запада на восток) Колгуевско-Песчаноозерская зона поднятий (на о. Колгуев), морские продолжения Шапкинско-Юрьяхинского, Колвинского валов, Северо-Гуляевский и Долгинский валы и морские продолжения валов Сорокина и Медынского. На рисунке 1.3.3. отображен геологический разрез вдоль простирания вала Сорокина. Последние два вала характеризуются конседиментационным развитием. Начало их формирования приходится на позденсилурийское-раннедевонское время.

В результате проведенных до сих пор в Карском море геолого-геофизических работ выявлены основные тектонические элементы в Южно-Карской и Северо-Карской синеклизах, которые разобщены приподнятой зоной между северным окончанием Новой Земли и западным Таймыром - Карским порогом. Среди этих элементов в Южно-Карской синеклизе показаны морское продолжение Нурминского вала, Скуратовский вал, Обручевский выступ, Русановско-Ленинградская зона поднятий, вал Литке, Викуловский вал, седловина Матусевича-Вилькицкого, Северо-Гыданский вал и в Обской и Тазовской губах - Преображенский вал, Геофизический вал, Каменномысский вал и Нижне-Мессояхский вал. Все эти поднятия разделены впадинами и прогибами. Наиболее крупные из них (с севера на юг): прогиб Благополучия, Западно-Обручевская впадина, Западно-Ямальский прогиб, Арктический прогиб, Сеяхинский прогиб.

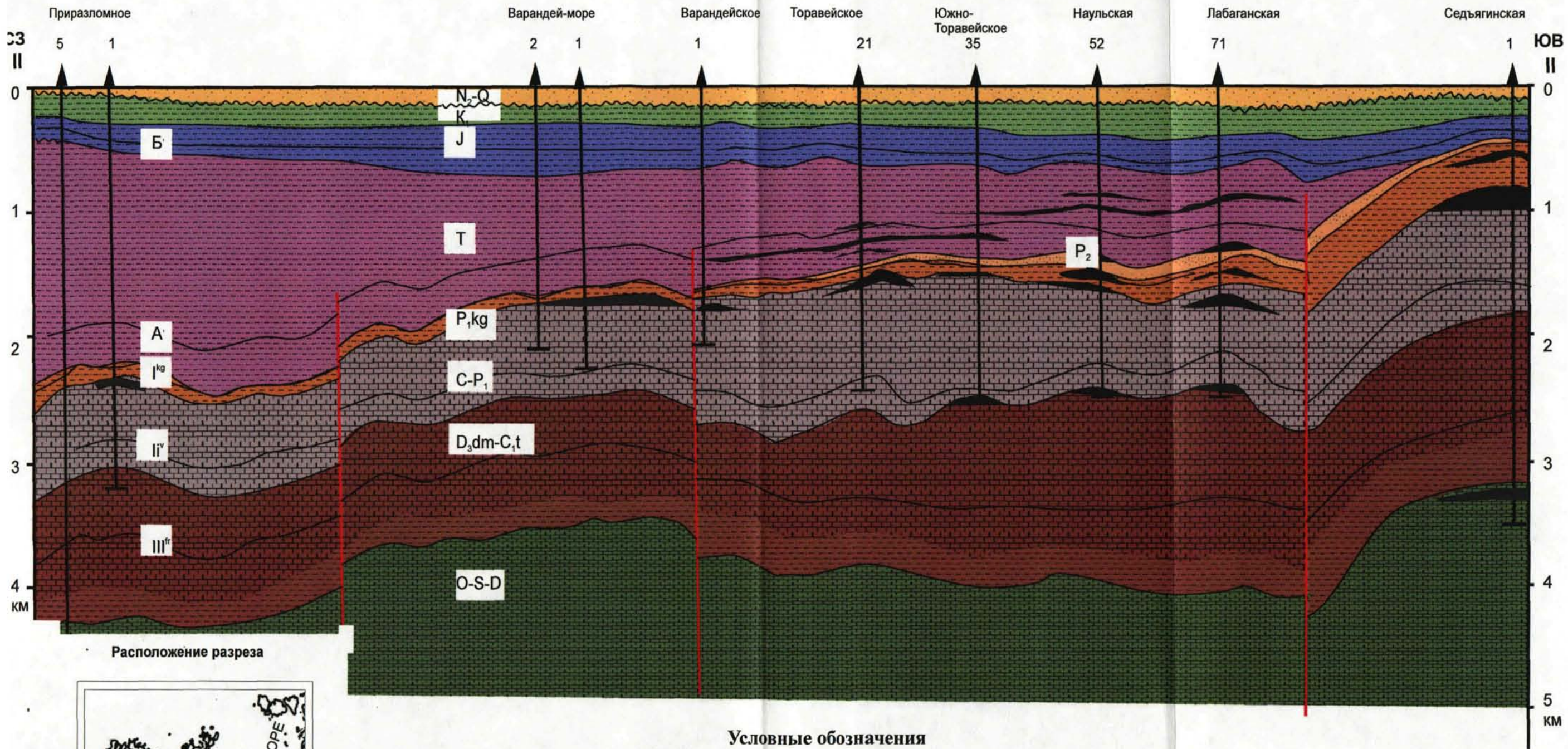
Представления о разрезе осадочных отложений в Южно-Карской синеклизе базируются на данных бурения на сопредельной суше Западно-Сибирской плиты, морского бурения на Русановско-Ленинградской зоне поднятий, в Обской и Тазовской губах, на острове Свердруп и Белом, а также геологической съемки на островах (прежде всего на Новой Земле).

Ранее многие исследователи полагали, что Южно-Карская синеклиза имеет полное сходство своего строения с основной сухопутной частью Западно-

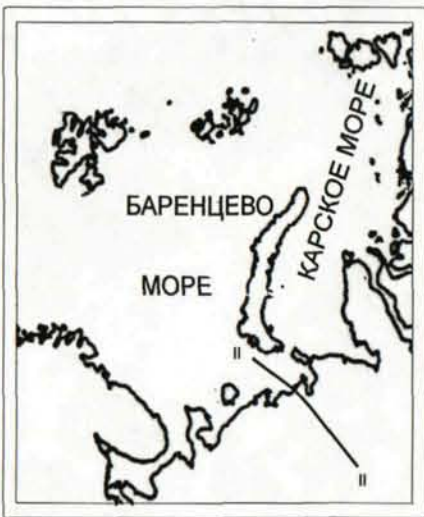
Рис. 1.3.3. Геологический разрез вдоль простирания вала Сорокина

(по данным МАГЭ, ПГО "Севморгеология", ОАО "СМНГ", ПО "Союзморгео")

км 2 0 2 4 6 км



Расположение разреза



Условные обозначения

- 1
- 2
- 3
- 4
- 5
- 6
- 7
- 8
- 9
- 10
- 11

Отложения: 1 - неоген-четвертичные; 2 - меловые; 3 - юрские; 4 - триасовые; 5 - верхней перми;
 6 - нижней перми (кунгур); 7 - пермо-карбона; 8 - девона; 9 - ордовика-нижнего девона; 10 - залежи углеводородов;
 11 - разломы

Сибирской плиты. Однако позже было установлено, что в геологическом развитии Южно-Карской синеклизы на фоне известных черт сходства с Западно-Сибирской плитой имеются и определенные отличия:

1. Триасовый комплекс на Западно-Сибирской плите рифтогенный, а в Южно-Карской синеклизе (особенно в верхней части разреза) существенно морской;
2. Альб-сеноманские отложения в разрезах на суше Западной Сибири преимущественно континентальные, в акваториальной части Южно-Карской синеклизы - морские;
3. Постсеноманский разрез осадочных отложений Южно-Карской синеклизы отражает существенно более континентальные условия седиментации, чем в сухопутной части Западно-Сибирской плиты.

Судя по распределению юрских, меловых и палеогеновых отложений, в районе полуострова Ямал на протяжении позднемезозойского и палеогенового времени существовала относительная возвышенность, которая служила седловиной (Пайхойско-Таймырская) между двумя синеклизами: Южно-Карской и Ямало-Гыданской. Последняя в свою очередь отделена на юге Южно-Ямальско-Мессояхской седловиной от Надым-Тазовской синеклизы.

Таким образом, в направлении с юга на север происходит последовательное омоложение бассейнов осадконакопления, депоцентры которых расположены в пределах выделенных синеклиз, а южные прибортовые зоны - в пределах седловин. Можно предполагать, что по мере увеличения изученности и в субморской Южно-Карской синеклизе возможно будет выделена крупная седловина от Обручевского выступа на юго-западе до современной седловины Матусевича-Вилькицкого на северо-востоке. При этом будут разделены южная и северная части крупной Южно-Карской синеклизы, заметно отличающиеся между собой по толщине осадочного чехла и условиями седиментации.

В восточной части Пайхойско-Таймырской седловины в юрское и меловое время Арктическо-Сеяхинская зона прогибов соединяла Южно-Карскую и Ямало-

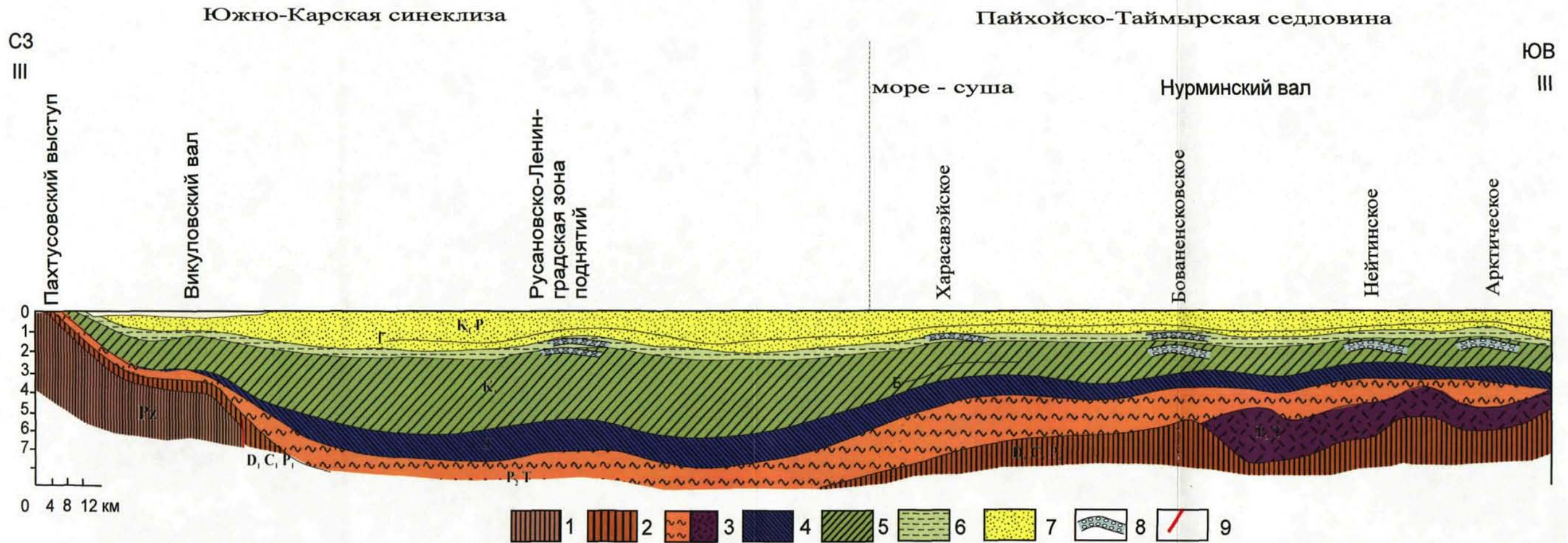
Гыданскую синеклизы. Эту зону прогибов слагают морские отложения визе и неокома, которые на бортах замещаются прибрежно-морскими и континентальными отложениями. В западной части предполагаемой Обручевско-Вилькицкой седловины, но, в основном, в меловое время, тоже существовал прогиб между Русановско-Ленинградской зоной поднятий и Обручевским выступом, который соединял северную и южную части Южно-Карской синеклизы. Этот прогиб слагают альб-сеноманские морские отложения, а также нижнемеловые и юрские отложения.

Уместно отметить, что выделение таких седловин, как уже отмечалось ранее [9], имеет весьма важное практическое значение при оценке перспектив нефтегазоносности, поскольку с ними повсеместно связываются благоприятные условия аккумуляции и консервации скоплений УВ.

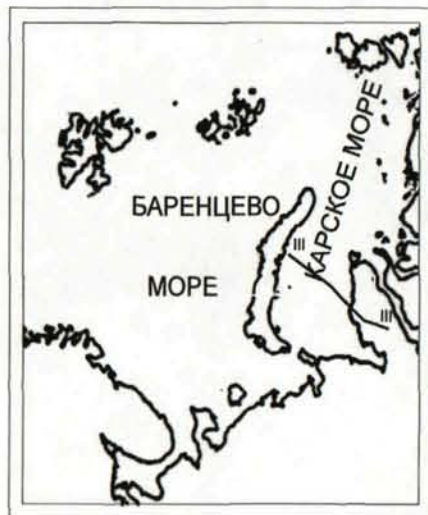
На профиле (рис. 1.3.4.) отчетливо виден западный борт Южно-Карской синеклизы. Здесь на крыле Пахтусовского выступа (на Новой Земле), сложенного отложениями силура и девона, выклиниваются юрские, меловые и палеогеновые отложения. В юго-западном направлении на этом профиле отчетливо выделяются Викуловский вал, затем прослеживается зона прогибов, между Русановско-Ленинградской зоной поднятий, Обручевский выступ и, наконец, северо-западная сухопутная часть Пайхойско-Таймырской седловины в виде Нурминского вала с рядом выявленных на нем известных углеводородных месторождений.

За Северо-Карским порогом в приподнятых частях, где резко сокращена толщина разреза осадочных отложений (около 520 м в скважине, пробуренной на острове Свердруп), расположена Северо-Карская синеклиза. В ней менее надежны представления о разрезе осадочных отложений, они созданы по результатам геологических съемок на островах Зори и Северной Земли, а также морских геофизических исследований. В соответствии с этим, здесь до 7 км предполагаются терригенные отложения кайнозоя (до 600 м), верхнего и нижнего мела (до 2100 м), юры и триаса (до 2300 м) и карбонатно-терригенных отложений верхнего и среднего палеозоя до силура включительно (более 2000 м).

Рис.1.3.4. Геологический разрез вдоль простираия Нурминского вала и южной части Южно-Карской синеклизы
(по данным ПГО "Севморгеология", треста "Ямалнефтегеофизика", ОАО "СМНГ")



Расположение разреза



Отложения: 1 - нижнего палеозоя; 2 - девона, карбона, нижней перми;
3 - верхней перми-триаса; 4 - юры; 5 - нижнего мела: берриас и неоком (валанжин, готерив, баррем); 6 - нижнего верхнего мела (апт, альб, сеноман); 7 - верхнего мела-палеогена; 8 - залежи углеводородов; 9 - разлом.

В Северо-Карской синеклизе на карте выделяются Северо-Карская седловина, Визе-Ушаковская зона поднятий, Северо-Земельский выступ, Широтный вал, поднятие Уединения и Северо-Карский выступ, а также прогиб Святой Анны, Шмидтовский прогиб, Северо-Карский прогиб, прогиб Уединения. Понятно, что, учитывая современную еще низкую изученность северной части Южно-Карской и Северо-Карской синеклизы, границы выделенных в них основных тектонических элементов могут быть скорректированы в будущем.

Однако в целом тектоническое районирование, приведенное на рисунке 1.3.1. представляется реальным и согласуется с аналогичным районированием более изученной сопредельной сухопутной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Следует подчеркнуть, что по истории развития Южно-Карская впадина в карбоне, перми и нижнем триасе испытывала значительное опускание, а Северо-Карская впадина в то же время была приподнята и только с позднего триаса, на протяжении юры и особенно мела происходило опускание ее западной части – формировался прогиб Святой Анны. В среднем и позднем палеозое на месте последнего была зона поднятий. В то же время Южно-Карская впадина была еще опущена [21].

В целом в южной части Карского моря тектонические элементы так же как и в южной части Баренцева моря в современном структурном плане характеризуются наступлением океана на материк. Процесс отступления полярной области Земли выражается в образовании молодых впадин за счет расчленения древних.

Глава 2. НЕФТЕГАЗОВЫЙ ПОТЕНЦИАЛ НЕДР ШЕЛЬФА

По мнению большинства отечественных и зарубежных ученых, недра континентального шельфа России представляют собой наиболее серьезный и реальный резерв для выявления и освоения углеводородных месторождений [8, 9, 17, 27, 38, 43, 55, 56, 64, 72, 77, 82, 96, 97, 104, 106, 110, 111].

Ниже изложена характеристика нефтегазового потенциала недр наиболее перспективного шельфа Баренцева и Карского морей.

2.1. Нефтегазогеологическое районирование шельфа Баренцева и Карского морей.

Изложенное в разделе 1.3. тектоническое районирование послужило основой нефтегазогеологического районирования региона. Последнее производилось, в основном, с учетом общеизвестных принципов, которые опубликованы в многочисленных работах отечественных ученых. Большой вклад в научное обоснование нефтегазогеологического районирования внесли А.А. Бакиров, И.О. Брод, В.Г. Васильев, И.В. Высоцкий, Г.Х. Дикеншейн, Н.А. Еременко, В.И. Ермаков, Е.В. Захаров, К.Н. Кравченко, Н.А. Крылов, Я.П. Маловицкий, В.Д. Наливкин, Л.А. Польштер, В.В. Семенович, Б.А. Соколов, А.А. Трофимук и многие другие исследователи.

Элементы этого районирования различного уровня – нефтегазоносные провинции, области, районы и зоны нефтегазонакопления выделялись автором в границах тектонических элементов и при этом учитывались отличия в литолого-стратиграфическом составе крупных частей разреза осадочных отложений. При выделении нефтегазоносных провинций и областей из них исключались выходы на дневную поверхность (или участки неглубокого залегания) сильно метаморфизованных разновозрастных образований (например, Тиманский кряж, Средне-Карская ступень, горный Урал), как бесперспективные в отношении нефтегазоносности, а также преимущественно периферийные (моноклинальные) аконсервационные зоны с маломощным (до 1 км) и стратиграфически резко сокращенным разрезом осадочных отложений,

характеризующиеся чаще всего малоблагоприятными условиями нефтегазонакопления. Кроме того, учитывались возможно перспективные зоны, длительно погружавшихся центрально-депресссионных участков шельфа – недоступные из-за глубокого залегания возможно перспективных отложений и (или) батиметрии морского дна для разведки и освоения месторождений УВ современными техническими средствами.

Нефтегазоносные провинции выделялись с учетом распространения стратиграфически единого разреза всего осадочного чехла или основной его части и ограничивались обычно обрамлением (бесперспективными участками) и зонами крупных региональных разрывных нарушений.

Например, на шельфе Баренцева моря традиционно выделяются три нефтегазоносные провинции (НГП): Западно-Баренцевская, Восточно-Баренцевская и северная морская часть Тимано-Печорской НГП. Эти провинции в тектоническом отношении отвечают крупнейшим одноименным синеклизам, выделяемым в пределах древней Восточно-Европейской платформы.

Нефтегазоносные области (НГО) выделялись в границах распространения стратиграфически единых крупных частей разреза осадочных отложений и региональных нефтегазоносных комплексов, местами они ограничивались крупными разломами.

В случаях, когда НГП или НГО отделяются друг от друга крупной зоной поднятий или седловиной (например, Лудловской или Пайхойско-Таймырской) с относительно мощным осадочным выполнением, последние включались в состав того элемента нефтегазогеологического районирования, с литолого-стратиграфическим разрезом которого они имеют большее сходство. Исключение составила только Центрально-Баренцевская зона поднятий в силу специфики своего исторического развития.

В пределах более изученных НГО выделялись добычные районы.

Автор разделяет мнения К.Н. Кравченко и Е.В. Захарова о том, что НГП и НГО отражают главным образом реализацию генерационного потенциала недр, а районы и зоны нефтегазонакопления – реализацию их аккумуляционно-консервационного потенциала.

Поэтому ЗНГН выделялись, включая ассоциации пластовых ловушек и связанных с ними залежей различных типов, характеризующихся общностью условий формирования, литолого-стратиграфических и фациальных характеристик отдельных НГК, основных регионально продуктивных и перспективных коллекторских пластов и разделяющих их флюидоупоров [28, 32].

Кратко охарактеризуем результаты произведенного нефтегазогеологического районирования, приведенные на рис. 2.1.1. Те провинции и области, в пределах которых уже открыты месторождения нефти и газа, отнесены к нефтегазоносным, те, в которых месторождения углеводородов еще не открыты, но оценены их значительные прогнозные ресурсы – к перспективным нефтегазоносным, а те, в которых из-за низкой геолого-геофизической изученности оценены сравнительно небольшие величины тех же ресурсов – к возможно нефтегазоносным.

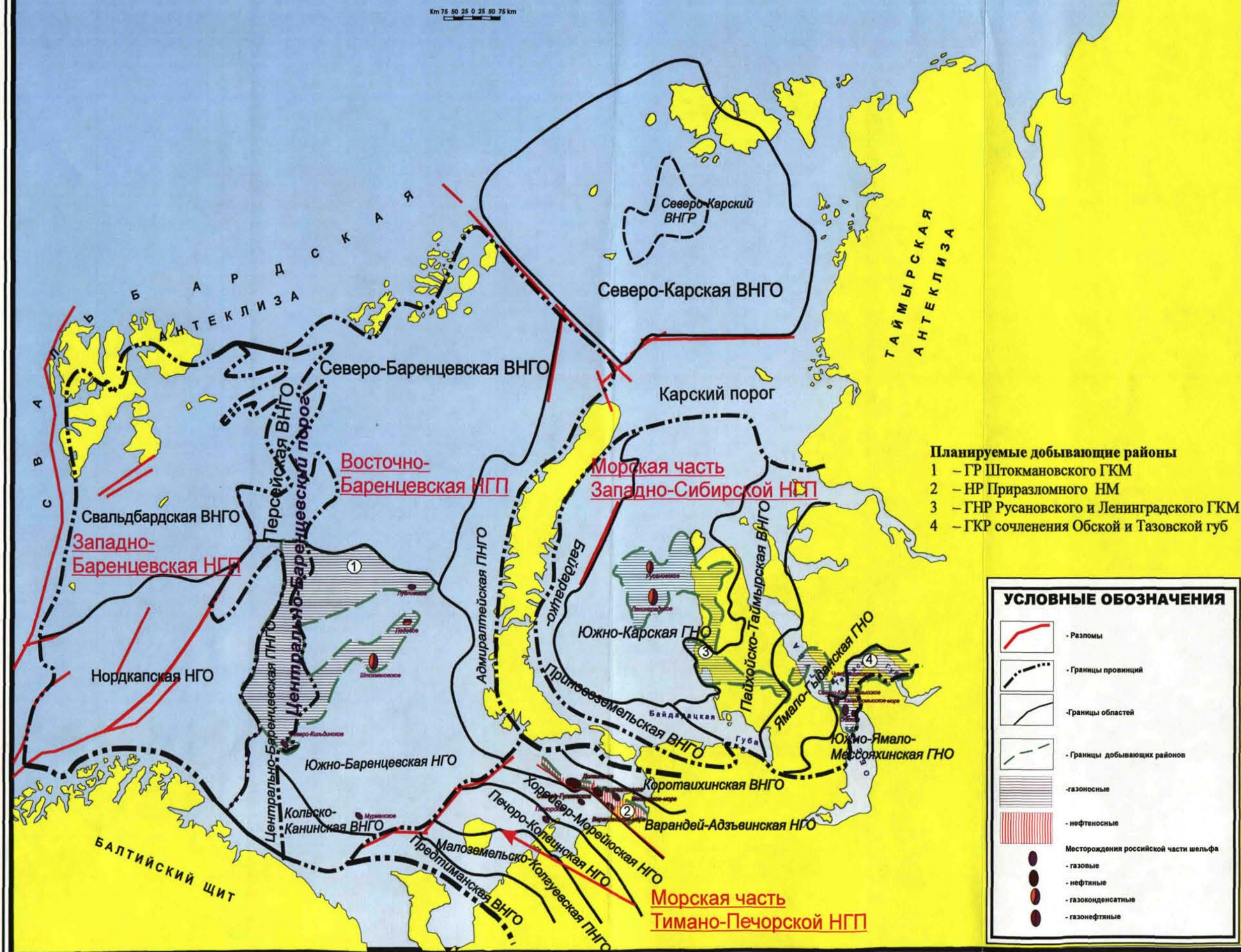
Баренцево море

Западно-Баренцевская НГП

Свальдбардская возможно нефтегазоносная область (ВНГО) расположена на севере Западно-Баренцевского мегапрогиба. В ней отмечается неглубокое залегание палеозойских отложений. Нефтегазоносность связывается с мезозойскими триас-юрскими отложениями, испытывающими погружение и увеличение толщин в южном и западном направлениях.

Нордкапская НГО расположена в южной части Западно-Баренцевского мегапрогиба. Включает в себя систему прогибов и поднятий,

Рис.2.1.1. КАРТА НЕФТЕГАЗОГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЙОНИРОВАНИЯ ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ
АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА
(составил В.А.Холодилов, 2005г.)



унаследованно развивавшихся с палеозоя. В области установлена нефтегазоносность юрских и меловых отложений. Уже осуществляется промышленная разработка газовых месторождений.

Центрально-Баренцевская зона - порог

Персейская ВНГО расположена в северной части акватории Баренцева моря и охватывает группу Персейских поднятий и сопряженных с ними прогибов между островами Шпицберген и Земли Франца Иосифа. Перспективны в отношении нефтегазоносности здесь породы карбонового, пермского и триасового возраста в пределах поднятий и на бортах прогибов.

Центрально-Баренцевская перспективно нефтегазоносная область (ПНГО) отвечает крупной Центрально-Баренцевской зоне поднятий и сочленяющих их прогибов. По геофизическим данным устанавливается, что нижнепалеозойские отложения распространены ограничено, а палеозойские карбонатные и терригенные верхнепалеозойские, триасовые и, возможно, юрские отложения содержат породы-коллекторы. Наибольший поисковый интерес представляет свод Федынского – крупное высокоамплитудное, конседиментационно развивавшееся поднятие.

Восточно-Баренцевская НГП

Северо-Баренцевская ВНГО расположена в пределах Северо-Баренцевской впадины. Кровля палеозойских карбонатов опускается здесь до глубины 13 км и основные перспективы связываются с терригенными отложениями мезозоя - триаса, юры и, возможно, мела.

Адмиралтейская ПНГО расположена в северо-западной части НГП, главным структурным элементом области является крупный вал Адмиралтейства, протягивающийся параллельно Новой Земле и отделенный от нее прогибом Седова. Перспективны здесь главным образом палеозойские (нижнепермско-каменноугольные отложения).

Южно-Баренцевская НГО помимо Южно-Баренцевской впадины включает Лудловскую седловину. Южно-Баренцевская впадина характеризуется толщиной фанерозойских отложений до 20 км. Нефтегазоносность связывается в основном с верхнепалеозойским карбонатным комплексом отложений в бортовых частях впадины, а также с терригенными триасовыми и среднеюрскими отложениями.

Кольско-Канинская ВНГО рассматривается как область возможного нефтегазонакопления. К Кольскому полуострову на юго-западе резко сокращается общая толщина осадочных отложений. Нижнепалеозойский комплекс выклинивается, а более молодые отложения выходят на дневную поверхность.

В Южно-Баренцевской НГО, а также частично в Центрально-Баренцевской ПНГО, можно выделить крупный Лудловско-Штокманско-Федынский ГР (т.н. район Штокмановского ГКМ).

Этот ГР включает поднятие Година, Лудловскую седловину, Центрально-Баренцевское поднятие, Восточно-Федынский выступ и свод Федынского, т.е. тектонические элементы, которые характеризуются сходством геологического строения, литолого-стратиграфической общностью разреза мезозойских отложений и терригенных триасового и юрского НГК, с субрегионально установленной промышленной газоносностью. Кроме того, на поднятиях Година, Центрально-Баренцевском и на своде Федынского, характеризующимися конседиментационным развитием, имеются благоприятные условия для выявления скоплений газоконденсата и нефти в нижележащих палеозойских отложениях (рис. 2.3.1.).

Тимано-Печорская НГП

В акваториальной части Тимано-Печорской НГП выделяются с запада на восток морские продолжения Предтиманской ВНГО, Малоземельско-

Колгуевской ВНГО, Печоро-Колвинской, Хорейвер-Мореюской, Варандей-Адзвинской НГО и Коротаихинской ВНГО.

В юго-западной части морского продолжения Тимано-Печорской НГП, где существенно сокращен разрез осадочного чехла, выделяется *Предтиманская ВНГО*, в которой перспективы нефтегазоносности предполагаются, прежде всего, в отложениях верхнего девона-карбона и пермо-триаса.

Малоземельско-Колгуевская ПНГО характеризуется сокращенными толщинами и неполнотою разреза осадочных отложений в частности наиболее продуктивных на юге ТПП среднедевонских отложений. Перспективы нефтегазоносности связываются здесь с каменноугольными карбонатными и терригенными отложениями, погружающимися на север и с триасовыми терригенными отложениями, толщина которых увеличивается в том же направлении до 3 км.

Печоро-Колвинская НГО характеризуется наиболее полным разрезом осадочного чехла перспективным для нефтегазоносности (от девонских до триасовых отложений). Наиболее продуктивны карбонатные палеозойские отложения (верхнего девона-турне и карбона-нижней перми) на Шапкинско-Юрьяхинском и Колвинском валах. Промышленная нефтегазоносность триасовых и верхнепермских отложений установлена на о. Колгуев и на Поморском валу.

Хорейвер-Мореюская НГО включает Хорейверскую впадину и Гуляевский вал со значительными толщинами палеозойских отложений. Промышленная нефтегазоносность установлена в нижнепермских карбонатных, верхнепермских и триасовых терригенных отложениях.

Варандей-Адзвинская НГО включает Южно-Новоземельскую впадину, вал Сорокина, Медынский вал и Варандей-Адзвинскую впадину. Нефтегазоносность на валах установлена в карбонатных нижнепермско-

каменноугольных отложениях, в триасовых отложениях на валу Сорокина, а также в девонских и силурийских отложениях на Медынском валу.

В этой НГО можно выделить крупный нефтеносный район Приразломного нефтяного месторождения, включающий валы Сорокина, Медынский и зоны поднятий - Долгинскую, Папанинскую, т.е. тектонические элементы, характеризующиеся сходством геологического строения, литолого-стратиграфической общностью разреза палеозойских отложений и терригенно-карбонатного средне-верхнедевонского и карбонатного каменноугольно-нижнепермского НГК, с субрегионально установленной промышленной нефтеносностью. Кроме того, в прибрежной части района возможно выявление скоплений нефти в верхнесилурийских и нижнедевонских отложениях (рис.2.3.1.).

Коротаихинская ВНГО соответствует одноименной впадине в пределах Передуральско-Пайхойского краевого прогиба. Перспективы здесь связываются с девонскими, каменноугольными и пермскими отложениями.

Таким образом, в трех перечисленных выше НГП и Центрально-Баренцевской зоне выделено всего 14 НГО, причем 5 нефтегазоносных, 3 перспективно и 6 возможно нефтегазоносных, один газonosный район и один нефтеносный район.

Карское море

На шельфе Карского моря традиционно выделяются: на севере – самостоятельная Северо-Карская ВНГО и на юге – Южно-Карская ГНО – морская часть Западно-Сибирской НГП.

Необходимо, однако, подчеркнуть, что, по мнению автора, *Северо-Карская ВНГО* не принадлежит, как это считается рядом исследователей, к единому с Северо-Баренцевской ВНГО Баренцево-Карскому бассейну осадконакопления. Впервые это отмечалось В.И. Ермаковым, Е.В. Захаровым и Э.А. Буш еще в 1984 г. на основании существенных отличий этих областей друг от друга по условиям геологического развития и

литолого-стратиграфической характеристике разреза осадочного чехла [21]. Позже эта позиция получила полное подтверждение при геофизических исследованиях, проведенных А.В. Виноградовым и др. [41].

Тектоническое и нефтегазогеологическое районирование самостоятельной Северо-Карской ВНГО и Южно-Карской ГНО, выполненное автором, приведено на рис. 1.3.1. и 2.1.1. Оно учитывает всю имеющуюся геолого-геофизическую информацию по шельфу Карского моря и увязано с современными результатами районирования по сопредельной сухопутной части Западно-Сибирской НГП.

В пределах Северо-Карской ВНГО в настоящее время в качестве возможно газонефтеносного района (ВГНР) можно условно выделить ту часть области, в которой выделена Северо-Карская седловина, непосредственно контактирующая с прогибами Шмидтовским и Северо-Карским (рис. 2.1.1).

В пределах морской части Западно-Сибирской НГП, расположенной в Южно-Карской синеклизе выделяются: в западной части Байдарацко-Приновоземельская ВНГО, в центральной части – Южно-Карская ГНО, а в южной три ГНО, приуроченные к двум крупным седловинам и разделяющей их синеклизе, в пределах которых имеются крупные перспективные участки шельфа: Пайхойско-Таймырская, Ямало-Гыданская и Южно-Ямало-Мессояхинская.

В пределах *Байдарацко-Приновоземельской ВГНО* перспективы газонефтеносности предполагаются в неокомских, ниже-среднеюрских и триасовых отложениях.

В наиболее перспективной для морских работ *Южно-Карской ГНО*, где уже выявлены уникальные по запасам в сеноман-альбских и аптских отложениях Русановское и Ленинградское ГКМ, а также Малыгинское месторождение в сухопутной части на Северо-Ямальском валу. Обосновано ожидается выявление новых, в т.ч. крупных, месторождений в мезозойских

отложениях в пределах Русановско-Ленинградской зоны поднятий, Обручевского выступа и седловины Матусевича-Вилькицкого. В этой ГНО выделяется крупный Русановско-Ленинградско-Скуратовский ГНР (т.н. район Приямальского шельфа). В этот район помимо Русановско-Ленинградской зоны поднятий входят Скуратовский вал и морская часть Нурминского вала.

Южнее – в *Пайхойско-Таймырской ГНО*, где тоже выявлен ряд, в т.ч. крупных газовых и газоконденсатных месторождений в пределах Нурминского вала (Харасавэйское, Крузенштрэнское, Бованенковское, Нейтинское, Арктическое и др.), Средне-Ямальского свода (Тасийское, Северо-Тамбейское, Западно-Тамбейское, Южно-Тамбейское) и Северо-Гыданского вала (Штормовое, Утреннее) представляют практический интерес не только акваториальные части некоторых из перечисленных месторождений, но также крупные перспективные структуры, выявленные на Преображенском валу и другие в Обской губе.

В сухопутной части *Ямало-Гыданской ГНО*, тоже выявлены углеводородные месторождения – Геофизическое, Трехбугорное, Восточно-Трехбугорное, Гыданское, Средне-Ямальское, Минховское, Хамбатейское, Ростовцевское и др. Перспективы газонефтеносности здесь связываются с мезозойскими отложениями прежде всего в акваториальной части Геофизического вала и в перспективных прибрежно-морских структурах, расположенных в Обской губе.

В *Южно-Ямало-Мессояхинской ГНО* выявлены сухопутные месторождения Мало-Ямальское, Новопортовское, Каменномысское, Парусовое, Семаковское, Тота-Яхинское, Антипаютинское, Западно-Мессояхинское и др., а в акватории Обской губы – Каменномысское-море, Северо-Каменномысское, Обское, Чугорьяхинское. Здесь перспективы тоже связаны с мезозойскими отложениями перспективного альб-аптского

комплекса в Обской губе, а также в сеноманских, альбских и аптских отложениях на перспективных структурах в Тазовской губе [26, 30, 31].

В этой ГНО может быть выделен ГНР сочленения Обской и Тазовской губ, включающий Геофизический, Каменномысский и Нижне-Мессояхинский валы, расположенные в Южно-Ямальско-Мессояхинской седловине (рис.2.1.1).

Таким образом, всего в южной части Карского моря в настоящее время можно выделить два морских ГНР с установленной промышленной газоносностью сеноманских-барремских отложений.

2.2. Основные нефтегазоносные комплексы, регионально распространённые породы-коллекторы и покрывки.

В состав осадочного чехла Баренцева моря входят различные комплексы фанерозоя, толщина которых возрастает до 10-14 км во впадинах.

Эти осадочные и связанные с ними нефтегазоносные комплексы характеризуются в региональном плане увеличением мористости и смещением газонефтеносности в более молодые отложения в направлении с юга на север.

Тимано-Печорская НГП

Акваториальная часть ТПП - Печороморский шельф характеризуется распространением следующих нефтегазоносных комплексов: терригенно-карбонатный – верхнесилурийско-верхнедевонский (S_2 - D_3f_1); карбонатные - верхнедевонско-нижнекаменноугольный (D_3f - C_1v), нижнекаменноугольно-нижнепермский (C_{1s} - P_{1a}), терригенные нижнепермско-юрский (P_{1kg} - J_2) и юрско-меловой (J_3 - K). Самый верхний юрско-меловой терригенный перспективно нефтегазоносный комплекс выделен только в северной части акватории, где его толщина изменяется от 400 до 1000 м.

Отметим, что по данным изучения ФЕС породы-коллекторы в палеозойско-мезозойских разрезах, вскрытых на шельфе, имеют широкое распространение как в терригенных, так и в карбонатных толщах. В терригенных они представлены в основном песчаниками, относящихся по А.А. Ханину к I-III классу в юрско-меловых отложениях и к IV-V классу в триасовых и пермских. В карбонатных отложениях коллекторы преимущественно порово-трещинного и порово-кавернового типа, часто низкоемкие. В песчаниках пермо-триаса (P_2 - T) на Печороморском шельфе наблюдается уменьшение полимиктовости в северо-западном направлении, что согласуется с возрастающей мористостью фациальной обстановки.

Региональными покрывками, соответственно, служат глинисто-алевритистая кыновско-саргаевская толща, сульфатно-доломитовая визейско-серпуховская толща, глинисто-доломитовая кунгуро-верхнеартинская, глинисто-алевритовая нижнетриасовая и глинистая верхнеюрская толщи.

Основной продуктивный комплекс ($C_{1V}-P_{1a}$) в юго-восточной части Печороморского шельфа – нефтегазоносного района Приразломного нефтяного месторождения – сложен рифогенными и органогенными известняками. В нем на Приразломном и других выявленных месторождениях установлено три пласта-коллектора (продуктивные горизонты - I, II и III).

Большинство выделенных в основном продуктивном горизонте I разновозрастных биокластических известняковых пропластков характеризуются довольно высокими ФЕС: пористость изменяется от 12-14% до 22-24% (при средних значениях от 15,9% до 20,5%); проницаемость по воздуху составляет от $1,2-5,7 * 10^3$ мкм² до $120-300 * 10^3$ мкм², по отдельным пропласткам до $500-864 * 10^3$ мкм² (средние значения от $7,7-9,1 * 10^3$ мкм² до $60-90 * 10^3$ мкм², по отдельным пропласткам до $140 * 10^3$ мкм²).

Плотные тонкозернистые разности известняков характеризуются очень низкими значениями ФЕС: мшанковые плотно уплотненные известнятки – пористость 1,2-12,3% (среднее значение 2,6%), проницаемость $0,01-15,1 * 10^3$ мкм² (среднее значение $0,8 * 10^3$ мкм²). Граничное значение открытой пористости (по ГИС) – 6% при проницаемости $1 * 10^3$ мкм². Эти же значения подтверждаются анализами керна и результатами исследования скважин.

Покрышкой служат плотные глинистые толщи кунгурского и верхнеартинского ярусов. Плотные кунгурские глины одновременно являются нефтепроизводящей толщей на Печороморском шельфе. Их толщина достигает 100 м.

В первом из указанных НГК промышленная нефтегазность установлена в Печорской синеклизе в карбонатных отложениях овинпармского горизонта нижнего девона, а также сирачойского и евлано-ливенского горизонтов верхнефранского подъяруса верхнего девона. Средняя пористость коллекторов 7-8% по ГИС, проницаемость до $63 * 10^3$ мкм², нефтенасыщенность соответственно до 95% и 69%.

Восточно-Баренцевская НГП

В пределах Восточно-Баренцевской НГП осадочный разрез состоит из палеозойских и мезозойских толщ. В них выделяется 5 региональных нефтегазоносных комплексов:

1. терригенно-карбонатный нижнедевонский-верхнедевонский ($D_{1ор}$ - D_{3f1});
2. средне-верхнедевонский-нижнепермский (D_{2+3} - P_1), который условно подразделяется на средне-верхнедевонский вулканогенно-терригенный и нижнекаменноугольно-нижнепермский карбонатный;
3. терригенный верхнепермский-триасовый (P_2 - T);
4. терригенный среднеюрский (J_2);
5. терригенный нижнемеловой (K_1).

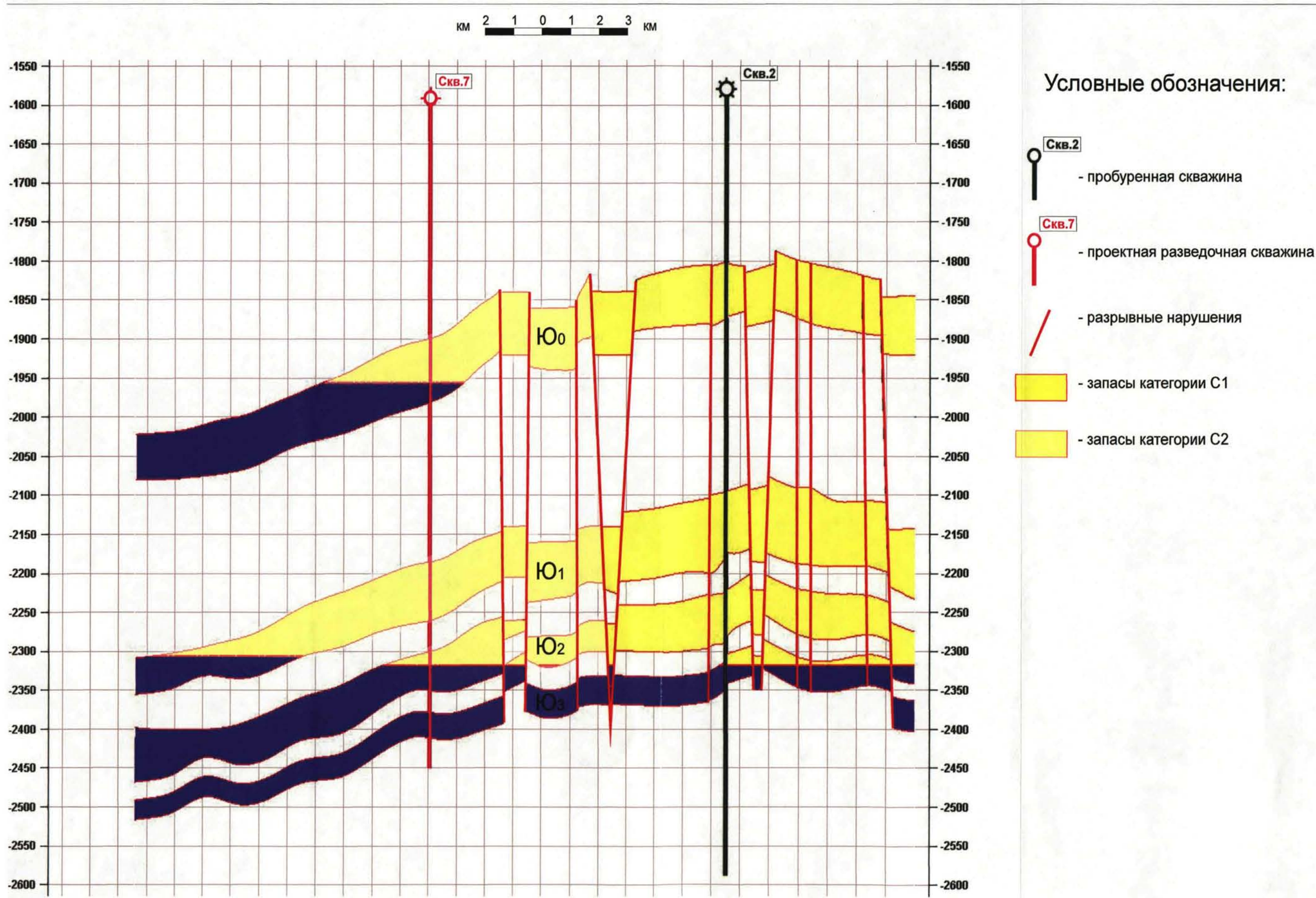
В Восточно-Баренцевоморской НГП первый и второй НГК бурением не изучены.

В среднетриасовых отложениях распространены породы с хорошими ФЕС (пористостью до 20-30%, проницаемостью до $100 \cdot 10^{-3}$ мкм²) и они образуют выдержанные продуктивные горизонты [29]. Газонасыщенность - 67 %.

Основной продуктивный среднеюрский комплекс Штокмановского ГКМ в северо-западной части Южно-Баренцевского шельфа сложен алеврито-песчанистыми отложениями. В нем на Штокмановском и соседних месторождениях установлены продуктивные газоносные пласты ($Ю_0$, $Ю_1$, $Ю_2$, $Ю_3$ на Штокмановском месторождении, три – $Ю_0$, $Ю_1$, $Ю_2$ на Ледовом месторождении и два – $Ю_0$, $Ю_1$ на Лудловском месторождении) (рис. 2.2.1.). Пласт $Ю_0$ – среднекембрийского возраста, представлен песчаником (в верхней и средней частях) и переслаиванием алевритов (в нижней части), относится к отложениям барово-островной зоны. Пласт $Ю_1$ – байосского возраста, представлен алевритами (внизу) и песчаниками (вверху), относится к отложениям зоны постепенного обмеления морского бассейна, формирования барьерных баров и продолжительного стояния береговой линии.

Пласт $Ю_2$ – верхнеааленского возраста, представлен преимущественно песчаниками, относится к переходной зоне от суши к лагуне или палеорусел. Пласт

Рис. 2.2.1. Штокмановское газоконденсатное месторождение
 Геологический профильный разрез юрских отложений
 (по данным ООО "ВНИИГАЗ", 2006 г.)



Ю₃ – нижнеааленского возраста, представлен преимущественно песчаниковыми пачками, относится к фациям зарастающих лагун или палеорусел. Коллекторские свойства этих пластов определялись по данным ГИС и анализам кернa.

Пористость изменяется в пластах: Ю₀ – средние значения от 18,8% до 24,5%, Ю₁ – средние значения от 15,2% до 16%, Ю₂ – средние значения от 13% до 16,8%, Ю₃ – от 10% до 17,1%. Принятые средние граничные значения открытой пористости составляют для пластов соответственно: Ю₀ – 14,6%, Ю₁ – 11,9%, Ю_{2,3} – 12,9%.

Проницаемость изменяется по пластам: Ю₀ – средние значения от $365 \cdot 10^{-3}$ мкм² до $883 \cdot 10^{-3}$ мкм², Ю₁ – средние значения от $11,35 \cdot 10^{-3}$ мкм² до $280,5 \cdot 10^{-3}$ мкм², Ю₂ – средние значения от $23,3 \cdot 10^{-3}$ мкм² до $502,3 \cdot 10^{-3}$ мкм², Ю₃ – от $0,28 \cdot 10^{-3}$ мкм² до $278 \cdot 10^{-3}$ мкм². Граничные значения проницаемости определены статистическим методом с использованием зависимостей абсолютной проницаемости от величины открытой и эффективной пористости и составляют для пластов: Ю₀ – $0,85 \cdot 10^{-3}$ мкм², Ю₁ – $0,51 \cdot 10^{-3}$ мкм², Ю_{2,3} – отсутствует из-за единичных определений (низкий процент выноса кернa).

Наиболее высокими ФЕС и газонасыщенностью обладают коллекторы верхней части пласта Ю₀ и средней части пласта Ю₁.

Все коллекторские пласты разделены региональными, субрегиональными и зональными глинистыми плохопроницаемыми покрывками. Региональный верхнеюрский водоупор залегает над пластом Ю₀ и представлен черными глинами с высоким содержанием органического вещества и имеет толщину от 342 до 438 м.

Следующий субрегиональный батский водоупор залегает над пластом Ю₁ и представлен глинами и аргиллитами толщиной до 300 м.

Третья нижебайосская покрывка залегает над пластом Ю₂. Она носит зональный характер и состоит из двух пропластков глин и аргиллитов суммарной максимальной толщиной 85 м.

Все эти породы-покрывки имеют хорошие экранирующие качества. Следует, однако, отметить, что верхняя региональная покрывка отсутствует на Центрально-Баренцевском поднятии и своде Федьинского.

В терригенном нижнемеловом НГК нефтегазоносность еще не установлена, но предполагается его газоносность на Лунинском выступе.

Западно-Баренцевская НГП характеризуется определенными особенностями разреза осадочных отложений. В ее составе выделяются следующие НГК:

1. карбонатно-терригенный нижне-верхнепалеозойский (O-D₂);
2. терригенно-карбонатный верхнедевонский-нижнепермский (D₃-P₁);
3. терригенный верхнепермско-триасовый (P₂-T);
4. терригенный юрско-меловой (J₁₊₂-K₁₊₂).

В пределах Западно-Баренцевской НГП морское поисковое бурение началось в 1980 г. на площади Тромсе-1. К 1989 г. было открыто 7 газовых месторождений, наиболее крупными из которых являются Аскелад, Западный-Аскелад, Альбатрос, Алке, Сновит, Голиаф. Нефтяные залежи выявлены на месторождениях Сновит и Мирсилде. Природные резервуары, содержащие нефть и газ, в пределах Западно-Баренцевского мегапрогиба приурочены к терригенным триасовому, юрскому и меловому НГК [108]. В юго-восточной части ступени Тромсе-Финмарк открыто нефтяное месторождение Голиаф, где продуктивны карбонатные отложения карбона-нижней перми.

Группа газовых месторождений расположена в прогибах Нордкап, Тромсе и Хамерфест. Эти месторождения открыты в отложениях триаса и нижней и средней юры. Небольшая непромышленная залежь нефти открыта норвежскими геологами на южном борту Нордкаптского прогиба (моноклиналь Финмарк) в песчаниках верхней перми – нижнего триаса [107].

Триасовый НГК сформировался в глубоководно-морских условиях, в зонах развития грабенов и рифтов. Расположен он на глубине более 2,5-3,0 км. Пластовые песчаные резервуары часто осложнены тектоническими нарушениями. Газовые и газоконденсатные месторождения открыты на площадях Тромсе, Хейдрун. Небольшие скопления газа в триасовых резервуарах были выявлены в прогибах Нордкап и Хамерфест (месторождение Алке). С отложениями этого возраста

связаны перспективы открытия залежей УВ в песчаных пластовых резервуарах, экранированных соляными штоками и диапирами в прогибе Нордкап.

В пределах юрского НГК продуктивны среднеюрские песчаные резервуары морского генезиса. Они обладают сравнительно постоянной толщиной (10-50 до 100-150 м), хорошо выдержаны по площади и представляют собой широкие и протяженные полосы, имеющие в поперечном разрезе форму уплощенных линз. По бокам эти полосы окаймляются преимущественно континентальными глинистыми отложениями, развитыми в пределах древних поднятий, или глинистыми и глинисто-карбонатными депрессионными фациями. В пределах самих резервуаров отмечается ритмичное чередование песчаников, алевролитов и аргиллитов, иногда известняков.

Резервуары юрского возраста осложнены тектоническими нарушениями. Пористость песчаных прослоев 16%, проницаемость 0,2-0,5 мкм². С этими резервуарами связаны основные месторождения газа в норвежской части Баренцева моря. На месторождении Сновит в песчаных резервуарах средне-нижнеюрского возраста выявлена газовая залежь высотой 105 м и нефтяная залежь высотой 15 м.

С меловым НГК связано единственное нефтяное месторождение в песчаниках нижнего мела – месторождение Мирсилде. Оно было открыто на южном склоне поднятия Лоппа [109].

Региональными, субрегиональными и зональными покрывками здесь служат глинистые и аргиллитовые плохопроницаемые пропластки того же возраста, что и в Восточно-Баренцевской НГП.

Юрские отложения представляют основной поисковый интерес во всем мире. Как показывают поисковые работы в Баренцевом море, наиболее благоприятным аккумуляционно-консервационным потенциалом юрские отложения обладают на глубине свыше 1000 м. В структурном отношении эти отложения могут быть приурочены к прибортовым частям грабенообразных унаследованных прогибов или структурным перемычкам – седловинам. Верхнеюрская толща, представленная мощными глинистыми отложениями,

является одновременно нефтегазоматеринской и региональной покрывкой по всей акватории.

Южная часть Карского моря, являющаяся северным акваториальным продолжением Западно-Сибирской НГП и, прежде всего, район сочленения Обской и Тазовской губ, характеризуется аналогичным с ней возрастным диапазоном нефтегазоносных комплексов в терригенных осадочных отложениях [78].

Южно-Карская НГО

Всего здесь выделяется 10 нефтегазоносных комплексов: верхнепалеозойский (Pz_2), триасовый (Т), ниже-среднеюрский (J_{1+2}), васюганский (J_3), баженовский (J_3), ачимовский (K_{1b-y}), неокомский (K_{1nc}), аптский (K_{1ap}), альб-сеноманский ($K_{1al-K_{2sn}}$) и турон-сеноманский ($K_{2t-K_{2sn}}$). Однако основными региональными и субрегиональными комплексами являются шесть: ниже-среднеюрский, верхнеюрский (васюганский), берриас-валанжинский (ачимовский), неокомский, аптский и альб-сеноманский.

Преимущественное распространение нефтяных и нефтегазоконденсатных залежей на южном шельфе Карского моря, как и на сопредельной суше, ожидается в первых четырех вышеупомянутых основных нефтегазоносных комплексах. Однако в отличие от суши скопления нефти на шельфе, возможно, будут иметь более широкое развитие в аптских и альб-сеноманских отложениях (особенно в северной части Южно-Карской синеклизы).

В настоящее время в Южно-Карском ГНР (район уникальных газоконденсатных месторождений Русановского и Ленинградского) пока установлена промышленная газоносность терригенных альб-сеноманского и аптского НГК. Продуктивные пласты сложены песчаниками и алевролитами. На Русановском месторождении их 12, в т.ч. 1 в сеномане, 3 в альбе и 8 в апте. Они залегают на глубинах от 1929 до 2320 м, а на Ленинградском – 7, в т.ч. 1 в сеномане, 3 в альбе и 3 в апте. Они залегают на глубинах от 1098 до 1895 м (рис. 2.2.2.).

Средние значения открытой пористости пород-коллекторов на Русановском месторождении изменяются от 20% до 21%, а на Ленинградском от

24% до 27%. Проницаемость в аптских коллекторах в среднем – $0,33 \text{ мкм}^2$, в альбских – $0,16 \text{ мкм}^2$, в сеноманских – $0,06 \text{ мкм}^2$.

Все продуктивные пласты разобцены глинистыми плохопроницаемыми покрывками. Региональный характер здесь имеет раннеальбско-турон-кампанская покрывка, остальные покрывки локальные.

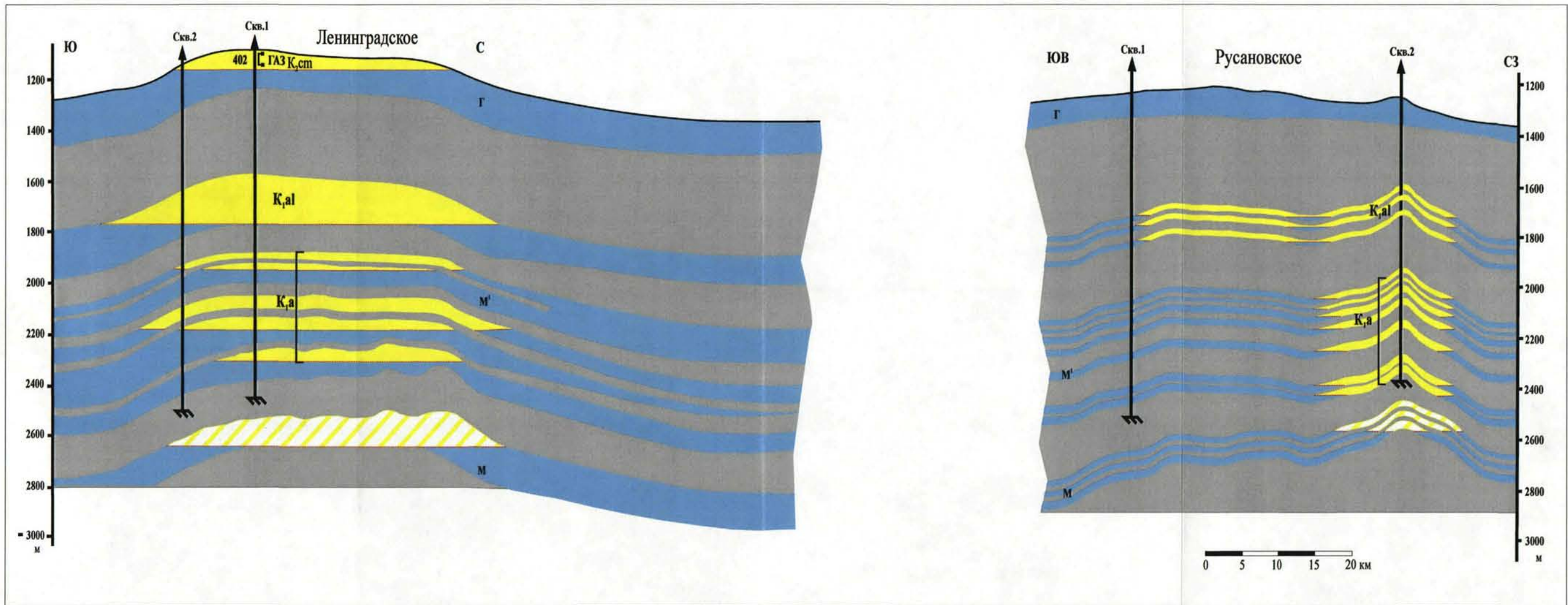
В этом же районе находятся два частично морских газоконденсатных месторождения – Харасавэйское и Крузенштернское. В первом выявлено 22 залежи, в т.ч. 5 газовых и 17 газоконденсатных, залегающие на глубинах от 718 до 3310 м, а на втором – 11 залежей, в т.ч. 7 газовых и 4 газоконденсатных, залегающих на глубинах от 665 м до 2931 м. На Харасавэйском месторождении залежи выявлены в сеномане – 1, в альбе – 1, в апте – 8, в неокоме – 11 и в средней юре – 1. На Крузенштернском месторождении залежи выявлены в сеномане – 1, в альбе – 1, в апте – 3, в неокоме – 6.

Поровые коллекторы представлены песчаниками и алевролитами. Средние значения открытой пористости изменяются от 15% до 35%. Проницаемость пород-коллекторов в сеноман-аптском интервале близка к указанным выше значениям по Русановскому и Ленинградскому месторождениям [84]. Здесь для аккумуляционно-консервационных условий сыграли свою положительную роль уже две регионально распространенные глинистые покрывки – позднеюрско-валанжинская и раннеальбско-турон-кампанская.

Ямало-Гыданская, Южно-Ямало-Мессояхинская ГНО

В выявленных к настоящему времени месторождениях Обской губы – Каменномысском-море, Северо-Каменномысском (рис. 2.2.3), Обском пока установлена газоносность только сеноманских отложений, а на Чугорьяхинском месторождении в Тазовской губе, кроме того, еще в барремских отложениях. По аналогии с месторождениями сопредельной суши здесь предполагается продуктивность также неокомских и нижне-среднеюрских отложений.

Рис. 2.2.2. Геологический разрез сеноман-аптских отложений через месторождения Ленинградское и Русановское
(составил В.А. Холодилов, 2004 г.)



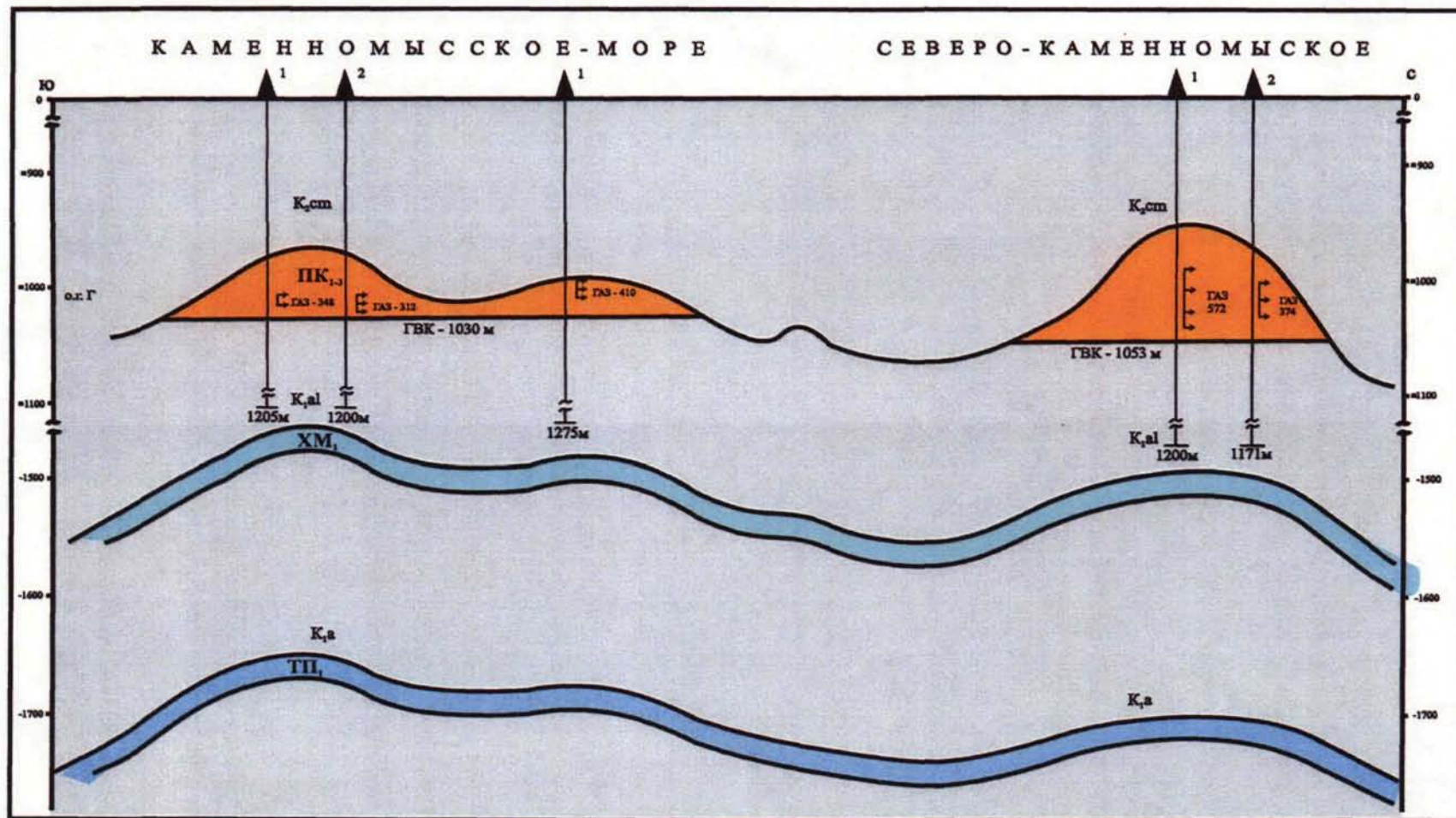
УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ:

▲ пробуренная скважина

👉 выявленные залежи газа

👉 Прогнозируемые газовые залежи

Рис.2.1.3. Гелогический разрез сеноман-аптских отложений
 через месторождения Каменномысское-море и Северо-Каменномысское
 (составил В.А. Холодилов. 2004 г.)



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ:

▲ пробуренная скважина

👉 выведенная залежи газа

👉 ГАЗ-348

интервал испытания и результат:
 (цифра - дебит в тыс. м³/сут.)

На сопредельной с Тазовской губой суше в сеноманских отложениях выявлены Семаковское, Антипаютинское, Тота-Яхинское и Юрхаровское газовые месторождения, все они имеют продолжение в акваторию губы. Здесь тоже обоснованно предполагается продуктивность нижележащих альбских, аптских, неокомских и нижне-среднеюрских отложений. На Ямбургском, Южно-Парусовом, Юрхаровском и Солекаптском месторождениях помимо сеномана газоконденсатные и нефтегазоконденсатные залежи выявлены в отложениях готерив-валанджина

Породы-коллекторы сеноманского возраста характеризуются ухудшением ФЕС от поверхности ГВК к кровле залежи, что обусловлено увеличением глинистости разреза. В пределах Каменномысского вала с юга на север установлено увеличение: средних величин эффективных газонасыщенных толщин от 14 до 56,6 м, открытой пористости от 28 до 34%, проницаемости от 287 до $462 \cdot 10^{-3}$ мкм² и газонасыщенности от 0,65 до 0,78.

Северо-Карская перспективная ГНО

Северная часть Карского моря изучена, как отмечалось выше, недостаточно, что не позволяет произвести однозначное выделение в ней перспективных нефтегазоносных комплексов.

На островах этой части моря обнаружены мальты (в отложениях девона на о. Пионер – архипелаг Северная Земля), асфальты (в отложениях девона на о. Самогловича), жидкие и твердые битумы (в отложениях силура на м. Пинегина – Северная Земля и в триасово-юрских отложениях на архипелаге Зори). Изложенное позволяет полагать, что здесь могут представлять интерес для поиска скоплений нефти карбонатно-терригенные отложения верхнего и среднего палеозоя, а также терригенные триаса и юры. Что же касается вышележащих терригенных нижне- и верхнемеловых отложений, то в них более вероятно обнаружение скоплений газоконденсата и газа.

Таким образом, здесь условно можно выделить четыре крупных возможно нефтегазоносных комплекса: средне-верхнепалеозойский (Pz₂₊₃), триасово-юрский (T₁₊₂-J₁₊₂), нижнемеловой (K₁) и верхнемеловой (K₂).

Обобщая изложенное, отметим, что перспективы газонефтеносности недр Восточно-Баренцевского мегапрогиба, оцененные с учетом результатов поисково-разведочных работ, пространственно распространены таким образом, что в наиболее гипсометрически высоких прибортовых его частях (вал Адмиралтейства) представляют интерес, прежде всего карбонатные палеозойские отложения, а на их погружениях и на выступах, обращенных к Южно-Баренцевской и Северо-Баренцевской впадинам – терригенные средне-нижнетриасовые, среднеюрские и, возможно, меловые отложения.

К настоящему времени в южной части Южно-Баренцевской впадины в базальных песчаниках среднего и нижнего триаса выявлены морские углеводородные месторождения Мурманское, Северо-Кильдинское, а также Песчаноозерское и Тарское на о. Колгуев.

В Северо-Баренцевской впадине среди перспективных объектов можно указать Альбановскую седловину, Восточно-Персейский выступ и юго-западную часть Лунинского выступа.

В северной части Тимано-Печорской провинции (включающей Печороморский шельф) перспективны как карбонатные палеозойские, так и терригенные триасовые отложения.

Поскольку последние относятся к числу регионально нефтегазоносных во многих седиментационных бассейнах арктического сектора Земли, они стали первым объектом морских поисково-разведочных работ на российском шельфе Баренцева моря.

В северной части Тимано-Печорской провинции в этих же объектах выявлен ряд газоконденсатных и газовых (Коровинское, Кумжинское, Василковское, Хыльчюуское), нефтяных и газонефтяных (Варандейское, Торавейское, Южно-Торавейское и Наульское) месторождения.

Однако эффективность поисково-разведочных работ на триасовые отложения оказалась в целом невысока, так как эти отложения очень полифациальны, литологически резко изменчивы и неоднородны по коллекторским свойствам.

Продуктивная площадь залежей на выявленных месторождениях составляет менее 30% от общей площади ловушки. В участках распространения континентальных толщ нередко изменяется (даже на небольших расстояниях) количество коллекторских горизонтов и степень их заглинизированности. На этом основании, а также после открытия уникального по запасам Штокмановского газоконденсатного месторождения в среднеюрских отложениях, триасовые отложения уже не рассматривались в качестве основного поискового объекта.

В структурном отношении месторождения нефти расположены во внутренних зонах шельфа и приурочены к поднятиям, в которых развиты локальные складки конседиментационного развития, а месторождения газа и газоконденсата наиболее распространены во внешних зонах шельфа и приурочены к поднятиям, в которых развиты локальные складки постседиментационного развития.

В пределах крупной Центрально-Баренцевской зоны поднятий к их числу можно отнести Годинский и Западно-Федынский выступы. В Южно-Баренцевской впадине представляют интерес Гусиноземельский выступ и северо-восточная часть Куренцовской ступени.

Следует отметить также, что триасовые отложения перспективны и в зоне совместных интересов России и Норвегии – в пределах свода Федынского.

В последние годы проводились исследования по детальному изучению геологического строения и газонефтеносности среднеюрских отложений района, прилегающего к подготовленному для освоения Штокмановскому газоконденсатному месторождению, с целью выявления и вовлечения в разработку новых, сходных по геологическому строению перспективных локальных структур в качестве вероятных месторождений-сателлитов.

На структуре Федынского была пробурена параметрическая скважина, которая оказалась в неблагоприятных структурных условиях (на крыле ловушки).

Большинство выявленных перспективных структур приурочено к краевым частям региональных положительных тектонических элементов и их осложнениям

более мелкого порядка. Среднеюрские породы-коллектора были сформированы в прибрежно-морских и дельтовых условиях.

Из всего ряда локальных структур, выявленных в районе, очевидно, перспективными для обнаружения промышленных скоплений газа можно считать Западно-Штокмановскую и Западно-Лудловскую структуры, поскольку они расположены в непосредственной близости от соответствующих месторождений.

В результате произведенного ранее прогнозирования [25] предполагается обнаружение залежей газа в пластах Ю₀ и Ю₁ на Ферсмановской структуре и в пласте Ю₀ на Демидовской структуре. Залежи газа в пластах Ю₀ и Ю₁ вероятны и на структурах Териберская и Терская, а также на более крупных структурах Вернадского и Средней, расположенных в пределах Восточно-Персейского выступа.

В целом, в результате изучения закономерностей пространственного изменения основных параметров по разновозрастным регионально продуктивным и перспективным отложениям в акваториальных частях Западно-Сибирской НГП, установлено, что от Ямбургского ГКМ в северо-западном направлении с глубиной залегания залежей в сеноманских отложениях увеличивается опесчанивание нижней части их разреза и возрастают средние величины открытой пористости. Вследствие этого, помимо повсеместно прослеживаемого продуктивного пласта ПК₁, в сеноманском разрезе на месторождениях Тамбейском и Западно-Тамбейском выявлены газовые залежи в пластах ПК₃ и ПК₅. По материалам ГИС явно газонасыщен, но не испытан пласт ПК₆ на Семаковском месторождении.

В указанном направлении отмечается также увеличение количества продуктивных пластов в разрезе альбских и аптских отложений.

Так, в разрезе альбских отложений выявлены пласты песчаников и алевролитов толщиной от 5 до 16 м, индексируемых ХМ₁₋₄. В пределах Средне-Ямальского вала и в Тамбейской зоне поднятий в апте открыто наибольшее количество газовых и газоконденсатных залежей. Южнее, на месторождениях Минховском, Новопортовском и др. установлена газоносность лишь пласта ХМ₁.

В разрезе аптских отложений выявлены пласты песчаника и алевролитов толщиной от 5 до 45 м, индексируемые как ТП₁-ТП₁₅. Наибольшее количество продуктивных пластов установлено в северной части п-ва Ямал, достигая максимума в Тамбейской зоне поднятий. В южном направлении (месторождения Арктическое, Новопортовское, Парусовое и др.) их число не превышает пяти.

2.3. Прогноз фазового состояния скоплений углеводородов.

Прогнозирование фазового состояния УВ в предполагаемых месторождениях и нижележащих залежах УВ в выявленных месторождениях - сложная, но необходимая задача, решением которой занимается целый ряд научно исследовательских организаций страны: ВНИГНИ, ВНИГРИ, ВНИИГАЗ, ЗапСибНИГНИ, ИГиРГИ, МГУ им. М.В. Ломоносова и др.

При ее решении, прежде всего, используется принцип внутренней геологической аналогии, подразумевающий выявление сходных условий нефте- и (или) газоносности в более изученных морских и сопредельных сухопутных участках в тех же или таких же ЗНГН, расположенных в общей НГО.

Далее используются два основных способа:

- геолого-статистический;
- геолого-геохимический.

При первом способе сравнивается совокупность условий формирования ЗНГН или их частей: соотношение между выявленными в более изученных эталонных объектах запасами нефти и газа; изменение глубин залегания соответствующих комплексов осадочных отложений, одновозрастных пород-коллекторов; ФЕС этих пород, качества пород-покрышек (их литологического состава и толщины); а также современные пластовые температуры и давления.

При втором способе учитывается генетическая связь нефтяных и газовых скоплений с типом органического вещества производящих толщ, стадий его катагенеза и закономерности миграции и аккумуляции жидких и газообразных углеводородов в рассматриваемых НГО.

Зоны преимущественной газоносности определяются по следующим основным признакам:

- преобладание гумусового типа органического вещества (ОВ) на всех грациях катагенеза;
- сапропелевый и смешанный тип ОВ на ранних грациях катагенеза (ПК₁-ПК₃) и на поздних (МК₅-КА);
- преобладание концентрированных форм ОВ (угольные пласты) над рассеянным.

Зоны преимущественной нефтеносности определяются по следующим основным признакам:

- преобладание сапропелевого типа ОВ, находящегося на средних стадиях катагенеза (МК₁-МК₄);
- повышенное содержание в пластовых водах тяжелых углеводов (8-10%);
- соотношение давлений насыщения пластовых вод и пластовых давлений ($\geq 0,25$);
- общая минерализация вод ≥ 50 г/л, но ≤ 500 г/л;
- изменение пластовых температур в пределах 130-250 °С.

Для применения второго способа прогнозирования необходимо:

1. выделить в разрезе осадочного чехла рассматриваемой НГО самостоятельные нефтегазоносные комплексы, в которых процессы нефтегазообразования и накопления происходили автономно и не зависели от нижележащих комплексов;

2. провести фациальный анализ пород каждого комплекса, обобщить данные по геохимии ОВ и степени его катагенеза;

3. на основе тектонического и литолого-фациального анализа определить возможность проявления крупномасштабной вертикальной и латеральной миграции нефти и газа и оценить их влияние на раздельное размещение зон нефти и газонакопления.

При современном состоянии геолого-геофизической изученности недр шельфа Баренцева и Карского морей, в том числе геохимической, автором использовался первый способ.

Такой выбор обоснован и наличием реальных возможностей проведения сравнительного анализа необходимых показателей относительно изученных морских, продолженных с суши, и субморских ЗНГН с сопредельными сухопутными или соседними морскими более изученными ЗНГН.

Очевидно, например, что такой анализ не только может, но и должен производиться между сухопутными и морскими частями Шапкино-Юрьяхинского и Колвинского, Сорокинского и Медынского валов в Тимано-Печорской НГП, Нурминского и Нижнемессояхинского валов в Западно-Сибирской НГП, между различными частями Лудловской седловины, Восточно-Федынского выступа, Русановско-Ленинградской зоны поднятий, а также между последней и Северо-Ямальским валом для Скуратовского вала и т.д.

Рассмотрим основные результаты отдельного прогнозирования фазового состояния скоплений УВ в обосновано предполагаемых ЗНГН или их частях.

Уместно напомнить о высказанной ранее многими исследователями закономерности, состоящей в том, что преимущественная нефтеносность более характерна для древних платформ, а преимущественная газоносность для молодых платформ. Эта закономерность уже получила свое подтверждение соответственно на шельфе Баренцева (докембрийская Восточно-Европейская платформа) и Карского (эпигерцинская Западно-Сибирская платформа) морей. Надо также учитывать то, что наиболее крупные по концентрации скоплений региональные зоны накопления нефти и газа пространственно разобщены. При этом, зоны газонакопления связаны обычно с теми структурами прерывистого развития, в формировании

которых имели место инверсии тектонического режима, а зоны нефтегазонакопления – преимущественно с теми, которые характеризовались устойчивым (конседиментационным) развитием.

В Южно-Баренцевской НГО, как уже отмечалось выше, промышленная газоносность терригенных триасовых отложений установлена на Мурманском месторождении, газоносность юрских терригенных отложений на Штокмановском, Ледовом и Лудловском месторождениях, расположенных в гипсометрически приподнятых тектонических элементах, характеризующимися перерывами в осадконакоплении.

Содержание конденсата и тяжелых углеводородов в газе среднеюрских отложений низкое, изменяющееся снизу вверх по разрезу и направлению вертикальной миграции газа от 14,1 г/м³ конденсата и 4,55 % мол. тяжелых углеводородов (внизу) до 4,8 г/м³ конденсата и 2,13% мол. тяжелых углеводородов (вверху). В нижне- и среднетриасовых отложениях выявлены чисто газовые скопления. Однако исследования, проведенные Захаровым Е.В., Кулибакиной И.Б. и Арефьевым О.А. еще в 1990 г. [22] показали, что в зонах поднятий конседиментационного развития триасовые отложения могут содержать и нефтяные скопления (например, в пределах о. Колгуев).

Преимущественная газоносность обоснованно предполагается также на Куренцовской ступени, Гусиноземельском и Надеждинском выступах. В пределах поднятий в терригенных отложениях Р₂-Т₁₋₂ вполне вероятно обнаружение не только газовых, но и нефтяных залежей.

В прибортовой части Южно-Баренцевской впадины, зоне Центрально-Баренцевских поднятий, на валу Адмиралтейства и в Приновоземельской ступени предполагается выявление преимущественно нефтяных залежей в отложениях палеозоя. На опущенных ступенях бортовых зон вероятны газовые и газоконденсатные залежи, связанные с отложениями триаса и нижнего мела.

В качестве поисковых критериев скоплений нефти в триасовых отложениях могут учитываться участки сочленения континентальных и мелководно-морских фаций; в юрских отложениях – седловины, выступы, валы и зоны поднятий северной половины Восточно-Баренцевского мегапрогиба – в области влияния Атлантического океана.

В Северо-Баренцевской ВНГО промышленная газоносность еще не установлена, но предполагается на Альбановской седловине и Лунинском выступах, где предполагаются газовые и газоконденсатные залежи, связанные с отложениями триаса, юры и, возможно, мела.

В прибрежной части Тимано-Печорской НГП характер пространственного изменения выявленных углеводородных скоплений в отложениях карбона, перми и триаса таков, что с запада на восток происходит переход преимущественно газоконденсатных залежей (на Шапкинско-Юрьяхинском и Лайском валах) к газоконденсатнонефтяным (на Колвинском валу) и к преимущественно нефтяным залежам (на Сорокинском и Медыньском валах). Аналогичное фазовое состояние скоплений установлено позже и на северных морских продолжениях этих валов. Причем на Медыньском валу, как на суше, так и в море, установлена промышленная нефтеносность также карбонатных девонских и терригенно-карбонатных верхнесилурийско-нижнедевонских отложений.

В Южно-Карской НГО, как уже отмечалось выше, промышленная газоносность терригенных сеноманских, альбских и аптских отложений установлена на прибрежно-морских Харасавэйском, Крузенштернском и морских Русановском и Ленинградском месторождениях. Она обоснованно предполагается также на Скуратовском валу, Обручевском выступе, седловине Матусевича-Вилькицкого. На о. Белый из песчаников готерив-валандина получены притоки нефти (1,27-2 м³/сут) и свободного газа (50 тыс.м³/сут).

В результате прогнозирования отдельного фазового состояния углеводородных скоплений в этой области можно отметить, что по аналогии с сопредельными сухопутными районами на указанных месторождениях и на соседних с ними перспективных структурах-ловушках могут быть выявлены газоконденсатные залежи в неокомских и верхнеюрских отложениях. Преимущественное распространение нефтяных и нефтегазоконденсатных залежей на шельфе Карского моря можно ожидать в основном в нижне-среднеюрском, васюганском (верхнеюрском), ачимовском и неокомском комплексах. Нефтегазоносность юрско-валанжинского комплекса доказана наличием залежей, выявленных в Бованенковском и Новопортовском месторождениях на полуострове Ямал, готерив-валанжинский комплекс содержит газоконденсатные залежи на Русановском и Ленинградском месторождениях (глубины их залегания 0,5-2,5 км).

Однако в отличие от суши скопления нефти и не только в оторочках, но и самостоятельные, на шельфе, возможно, будут иметь более широкое развитие в вышележащих аптских и альб-сеноманских отложениях. Это может иметь место, например, в зоне обладающей весьма благоприятной для нефтенакпления обстановкой – обширной ступени (вал Литке), объединяющей большое количество антиклинальных ловушек разного, в т.ч. крупного размера. В ней полностью выклиниваются триасовые отложения и сокращаются по толщине вышележащие, особенно, юрские отложения.

Нефти предполагаются в основном средней плотности, малосернистые, малосмолистые, с невысоким содержанием парафинов.

В пределах Обской и Тазовской губ выявлены перспективные структуры-ловушки того же типа и генезиса, что и в месторождениях газа и конденсата на их правом и левом берегах. В сухопутных частях 7 из 25 выявленных в губах перспективных структурах-ловушках установлены промышленные скопления газа в сеноманских и альбских отложениях. В Обской и Тазовской губах обнаружены промышленные скопления газа и

газоконденсата на Северо-Каменномысском, Каменномысском-море, Чугорьяхинском и Обском месторождениях. В этих месторождениях и в других локальных структурах-ловушках перспективны для поиска газа и конденсата сеноманские и нижележащие нижнемеловые отложения.

К числу основных критериев прогнозирования крупных месторождений могут быть отнесены: для нефтяных – наличие крупных не раскрывавшихся в течение геологического прошлого поднятий, отсутствие доминирующего газообразования над нефтеобразованием в сопредельных впадинах и прогибах, наличие водонапорных систем с минимальными значениями потенциалов, совпадение наиболее активных этапов развития очагов генерации нефти и ловушек; а для газовых - вероятность в геологическом прошлом рассматриваемого района наличия мощного потока газообразных флюидов, выделившегося из подземных вод при снижении пластовых давлений и устремившегося в ловушки.

В связи с этим, выявление наиболее крупных углеводородных месторождений вероятно в пределах Южно-Баренцевской и Южно-Карской впадин, в южной прибрежной части шельфа этих морей ожидается преобладание средних и мелких месторождений.

Обобщая вышеизложенное, следует подчеркнуть, что возможности выявления скоплений как жидких, так и газообразных углеводородов на шельфе Баренцева и Карского морей несомненно значительны. Они не исчерпываются только перечисленными относительно изученными участками шельфа, характеризующимися более высокой вероятностью выявления новых скоплений газа и нефти. Существует значительный резерв их пополнения [94]. Его составляют не только Северо-Баренцевский и Северо-Карский шельф, но также крупные участки Южно-Баренцевского (Кольско-Канинский, Надеждинский, Печороморский, Куренцовский, Коргинский и др.) и Южно-Карского (Байдарацко-Приновоземельский,

Матусевича-Вилькицкого, Обручева, Гыданский, Преображенский, Геофизический и др.) шельфа.

2.4. Прогноз зон нефтегазонакопления – основных объектов поиска крупных месторождений газа и нефти.

На менее изученном, чем сопредельная суша, шельфе очень важно уже на поисковом этапе геологоразведочных работ выделять зональные элементы нефтегазогеологического районирования – установленные и предполагаемые зоны нефтегазонакопления. В их пределах выявляются и оцениваются локальные элементы районирования - пластовые ловушки разных типов.

Поскольку ЗНГН являются зонами аккумуляции УВ, они представляют собой наиболее крупные объекты поисковых работ, тогда как ловушки и связанные с ними залежи УВ различного типа – локальные объекты поисково-разведочных работ.

Многолетний опыт геолого-поисковых и разведочных работ на нефть и газ показал, что:

1) во всех газодобывающих районах мира наибольшая концентрация скоплений углеводородов характерна для положительных структурных зон, приуроченных к различным тектоническим элементам;

2) в зонах нефтегазонакопления древних платформ и межгорных впадин преобладают скопления нефти, а на молодых платформах и в предгорных прогибах – скопления газа;

3) наиболее крупные по запасам месторождения нефти и газа приурочены к зонам нефтегазонакопления крупных и средних размеров (по площади).

При выделении ЗНГН учитывались, главным образом, тектонические, литолого-фациальные, аккумуляционные, консервационные и другие условия, благоприятные для современного существования в этих зонах скоплений нефти и (или) газа [32].

В недрах ЗНГН содержится от 60 до 80 % НСР УВ, оцененных в нефтегазоносных областях, что позволяет определять по ним основные направления дальнейших поисково-разведочных работ.

Сравнение НСР УВ в недрах локальных ловушек разного типа позволяет осуществлять их выбор в определенной очередности для выявления месторождений нефти и газа. На эти обстоятельства неоднократно обращалось внимание и ранее [23 и др.].

Оценка прогнозных ресурсов УВ по этим объектам имеет прикладное значение. Она обеспечивает более полный учет геологического строения, условий аккумуляции и консервации скоплений нефти и газа в различных ЗНГН и повышает достоверность локализованной оценки ловушек разного типа в их пределах.

Сначала производится качественная оценка перспектив нефтегазоносности установленных и обоснованно предполагаемых ЗНГН. Эта оценка производится на основании комплексного учета пространственного изменения всех выявленных геологических критериев нефтегазоносности. Затем на этой основе производится количественная оценка перспектив нефтегазоносности – подсчет прогнозных ресурсов УВ по ЗНГН.

Таким образом, качественная оценка перспектив нефтегазоносности, как по наиболее изученным, так и менее изученным ЗНГН, используется при определении основных направлений дальнейших поисково-разведочных работ, но на разных стадиях.

Для первых ЗНГН – это обычно заключительная стадия поискового этапа, или начальная стадия разведочного, для вторых ЗНГН – чаще всего начальная стадия поискового этапа.

По вторым ЗНГН будут решаться задачи выбора тех из них, по которым в первую очередь следует проводить поисковые геофизические работы и бурение поисковых скважин, а по первым – локальных ловушек для

детальных сейсморазведочных работ, а также поискового и разведочного бурения.

Границы участков разной степени перспективности соответствуют границе наиболее существенных пространственных изменений качественных и количественных характеристик выявленных критериев нефтегазоносности или определенных их сочетаний.

Принято выделять девять категорий перспективности, характеризующихся различным сочетанием наиболее благоприятных, благоприятных, малоблагоприятных и весьма неблагоприятных критериев нефтегазоносности и концентрации месторождений (залелей) нефти и газа. Имели место случаи, когда одна и та же категория перспективности (по качественной оценке) характеризуется разными концентрациями НСР или прогнозных ресурсов УВ (по количественной оценке). Устранение этих расхождений возможно с помощью алгоритма, специально разработанного для этого Е.В. Захаровым в 1991 г.

На основании многолетнего опыта им была установлено, что разным категориям перспективности чаще соответствуют удельные плотности НСР или прогнозных ресурсов УВ (Табл. 2.4.1.).

В графе 3 приведены среднеарифметические значения удельных плотностей НСР или прогнозируемых ресурсов УВ, а в графе 5 коэффициенты превышения этих значений по каждой категории перспективности над предыдущей.

Если же по участку какой-то категории перспективности произведена надежная оценка ресурсов категории D_1 и C_3 , то по ней можно определить фактическую удельную плотность НСР или прогнозируемых ресурсов УВ, затем с учетом превышения (графа 5) скорректировать средние значения удельных плотностей в графе 4 и использовать их уже как более достоверные.

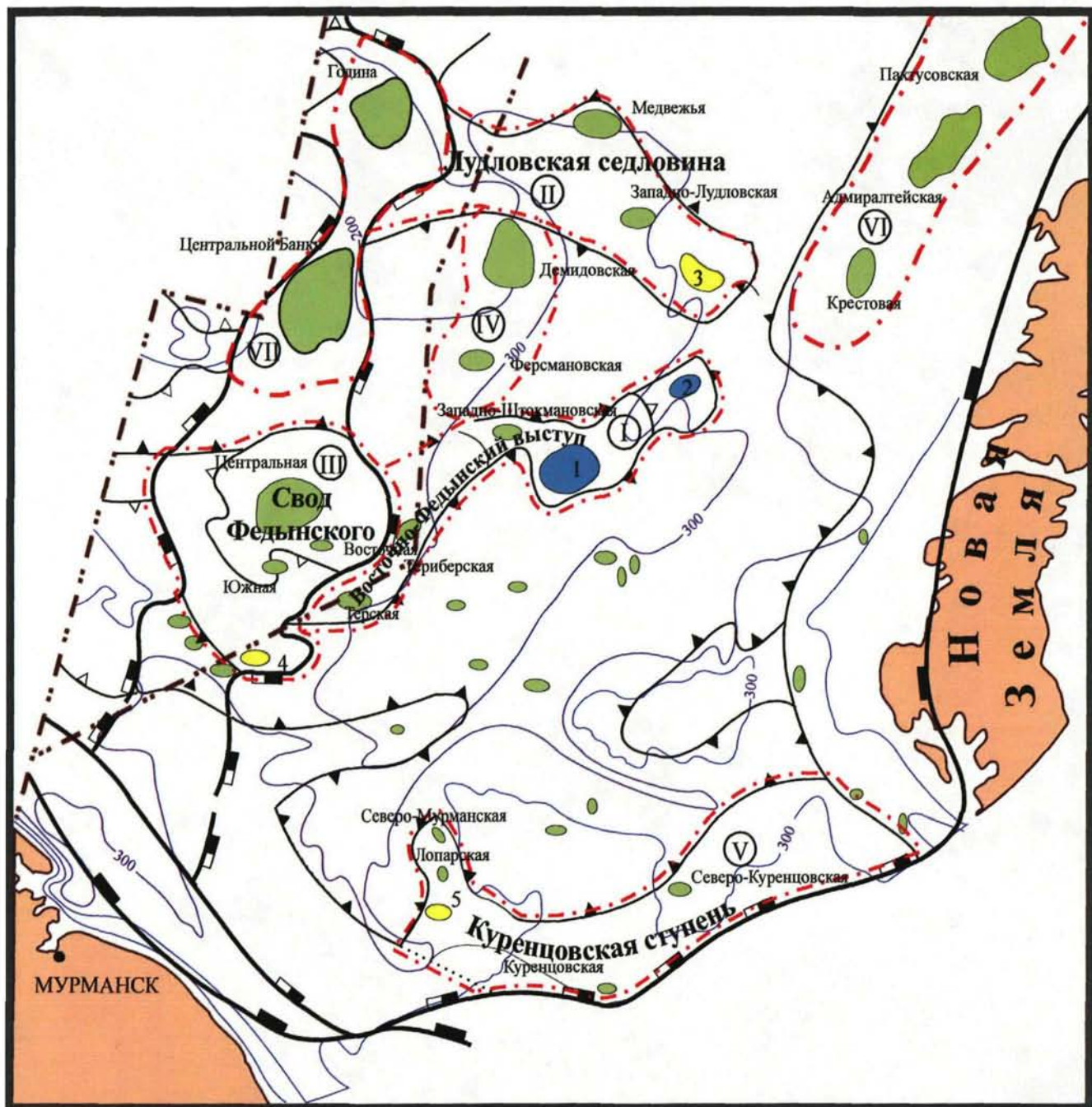
Зависимость плотности НСР от категории перспективности объекта

Таблица 2.4.1.

Категории перспективности в отношении нефтегазоносности	Удельные плотности НСР или прогнозируемых ресурсов УВ (тыс.т/км ²)			Коэффициент превышения средней удельной плотности по каждой категории над предыдущей (в п раз)
	интервал значений	средние значения		
		условное	фактическое	
1	2	3	4	5
бесперспективные	0	0		
малоперспективные	0-5	2,5		
перспективные III	5-10	7,5		3
перспективные II	10-20	15		2
перспективные I	20-30	25		1,67
высокоперспективные IV	30-50	40		1,6
высокоперспективные III	50-100	75		1,87
высокоперспективные II	100-200	150		2,0
высокоперспективные I	>200	250-300		1,6-2,0

Рассмотрим конкретные ЗНГН, выделяемые на шельфе Баренцева и Карского морей. В восточной части Баренцева моря выделяется семь высокоперспективных по качественной оценке ЗНГН: Федынская, Центрально-Банковская, Восточно-Федынская, Лудловская, Демидовско-Ферсмановская, Мурманско-Куренцовская и Адмиралтейская, приуроченные к одноименным зонам поднятий (рис. 2.4.1.).

В Восточно-Федынской и Лудловской ЗНГН выделены соответственно крупнейшее Штокмановское, крупное Ледовое газоконденсатные и Лудловское газовое месторождения, а также Западно-Штокмановская и Западно-Лудловская перспективные локальные структуры – пластовые сводовые ловушки. В юго-восточной части Федынской ЗНГН выявлено Северо-Кильдинское газовое месторождение и перспективные локальные структуры – Центральная, Восточная и Южная. В Демидовско-Ферсмановской зоне обнаружены такие крупные перспективные структуры, как Демидовская и Ферсмана. В Адмиралтейской – Адмиралтейская и



Границы структурных элементов:

- I - порядка II - порядка
 III - порядка

- границы зон нефтегазоаккумуляции (ЗНГН)

- I - Восточно-Федьинская
 II - Лудловская
 III - Федьинская
 IV - Демидовско-Ферсмановская
 V - Мурманско-Куренцовская
 VI - Адмиралтейская
 VII - Центрально-Банковская

Месторождения:

- газоконденсатные
 - газопыльные

- 1 - Штокмановское
 2 - Ледовое
 3 - Лудловское
 4 - Северо-Кильдинское
 5 - Мурманское

- изобаты, м

- локальные структуры

Рис. 2.4.1. Зоны нефтегазоаккумуляции южной части Восточно-Баренцевской нефтегазоносной провинции (составил В.А.Холодиллов по данным ООО "ВНИИГАЗ", 2005 г.)

Пахтусовская структуры. Наконец, в последней ЗНГН выделены Мурманское газовое месторождение и пять локальных структур.

Первые две расположены в Центрально-Баренцевской зоне поднятий (одноименной нефтегазоносной области), третья – шестая ЗНГН расположены в Южно-Баренцевской впадине (одноименной газонефтеносной области), седьмая – на валу Адмиралтейства (одноименной перспективной нефтегазоносной области).

Первые две, четвертая и последняя ЗНГН расположены в Южно-Баренцевской впадине (одноименной газонефтеносной области), третья и шестая – в Центрально-Баренцевской зоне поднятий (одноименной перспективной нефтегазоносной области), а пятая и седьмая – в Северо-Баренцевской впадине (одноименной возможно перспективной области). В морской части Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции выделяются с запада на восток Печоро-Колвинская, Хорейвер-Морейюская, Варандей-Адъзвинская и Коротаихинская нефтегазоносные области. В их пределах выделяются валообразные поднятия – высокоперспективные ЗНГН: Шапкино-Юрьяхинская, Колвинская, Гуляевская, Сорокинская, Медынская и Южно-Долгинская (рис.2.4.2.).

К настоящему времени на шельфе выявлены месторождения: ГК Поморское в Колвинской ЗНГН, НК Северо-Гуляевское в Гуляевской ЗНГН; нефтяные - Приразломное, Варандей-море в Сорокинской ЗНГН, Медынское-море в Медынской ЗНГН и Южно-Долгинское в Долгинской ЗНГН.

Основные разведанные запасы УВ здесь связаны с нижнепермско-каменноугольным карбонатным комплексом. Также установлена продуктивность верхнепермского терригенного (Северо-Гуляевское), верхнедевонского и нижнедевонско-силурийского комплексов (Медынское-море).

В недрах Восточно-Федынской ЗНГН, приуроченной к одноименному выступу, перспективны не только терригенные среднеюрские отложения,

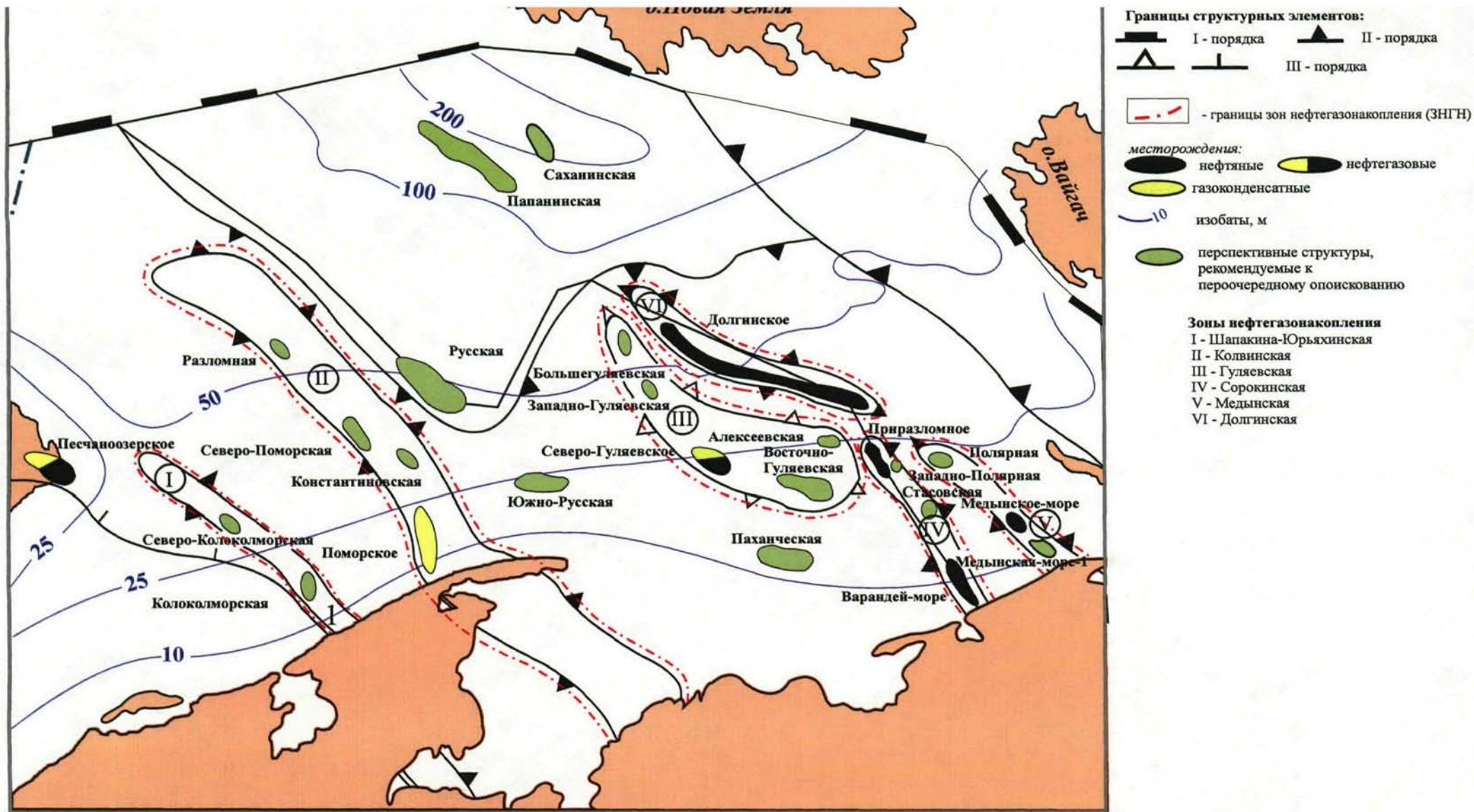


Рис. 2.4.2. Зоны нефтегазоаккумуляции Печороморского шельфа
(составил В.А.Холодилов по данным ООО "ВНИИГАЗ", 2005 г.)

продуктивность которых установлена на Штокмановском и Ледовом газоконденсатных месторождениях, но и терригенные триасовые образования (особенно в ее юго-западной части, примыкающей к Центрально-Баренцевской зоне поднятий). Глубины залегания перспективных триасовых отложений в пределах этой ЗНГН увеличиваются в северо-восточном направлении от 1500 до 4300 м.

В недрах малоизученной Федынской ЗНГН, приуроченной к одноименной зоне сводового поднятия конседиментационного развития, предполагается перспективность в широком возрастном диапазоне от палеозойских до мезозойских отложений включительно. Среди палеозойских образований наибольший интерес представляют карбонатные нижнепермско-каменноугольные и терригенные верхнепермские породы, а в мезозойском разрезе – терригенные триасовые и в меньшей степени юрские отложения, частично отсутствующие в гипсометрически высоких частях структур. Глубины залегания перспективных верхнепермско-каменноугольных отложений в пределах поднятий изменяются от 3000 до 3750 м.

Наибольшая концентрация выявленных запасов нефти (категорий C_1+C_2) установлена на морских месторождениях Сорокинской и Медынской ЗНГН и предполагается в Долгинской ЗНГН. В первой из упомянутых зон основные перспективы связываются с выявлением пластовых сводовых залежей в средне-нижнедевонских отложениях, а также на Стасовской структуре в отложениях нижней перми–среднего карбона и с выявленными сейсморазведкой новыми ловушками литологически экранированного типа в отложениях нижнепермско-среднекаменноугольного возраста на месторождениях Приразломное и Варандей-море.

На второй – ожидается преимущественное выявление пластовых сводовых залежей в верхнепермских, нижнепермско-среднекаменноугольных, среднедевонско-нижнекаменноугольных и верхнесилурийско-нижнедевонских отложениях на месторождении Медынское-море и на перспективных структурах ловушках: Мединская-море

2, Полярная и Западно-Полярная и тектонически экранированных залежей в среднедевонских терригенных коллекторах.

В третьей зоне ожидается выявление пластовых сводовых залежей в верхнепермских терригенных коллекторах и залежей массивного типа в отложениях нижнепермско-среднекаменноугольного возраста. Глубины залегания ожидаемых залежей от 2500 до 5000 м.

В морской части Колвинского вала выявлена пластовая сводовая ловушка нижнепермского возраста на структуре Разломная. По глубокозалегающим отложениям прогнозируется присутствие ловушек, связанных с верхнедевонскими рифами, с зонами выклинивания терригенных пород девонского возраста (D_3 и D_2), способных содержать залежи нефти.

В морской части Шапкино-Юрьянского вала возможно наличие высокоамплитудных рифовых тел $C_3 - P_1$ возраста с газоконденсатными залежами в пределах складок облекания терригенными породами P_2 и T_{1+2} .

Кроме того, на этом же валу могут быть развиты пластовые сводовые ловушки перспективные для поисков залежей УВ в каменноугольных и триасовых отложениях (Колоколморская структура).

Наличие нефтяных и газовых залежей в карбонатных отложениях нижнего карбона и девона вероятно также в пределах погребенного Печороморского структурного выступа (Папанинская, Саханинская).

На шельфе южной части Карского моря выделяются четыре перспективные ЗНГН: Русановско-Ленинградская, Скуратовская, Матусевича-Вилькицкого и Обручевская, приуроченные к одноименным зонам поднятий (рис. 2.4.3.). Все эти ЗНГН расположены в пределах Южно-Карской впадины Южно-Карской газонефтеносной области.

Русановско-Ленинградская ЗНГН характеризуется тем же возрастным диапазоном перспективности терригенных мезозойских отложений, в которых выявлены месторождения УВ на сопредельной суше. Помимо сеноманских, альбских и аптских пород, продуктивность которых установлена здесь на уникальных газоконденсатных месторождениях Ленинградское и Русановское,

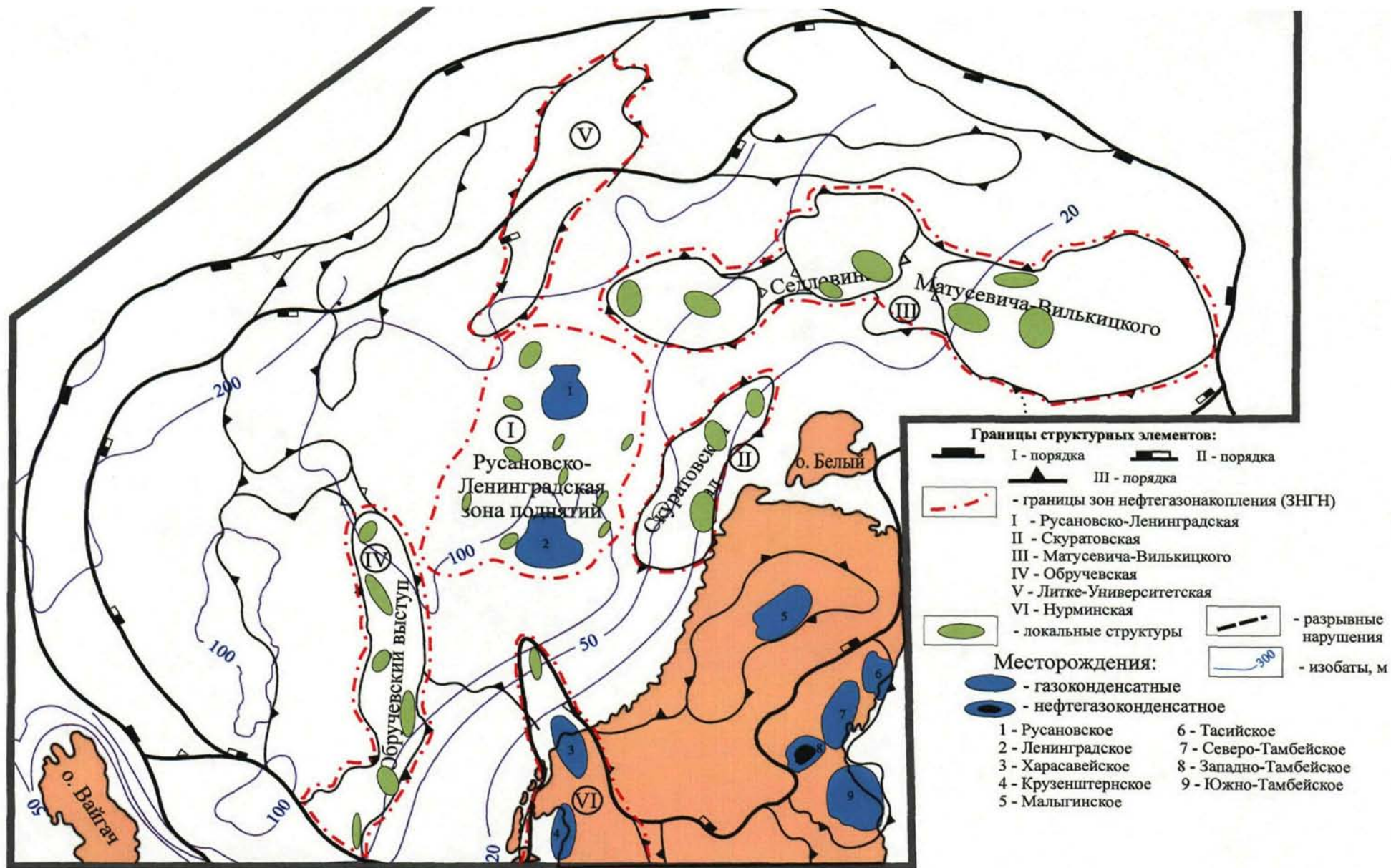


Рис. 2.4.3. Зоны нефтегазоаккумуляции северной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (составил В.А.Холодиллов по данным ООО "ВНИИГАЗ", 2005 г.)

здесь перспективны также неокомские, ачимовские, васюганские и средне-нижнеюрские отложения. В этой зоне выявлено 12 перспективных локальных структур.

Отличительной особенностью строения этих месторождений и соседних перспективных локальных структур – пластовых сводовых ловушек – является конседиментационный характер их развития, что позволяет предполагать возможность выявления в них не только газовых и газоконденсатных залежей в сеноман-аптских отложениях, но и нефтяных залежей в нижележащих породах.



Глубины залегания подошвы перспективных неокомских отложений в этой ЗНГН изменяются от 3275 до 3700 м.

Скуратовская ЗНГН по геологическому строению и перспективам газонефтеносности мезозойских пород сходна с предыдущей ЗНГН, в ней выявлено 6 перспективных локальных структур, в т.ч. такие крупные, как Нярмейская и Скуратовская. Основное отличие состоит в больших глубинах залегания разновозрастных перспективных отложений, чем в более отдаленной от берега Русановско-Ленинградской ЗНГН. Глубины залегания подошвы перспективных неокомских пород изменяются здесь от 3800 до 4000 м.

В наиболее крупной по размерам ЗНГН Матусевича-Вилькицкого выявлено 8 перспективных локальных структур, в т.ч. крупные, а в Обручевской ЗНГН – 7 перспективных локальных структур.

В Обской и Тазовской губах в настоящее время выделяются следующие ЗНГН: Каменномысская, Нижне-Мессояхинская (морская часть), Геофизическая и Преображенская (рис. 2.4.4.). Первые три ЗНГН относятся к числу относительно более изученных, в их пределах уже выявлены скопления газа в сеноманских отложениях. В четвертой обоснованно предполагаемой ЗНГН выделены крупные перспективные локальные структуры, такие как Карпачевская и Преображенская.

Все перечисленные ЗНГН шельфа Баренцева и Карского морей по глубинам разновозрастных перспективных отложений и по глубинам дна

-  - границы тектонических элементов III - порядка
-  - границы зон нефтегазонакопления (ЗНГН)

- месторождения:
-  нефтяные
 -  нефтегазовые
 -  газоконденсатные
 -  газовые

 -10 изобаты, м

 перспективные структуры

Зоны нефтегазонакопления

- I - Преображенская
- II - Геофизическая
- III - Каменноугольная
- IV - Нижне-Мессояхинская

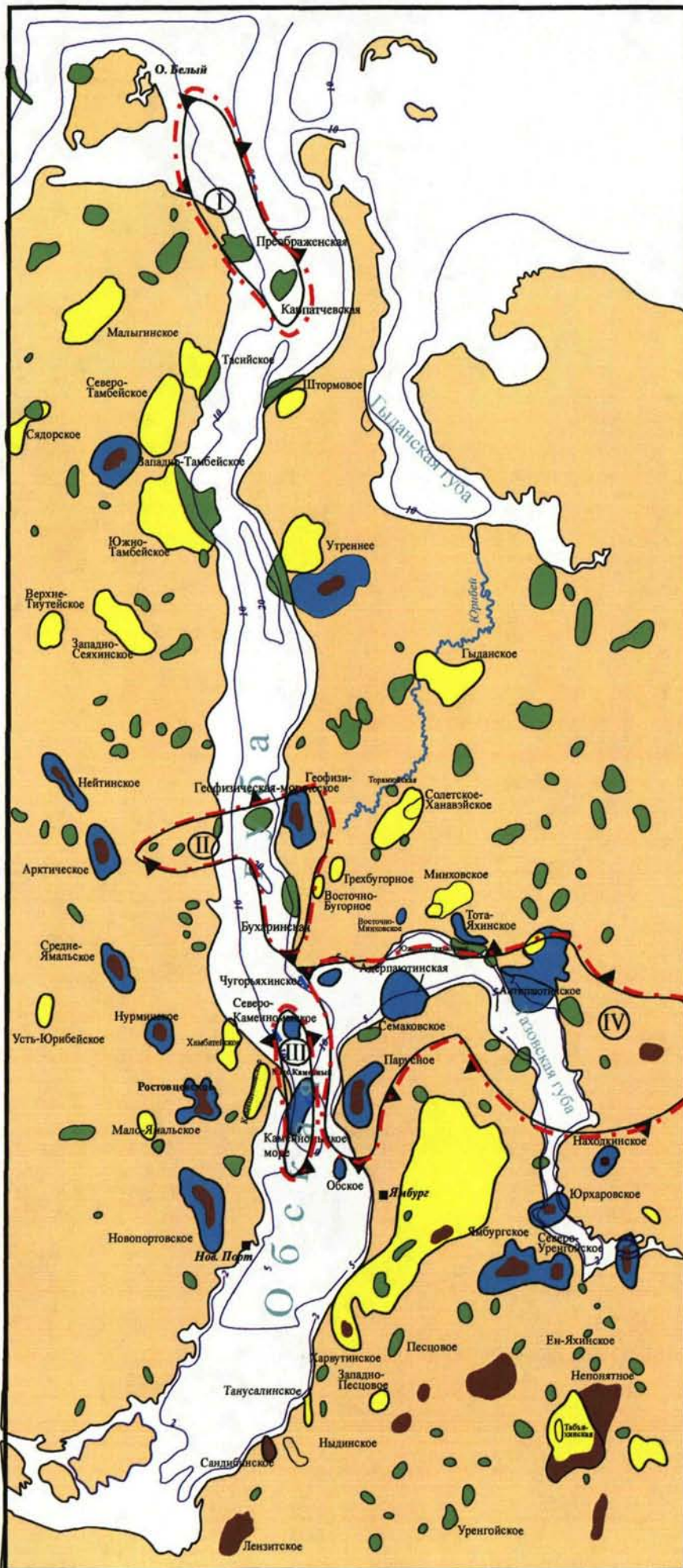


Рис. 2.4.4. Зоны нефтегазонакопления Обской и Тазовской губ (составил В.А.Холодилов, 2005 г.)

технически доступны для работ, направленных на выявление и освоение месторождений газа, конденсата и нефти [62, 65, 93].

Таким образом, даже при современной еще слабой и весьма неравномерной геолого-геофизической изученности шельфа Баренцева и Карского морей, возможно выделение наиболее крупных ЗНГН – основных объектов поисков месторождений нефти и газа. Очевидно, что относительно более изученные Восточно-Федынская, Лудловская и Русановско-Ленинградская ЗНГН представляют интерес как для дальнейших поисково-разведочных работ, так и для комплексного проектирования разработки выявленных месторождений и перспективных локальных ловушек-сателлитов.

2.5. Сырьевая база и перспективы нефтегазоносности недр шельфа Баренцева и Карского морей

Стратегия и тактика проведения работ по поиску, разведке и разработке месторождений углеводородов в РФ определяется исходя из величины и структуры начальных суммарных ресурсов нефти и (или) свободного газа и пространственного их распространения, а также прогноза предполагаемых в каждом НГР (или ЗНГН) скоплений углеводородов по их фазовому состоянию. При этом помимо выявленных запасов (категорий C_1+C_2) учитывается и более достоверная часть прогнозируемых ресурсов (категорий C_3+D_1).

Последняя оперативная оценка начальных суммарных и прогнозных ресурсов нефти, газа и конденсата в недрах шельфа рассматриваемых морей проводилась на основании утвержденного МПР РФ в 2002 г. нового методического руководства [48]. В соответствии с ее результатами недра шельфа Баренцева, Печорского и Карского морей (кроме Северо-Карской синеклизы, где производилась лишь качественная оценка перспектив нефтегазоносности) содержат около 80% от НСР УВ, оцененных на шельфе всех арктических морей РФ. Сумма выявленных запасов (категорий C_1+C_2) составляют в указанной величине 9,2% , а более достоверная часть прогнозируемых ресурсов УВ (категорий C_3+D_1) – 29,3%. Иными словами, в недрах шельфа этих морей оценены преимущественно прогнозные ресурсы УВ категории D_2 (61,6%).

Рассмотрим результаты современной оценки НСР и прогнозных ресурсов УВ в недрах шельфа по каждому из перечисленных выше морей.

В недрах шельфа Баренцева моря оценено 25,3% НСР УВ, в т.ч. запасы категорий C_1+C_2 составляют – 4,6%, прогнозные ресурсы категорий C_3+D_1 – 4,1% и прогнозные ресурсы категории D_2 - 16,6% (большая часть последних приходится на наименее изученную Северо-Баренцевскую впадину).

Большая часть НСР УВ содержится в мезозойских отложениях – 21,4%, в т.ч. нефти – 1,7%, свободного газа – 19,4% и конденсата – 0,3%. Остальная часть НСР УВ содержится в палеозойских отложениях, в т.ч. нефти – 1,3%, свободного газа – 2,5% и конденсата – 0,1%.

Распределение НСР УВ по глубинам залегания разновозрастных отложений таково, что основная их часть содержится в отложениях, залегающих на глубинах до 3 км – 21,6%, на глубинах от 3 до 5 км – 3,0% и на глубинах от 5 до 7 км – 0,7%

НСР УВ по глубинам морского дна в Баренцевом море таково, что большая часть этих ресурсов приходится на участки шельфа с глубинами морского дна от 200 до 300 м – 9,4%, на участках от 300 до 500 м – 8,9%, на участках от 100 до 200 м – 5,5% и на участках от 50 до 100 м – 1,5%.

Практическое значение имеет то обстоятельство, что основная часть выявленных запасов и более достоверной части прогнозных ресурсов УВ содержится в мезозойских отложениях, залегающих на глубинах до 3 км и в участках шельфа с глубинами морского дна от 100 до 500 м.

В недрах Печороморского шельфа оценено 10,7% НСР УВ, в т.ч. запасы категорий C_1+C_2 составляют 1,7%, прогнозируемые ресурсы категорий C_3+D_1 – 5,5% и прогнозные ресурсы категории D_2 – 3,5%.

Большая часть НСР УВ – 8,2% содержится в палеозойских отложениях и 2,5% - в мезозойских отложениях.

Распределение НСР УВ по глубинам залегания разновозрастных отложений таково, что большая их часть сосредоточена в отложениях, залегающих на глубинах до 3 км – 5,4%, на глубинах от 3 до 5 км – 4,5% и на глубинах от 5 до 7 км – 0,8%.

Распределение НСР УВ по глубинам морского дна на Печороморском шельфе таково, что большая их часть приходится на участки шельфа с

глубинами морского дна до 50 м – 7,3%, на участках от 50 до 100 м – 2,7% и на участках от 100 до 300 м – 0,7%.

Практическое значение имеет то обстоятельство, что основная часть выявленных запасов и более достоверной части прогнозируемых ресурсов содержится в палеозойских отложениях, залегающих на глубинах до 3-4 км и в участках шельфа с глубинами морского дна до 50-70м.

В недрах шельфа южной части Карского моря оценено 44% НСР УВ (в т.ч. 9% в недрах Обской и Тазовской губ): запасы категорий C_1+C_2 составляют 2,9%, прогнозируемые ресурсы категорий C_3+D_1 – 18,7% и прогнозные ресурсы категории D_2 – 22,4%.

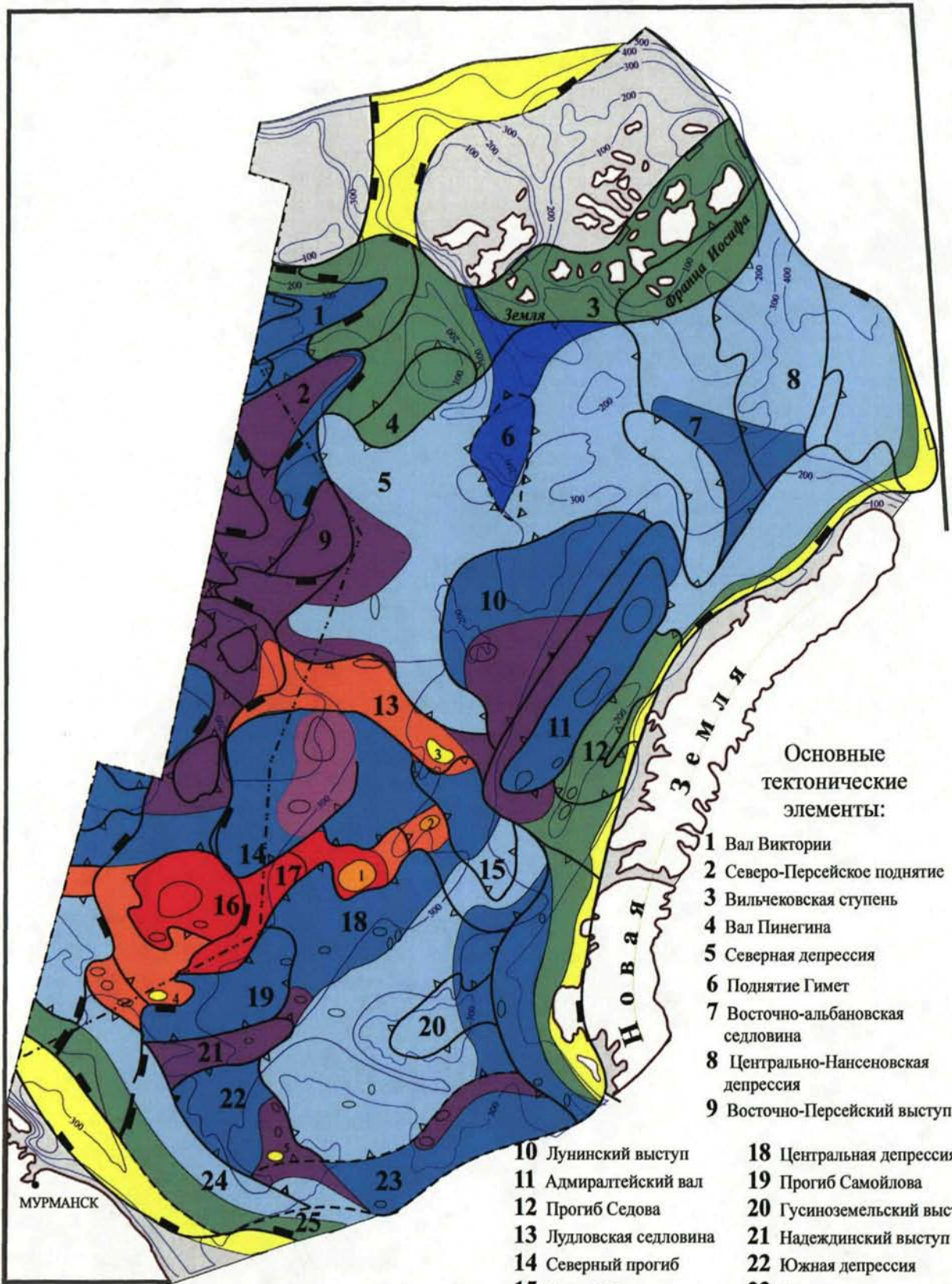
Основная часть НСР УВ содержится в мезозойских отложениях – 39,1% и лишь 4,9% в палеозойских (последние более перспективны в прибортовых северной и западной частях бассейна).

Распределение НСР УВ по глубинам залегания разновозрастных отложений таково, что основная их часть – 32,7% сосредоточена в отложениях залегающих на глубинах до 3 км, на глубинах от 3 до 5 км – 10,1% и на глубинах от 5 до 7 км – 1,2%.

Распределение НСР УВ по глубинам морского дна в южной части Карского моря таково, что большая их часть – 20,6% приходится на участки шельфа с глубинами морского дна до 50 м (в т.ч. все НСР УВ оцененные в Обской и Тазовской губах), на участках от 50 до 100 м - 14,3%, на участках от 100 до 300 м – 7,8% и на участках от 300 до 500 м – 1,3%.

Практическое значение имеет то обстоятельство, что основная часть НСР УВ содержится в мезозойских отложениях, залегающих на глубинах до 3 км и в участках шельфа с глубинами морского дна до 50-70 м [58].

Карты перспектив нефтегазоносности рассматриваемых морей (рис. 2.5.1., 2.5.2., 2.5.3). До недавнего времени служили основной исходной базой



Основные тектонические элементы:

- 1 Вал Виктории
- 2 Северо-Персейское поднятие
- 3 Вильчевская ступень
- 4 Вал Пинегина
- 5 Северная депрессия
- 6 Поднятие Гимет
- 7 Восточно-альбановская седловина
- 8 Центрально-Наansenовская депрессия
- 9 Восточно-Персейский выступ
- 10 Луинский выступ
- 11 Адмиралтейский вал
- 12 Прогиб Седова
- 13 Лудловская седловина
- 14 Северный прогиб
- 15 Прогиб Куль
- 16 Свод Федынского
- 17 Восточно-Федынский выступ
- 18 Центральная депрессия
- 19 Прогиб Самойлова
- 20 Гусиноземельский выступ
- 21 Надеждинский выступ
- 22 Южная депрессия
- 23 Куренцовская ступень
- 24 Кольско-Канинская моноклиналь
- 25 Коргинский выступ

Месторождения:

- 1 - Штокмановское
 - 2 - Ледовое
 - 3 - Лудловское
 - 4 - Северо-Кильдинское
 - 5 - Мурманское
- - газоконденсатное
● - газовые

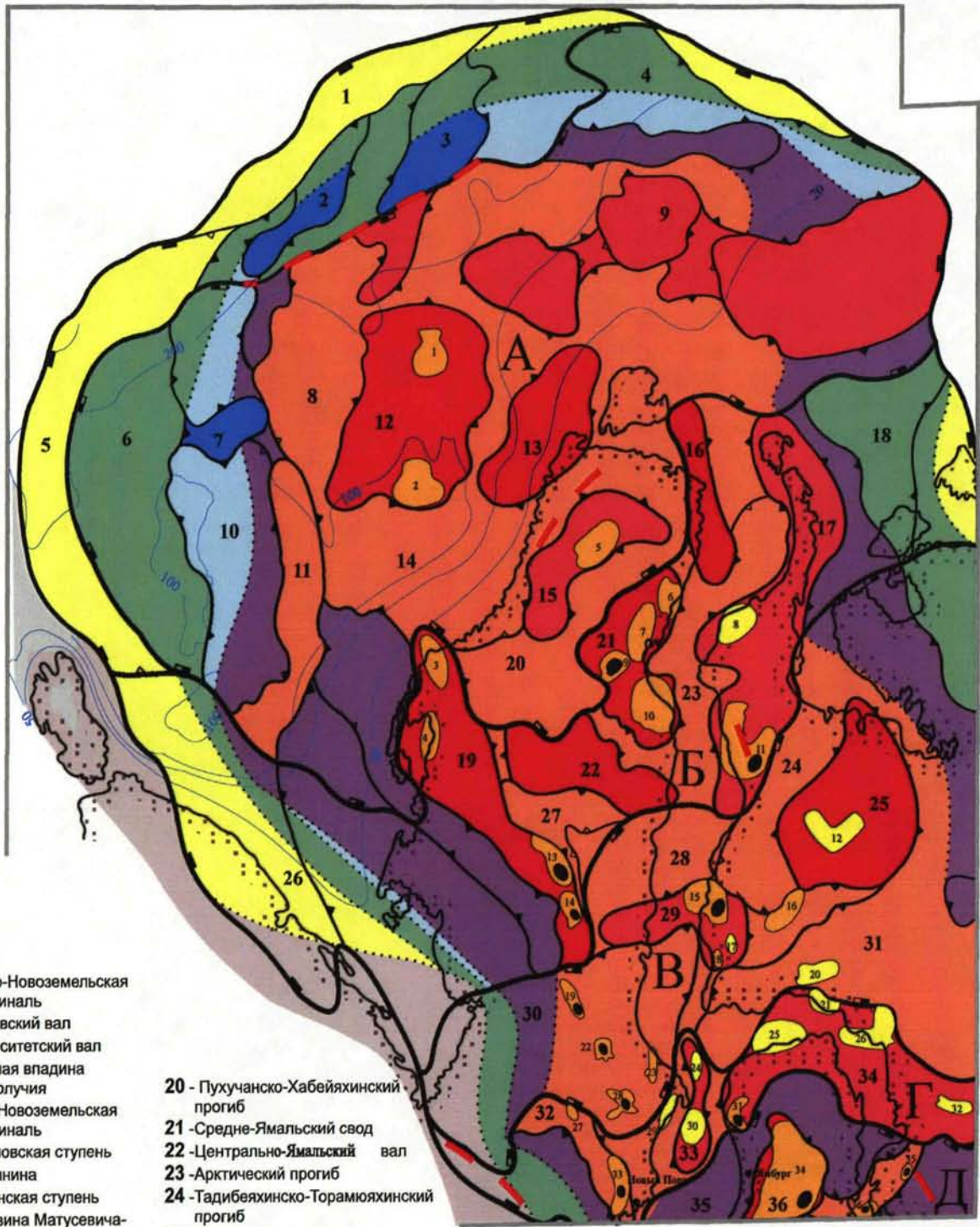
Границы структурных элементов:

- ▬ I - порядка
- ▲ II - порядка
- △ III - порядка

КАТЕГОРИИ ПЕРСПЕКТИВНОСТИ НЕДР ШЕЛЬФА:

ВЫСОКОПЕРСПЕКТИВНЫЕ УЧАСТКИ		ПЕРСПЕКТИВНЫЕ УЧАСТКИ		III КАТЕГОРИИ
■	■	■	■	МАЛОПЕРСПЕКТИВНЫЕ И БЕСПЕРСПЕКТИВНЫЕ УЧАСТКИ
■	■	■	■	
I КАТЕГОРИИ	III КАТЕГОРИИ	I КАТЕГОРИИ	III КАТЕГОРИИ	
II КАТЕГОРИИ	IV КАТЕГОРИИ	II КАТЕГОРИИ		

Рис.2.5.1. КАРТА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ШЕЛЬФА БАРЕНЦЕВА МОРЯ (по Е.В. Захарову, 2005 г.)



- 1 - Северо-Новоземельская моноклинал
- 2 - Викуловский вал
- 3 - Университетский вал
- 4 - Северная впадина Благополучия
- 5 - Южно-Новоземельская моноклинал
- 6 - Ратмановская ступень
- 7 - Вал Минина
- 8 - Рагозинская ступень
- 9 - Седловина Матусевича-Вилькицкого
- 10 - Западно-Обручевская впадина
- 11 - Обручевский выступ
- 12 - Русановско-Ленинградская зона поднятий
- 13 - Скуратовский вал
- 14 - Западно-Ямальский прогиб
- 15 - Северо-Ямальский вал
- 16 - Преображенский вал
- 17 - Северо-Гыданский вал
- 18 - Сибиряковская терраса
- 19 - Нурминский вал
- 20 - Пухучанско-Хабейяхинский прогиб
- 21 - Средне-Ямальский свод
- 22 - Центрально-Ямальский вал
- 23 - Арктический прогиб
- 24 - Тадибейханско-Торамюяхинский прогиб
- 25 - Гыданский свод
- 26 - Югорская моноклинал
- 27 - Больше-Тамботинская впадина
- 28 - Северо-Сеяхинский прогиб
- 29 - Геофизический вал
- 30 - Сеяхинский прогиб
- 31 - Антипаютинская впадина
- 32 - Южно-Ямальский вал
- 33 - Каменномысский вал
- 34 - Нижне-Мессояхский вал
- 35 - Парусный прогиб
- 36 - Ямбургский вал

Условные обозначения:

- северная граница Западно-Сибирской НГП
- границы тектонических элементов I порядка (сводов, валов, прогибов)
- границы крупнейших тектонических элементов синеклиз и седловин
- границы тектонических элементов II порядка

- А - Южно-Карская синеклиза
- Г - Южно-Ямальско-Мессояхинская седловина
- Б - Пайхойско-Таймырская седловина
- Д - Надым-Тазовская синеклиза
- В - ЯмалоГыданская синеклиза

Месторождения:

- | | | |
|------------------------|----------------------------|----------------------------|
| 1 - Русановское | 13 - Нейтинское | 25 - Адерлаютинское |
| 2 - Ленинградское | 14 - Арктическое | 26 - Антипаютинское |
| 3 - Харасавэйское | 15 - Геофизическое | 27 - Мало-Ямальское |
| 4 - Крузенштерское | 16 - Солетско-Ханавэйское | 28 - Ростовцевское |
| 5 - Малыгинское | 17 - Трехбугорное | 29 - Каменномысское-суша |
| 6 - Тасийское | 18 - Восточно-Бугорное | 30 - Каменномысское-море |
| 7 - Северо-Тамбейское | 19 - Средне-Ямальское | 31 - Парусное |
| 8 - Штормовое | 20 - Минховское | 32 - Западно-Мессояхинское |
| 9 - Западно-Тамбейское | 21 - Южно-Тота-Яхинское | 33 - Новопортское |
| 10 - Южно-Тамбейское | 22 - Нурминское | 34 - Ямбургское |
| 11 - Утреннее | 23 - Хамбатейское | 35 - Находкинское |
| 12 - Гыданское | 24 - Северо-Каменномысское | 36 - Юрхаровское |
- - газовое ● - газоконденсатное ● - нефтегазоконденсатное

- Высокоперспективные**
- I КАТЕГОРИИ
 - II КАТЕГОРИИ
 - III КАТЕГОРИИ
 - IV КАТЕГОРИИ
- Перспективные**
- I КАТЕГОРИИ
 - II КАТЕГОРИИ
 - III КАТЕГОРИИ
- МАЛОПЕРСПЕКТИВНЫЕ И БЕСПЕРСПЕКТИВНЫЕ УЧАСТКИ

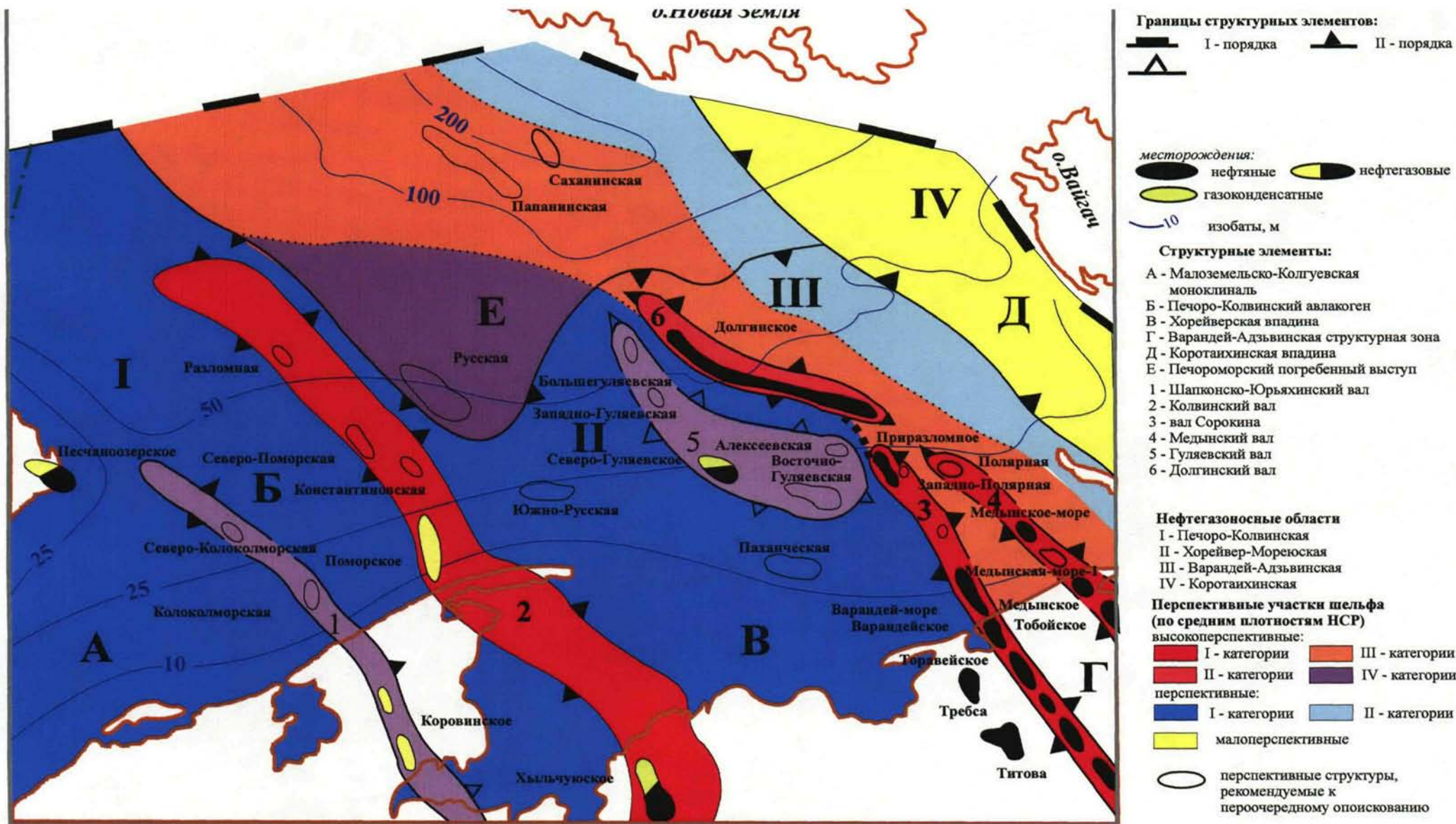


Рис.2.5.3. КАРТА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПЕЧОРОМОРСКОГО ШЕЛЬФА
 (по Е.В. Захарову, 2005 г.)

при определении основных направлений и первоочередных объектов поисково-разведочных работ.

Однако в современных условиях недропользования при планировании работ по выявлению и освоению морских углеводородных месторождений перечисленных результатов оценки НСР УВ, их структуры и пространственного распределения недостаточно. Для обоснованного планирования дальнейших работ по поиску, разведке и разработке месторождений УВ на шельфе морей страны в настоящее время основное значение приобретает оценка прогнозных ресурсов УВ в объектах зонального (установленных и обосновано предполагаемых зонах нефтегазонакопления) и локального (перспективные локальные структуры-ловушки разного типа) уровней, поскольку углеводородный потенциал именно этих объектов определяет соответственно стратегию и тактику поисково-разведочных работ.

При этом в первых более изученных ЗНГН расположенных в положительных тектонических элементах II порядка с установленной промышленной нефте- и (или) газоносностью прогнозные ресурсы (категории D_1) подсчитывались модификациями объемного метода, а во вторых менее изученных, но обоснованно предполагаемых ЗНГН, где локальные ловушки и залежи разного типа еще не выявлены, прогнозные ресурсы УВ (категории D_2) подсчитывались методом удельной плотности запасов УВ на единицу площади или объема [48].

Оценка локализованных прогнозируемых ресурсов УВ (категорий C_3 и D_1) в перспективных ловушках разного типа, производилась объемным методом. В более изученных ЗНГН, где эти ловушки представляют собой сателлиты выявленных месторождений нефти и (или) газа, результаты локализованных оценок могут использоваться при составлении технологических схем разработки углеводородных месторождений. В менее

изученных ЗНГН, где углеводородные месторождения еще не выявлены, подобное использование результатов локализованных оценок невозможно.

В более изученных ЗНГН южной российской части Баренцева моря (без зоны спорной юрисдикции) сосредоточено 46,7% запасов (категорий C_1+C_2) и более достоверной части прогнозируемых ресурсов (категорий C_3+D_1) от общей величины НСР УВ, оцененных в недрах этого шельфа. В том числе в:

- Восточно-Федынской, Лудловской и Мурманско-Куренцовской ЗНГН оценено 26,9% запасов (категорий C_1+C_2) и более достоверной части прогнозируемых ресурсов (категорий C_3+D_1);

- Сорокинской, Медынской и Долгинской ЗНГН оценено 19,8% запасов (категорий C_1+C_2) и более достоверной части прогнозируемых ресурсов (категорий C_3+D_1).

В указанных ЗНГН района Штокмановского ГКМ и южной прибортовой части Южно-Баренцевской впадины оценены преимущественно запасы и ресурсы газа, а в ЗНГН восточной части Печороморского шельфа оценены преимущественно запасы и ресурсы нефти. Результаты количественной оценки перспектив нефтегазоносности установленных и обоснованно предполагаемых ЗНГН в северной и южной частях Баренцева моря показаны на рис 2.5.1., 2.5.3.

В наиболее изученных ЗНГН южной части Карского моря сосредоточено 49,2% запасов (категорий C_1+C_2) и более достоверной части прогнозируемых ресурсов (категорий C_3+D_1) от общей величины НСР УВ, оцененных в недрах этого шельфа. В том числе в:

- Русановско-Ленинградской, Скуратовской и морской части Нурминской ЗНГН оценено 38,5% запасов (категорий C_1+C_2) и более достоверной части прогнозируемых ресурсов (категорий C_3+D_1);

- Каменномысской, Геофизической и морской части Нижне-Мессояхинской ЗНГН оценено 10,7% запасов (категорий C_1+C_2) и более достоверной части прогнозируемых ресурсов (категорий C_3+D_1).

Соотношение между соответствующими запасами и ресурсами нефти и газа в указанных ЗНГН Обской и Тазовской губ - 1/9, а Приямальского шельфа ~ 1/5.

Результаты количественной оценки перспектив нефтегазоносности ЗНГН в южной части Карского моря и в Обской и Тазовской губах показаны на рис. 2.5.2.

Среди названных выше ЗНГН к более перспективным относятся: Восточно-Федынская, Лудловская, Сорокинская, Медынская и Долгинская – в Баренцевом море и Русановско-Ленинградская, Нурминская (морская часть), Каменномысская и Нижне-Мессояхинская (морская часть) – в Карском море.

Наибольшей концентрацией запасов (категорий C_1+C_2) и более достоверной части прогнозируемых ресурсов газа (категорий C_3+D_1) обладают Русановско-Ленинградская и Восточно-Федынская ЗНГН, которые могут рассматриваться как приоритетные при определении рациональных направлений дальнейших работ по выявлению и освоению газовых и газоконденсатных месторождений. Крупные размеры этих ЗНГН обусловили формирование в их пределах таких уникальных по запасам месторождений газа и конденсата как Русановское, Ленинградское и Штокмановское.

Высокой концентрацией запасов (категорий C_1+C_2) и более достоверной части прогнозируемых ресурсов (категорий C_3+D_1) нефти обладают морские части Сорокинской и Медынской ЗНГН, непоискованные перспективные локальные структуры-ловушки в которых представляют первоочередной интерес для ПРР.

Выявленные месторождения нефти в этих ЗНГН и газа в Каменномысской ЗНГН представляют собой объекты как разработки –

сеноманские залежи, так и разведки на нижележащие перспективные горизонты.

Существенны и результаты локализованных оценок запасов и ресурсов газа и нефти по выявленным месторождениям (залежам) и перспективным структурам-ловушкам (они приведены в разделе 3.1 главы 3).

Таким образом, углеводородный недр выявленных и обоснованно предполагаемых ЗНГН на шельфе Баренцева и Карского морей свидетельствует о реальных возможностях значительного увеличения промышленных запасов газа, конденсата и нефти и развития их добычи.

Глава 3. СТРАТЕГИЯ ОСВОЕНИЯ РЕСУРСОВ ГАЗА И НЕФТИ

3.1. Учет результатов оценки ресурсов газа и нефти по объектам зонального и локального уровней при определении стратегии и тактики выявления и освоения новых месторождений

При современных условиях недропользования на лицензионной основе существенно изменились и требования к результатам количественной оценки ресурсов нефти, газа и конденсата. Долгое время начальные суммарные и прогнозные ресурсы УВ оценивались по НГП и НГО. В настоящее время основное значение приобретает оценка ресурсов УВ в объектах зонального (зоны нефтегазонакопления) и локального (перспективные структуры-ловушки) уровней, причем, прежде всего, тех из них, в которых подсчитываются более достоверные ресурсы категорий C_3 и D_1 [23].

Это особенно важно для менее изученных, но более дорогостоящих по освоению, районов шельфа, где необходимо более дифференцировано учитывать особенности геологического строения, условий аккумуляции и концентрации скоплений УВ в ЗНГН и даже в различных их участках при выборе приоритетных направлений и определении стратегии работ по выявлению и освоению углеводородных месторождений.

Анализ выявленных запасов (категорий C_1+C_2) и более достоверных ресурсов (категорий C_3+D_1) УВ в месторождениях и перспективных структурах-ловушках в пределах приоритетных ЗНГН позволяет выделить первоочередные локальные объекты и определить тактику проведения поисково-разведочных работ.

Карты, составленные на основе нефтегазогеологического районирования, наглядно демонстрируют дифференцированное размещение НСР УВ в недрах перспективных ЗНГН. Весьма важно то, что в перечисленных выше ЗНГН помимо запасов категорий C_1 и C_2 по выделенным месторождениям оценивались более достоверные

прогнозируемые локализованные ресурсы нефти и газа категорий C_3 и D_1 , а также нелокализованные ресурсы категории D_1 . Это позволяет по удельным плотностям суммы таких запасов и ресурсов УВ можно выделить и геологически обосновать наиболее перспективные ЗНГН – основные стратегические направления дальнейших работ по выявлению и освоению месторождений нефти и газа. Такими ЗНГН являются: в Баренцевом море – Восточно-Федынская и Федынская (высокоперспективные II категории), Лудловская и Демидовско-Ферсмановская (высокоперспективные III и IV категорий); на Печороморском шельфе – Сорокинская и Медынская (высокоперспективные I категории), Долгинская и Папанинская (высокоперспективные II и III категорий); а в Карском море – Русановско-Ленинградская, Скуратовская (высокоперспективные I категории), в Обской и Тазовской губах – Каменномысская, Геофизическая, Нижне-Мессояхинская (высокоперспективные II категории) и Преображенская (высокоперспективная I категории).

Результаты локализованной оценки ресурсов и запасов по ряду объектов в ЗНГН, отраженные в таблицах 3.1.1-3.1.4., по каждому из четырех выделенных НГР, позволяют осуществить целенаправленное проведение дальнейших работ по выявлению и освоению месторождений нефти и газа на шельфе рассматриваемых морей. В Баренцевом море – это преимущественно газоносный район Штокмановского ГКМ (Таблица №3.1.1) и преимущественно нефтеносный восточный район Печороморского шельфа (Таблица №3.1.2.). В Карском море – это преимущественно газоносные Южно-Карский район (Таблица №3.1.3) и район Обской и Тазовской губ (Таблица №3.1.4.).

Локализованные ресурсы газа и нефти (категорий C_3+D_1), приведенные в этих таблицах рассчитаны объемным методом, а ожидаемые при реализации последующих ГРП, запасы категории C_1 определялись с помощью коэффициента перевода, который статистическим путем оценивался по залежам и месторождениям на более изученной сопредельной

**Локализованная оценка ресурсов и запасов ряда объектов в ЗНГН
Газоносный район Штокмановского ГКМ**

Таблица 3.1.1.

Наименование ЗНГН, а также месторождений и перспективных структур в их пределах	Текущие запасы и ресурсы газа, млрд.м3			Ожидаемые запасы газа, млрд.м3
	C1	C2	C3+Д1	C1
Восточно-Федынская				
Штокмановское	2536,4	668,9	-	535
Ледовое	91,7	330,4	-	265
Западно-Штокмановская	-	-	260	104
Териберская	-	-	140	56
Терская	-	-	200	80
Итого:	2628,1	999,3	600	1040
Лудловская				
Лудловское	80,1	131	-	105
Западно-Лудловская	-	-	220	88
Итого:	80,1	131	220	193
Демидовско-Ферсмановская				
Ферскановская	-	-	945	378
Демидовская	-	-	780	312
Итого:	-	-	1725	690
Федынская				
Северо-Кильдинское	5,1	10,5	31	12
Центральная	-	-	532	213
Восточная	-	-	213	85
Южная	-	-	161	64
Итого:	5,1	10,5	937	374

**Локализованная оценка ресурсов и запасов ряда объектов в ЗНГН
Восточная (морская часть) нефтеносного Печороморского района**

Таблица 3.1.2.

Наименование ЗНГН, а также месторождений и перспективных структур в	Текущие запасы и ресурсы УВ, млн.			Ожидаемые запасы
	т.у.т			
	C1	C2	C3+Д1	C1
Сорокинская				
Приразломное	47,8	35,4	-	35
Варандей-море	1.8	3.9	-	3.9
Стасовская	-	-	35	12
Западно-Полярная	-	-	40	13
Итого:	49.6	39.3	75	64
Медынская				
Полярная	-	-	60	20
Медынская-море 1	-	-	70	23
Медынская-море	4.1	67.6	-	19
Итого:	4.1	67.6	130	62
Гуляевская				
Северо-Гуляевское	-	-	60	20
Итого:	-	-	60	20
Шапкина-Юрьяхинская				
Колоколморская	-	-	29	10
Северо-Колоколморская	-	-	27	9
Итого:	-	-	56	19
Колвинская				
Поморское	6.0	16	6	15
Итого:	6.0	16	6	15

**Локализованная оценка ресурсов и запасов ряда объектов в ЗНГН
Южно-Карский газоносный район**

Таблица 3.1.3.

Наименование ЗНГН, а также месторождений и перспективных структур в их пределах	Текущие запасы и ресурсы газа, млрд.м3			Ожидаемые запасы газа, млрд.м3
	С1	С2	С3+Д1	С1
Русановско-Ленинградская				
Русановское	20,9	79,1	3248	1462
Ленинградское	71	980,6	3066	1380
Северо-Ленинградская	-	-	1040	463
Северная	-	-	540	243
Невская	-	-	320	144
Петровская	-	-	220	99
Итого:	91,9	1059,7	8434	3796
Скуратовская				
Нярмейская	-	-	2070	931
Скуратовская	-	-	1794	807
Морская	-	-	190	86
Итого:	-	-	4054	1824

х/ только по сеноманским, альбским и аптским отложениям

**Локализованная оценка ресурсов и запасов ряда объектов в ЗНГН
Газоносный район Обской и Тазовской губ**

Таблица 3.1.4.

Наименование ЗНГН, а также месторождений и перспективных структур в их пределах	Текущие запасы и ресурсы газа, млрд.м3			Ожидаемые запасы газа, млрд.м3
	С1	С2	С3+Д1	С1
Обская губа				
Каменномысская				
Северо-Каменномыское	308.3	-	-	308.3
Каменномыское-море	504.7	-	-	504.7
Итого:	813.0	-	-	813.0
Геофизическая				
Геофизическое-море	-	-	367	125
Бухаринская	-	-	181	62
Итого:	-	-	548	187
Преображенская				
Преображенская	-	-	620	211
Карпачевская	-	-	1499	510
Итого:	-	-	2119.0	2119.0
Тазовская губа				
Нижне-Мессояхинская				
Адерпаютинское	25,6	160,7	708	241
Антипаютинское	20,9	79,1	560	190
Чугорьяхинское	42.30	-	-	42.30
Итого:	88.80	239.80	1268.0	473.3

суше. Такие коэффициенты определены, например, для палеозойских отложений по сухопутной части Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции – 0,33, а для сеноман-аптских отложений по сухопутной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции - 0,34. Они и использованы при их переводе в ожидаемые запасы категории C_1 по локальным объектам в прибрежных ЗНГН соответственно на Печороморском шельфе и в Обской и Тазовской губах.

Что же касается более мористых ЗНГН районов Баренцева и Карского морей, то при определении по локальным объектам в их пределах коэффициентов перевода, автором учитывались три обстоятельства. Во-первых, то, что, как установлено, в северном направлении существенно (более, чем в три раза) возрастает концентрация ресурсов УВ по ЗНГН, а, следовательно, и по перспективным локальным структурам-ловушкам.

Во-вторых, что в этих ЗНГН выявлены уникальные и крупные по запасам газа месторождения Штокмановское, Ледовое, Лудловское, Русановское, Ленинградское, а перспективные локальные структуры существенно превышают по размерам те, которые выявлены в прибрежных ЗНГН.

В-третьих, то, что, как известно, открытие Штокмановского, Ленинградского и Русановского месторождений произошло при бурении первых скважин на выявленных структурах, по районам расположения которых была произведена лишь оценка ресурсов категории D_2 , т.е. даже в этих условиях коэффициент успешности, как, кстати, и на последующих объектах, оказался равным 1. При этом, например, по Штокмановскому ГКМ по результатам бурения 5 скважин основная часть запасов газа была переведена в категорию C_1 .

По этим причинам, по мнению автора, в ЗНГН района Штокмановского ГКМ и Южно-Карского района коэффициенты перевода должны быть выше и соответственно могут составить 0,4 и 0,45.

Вполне понятно, даже при таком достаточно жестком подходе к локализованной оценке ресурсов нефти и газа категорий C_3+D_1 и их переводу в запасы категории C_1 , они все равно обладают в той или иной степени неопределенностью.

3.2. Геологический риск и возможность его учета при локализованной оценке ресурсов и запасов углеводородов

Получая лицензии на недропользование, в первую очередь необходимо оценить возможные выгоды или потери, определить степень риска. При этом в первую очередь следует оценить геологический риск, только после которого возможно провести оценку других рисков.

Понятие геологического риска пока устойчиво “не прижилось” в литературе и не является общепринятым. Различные исследователи толкуют его по-разному.

Часто под геологическим риском понимают вероятность отрицательного результата при поисках месторождения [24]. Согласно такому подходу вероятность выявления в пределах локального объекта промышленного месторождения определяется произведением вероятностей существования различных геологических факторов:

$$\rho_n = \rho_1 \cdot \rho_2 \cdot \rho_3 \dots \rho_n,$$

где ρ_1 - вероятность существования структуры или вероятность подтверждения структурного плана бурением, ρ_2 - вероятность существования коллектора, ρ_3 - вероятность существования покрышки, ρ_4 - вероятность наличия углеводородов в ловушке и т.п. Тогда вероятность отрицательного результата составит величину $\rho_p = (1 - \rho_n)$. При этом самый трудный вопрос - как определить эти вероятности? Обычно это делают экспертно, т.е. достаточно субъективно. Так, если принять, что все перечисленные выше вероятности достаточно высоки и составляют 0,8, то вероятность обнаружения залежи составит $\rho_n = \rho_1 \cdot \rho_2 \cdot \rho_3 \cdot \rho_4 = 0,8^4 = 0,41$, а риск будет равен $1 - 0,41 = 0,59$, т.е. вероятность получения отрицательного результата достаточно велика.

Поэтому наряду с этим, далее в качестве основного автор будет рассматривать несколько иной подход, основанный на степени

неопределенности оценок ресурсов или запасов, исходя из состояния изученности объекта [24].

При оценке локального объекта представляется наиболее адекватным определять геологический риск как вероятность того, что реальные геологические ресурсы или запасы окажутся ниже ожидаемого уровня. Вероятностные параметры геологического риска непосредственно связаны с подсчетными параметрами оценки и определяются тремя факторами:

1. Адекватность предполагаемых или выявленных ловушек реально существующим (площадь нефте- или газоносности, надежность пород-покрышек, степень заполнения ловушки).

2. Адекватность фильтрационно-емкостных параметров пород-коллекторов (эффективная толщина, открытая пористость и т.д.).

3. Наличие УВ и адекватность фазового состояния и качественного и количественного состава углеводородной системы (в том числе: нефтегазонасыщенность, газовый и конденсатный факторы, состав пластовой смеси и т.д.).

Очевидно, что геологический риск и степень изученности объектов связаны обратной зависимостью, а любая оценка носит вероятностный характер. При этом подсчетные параметры могут многократно меняться в результате поисково-разведочных работ и переинтерпретации данных. Таким образом, применяемая методика должна позволять производить быструю переоценку при изменении любого параметра с учетом вероятностного характера его величины. Кроме того, целесообразно предусмотреть использование модели неравномерного распределения параметров по площади.

Чем выше изученность локального объекта, тем меньше риск получить неверную оценку его потенциала. С другой стороны риск есть мера неопределенности: больше неопределенность в оценке параметров - больше

риск и наоборот. Т.е. здесь зависимость прямая. Это становится совершенно ясным из следующих рассуждений. Допустим, что один объект, расположенный в ЗНГН с установленной нефтегазоносностью, изучен детальной сейсморазведкой и поисковой скважиной, подтвердившей его продуктивность, а другой лишь выявлен по сейсмическим данным в предполагаемой ЗНГН. Ясно, что в первом случае речь может идти лишь о вариациях ФЕС в области продуктивности объекта в каких-то пределах. Во втором случае объект может оказаться как совершенно «пустым», так и продуктивным. Т.е. его ресурсы могут изменяться от нуля до каких-то конечных величин, определяемых емкостью ловушки и максимально возможными ФЕС для данного района. Ясно, что геологический риск во втором случае намного выше.

Степень неопределенности количественно можно определить через коэффициент вариации ресурсов (запасов) – отношение стандартного отклонения к средней величине оценки. Для относительно хорошо изученных объектов он невелик - (0 - 0,3), для среднеизученных – (0,3 - 0,5), для слабоизученных – от 0,4 до 0,7. Интервалы значений пересекаются, т.к. многое зависит от сложности объекта [3, 24].

Определить подсчетные параметры с высокой точностью невозможно, поскольку при оценке ресурсов они все основаны на аналогиях. Это же имеет место и при оценке запасов с той лишь разницей, что по мере увеличения категорий от C_2 к C_1 , В и А достоверность таких оценок возрастает. Но для любого параметра существует тот предел точности его определения, превысить который невозможно по объективным причинам.

Например, один из основных параметров - площадь структуры, определяемая чаще всего по структурным картам, полученным по данным сейсморазведки, скорректированным с учетом бурения, в ряде случаев имеет немалые погрешности. Так, площадь продуктивности месторождения Каменномысское-море по данным интерпретации одних и тех же сейсмических материалов 2D, выполненной разными интерпретаторами

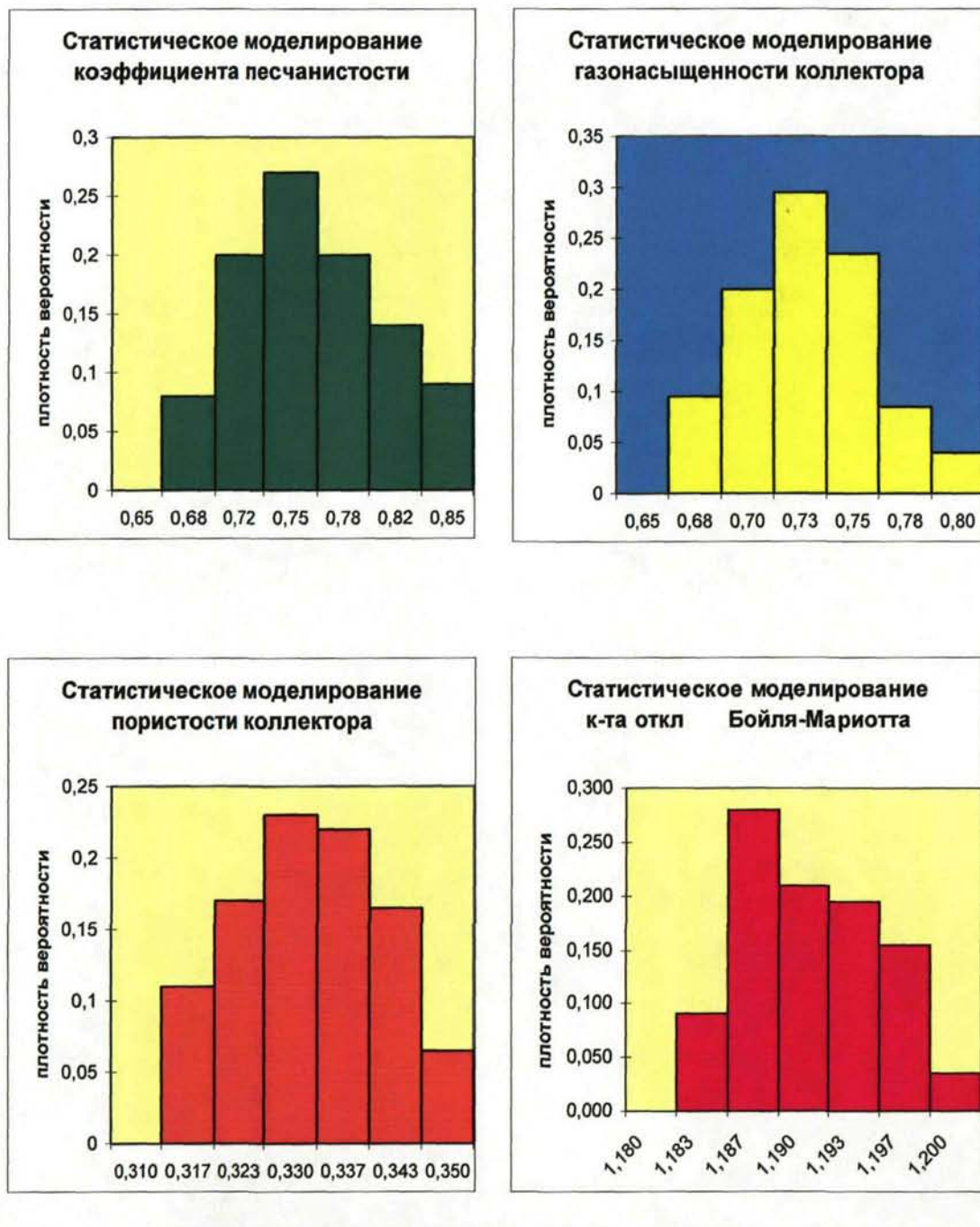
различается больше, чем на четверть. И это не связано с техническими ошибками, а является следствием неоднозначности в корреляции сейсмических горизонтов, хотя они здесь представляют довольно отчетливые опорные отражения. Как результат, объем залежи, зависящий в основном от площади продуктивности и эффективной толщины (определение последней, особенно в карбонатных коллекторах тоже производится с погрешностями), может быть рассчитан неточно.

Наиболее простой путь, который используется при оценках ресурсов или запасов УВ – независимое имитационное статистическое моделирование каждого из подсчетных параметров в заданных интервалах, определяемых погрешностью оценок этих самых параметров. Тогда результат подсчета будет представлен в виде гистограммы, где по оси абсцисс отложены интервалы оценки, а по оси ординат – частота попадания оценок в соответствующий интервал. Если они пронормированы на общее количество статистических испытаний, то эта гистограмма будет фактически представлять собой плотность вероятности оценок, а график накопленной (интегральной) вероятности будет характеризовать вероятность того, что реальные запасы окажутся больше, чем в текущем интервале. По этому графику можно определить “пороговые” оценки ресурсов или запасов. Например, 90% – минимальная оценка, 50% – лучшая или базовая, 10% – максимальная. Такие пороги приняты в большинстве зарубежных стран.

Для одного из месторождений (Каменномысское-море) сказанное иллюстрируется двумя рисунками.

На рисунке 3.2.1. приведены гистограммы четырех из шести параметров, влияющих на оценку начальных суммарных ресурсов газовой залежи: пористость, газонасыщенность, коэффициент песчаности, обратный коэффициент сверхсжимаемости (поправка на отклонение от идеального газа). Всего с помощью генератора случайных чисел было

Рисунок 3.2.1. - Гистограмма распределения подсчетных параметров при вероятностной оценке НСР газовой залежи (месторождение Каменномысское-море)



получено 1000 реализаций с заданным нормальным распределением по каждому параметру.

На рисунке 3.2.2. приведена гистограмма оценок начальных суммарных ресурсов (НСР) данного объекта, полученная по результатам

имитационного моделирования с распределением подсчетных параметров в соответствии с рисунком 3.2.1. Из нее видно (по графику интегральной вероятности, правая шкала), что лучшая (базовая) оценка P50 составляет 491 млрд.куб.м, минимальная P90 (90% или 0,9) - 415, а максимальная P10 (0,1) – примерно 567 млрд.куб.м.

При этом такие важнейшие параметры, как площадь структуры, степень заполнения ловушек углеводородами, высота залежи, пересчетный коэффициент считались неизменными и рассчитывались обычными детерминированными методами. И даже в этом случае изменения величины НСР УВ могут быть существенными. В реальности запасы даже хорошо изученного месторождения с простым геологическим строением не могут быть оценены с относительной погрешностью, лучшей, чем 15-20%.

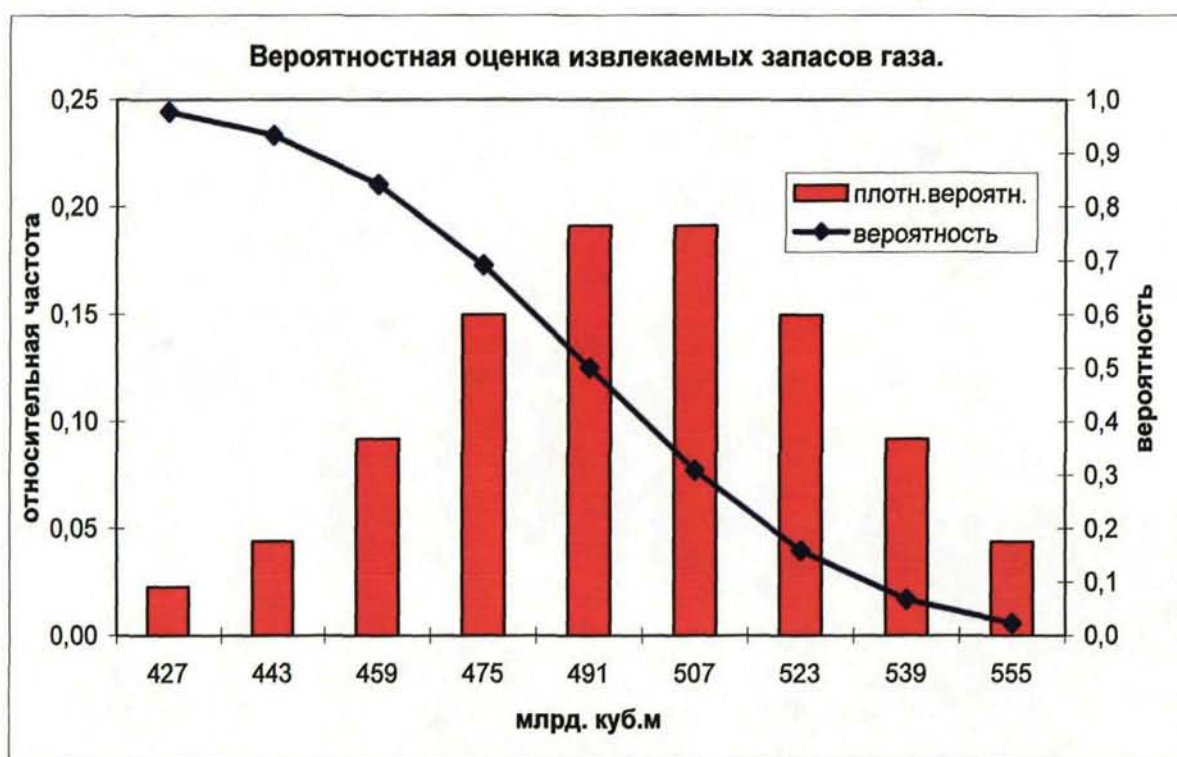


Рисунок 3.2.2. – Пример вероятностной оценки начальных суммарных ресурсов газа (месторождение Каменномысское-море)

В настоящее время в России вероятностные оценки еще только завоевывают себе право на жизнь. В то же время их разброс бывает значительным, что характеризует погрешность, с которой оцениваются ресурсы УВ на начальной стадии изученности месторождения. В описанном

выше случае это означает следующее: с вероятностью 90% запасы газа на месторождении превысят 415 млрд. м³, с вероятностью 50% они будут больше, чем 491 млрд. м³ и с вероятностью 10% они могут превысить 567 млрд. куб. м. По мере дальнейшего уточнения модели месторождения в процессе разведки и эксплуатации разница между этими цифрами будет сокращаться. Сходную информацию можно почерпнуть из величины коэффициента вариации (о нем упоминалось ранее), который является относительной величиной и потому по нему можно условно ранжировать разномасштабные месторождения.

Кроме имитационного статистического моделирования (методы Монте-Карло) можно было бы оценивать локализованные ресурсы и запасы в условиях неопределенности параметров с помощью способов, основанных на теории нечетких множеств [33]. В принципе, в большинстве случаев такие оценки были бы сопоставимы.

В таблице 3.2.1 приведены результаты вероятностных оценок для основных газовых месторождений шельфа Арктики. Месторождения ранжированы по мере возрастания неопределенности в оценках прогнозируемых ресурсов категорий С₃ и Д₁, включая запасы категорий С₁ и С₂.

Табл. 3.2.1. Начальные суммарные ресурсы основных газовых объектов арктического шельфа с учетом неопределенности и риска.

Месторождение	коэффициент геологического риска (к-т вариации)	Вероятностная оценка НСР		
		P90 (90%)	P50 (50%)	P10 (10%)
Северо-Каменномысское	0,1	267	306	345
Каменномысское-море	0,12	415	491	567
Штокмановское	0,16	2266	2850	3434
Ленинградское	0,22	1443	2010	2577
Русановское	0,24	1468	2120	2772
Адерпаютинское	0,35	132	240	348
Антипаютинское	0,41	94	198	302
Южно-Обская структура	0,6	81	350	619

На рис. 3.2.3. показаны результаты оценки ресурсов газа по основным объектам арктического шельфа с учетом неопределенности и риска, приведены соответствующие графики и гистограммы. Видно, что наименьший геологический риск ассоциируется, например, с наиболее хорошо разведанным месторождением Северо-Каменномыское, а наибольший – с Южно-Обской структурой, где не пробурено ни одной поисковой скважины, и все оценки носят гипотетический характер на основе сейсмических структурных построений. Иными словами Южно-Обская структура не может рассматриваться в качестве перспективного объекта поисковых работ на ближайший период.



Отметим, что в данной постановке геологический риск связан с неопределенностью геологической модели и не зависит от абсолютной величины запасов или ресурсов УВ. Это означает следующее. Если допустить, что геологическая модель известна абсолютно точно (а такого не бывает даже после окончания разработки месторождения), то коэффициент вариации, а значит и локальный геологический риск будет равен нулю.

Выполненные расчеты и ранжирование основных месторождений арктического шельфа по степени геологического риска несомненно являются условными, однако они должны использоваться уже при нынешней степени

изученности этих объектов. В дальнейшем по мере геологического изучения новых месторождений эти соотношения могут меняться.

3.3. Определение рационального комплекса поисково-разведочных работ на арктическом шельфе с учетом специфики их проведения

Поиски и разведка месторождений углеводородного сырья на арктическом шельфе связаны с:

- наличием слоя воды (глубина морского дна колеблется от 1 до 500 м и более) и ледовой обстановки;
- геологическими особенностями строения верхней части разреза осадочного чехла по сравнению с сушей;
- преимущественной газоносностью недр;
- преобладающей концентрацией перспективных объектов поисково-разведочных работ на мелководье, в том числе с выходом на сопредельную сушу;
- повышенными экологическими рисками;
- более высокой, чем на суше, стоимостью поисково-разведочного бурения.

Все эти особенности и определяют особые методические и технологические подходы к геологическому изучению арктического шельфа.

3.3.1. Современные методы геологического изучения шельфа: состояние и перспективы

Основными методами на стадии поисковых работ по выявлению перспективных структур и площадей на шельфе являются геофизические. Следует отметить, что всегда поисковые и разведочные скважины на шельфе закладывались по результатам предшествующих морских геофизических работ. При этом основным геофизическим методом дистанционного изучения недр при поисках нефти и газа является сейсморазведка [18, 75, 81, 86, 89].

В своем нынешнем виде метод общей глубинной точки (МОГТ) в России появился более 30 лет назад в начале 70-х годов, сменив на море МОВ ЦІ и МОВ. С тех пор произошли лишь технические усовершенствования, связанные с возбуждением, приемом, регистрацией и

обработкой сигналов. Это, безусловно, повысило качество сейсмических работ 2Д, но не изменило ситуацию кардинально. Считается, что новым шагом в повышении возможностей сейсморазведки является повсеместное и широкое внедрение пространственной модификации – 3Д сейсморазведки. Но и она появилась на западе в 70-е годы, а в России в опытном режиме в модификации широкого профиля использовалась уже в конце 70-х годов ВНИИМоргео на Калининградском взморье и в Куршском заливе. Затем был почти 20-летний перерыв и производственные работы 3Д были проведены только в 1996 г. трестом СМНГ на месторождении Приразломное.

В последнее время стало весьма популярным проводить сейсморазведку 3Д, причем даже на площадях, где еще не выявлены перспективные объекты. Насколько это оправдано? И что же нового может дать сейсморазведка 3Д по сравнению с плотной сетью профилей 2Д?

На самом деле сейсморазведка 3Д по сути отличается от сейсморазведки 2Д лишь возможностью учета так называемого пространственного сейсмического сноса. Это означает возможность более корректного восстановления точки отражения, если она находится вне плоскости профиля. Достигается это применением т.н. процедуры пространственной миграции, чего в случае 2Д сделать невозможно. В принципе, в этом и состоит главное преимущество 3Д. В то же время, если профиль ориентирован в крест простирания, пространственный сейсмический снос совпадает с профилем и может быть учтен процедурой миграции по 2Д. Таким образом, при углах наклона отражающих границ меньше, чем $3-5^\circ$ различиями в структурных построениях можно пренебречь, поскольку гораздо большие погрешности вносят ошибки в определении скорости.

Основные случаи, когда сейсморазведка 3Д необходима по «геологическим показаниям» сводятся к следующему:

- 1) Углы наклона границ целевых отражающих горизонтов превышают 5-10 градусов;

проводить детальные сейсморазведочные работы в случае не подтверждения данных предшествующей поисковой сейсморазведки.

Ранее в бывшем СССР сложилась довольно жесткая система стадийности поисков и разведки месторождений.

На регионально-рекогносцировочном этапе сейсморазведка проводилась по редкой сети профилей, обычно 10х20 км или иной в зависимости от района работ и сейсмогеологических условий. При этом выявлялись крупные тектонические элементы - своды, валы, выступы, седловины и др.

Затем на следующем этапе на наиболее перспективных участках сеть сгущалась, и выявлялись локальные структуры-ловушки.

После этого на выявленных локальных структурах проводились детальные сейсморазведочные работы (тогда это была сейсморазведка 2Д по плотной сети профилей), и они готовились к глубокому бурению. При этом составлялся итоговый документ - паспорт структуры, где приводились ее основные характеристики и результаты оценки ресурсов углеводородов. К сожалению, часто бывало так, что концентрация ресурсов УВ в одних и тех же отложениях по ряду объектов общего генезиса, расположенных в единой зоне нефте- и (или) газонакопления, весьма существенно отличалась, поэтому пользоваться такими оценками не представлялось возможным.

Затем после бурения поисковых скважин, подтвердившего продуктивность структуры, проводились дальнейшие детализационные сейсморазведочные работы с целью уточнения строения залежи.

В настоящее время все четче проявляется целесообразность опережающего поискового бурения. Если структура выявлена, причём результаты сейсморазведки на региональном и поисковом этапах совпадают, целесообразно начать поисковое бурение в самых оптимальных условиях с учетом геологического строения ловушки и не готовить ее к глубокому бурению [54]. После поискового бурения, если она окажется продуктивной, но более сложного строения, возможно, понадобится провести детальные

сейсморазведочные работы для определения мест заложения разведочных скважин. Однако такая ситуация возникает редко.

В кратких по времени (2-2.5 месяца) сезонных условиях проведения поискового и разведочного бурения на шельфе арктических морей РФ, когда основным объектом изучения является верхний, более простой по строению, структурный этаж, дополнительная подготовка локальных структур не требуется. Следует также добавить, что 3-4х кратное проведение сейсморазведки на одном и том же объекте в морских условиях до бурения скважин не обеспечивало повышения эффективности поисковых работ.

На арктическом шельфе детализационные работы в модификации 3Д тоже следует проводить, однако, только при сложных сейсмогеологических условиях и при необходимости на стадии доразведки перед началом разработки. В остальных случаях все определяется заказчиком и объемом средств, которые он готов потратить на эти цели. Но все равно, принятие решения о проведении детальных сейсморазведочных работ 3Д целесообразно после бурения одной-двух поисковых скважин.

Общая информативность и надежность интерпретации сейсморазведки модификации 3Д при правильном подходе может быть на 20-30% выше модификации 2Д, хотя и приводят к кратному увеличению стоимости сейсмических работ. Многие зарубежные фирмы идут на эти расходы, поскольку они все равно зачастую ниже затрат на бурение одной скважины. Тем более что работы 3Д становятся все более технологичными и дешевыми. Исключение составляют эти работы в транзитных мелководных зонах, где они стоят в несколько раз дороже [4].

Что касается других методов полевой геофизики: гравиметрии, магнитометрии, электроразведки, то при поисках и разведке нефти и газа на шельфе они не имеют самостоятельного значения и могут применяться лишь в комплексе с сейсморазведкой. Причем о реальной информативности этих методов на морских объектах ОАО «Газпром» можно говорить, пожалуй, только применительно к гравиметрии на некоторых сеноманских

месторождениях Обской и Тазовской губ. Здесь имеются объективные предпосылки – небольшая глубина залежей (около 1 км) и заметный дефицит плотности газонасыщенных пород.

Известно также, что проводятся работы по созданию новой технологии морской высокоразрешающей непрерывной электроразведки, что может быть полезным при поиске и разведке углеводородных месторождений на мелководье и в транзитных зонах.

На поисковом этапе ПРР в ряде морей страны проводились геохимические съемки на наиболее перспективных участках шельфа [42]. В настоящее время эти работы заметно сокращены, поскольку объективно существуют большие неоднозначности в толковании геохимических аномалий и их связи с возможными залежами углеводородов.

К рекламируемым некоторыми организациями методам прямого прогноза нефтяных и газовых залежей на основе космических и аэро-микрелептонных технологий, следует относиться весьма сдержанно, поскольку реальной экспертизы данные методы не прошли и в практике ведущих мировых нефтяных компаний не используются. Классические аэрогеофизические методы вполне пригодны для исследований недр шельфа, однако получаемая с их помощью информация дает самые общие представления о глубинном строении района и может быть полезна на рекогносцировочной стадии регионального этапа.

Наряду с рассмотренными выше косвенными методами изучения шельфа, основная роль в получении конкретной геологической информации принадлежит, бесспорно, поисковому и разведочному бурению, включая методы исследования скважин [52, 59, 60, 61, 63, 90, 91, 92]. Все остальные косвенные методы нацелены лишь на выбор первоочередных объектов для бурения и на контроль изменений свойств разреза в пространстве между скважинами.

Поисково-разведочные работы наиболее целесообразно проводить в следующей последовательности:

- сейсморазведочные работы 2Д (регионально-поисковый этап);
- сейсморазведочные работы 2Д (детальный этап);
- поисковое бурение;
- сейсморазведочные работы 3Д;
- разведочное бурение.

Но это не значит, что для каждого поисково-разведочного объекта выполняются все виды вышеперечисленных работ. Обязательными являются – поисковая сейсморазведка 2Д и поисково-разведочное бурение. Проведение сейсморазведки 3Д зависит от геологического строения залежей углеводородов. Для простого геологического строения она может заменить одну две разведочные скважины или вообще не выполняться, при сложном геологическом строении залежей углеводородов (тектонически-, литологически экранированных и др.) проведение сейсморазведки 3Д почти неизбежно.

При исключении стадии подготовки структур к глубокому бурению можно затем сэкономленные средства потратить на проведение детализационных сейсморазведочных работ в т.ч. и в модификации 3Д.

Автор проанализировал опыт проведенных геологоразведочных работ по ряду месторождений углеводородов на арктическом российском шельфе. Рассмотрены такие известные месторождения, как: Штокмановское газоконденсатное (Баренцево море), Приразломное нефтяное (Печороморский шельф), Северо-Каменномысское и Каменномысское-море (Карское море).

Штокмановское газоконденсатное месторождение, являющееся уникальным по запасам, по результатам сейсморазведки 2Д и бурения 6 скважин было представлено в Государственную комиссию по запасам, и при этом 80% запасов было отнесено к промышленным категориям.

Приразломное нефтяное месторождение, относящееся к категории крупных, где залежи нефти приурочены к сложнопостроенным карбонатным

коллекторам, разведано всего 5-ю скважинами с использованием данных сейсморазведки 3Д.

Северо-Каменномысское крупное газовое месторождение разведано 4-мя скважинами с использованием сейсморазведки 3Д.

Каменномысское-море уникальное по запасам газовое месторождение разведано 4-мя скважинами с использованием данных сейсморазведки 2Д.

Таким образом, накопленный на сегодня опыт поисково-разведочных работ по ряду месторождений на российском арктическом шельфе, убедительно свидетельствует о возможности их изучения минимальным числом скважин с широким привлечением геофизических исследований. При проведении поисково-разведочных работ на суше и на шельфе обязательно присутствуют сейсморазведочные работы. От их качества и информативности зависит количество поисково-разведочных скважин.

Примером апробации предложенной методологии поиска и разведки месторождений газа и нефти на шельфе арктических морей с учетом специфики их проведения может служить работа ООО «Газфлот».

Всего за 10 лет силами ООО «Газфлот» на арктическом шельфе пробурено 17 поисково-разведочных скважин [66, 74, 88], в результате чего открыто 3 нефтяных месторождения (шельф Печорского моря) и 4 газовых месторождения (акватории Обской и Тазовской губ).

Работы выполнялись с самоподъемных буровых установок (СПБУ) «Мурманская» и «Амазон», последняя предназначена для бурения скважин глубиной до 3000 м при глубине моря от 4 до 51 м.

Одним из факторов успешного проведения работ на арктическом шельфе явилось применение новейших технологий при отборе и исследовании керна, позволяющих обосновать геологическую модель строения залежей и получить объективную характеристику параметров коллекторов, для настройки и калибровки данных ГИС. Практически во всех скважинах достигнут 100%-й вынос керна с сохранением первоначальных

текстурно-структурных характеристик, сформировавшихся в процессе седиментации. При испытании продуктивных объектов применялся современный комплекс испытательного оборудования компании «Halliburton».

Комплекс испытательного оборудования включает трубный пластоиспытатель и палубное оборудование, оснащенное системой сбора, передачи и анализа параметров работы скважины в режиме реального времени. Комплекс может быть использован как на стационарных морских платформах и СПБУ, так и на плавучих буровых установках: буровых судах, полупогружных буровых установках, для чего в его состав входит подводно-устьевая аварийно-отстыковочная система с гидроприводом управления с поверхности [57].

Оценка фильтрационно-емкостных свойств пород успешно производилась методом ЯМР не только в терригенном, но и в карбонатном разрезе [19].

В заключение следует отметить, что в настоящее время для проведения работ, как по выявлению, так и по освоению месторождений УВ на арктическом шельфе, характеризующимся сложными ледовыми обстановками, требуются новые технические средства для бурения. При этом необходимо учитывать, что перспективная площадь мелководных участков (до 50 м) на этом шельфе составляет 491,7 тыс. км².

Таким образом, достаточно медленное эволюционное развитие методов геологического изучения шельфа на протяжении многих десятилетий уже не соответствует современным требованиям. Для придания нового импульса необходимы свежие идеи по серьезному усовершенствованию имеющихся методов и созданию принципиально новых технических средств и технологий на основе последних достижений науки и техники.

3.3.2. Использование новых технологических решений при проведении сейсморазведочных работ на предельном мелководье в Обской и Тазовской губах

Рассмотрим использование новых технологических решений на примере проведения сейсморазведочных работ в акватории Обской и Тазовской губ.

Акватория Обской и Тазовской губ является одним из высоко нефтегазоперспективных районов с оценкой ресурсной базы более 7 трлн. м³ газа, из которых более 30% приходится на дешевый сеноманский газ (глубина залегания залежей до 1200 м). На сегодня разведанные запасы с учетом прилегающей суши составляют более 1 трлн.м³. Следует отметить, что все открытые и прогнозируемые месторождения газа располагаются вблизи (20-100 км) от разрабатываемого уникального по запасам Ямбургского газоконденсатного месторождения, которое находится в начальной стадии падения добычи.

Поэтому перед геологоразведчиками стоит задача ускоренными темпами с наименьшими затратами подтвердить промышленные категории запасов по этому району, ввести их в разработку и начать добычу.

Акватория Обской и Тазовской губ относится к арктическому шельфу. Все поисковые объекты расположены в зоне мелководья (глубина воды 1-12 м), некоторые из них выходят на сушу (рис. 3.3.2.1). Учитывая ледовую обстановку Карского моря, сезон здесь всего 3-4 месяца в летний период. Геологоразведочные работы дорогостоящие, особенно буровые (бурение скважины на сеноман в 5 раз дороже в акватории, чем на суше). Поэтому исходя из вышеизложенного следует, что все виды геолого-геофизических исследований и методические подходы проведения поисково-разведочных работ должны быть направлены на максимальное сокращение сроков и затрат на их выполнение.

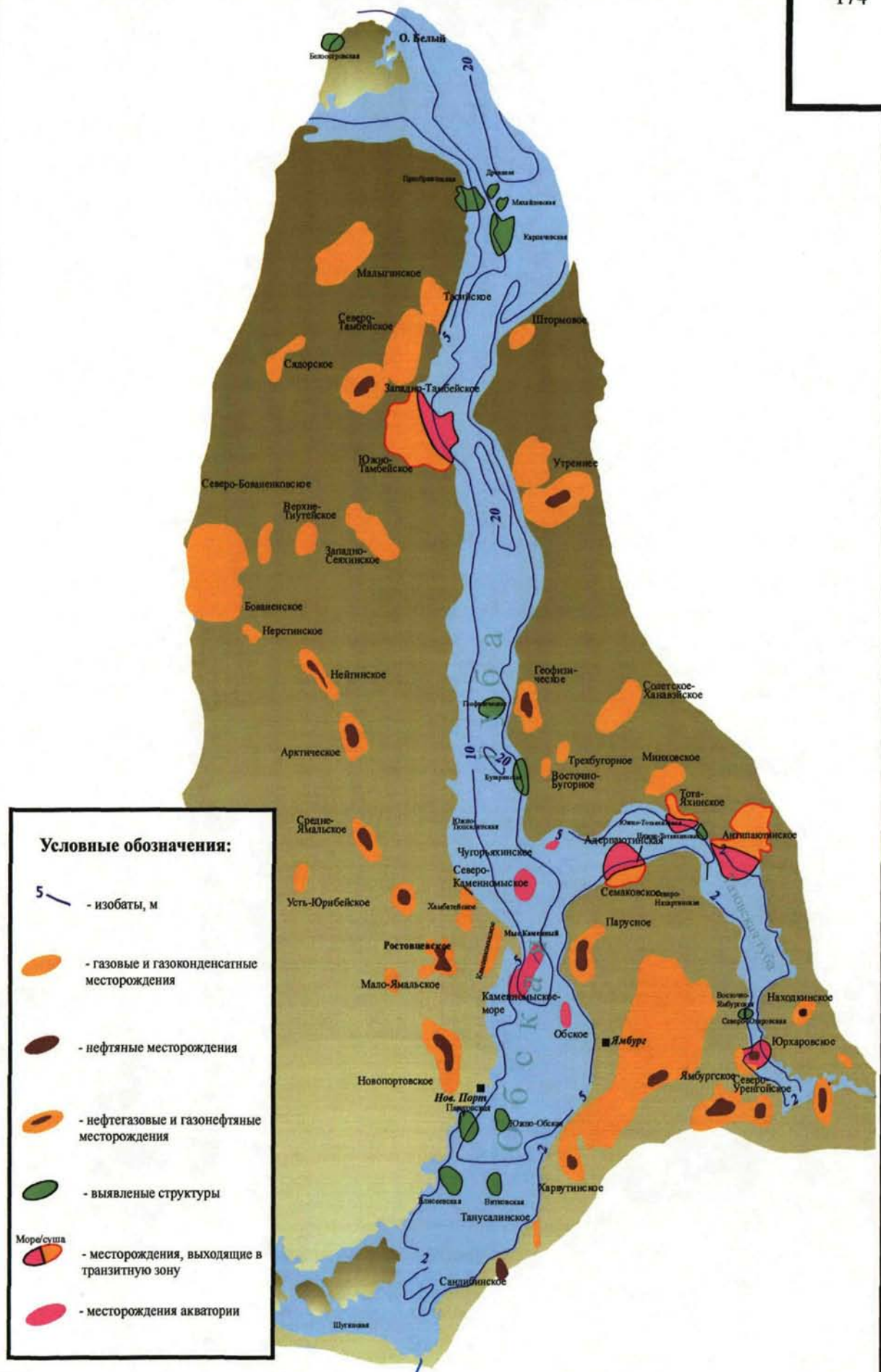


Рис.3.3.2.1. Акватория Обской и Тазовской губ

Верхняя часть сейсмического разреза в море отличается от суши постоянным присутствием слоя воды, создающего постоянство условий возбуждения и приема сейсмических колебаний. Это положительно.

Отрицательным является то, что водный слой является источником кратных волн различной интенсивности и кратности, в зависимости от глубины моря и плотности донных отложений. При определенной глубине моря в водном слое возникает резонанс, практически исключающий возможность получения полезной информации. При глубинах моря меньших или больших глубины возникновения резонанса все регистрируемые отраженные волны сопровождаются шлейфами кратностей в водном слое, интенсивность и кратность которых определяется плотностью дна. Эти кратности создают серьезные затруднения при обработке материалов и далеко не всегда могут успешно подавляться различными программами машинной обработки.

Наличие мерзлоты в разрезе создает, как и на суше, необходимость тщательного учета статистических поправок из-за ее неоднородности, переменчивой толщины и повышенных скоростей сейсмических волн.

Учитывая вышеизложенные особенности арктического шельфа, с учетом разных глубин воды, при проведении сейсморазведочных работ (нередко с задачей выхода работ на сушу) очень важным является выбор технологий их проведения.

Представляется оптимальным использовать следующие технологии проведения сейсморазведки:

- МОВ ОГТ с плавающей косой;
- МОВ ОГТ с старт-стопной модификацией;
- МОВ ОГТ с радиотелеметрическим комплексом.

Рассмотрим кратко каждую технологию проведения метода сейсморазведки 2Д.

МОВ ОГТ 2D с плавающей сейсмокозой

Эта технология проведения сейсморазведочных работ может использоваться в акватории с предельной глубиной воды до 6 м. На ходу судна вытравливается за корму сейсмокоза, оборудованная концевым бумом и заглубителями с компасами. С пульта управления заглубителями задается глубина погружения козы. На дисплее пульта ведется постоянный контроль глубины заглубителей и показания компасов. При производстве работ в паспорт каждой сейсмической записи заносятся показания всех заглубителей и компасов.

После задания козы опускаются за корму линейные пневмоисточники. Могут быть от одной до шести линий в зависимости от требуемой мощности сигнала. Положение линий источников по глубине задается длиной подвесов поплавков и контролируется датчиками глубины (если они имеются в наличии). Линейные источники сейсмических волн удаляются от кормы на 30 – 40 м для уменьшения уровня гидравлических ударов.

Первый канал сейсмокозы удаляется от группы источников на 100 – 150 м для снижения уровня шумов буксировки источников на сейсмических каналах.

Когда все забортные системы готовы к работе, судно заходит на начало профиля. По команде навигационной системы сеймостанция приводит в движение записывающий магнитофон и дает команду на возбуждение сигнала. По этому сигналу контроллер источников производит возбуждение источников, открывая воздушные камеры с помощью электропневмоклапанов и регистрирует время возбуждения и задержки срабатывания всех источников группы. Все эти данные передаются также на сеймостанцию для занесения в заголовок каждого возбуждения.

Как правило, на профилях МОВ ОГТ 2D возбуждения производятся через 25 – 50 м, в зависимости от заданной кратности накопления и длины регистрации.

Кратность накопления сигнала ОГТ определяется делением длины приемной части сейсмокосы на двойной интервал возбуждения. Так, если коса длиной 3000 м, а интервал возбуждений 25 м, то кратность ОГТ составит $3000 : (25 \times 2) = 60$.

Старт-стопная модификация МОВ ОГТ 2D

Старт-стопная модификация отличается от работ с плавающей сейсмокосой тем, что коса в режиме регистрации покоится на дне и уровень шумов буксировки на ней отсутствует. Этот вид работ имеет смысл только на мелководье до 4 м и не применим при работах МОВ ОГТ 3D.

Поскольку при старт-стопной модификации регистрация сейсмической информации производится при неподвижной косе и неизменном движении судна, после каждой регистрации производится быстрый подбор косы, а на следующей точке регистрации также быстро вытравливается излишек косы, обеспечивая неподвижность приборной части косы на дне.

МОВ ОГТ «радиотелеметрический комплекс»

При проведении сейсморазведочных работ на предельном мелководье (до 1 м) с выходом на сушу в основе аппаратурно-методического комплекса применяются радиотелеметрические комплексы BOX производства фирмы FAIRFIELD и мелководных пневмоисточников BOLT с использованием специальных транспортных средств. В радиотелеметрическом комплексе линии приема строятся из независимых полевых модулей, что позволяет более гибко подходить к построению приемных расстановок и обеспечивать регистрацию сейсмических данных в наиболее сложных физико-географических условиях (в пределах мелководья).

Для обеспечения всех видов работ на воде использовались специально подготовленные суда для работы на мелководье.

В дальнейшем при разведке месторождений расположенных как на суше, так и на шельфе, эта технология может использоваться, но уже с проведением ее на контакте вода-суша в летний период. Для обеспечения работ на суше и в прибрежной зоне, необходимы дополнительные транспортные средства специального назначения для работ в тундре, не повреждающие растительности и преодолевающие вплавь небольшие водные преграды. Создаваемые на грунты давление при полной загрузке должно быть не более 300 г/см^2 (человек нормального веса создает давление на грунт около 400 г/см^2).

В таблице 3.3.2.1. показаны некоторые сравнительные данные проведения сейсморазведки 2Д этими разными технологиями в акватории Обской губы.

Таблица 3.3.2.1.

№ п/п	Название технологий сейсморазведки	Стоимость 1 пог.км сейсмопрофилей (тыс.долл.)	Количество сейсмопрофилей, км в сутки	Глубины воды проведения, (м)
1.	«плавающей косы»	4,5	> 20	6 и более
2.	«старт-стоп»	1,4	10-20	3 и более
3.	«радиотелеметрический комплекс»	7,3	~25	до 1 и более (с выходом на сушу)

Из описания технологий и приведенных данных в этой таблице можно сделать вывод, что экономически целесообразно при проведении сейсморазведочных работ 2Д на арктическом шельфе использовать в комплексе технологии «плавающей косы» и «радиотелеметрический комплекс».

3.3.3. Комплексование методов и геологическое моделирование

С практической точки зрения необходимо найти разумное сочетание методов при изучении выявленных локальных перспективных объектов и выявленных месторождений с целью экономии средств на поисковое и разведочное бурение в морских условиях.

Комплексование различных методов должно предусматривать в конечном счете создание надежной геологической модели месторождения, что является основной завершающей задачей всей цепи геологоразведочных работ на нефть и газ. Такая модель служит основой создаваемой в дальнейшем гидродинамической модели и технологической схемы (проекта) разработки. На этапах поисково-разведочных работ наиболее важным является увязка в рамках единой системы всей информации по поисковым и разведочным скважинам, а также интерполяция свойств между скважинами с использованием сейсморазведочных данных. Следует отметить, что построение таких детальных ячеистых компьютерных моделей стало общепринятым лишь в последние несколько лет. В настоящее время создано большое количество компьютерных программ геологического моделирования как наиболее известными фирмами (Landmark, Schlumberger, Roxar, Jason и др.), так и небольшими сервисными, в том числе и Российскими компаниями.

Построение геолого-геофизических и технологических моделей месторождений регулируется соответствующим документом Минтопэнерго РФ [76].

Основной целью моделирования является обеспечение надежной основы для подсчета запасов, проектирования разработки и создания баз данных (БД) постоянно-действующих моделей месторождений для их последующего мониторинга на протяжении всей жизни объекта. При этом в понятие Базы Данных входит не только непосредственно сама модель объекта, но и результаты основных задач, решаемых с ее помощью - подсчет запасов, моделирование разработки, контроль за разработкой.

В настоящее время невозможно наглядно представить и учесть детали геологического строения месторождения без объемного компьютерного моделирования. Имеющиеся технические и программные средства позволяют это сделать на самом современном уровне, отвечающем мировым стандартам.

Исходными данными для моделирования служат материалы скважинных исследований (ГИС, керн, результаты их интерпретации) и структурные построения, основанные на сейсмических данных, а также иногда результаты атрибутивного прогнозирования подсчетных параметров по сейсмическим данным. Обработка этих данных предшествует объемному геологическому моделированию.

В ходе работ, в ячейках модели, например, газового месторождения производятся, как правило, расчеты следующих параметров:

- эффективной газонасыщенной толщины, $H_{эфф}$;
- коэффициента открытой пористости, $K_{п}$;
- коэффициента проницаемости, $K_{пр}$;
- скорректированных значений коэффициента газонасыщенности, K_r ;
- произведения $K_{п} \cdot H_{эфф}$;
- произведения $K_{п} \cdot H_{эфф} \cdot K_r$;

что в конечном итоге позволяет оценить величины запасов газа.

На рис. 3.3.3.1. представлены пространственные сечения некоторых параметров для месторождения Северо-Каменномыское: коэффициентов пористости, газонасыщенности и глинистости. Данная предварительная модель основана на данных по 4 скважинам и материалах сейсморазведки 3Д. В дальнейшем на основе этой модели будут производиться все расчеты, включая оценку запасов и защиту их в ГКЗ, а также построение гидродинамической модели с целью проектирования разработки месторождения.

В целом построенные таким способом статические геологические модели отвечают современным требованиям к качеству представления

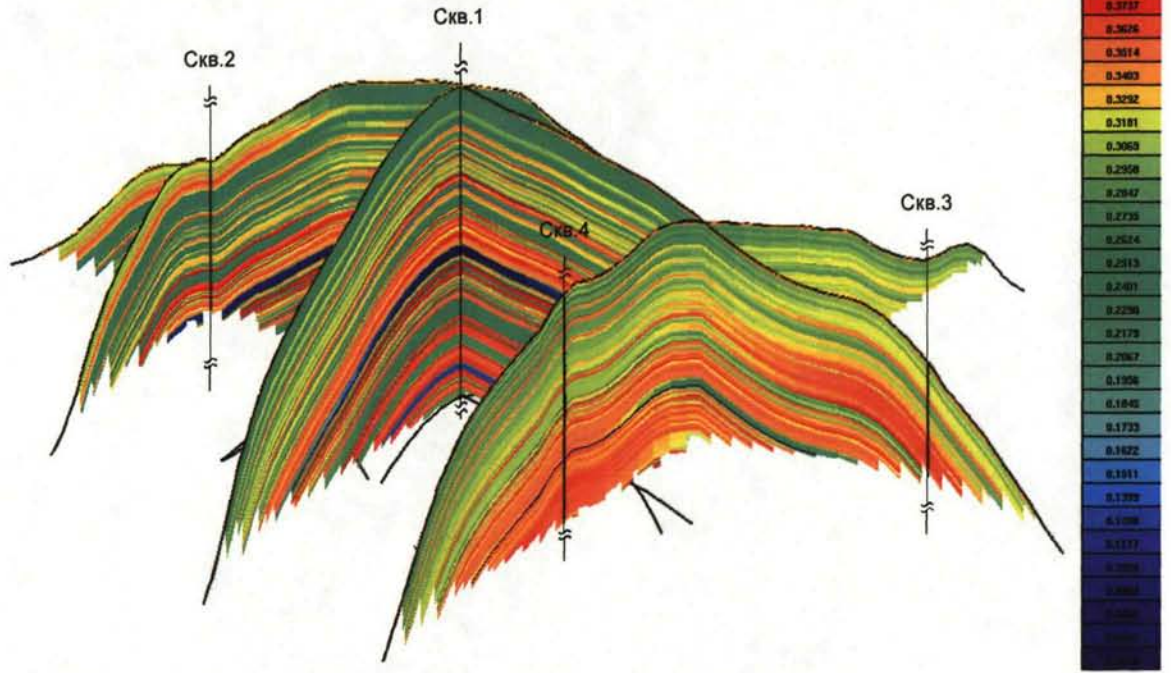
геолого-геофизических материалов и служат основой для подсчета запасов и гидродинамического моделирования.

Резюмируя изложенное, можно предложить следующий методический порядок действий при выявлении морских месторождений УВ и подготовке запасов промышленных категорий минимальными объемами поисково-разведочного бурения:

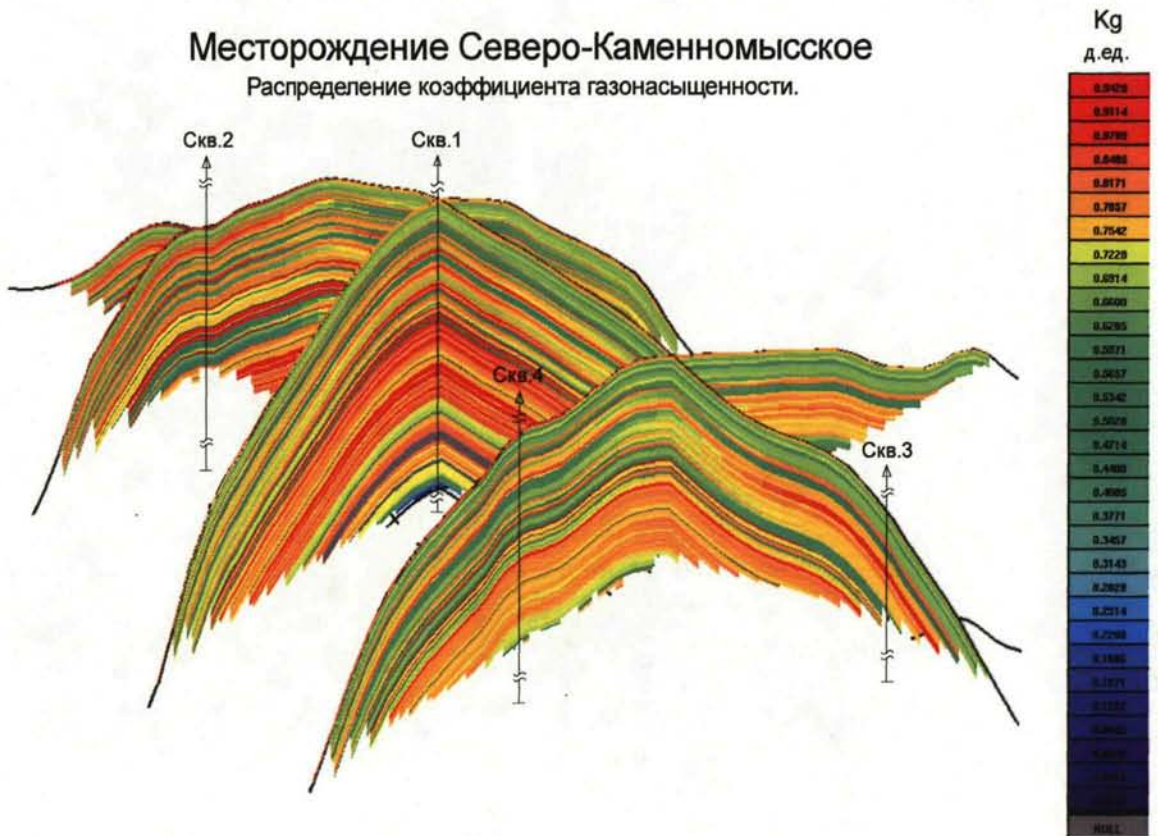
1. Выявление перспективных структур сейсморазведкой с применением углубленной интерпретации динамических характеристик сейсмозаписи.
2. Поисковое бурение (открытие месторождения), корректировка сейсмических структурных построений и калибровка выявленных аномалий сейсмических атрибутов на основании данных скважины.
3. Детализационные сейсмические работы (в наиболее сложных случаях 3Д) и разведочное бурение.
4. Создание постоянно действующей геологической модели месторождения (в соответствии с регламентом РД 153.39.0-047-00) с целью мониторинга запасов и проектирования разработки.

Рис.3.3.3.1.

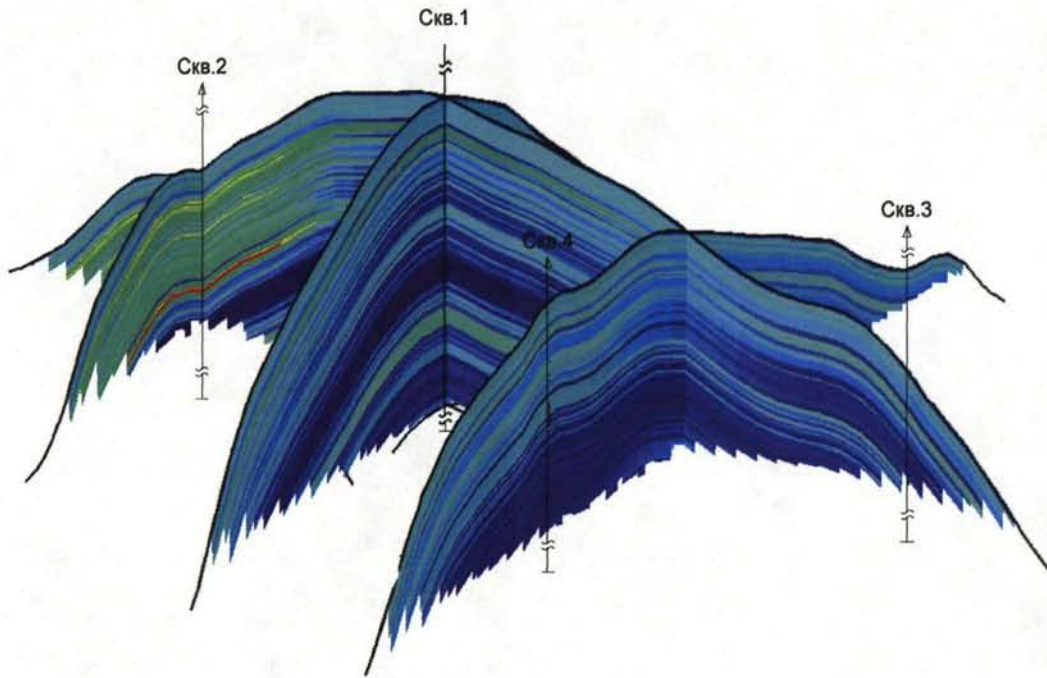
Месторождение Северо-Каменномыское
 Распределение коэффициента пористости.



Месторождение Северо-Каменномыское
 Распределение коэффициента газонасыщенности.



Месторождение Северо-Каменномыское
 Распределение коэффициента глинистости.



3.4.Рекомендации по комплексной реализации последующих работ на шельфе Баренцева и Карского морей

3.4.1. Лицензирование объектов недропользования для проведения поисково-разведочных работ и освоения месторождений углеводородов.

Согласно Закона Российской Федерации «О недрах» предоставление недр в пользование оформляется специальным государственным распоряжением в виде лицензии, после получения которого, недропользователь вправе приступить к проведению тех или иных работ на лицензионном участке. Виды пользования недрами могут быть следующими:

1. Регионально-геологическое изучение, включающее региональные, геолого-геофизические исследования, геологическую съемку, инженерно-геологические изыскания, научно-исследовательские палеотектонические и другие работы, направленные на общее геологическое изучение недр;
2. Геологическое изучение, включающее поиск и оценку месторождений полезных ископаемых;
3. Разведка и добыча полезных ископаемых.

Исходя из геологической изученности и доказанной нефтегазоносности зон нефтегазонакопления арктического шельфа, с учетом теоретического времени получения лицензий автором составлен перечень лицензионных объектов представляющих первоочередной интерес для проведения поисково-разведочных работ и освоения (Таблица 3.4.2.1.). К настоящему времени из наиболее приоритетных объектов недропользования в распределенном фонде недр находятся: Штокмановское, Приразломное, Медыньское-море, Варандей-море, Северо-Каменномысское, Каменномысское-море, Чугорьяхинское и Обское месторождения.

К сожалению, в последние 15 лет региональное геолого-геофизическое изучение недр шельфа морей страны, в т.ч. Баренцева и Карского, фактически не проводится.

Перечень приоритетных объектов лицензирования арктических морей на период 2006-2020 гг.

Таблица 3.4.2.1.

№ п/п	Название лицензионного объекта (структура, месторождение, лицензионный участок)	Зона нефтегазоаккумуляции	Вид лицензии	Годы оформления лицензии	
				2006-2010 гг.	2011-2020 гг.
Баренцево море					
1	Ледовое	Восточно-Федынская	НР	-	2017
2	Лудловское	Лудловская	НР	-	2017
3	Ферсмановское	Демидовско-Ферсмановская	НП	-	2014
4	Демидовская	Демидовско-Ферсмановская	НП	-	2015
5	Западно-Шараповская	Демидовско-Ферсмановская	НП	-	2016
Печороморский шельф					
6	Долгинское	Долгинская	НР	2005	-
7	Полярная	Медынская	НП	-	2013
8	Паханчская	-	НП	-	2014
9	Южно-Русская	-	НП	-	2020
10	Папанинская	-	НП	-	2020
Приамальский шельф (Карское море)					
11	Харасавэйское	-	НР	2008	-
12	Крузенштернское	-	НР	2008	-
13	Южно-Крузенштернский ЛУ	-	НП	2007	-
14	Русановское	Русановско-Ленинградская	НР	-	2011
15	Ленинградское	Русановско-Ленинградская	НР	-	2012
16	Невская	Русановско-Ленинградская	НП	-	2019
17	Северная	Русановско-Ленинградская	НП	-	2019
18	Нярмейская	Скуратовская	НП	-	2016
19	Скуратовская	Скуратовская	НП	-	2015
20	Западно-Шараповская	Обручевская	НП	-	2016
Обская и Тазовская губы (Карское море)					
21	Адерпаютинская	Нижне-Мессояхская	НП	2007	-
22	Семаковское	Нижне-Мессояхская	НР	2007	-
23	Каменномысское-море	Каменномысская	НР	2006	-
24	Северо-Каменномысское	Каменномысская	НР	2006	-
25	Обское	-	НР	2006	-
26	Антипаютинское	Нижне-Мессояхская	НР	2007	-
27	Тота-Яхинское	-	НР	2007	-
28	Геофизическая	Геофизическая	НП	-	2011
29	Северо-Обский ЛУ	Преображенская	НП	2006	-
30	Бухаринская	-	НП	2010	-
31	Южно-Обский ЛУ	-	НП	2006	-
32	Сабета-Обский ЛУ	-	НП	2006	-
33	Тамбей-Обский ЛУ	-	НП	2006	-
34	Елисеевская	-	НП	2010	-
35	Витковская	-	НП	2010	-

Этому в немалой мере способствует то обстоятельство, что в действующей системе лицензирования в качестве крупного объекта рассматриваются некие участки разного размера и формы. Такой участок привлекает внимание инвесторов, если в него включены углеводородные месторождения и перспективные локальные структуры-ловушки, и обычно не привлекает, если месторождений углеводородов не выявлено. При этом даже когда инвестор получает лицензию на поисково-оценочные работы он, как правило, проявляет живой интерес к приобретению более широкой геологической информации, зональной и даже региональной. Об этом свидетельствует опыт проведения работ по Присахалинскому, Балтийскому, северо-западной части Каспийского и восточной части Печороморского шельфа.

Представляется, что в интересах страны, следовало бы рассмотреть в качестве крупного объекта лицензирования соответствующих работ конкретную ЗНГН или ее часть [32]. При предоставлении определенных привилегий недропользователю (право участия в продолжении последующих работ по освоению выявленных месторождений углеводородов на этом объекте) такой подход позволил бы упорядочить и ускорить изучение нефтегазоносности недр объектов зонального уровня.

Таким образом, можно отметить, что зональный прогноз нефтегазоносности – основа стратегического планирования освоения арктического шельфа.

Первоочередного внимания при стратегическом планировании освоения месторождений углеводородов арктического шельфа заслуживают крупные высокоперспективные зоны нефтегазонакопления, в которых уже выявлены месторождения с промышленной нефтегазоносностью НГК и крупные перспективные структуры.

На шельфе южной части Баренцева моря среди установленных и обоснованно предполагаемых ЗНГН выделяются:

1. Восточно-Федынская
2. Лудловская
3. Мурманско-Куренцовская
4. Демидовско-Ферсмановская

Во всех ЗНГН ожидается преобладание скоплений газа и конденсата. Первые три ЗНГН расположены в Южно-Баренцевской ГНО, а последняя ЗНГН – в Центрально-Баренцевской НГО.

Относительно более изучены Восточно-Федынская и Лудловская ЗНГН, в них и выявлены соответственно крупнейшее Штокмановское газоконденсатное, а также крупные Ледовое газоконденсатное и Лудловское газовое месторождения. В менее изученных ЗНГН выявлено – Мурманское газовое месторождение (Мурманско-Куренцовская ЗНГН), а в юго-восточной части Демидовско-Ферсмановской ЗНГН - Северо-Кильдинское газовое месторождение.

К наиболее перспективным как по качественной, так и по количественной оценкам перспектив нефтегазоносности относятся Восточно-Федынская, Федынская и Лудловская ЗНГН. Остальные две ЗНГН менее перспективны, при этом Демидовско-Ферсмановская ЗНГН наиболее отдалена от берега, а Мурманско-Куренцовская ЗНГН значительно ближе к берегу. На первой из них бурилась параметрическая скважина №1 на Ферсмановской структуре (испытания не проводились), а на второй – поисковая скважина №1 на Куренцовской структуре (испытания проведены не качественно и не в полном объеме).

Таким образом, к числу приоритетных могут быть отнесены: *Восточно-Федынская, Лудловская и Федынская ЗНГН* (последняя может изучаться совместно с Норвегией).

В восточной части Печороморского шельфа среди установленных и обосновано предполагаемых ЗНГН выделяются:

1. Сорокинская

2. Медынская
3. Долгинская

Во всех этих ЗНГН ожидается преобладание скоплений нефти. Первые три ЗНГН расположены в Варандей-Адзвинской НГО, а последняя ЗНГН – в Хорейвер-Морейюской НГО.

Относительно более изучены первые две ЗНГН, в них и выявлены нефтяные месторождения – соответственно крупное Приразломное, Варандей-море, а также Медынское-море. В менее изученной ЗНГН выявлено Южно-Долгинское нефтяное месторождение.

К наиболее перспективным, как по качественной, так и по количественной оценкам перспектив нефтегазоносности относятся Сорокинская, Медынская и Долгинская ЗНГН.

Таким образом, к числу приоритетных ЗНГН на этом шельфе могут быть отнесены: *Сорокинская и Медынская ЗНГН.*

На шельфе южной части Карского моря среди установленных и обоснованно предполагаемых ЗНГН выделяются

1. Русановско-Ленинградская
2. Нурминская (морская часть)
3. Скуратовская
4. Матусевича-Вилькицкого
5. Обручевская

Во всех этих ЗНГН ожидается преобладание скоплений газа и конденсата. Все эти зоны расположены в Южно-Карской ГНО.

Относительно более изучены первые две ЗНГН, в них соответственно выявлены крупнейшие газоконденсатные месторождения Русановское и Ленинградское, а также имеются морские продолжения крупных газоконденсатных месторождений Харасавэйского и Крузенштернского. Остальные три ЗНГН еще мало изучены.

К наиболее перспективным, как по качественной, так и по количественной оценкам перспектив нефтегазоносности относятся Русановско-Ленинградская, Нурминская (морская часть), Скуратовская ЗНГН, остальные две ЗНГН – к менее перспективным.

Таким образом, к числу приоритетных здесь могут быть отнесены: *Русановско-Ленинградская, Нурминская (морская часть) и Скуратовская ЗНГН.*

В Обской и Тазовской губах среди установленных и обосновано предполагаемых ЗНГН выделяются:

1. Каменномысская
2. Нижне-Мессояхинская (морская часть)
3. Геофизическая (морская часть)
4. Преображенская

Во всех этих ЗНГН ожидается преобладание скоплений газа и конденсата. Первые две ЗНГН расположены в Южно-Гыданско-Мессояхинской, Геофизическая ЗНГН – в Ямало-Гыданской ГНО, а Преображенская ЗНГН – в Пайхойско-Таймырской ГНО.

Относительно более изучены Обская и Нижне-Мессояхинская (морская часть) ЗНГН, в них и выявлены соответственно газовые месторождения Каменномысское-море, Северо-Каменномысское и морское продолжение Семаковского. Остальные две ЗНГН еще мало изучены.

К числу наиболее перспективных, как по качественной, так и по количественной оценкам перспектив нефтегазоносности относятся первые три ЗНГН, а последняя ЗНГН к менее перспективной.

Таким образом, к числу приоритетных в губах могут быть отнесены: *Каменномысская, Нижне-Мессояхинская и Геофизическая ЗНГН.*

Выделенные во всех четырех районах приоритетные ЗНГН представляют собой стратегические направления дальнейших работ по выявлению и освоению месторождений газа и нефти.

3.4.2. Очередность проведения и объемы поисково-разведочных работ для обеспечения прироста запасов газа и жидких углеводородов

В качестве фактов, определяющих целесообразность и очередность проведения поисково-разведочных работ на перспективных структурах-ловушках по каждой из указанных выше ЗНГН рассматривались: амплитуда структур по каждому региональному нефте- и (или) газоносному комплексу НГК по данным сейсморазведки – A (м), расчетная погрешность построений по каждому сейсмическому горизонту – ΔH (м), интервалы глубины залегания каждого НГК (км), глубины морского дна в местах расположения перспективных структур (м), наличие аномалий типа залежь (АТЗ), результаты прогнозирования фазового состояния ожидаемых скоплений углеводородов, площадь структуры по сейсмическим горизонтам – S (км²), предполагаемые толщины регионально продуктивных частей разреза по каждому НГК – h (м), результаты локализованной оценки ресурсов УВ категории C_3 и D_1 – Q (млн.т.у.т.), крупность ожидаемого месторождения (млн.т.у.т.).

Важными факторами, определяющими возможность реализации поискового и разведочного бурения является также наличие льда, продолжительность ледового режима, его суровость и, наконец, наличие технических средств, технологий, производственных баз на сопредельном берегу и др. Эта группа факторов, несомненно, может повлиять на выбор первоочередных объектов дальнейших работ, как зонального, так и локального уровней.

При этом, к сожалению, случается, что среди доступных в настоящее время оказываются не самые перспективные объекты, например, как это имеет место на южном шельфе Карского моря, где доразведка и освоение

уникальных по запасам газа Русановского и Ленинградского месторождений откладывается на перспективу. В подобных случаях, по мнению автора, геологи все равно обязаны давать объективную оценку НСР УВ в установленных и прогнозируемых ЗНГН и в выявленных в их пределах перспективных локальных структурах-ловушках, а также выделять приоритетные стратегические и первоочередные тактические объекты дальнейших работ по выявлению и освоению новых месторождений газа и нефти.

Поскольку расширение этих работ на шельфе морей России весьма актуальная и стратегически безальтернативная задача, настоятельно требующая ускоренного решения, то такой подход предопределяет принятие мер по созданию необходимых отечественных технических средств, взятию их в аренду или приобретению в зарубежных компаниях.

Совместное использование перечисленных факторов и их сравнение по рассматриваемым перспективным структурам-ловушкам позволяет произвести обоснованный выбор первоочередных локальных объектов для лицензирования и проведения морских поисково-разведочных работ в пределах приоритетных ЗНГН.

По рассмотренным перспективным структурам-ловушкам в Баренцевом и Карском морях автор совместно со специалистами ООО «ВНИИГАЗ» определил необходимые объемы ПРР и вероятные приросты запасов УВ.

Под поисково-разведочными работами в ЗНГН понимаются:

- частичное изучение их поисковой сейсморазведкой МОВ ОГТ – 2Д, в целях выявления новых перспективных локальных структур-ловушек;
- бурение отдельных поисковых скважин на наиболее крупных локальных структурах-ловушках в их пределах в целях установления нефтегазоносности регионально нефтегазоносных комплексов.

Сводные объемы планируемых ГРП и приросты запасов газа и нефти на рассматриваемой акватории арктического шельфа на период с 2006 до 2020 гг. приводятся в таблице 3.4.3.1., на рисунках 3.4.3.1-3.4.3.4

Проведение работ по выявлению углеводородных месторождений в указанных выше четырех районах спланировано таким образом, что в первую очередь они проводятся и будут проводиться до 2010г. в зоне сочленения Обской и Тазовской губ, где большинство выявленных газовых месторождений и перечисленных перспективных локальных структур-ловушек расположено вблизи Ямбургского ГКМ с развитой инфраструктурой и сетью магистральных трубопроводов.

На первом этапе с 2010 г. в Карском море предполагается разработка месторождений Каменномысского-море и Северо-Каменномысского.

На втором и третьем этапе с 2015 г. в разработку будут вводиться месторождения Семаковское, Тота-Яхинское и Антипаютинское (суша и море).

С 2008 г. до 2015 г. предусматриваются ГРП в районе Приямальского шельфа. Затем будет проводиться освоение выявленных месторождений. При этом предусматривается совместное освоение выявленных месторождений и прогнозируемых по следующим группам: Ленинградское, Невское, Харасавэйское, Крузеншернское; Русановское, Северная; Скуратовская и Нярмейская.

Как показывают расчеты ООО «ВНИИГАЗ» при ориентации на соглашение о разделе продукции (СРП) освоение всех месторождений Карского моря обеспечивает эффективность их разработки.

В Баренцевом море первыми объектами освоения предполагаются Штокмановское, Ледовое и Лудловское месторождения, к которым будут подключаться прогнозируемые на соседних перспективных структурах месторождения. Одной из основных причин достаточно высокой эффективности разработки месторождений в этом районе служит ориентация

Планируемые объемы ПРР и приросты запасов по перспективным объектам арктического шельфа в период 2006-2020 гг.

Таблица 3 4 3 1

Шельф Баренцева моря

Месторождение, площадь	2006-2010					2011-2020					2006-2020				
	Планируемые объемы работ				Прирост, млн.т.у.т.	Планируемые объемы работ				Прирост, млн.т.у.т.	Планируемые объемы работ				Прирост, млн.т.у.т.
	Инж. исслед. (площ.)	Сейсморазведка		бурение, тыс.м		Инж. исслед. (площ.)	Сейсморазведка		бурение, тыс.м		Инж. исслед. (площ.)	Сейсморазведка		бурение, тыс.м	
2Д пог.км		3Д кв.км	2Д пог.км		3Д кв.км		2Д пог.км	3Д кв.км							
Штокмановское	1	-	-	2 4	669	-	-	-	-	-	1	-	-	2 4	669
Лудловское	-	-	-	-	-	2	-	-	5	105	2	-	-	5	105
Ледовое	-	-	-	-	-	2	-	-	5	265	2	-	-	5	265
Ферсмановская	-	-	-	-	-	3	-	300	9	378	3	-	300	9	378
Демидовская	-	-	-	-	-	4	1700	200	13	312	4	1700	200	13	312
Зап Штокмановская	-	-	-	-	-	3	900	-	9	104	3	900	-	9	104

Шельф Печорского моря

Месторождение, площадь	2006-2010					2011-2020					2006-2020				
	Планируемые объемы работ				Прирост, млн.т.у.т.	Планируемые объемы работ				Прирост, млн.т.у.т.	Планируемые объемы работ				Прирост, млн.т.у.т.
	Инж. исслед. (площ.)	Сейсморазведка		бурение, тыс.м		Инж. исслед. (площ.)	Сейсморазведка		бурение, тыс.м		Инж. исслед. (площ.)	Сейсморазведка		бурение, тыс.м	
2Д пог.км		3Д кв.км	2Д пог.км		3Д кв.км		2Д пог.км	3Д кв.км							
Долгинское	3	-	1450	14	77	-	-	-	-	-	3	-	1450	14	77
Полярная	-	-	-	-	-	3	-	300	20	16	3	-	300	12 8	20
Паханчская	-	-	-	-	-	3	-	200	12 8	36	3	-	200	12 8	36
Южно-Русская	-	-	-	-	-	-	1000	-	-	-	-	1000	-	-	-
Паланинская	-	-	-	-	-	-	1000	-	-	-	-	1000	-	-	-

Приамальский шельф (Карское море)

Месторождение, площадь	2006-2010					2011-2020					2006-2020				
	Планируемые объемы работ				Прирост, млн.т.у.т.	Планируемые объемы работ				Прирост, млн.т.у.т.	Планируемые объемы работ				Прирост, млн.т.у.т.
	Инж. исслед. (площ.)	Сейсморазведка		бурение, тыс.м		Инж. исслед. (площ.)	Сейсморазведка		бурение, тыс.м		Инж. исслед. (площ.)	Сейсморазведка		бурение, тыс.м	
2Д пог.км		3Д кв.км	2Д пог.км		3Д кв.км		2Д пог.км	3Д кв.км							
Русановское	-	-	-	-	-	8	-	1200	20	1462	8	-	1200	20	1462
Ленинградское	-	-	-	-	-	8	-	1200	20	1380	8	-	1200	20	1380
Невская	-	-	-	-	-	-	1000	-	-	-	-	1000	-	-	-
Северная	-	-	-	-	-	-	1000	-	-	-	-	1000	-	-	-
Нярмейская	2	-	-	-	-	3	-	-	13 8	931	5	-	-	13 8	931
Скуратовская	-	-	-	-	-	4	-	-	10 4	807	4	-	-	10 4	807
Харасавэйское	3	-	-	5 4	225	-	-	-	1 7	85	3	-	-	7 1	310
Крузенштернское	3	2000	-	3	70	-	-	-	4	730	3	2000	-	7	800
Южно-Крузенштернский ЛУ	-	2700	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2700	-	-	-

Акватория Обской и Тазовской губ (Карское море)

Месторождение, площадь	2006-2010					2011-2020					2006-2020				
	Планируемые объемы работ				Прирост	Планируемые объемы работ				Прирост	Планируемые объемы работ				Прирост
	Инж. исслед. (площ.)	Сейсморазведка		бурение, тыс.м		Инж. исслед. (площ.)	Сейсморазведка		бурение, тыс.м		Инж. исслед. (площ.)	Сейсморазведка		бурение, тыс.м	
2Д пог.км		3Д кв.км	2Д пог.км		3Д кв.км		2Д пог.км	3Д кв.км							
Адерпаютинская	3	-	500	11	241	-	-	-	-	-	3	-	500	11	241
Антилаютинское	5	1000	-	9 2	190	-	-	-	-	-	5	1000	-	9 2	190
Семаковское	-	-	-	2	165	-	-	-	-	-	-	-	-	2	165
Геофизическая	-	-	-	-	-	3	1100	-	6	125	3	1100	-	6	125
Северо-Обский ЛУ	4	3500	700	12 8	100	-	-	-	-	-	4	3500	700	12 8	100
Бухаринская	-	-	-	-	-	2	300	-	4	62	2	300	-	4	62
Южно-Обский ЛУ	3	-	-	8 7	400	-	-	-	-	-	3	-	-	8 7	400
Сабета-Обский ЛУ	4	2000	-	10 4	237	-	-	-	-	-	4	2000	-	10 4	237
Тамбей-Обский ЛУ	4	2000	-	10 4	241	-	-	-	-	-	4	2000	-	10 4	241
Елисеевская	-	-	-	-	-	3	700	-	6 4	70	3	700	-	6 4	70
Витковская	-	-	-	-	-	4	700	-	9	180	4	700	-	9	180
Тота-Яхинское	1	-	-	1 1	40	1	-	-	-	-	1	-	-	1 1	40

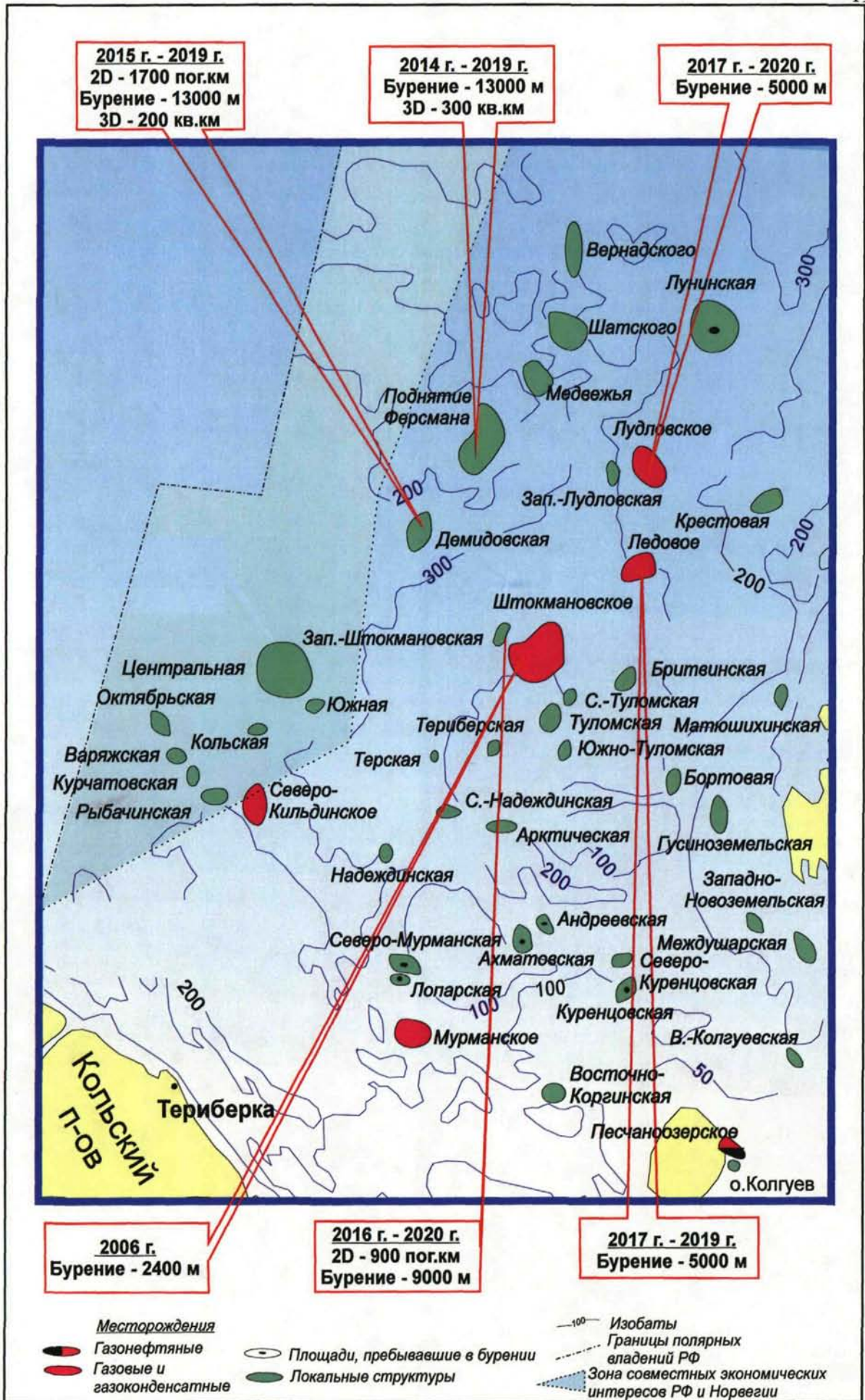


Рис. 3.4.3.1. Планируемые объемы ПРР на объектах Баренцева моря на период 2006-2020 гг.

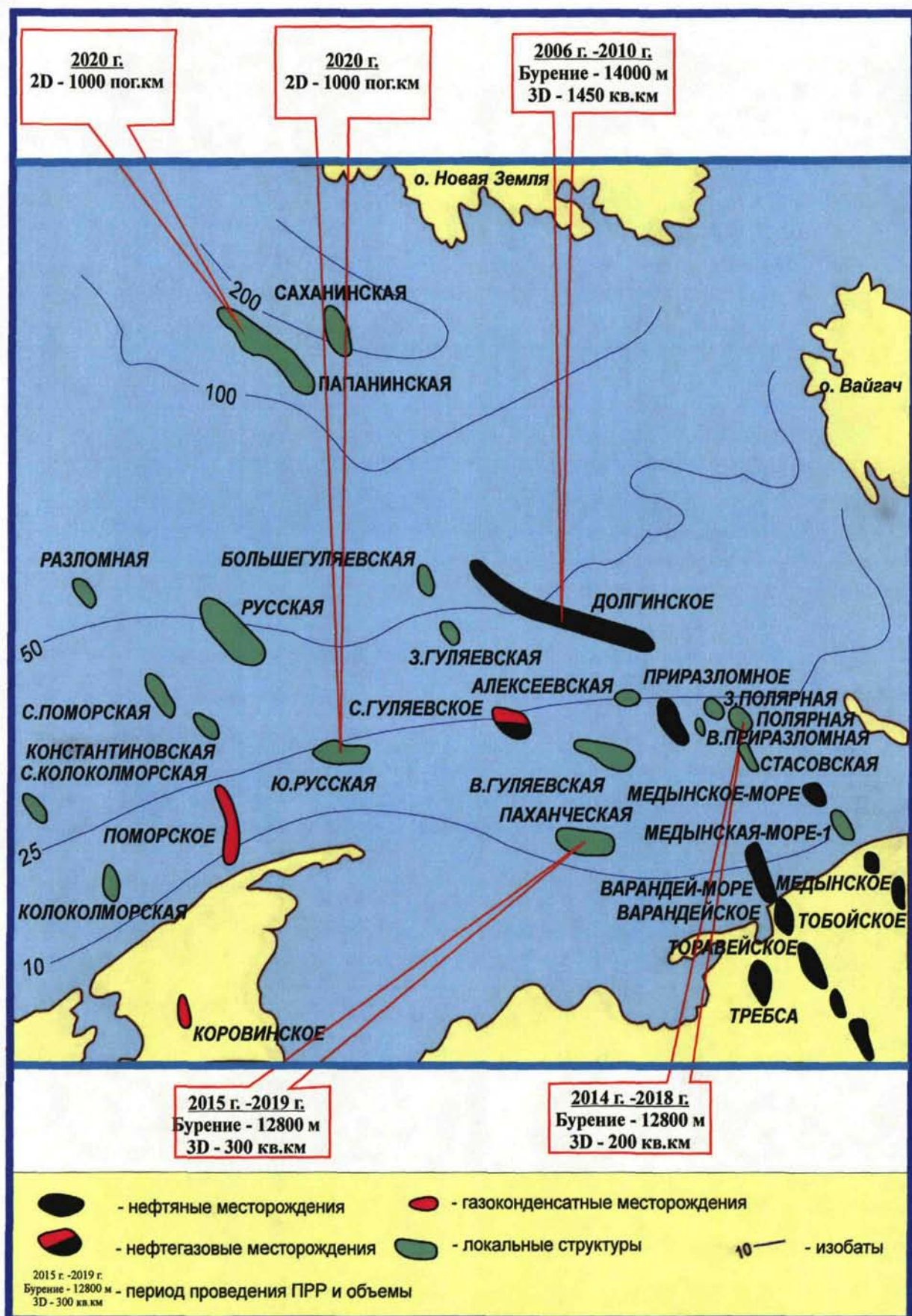


Рис. 3.4.3.2. Планируемые объемы ППР на объектах Печороморского шельфа на период 2006-2020 гг.

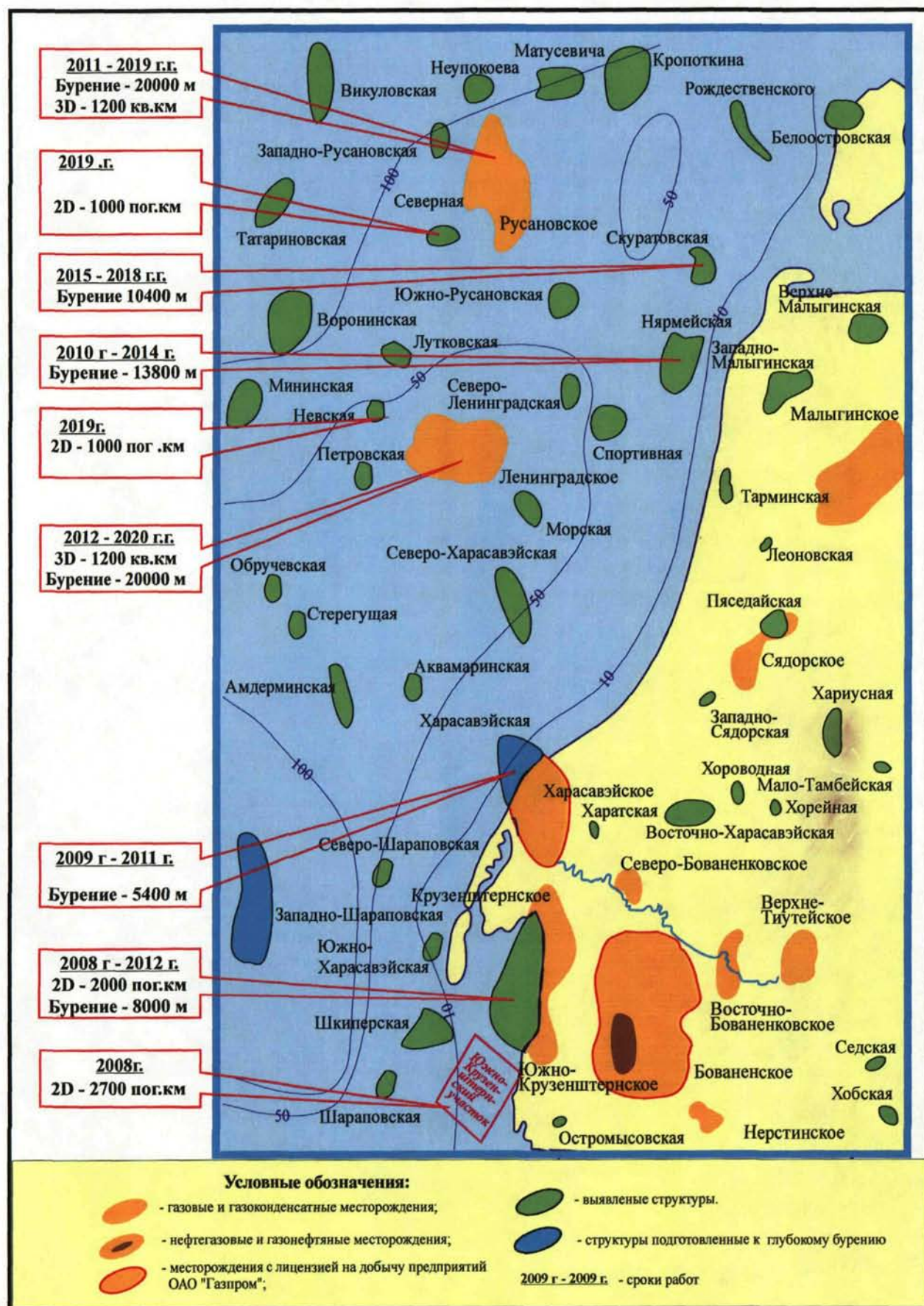


Рис. 3.4.3.3. Планируемые объемы ПРР на объектах Приразломного шельфа на период 2006-2020 гг.

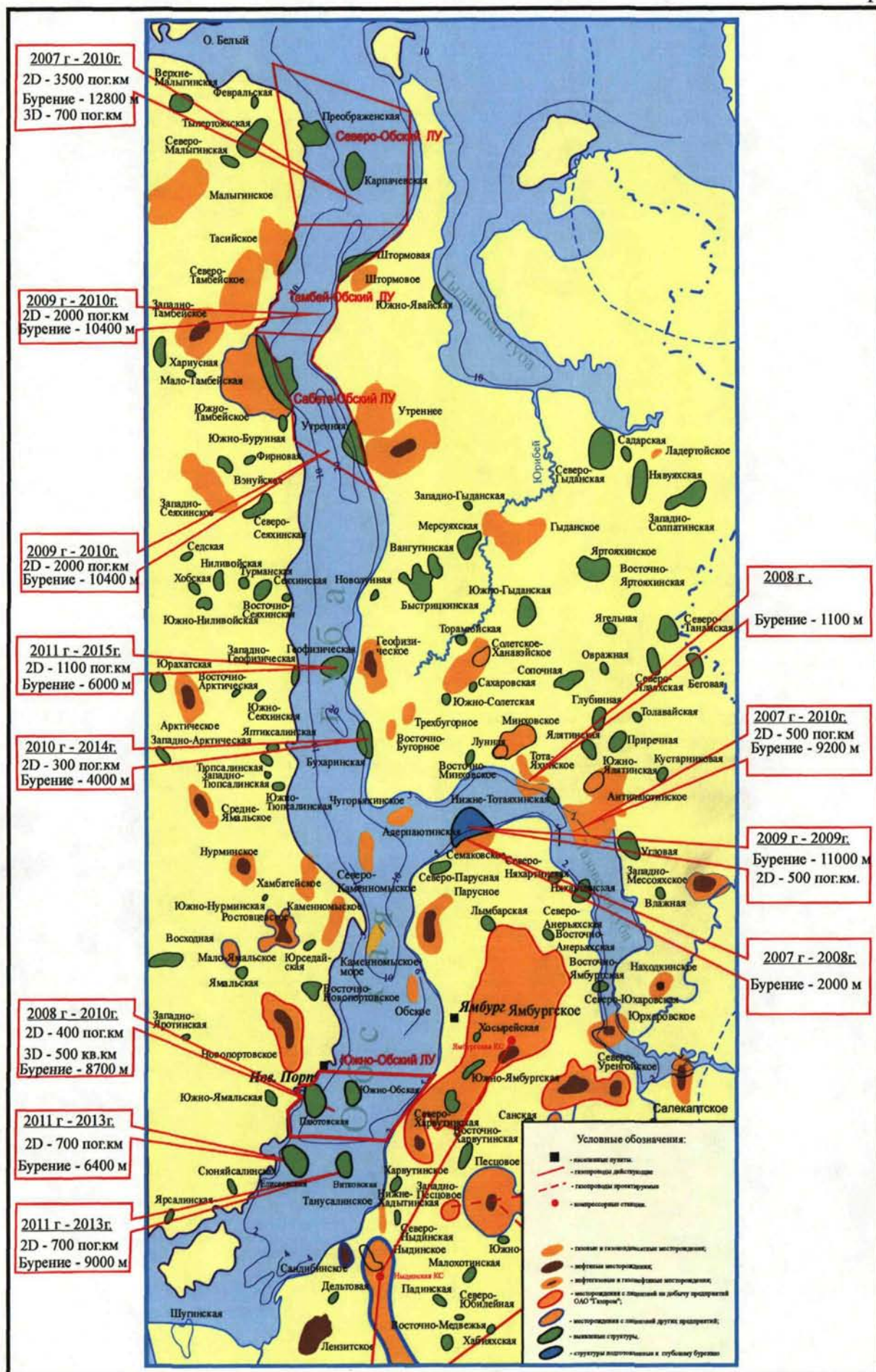


Рис. 3.4.3.4. Планируемые объемы ПРР на объектах акватории Обской и Тазовской губ на период 2006-2020 гг.

на использование транспортной инфраструктуры головного Штокмановского месторождения.

В юго-восточной части Печороморского шельфа ПРР предлагается продолжить с 2006 г., сначала на месторождениях Приразломное и Долгинское в целях их доразведки. Планируется также провести доразведку Варандей-море и Медынского-море нефтяных месторождений.

С 2011 г. поисковое бурение предусматривается прежде всего на перспективных структурах Западно-Полярной, Полярной, Стасовской, Восточно-Приразломной.

В качестве первоочередного объекта освоения здесь рассматривается Приразломное нефтяное месторождение, а затем Долгинское нефтяное месторождение. Позже планируется освоение четырех указанных выше прогнозируемых на структурах-сателлитах нефтяных месторождений. Причем при их обустройстве предусматривается возможность из разработки в виде единого нефтедобывающего комплекса.

Проведение морских ПРР осуществляется на основании основных законов РФ «Об охране окружающей природной среды», «О континентальном шельфе РФ», постановлений Правительства, нормативных актов федеральных и территориальных органов. На сегодня в ООО «Газфлот», работающем на арктическом шельфе, разработаны и четко выполняются мероприятия по предотвращению и снижению негативных экологических последствий ПРР [34, 45, 46, 47].

Экономическая оценка, выполненная ООО «ВНИИГАЗ» освоения перечисленных объектов в этом районе на условиях СРП показала достаточно высокую эффективность этих работ.

Под работами по освоению выявленных углеводородных месторождений в ЗНГН понимается разработка сценария по проведению комплексного подхода к совместной разработке группы близко

расположенных и прогнозируемых месторождений УВ, их обустройства и эксплуатации с учетом максимального размещения производственных объектов на суше, использования существующей инфраструктуры и действующей системы газопроводов. Ввод морских месторождений в разработку на рассматриваемых морях предусматривается одновременно с вводом газопровода.

Транспортировку нефти намечается производить танкерами среднего тоннажа усиленного ледового класса с первоначальной загрузкой их на погрузочном терминале или непосредственно с платформы, с последующей перевалкой нефти в хранилище в незамерзающей части акватории и дальнейшей доставкой ее более крупными танкерами в Европу.

Обустройство морских промыслов предусматривает использование ледостойких стационарных платформ.

Именно такой комплексный подход наиболее целесообразен по мнению автора для Восточно-Федынской и Лудловской ЗНГН, Сорокинской и Медынской ЗНГН, Русановско-Ленинградской, Нурминской (морская часть) и Скуратовской ЗНГН, а также для Каменномысской и Нижне-Мессояхинской ЗНГН.

В целом реализация запланированных работ по выявлению и освоению углеводородных месторождений обеспечивает предпосылки для создания новых крупных нефтегазодобывающих районов на шельфе Баренцева и Карского морей.

Заключение

Диссертация представляет собой разработку теоретическо-методических положений для решения крупной проблемы – научного обоснования стратегии освоения сырьевых ресурсов газа и нефти на шельфе Баренцева и Карского морей – наиболее перспективных морей России.

В ней впервые осуществлена геологическая привязка работ по выявлению и освоению новых месторождений нефти и газа не к произвольно ограниченному лицензионному участку, а к зонам нефтегазонакопления (или к их отдельным частям, отличающимся детальными особенностями геологического строения), которые рассматривается автором в качестве основного стратегического объекта дальнейших направлений поиска и разведки месторождений нефти и газа. На основе сравнительного комплексного анализа избирательно выбраны перспективные локальные структуры-ловушки - тактические объекты поисково-разведочных работ.

Проведенные исследования позволили научно обосновать конкретные рекомендации очередности выявления и освоения сырьевых ресурсов газа и нефти на российском шельфе Баренцева и Карского морей.

Основные выводы сводятся к следующему:

1. На основе обобщения и комплексного анализа результатов геолого-геофизических исследований существенно уточнено геологическое строение недр шельфа Баренцева и Карского морей.
2. Осуществлен прогноз фазового состояния предполагаемых скоплений углеводородов в ЗНГН, прогнозируемых в различных по геологическим, геохимическим и термобарическим условиям участках шельфа рассматриваемых морей.
3. Выполнено нефтегазогеологическое районирование, при этом основное внимание уделено выделению нефтегазоносных объектов поиска и разведки новых месторождений газа и нефти – основных районов наиболее вероятной добычи этих полезных ископаемых, а также зон нефтегазонакопления.

4. Произведена количественная оценка перспектив нефтегазоносности недр шельфа морей в целом, а также ЗНГН и перспективных локальных структур-ловушек.
5. На основе вероятностно-статистических методов обоснована возможность учета коэффициента вариации величин локализованных ресурсов УВ.
6. Предложен апробированный рациональный комплекс методов поиска и разведки месторождений газа и нефти на шельфе арктических морей с учетом специфики их проведения.
7. Научно обоснованы основные стратегические направления дальнейших морских поисково-разведочных работ.
8. Даны рекомендации по проведению поисково-разведочных работ на первоочередных локальных объектах в целях выявления и последующей разработки новых месторождений газа и нефти.

Реализация разработанных положений и рекомендаций позволит повысить эффективность решения теоретических задач одного из важнейших направлений нефтегазовой геологии – научного обоснования стратегии ускоренного освоения сырьевых ресурсов газа и нефти.

Таким образом, в итоге выполненных исследований, дальнейшее развитие получило решение указанной в начале работы проблемы.

Основные защищаемые положения:

1. Нефтегазогеологическое районирование осадочного чехла Баренцева и Карского морей с выделением зон нефтегазонакопления на основании новейших геолого-геофизических материалов.
2. Учет геологических рисков при поисково-разведочных работах на нефть и газ.
3. Рациональный комплекс методов поиска и разведки месторождений газа и нефти на шельфе арктических морей с учетом специфики их проведения.

4. Научно обоснованная стратегия ускоренного освоения сырьевой базы на шельфе наиболее перспективных морей России.
5. Рекомендации по выбору направлений, объектов и очередности проведения работ на перспективных зонах нефтегазонакопления и локальных структурах-ловушках в целях повышения эффективности выявления и последующей разработки новых месторождений газа и нефти.

Список литературы

1. Алексин Г.А., Гайдеек В.И, Островский М.И., Подкопаев В.П., Холодилов В.А., Цехмейстрюк А.К. Результаты поискового бурения на нефть и газ в Тимано-Печорской провинции // Сер. ВНИИОЭНГ тр. Геология нефтяных и нефтегазовых месторождений Тимано-Печорской провинции, вып. 10, 1983, с. 90-94.
2. Алхименко А.П., Великанов Ю.С, Карцев А.Ю., Мандель А.Я., Павлов А.Н., Холмянский М.А., Холодилов В.А., Ефремкин И.М. Экологическая безопасность при освоении нефтегазовых месторождений на шельфе Карского моря // Сб. науч. трудов. Спб, 2004, 160 с.
3. Ампилов Ю.П. Технология построения геологических моделей месторождений углеводородов в условиях их малой изученности бурением // В кн.: «Перспективы выявления и освоения месторождений газа, конденсата и нефти на шельфе морей России». М., ВНИИГАЗ, 1998, с. 42-53
4. Ампилов Ю.П. Сейсмическая интерпретация: опыт и проблемы. М., Геоинформмарк, 2004, 286 с.
5. Богданов В.П., Гайдеек В.И, Мазур В.Б., Островский М.И., Холодилов В.А. Основные черты геологии и нефтегазоносности терригенного девона Европейского Севера СССР // Геология и нефтегазоносность Восточно-Европейской платформы. М., ВНИГНИ, 1984, с. 76-81.
6. Бро Е.Г., Преображенская Э.Н., Ронкина З.З. и др. Параметрические скважины на острове Колгуев // Советская геология, 1988, №3, с. 82-88.
7. Бро Е.Г. и др. Осадочный чехол Баренцевоморского шельфа по данным параметрического бурения на островах // В кн.: «Проблемы нефтегазоносности мирового океана». М., Наука, 1989, с. 191-197.

8. Велихов Е.П. Состояние и перспективы развития сырьевой базы газовой промышленности России. Минеральные ресурсы России // Экономика и управление, 1998, №4, с. 11-17.

9. Вяхирев Р.И., Никитин Б.А., Гриценко А.И., Захаров Е.В., Никитин П.Б. Актуальность выявления и освоения месторождений газа и нефти на шельфе России. М., Газоил пресс, 2000, с. 109.

10. Геодинамика и нефтегазоносность Арктики. (Под редакцией Гаврилова В.П.). М., Недра, 1993.

11. Головань А.С., Никонов Н.И., Макаревич В.Н., Холодилов В.А. Хорейверская впадина - перспективный поисковый объект в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции // Геология нефти и газа, вып. 12, 1984, с. 5-9.

12. Грамберг И.С., Школа И.В., Бро Е.Г. и др. Параметрические скважины на островах Баренцева и Карского морей // Советская геология, 1985, №1, с. 95-98.

13. Грамберг И.С., Погребницкий Ю.Е. Геодинамическая система, глубинное строение и структурная эволюция Северного Ледовитого океана // Эволюция геологических процессов в истории Земли. М., Наука, 1993, с. 146-158.

14. Григорьев Г.А., Макаревич В.Н., Холодилов В.А., Мандель К.А. Проблемы изучения и освоения ресурсов нефти шельфа Печорского моря// Геология, геофизика и разработка нефтегазовых месторождений, М., ВНИИОЭНГ, 2004, №9, с. 9-17.

15. Давыдов В.И. Биостратиграфия по фузулинидам верхнепалеозойских отложений острова Колгуев и островов архипелага земли Франца Иосифа. В кн.: «Биостратиграфия нефтегазоносных бассейнов». Доклады Первого Международного симпозиума, декабрь 1994 г. Спб, ВНИГРИ, с. 40-59.

16. Дедеев В.А., Гецен В.Г., Запорожцева И.В. Структура платформенного чехла Европейского Севера СССР. Л., Наука, 1982, с. 198.

17. Дмитриевский А.Н., Забанбарк А. Перспективы освоения нефтегазоносных ресурсов акваторий морей и океанов // Тр. V Международной конференции «Освоение шельфа арктических морей России», Спб, 2001, с. 26-27.

18. Долгунов К.А., Мартиросян В.Н., Сапожников Б.Г., Холодилов В.А. Основные задачи и возможности сейсморазведочных исследований в оценке перспектив нефтегазоносности Обской и Тазовской губ Западной Сибири // Сб. науч.-технич. статей «ООО «Газфлот» - 10 лет на арктическом шельфе». М., 2004, с. 162-175.

19. Драцов В.Г., Топорков В.Г., Дзюбло А.Д., Холодилов В.А. Результаты геолого-геофизических исследований сеноманских отложений шельфа Обской губы Карского моря // В кн.: «Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна». Всероссийская научная конференция. Тезисы. Тюмень, 2000, с. 48-50.

20. Дуркина А.В. Зональное расчленение серпуховско-верхнекаменноугольных отложений Тимано-Печорской провинции и обоснование границ ярусов // В кн.: «Геология и минеральные ресурсы Европейского северо-востока России, новые результаты и новые перспективы». XIII геологический съезд Республики Коми. Сыктывкар. Геопринт. Т. II, с. 200-202.

21. Ермаков В.И., Захаров Е.В., Буш Э.А. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности западного шельфа Северного Ледовитого океана // Сб. трудов ВНИИГАЗ. М., 1984, с. 9-26.

22. Захаров Е.В., Кулибакина И.Б., Арефьев О.А. Геолого-геохимические показатели нефтегазоносности триасового комплекса северо-востока Европейской части СССР // АН СССР, М., Наука, 1990, №3, с. 136-138.

23. Захаров Е.В. Практическое значение оценок прогнозируемых ресурсов углеводородов в морских объектах зонального и локального уровней при новых условиях недропользования // Сб. науч. трудов

ВНИИГАЗ: «Перспективы выявления и освоения месторождений газа, конденсата и нефти на шельфе морей России». М., 1998, с. 9-17.

24. Захаров Е.В., Ампилов Ю.П. К вопросу о сравнительной оценке геологического и инвестиционного риска на начальном этапе изучения месторождений углеводородов // Нефть, газ и бизнес, 2000, №6.

25. Захаров Е.В., Штейн Я.И. Выбор нефтеперспективных поисковых объектов - спутников Штокмановского ГКМ на основании сравнения их геолого-геофизических моделей // Сб. науч. трудов ВНИИГАЗ. М., 2002, с. 15-20.

26. Захаров Е.В. Холодилов В.А. Перспективы прироста запасов и развития добычи газа за счет недр зоны сочленения Обской и Тазовской губ // Нефть, газа и бизнес, 2002, № 2, с. 13-16.

27. Захаров Е.В. Стратегия развития сырьевой базы ОАО «Газпром» на шельфе морей РФ. Сб. науч. трудов ВНИИГАЗ: «ВНИИГАЗ» на рубеже веков – наука о газе и газовые технологии». М., 2003, с. 40-51.

28. Захаров Е.В., Холодилов В.А., Мандель К.А. Прогноз зон нефтегазонакопления и нефтегазогеологическое районирование на Печороморском шельфе // Геология, геофизика и разработка нефтегазовых месторождений, М., ВНИИОЭНГ, №5, 2004, с. 4-8.

29. Захаров Е.В., Холодилов В.А. Толстиков А.В. Перспективы нефтегазоносности нижне-среднетриасовых и среднеюрских отложений Баренцева моря // Геология, геофизика и разработка нефтегазовых месторождений, М., ВНИИОЭНГ, 2004, №9, с. 6-9.

30. Захаров Е.В., Холодилов В.А., Мандель К.А. Основные результаты и перспективы развития работ по выявлению и освоению углеводородных месторождений на шельфе Карского моря // Геология, геофизика и разработка нефтегазовых месторождений, М., ВНИИОЭНГ, 2004, №9, с. 23-27.

31. Захаров Е.В., Холодилов В.А., Корюкина Н.Г., Мандель К.А. Перспективы работ ООО «Газфлот» по развитию сырьевой базы ОАО

«Газпром» на шельфе морей РФ // Сб. науч.-технич. статей: «ООО «Газфлот» - 10 лет на арктическом шельфе». М., 2004, с. 124-129.

32. Захаров Е.В. Зоны нефтегазонакопления – основной объект сквозных долгосрочных лицензий на выявление и освоение сырьевой базы российского шельфа // Нефть, газ и бизнес, 2005, №1, с.29-31.

33. Золотухин А.Б. Начальные и извлекаемые запасы нефти и газа // В кн.: «Процесс принятия управленческих решений на основе экономического анализа работ по поискам и разведке нефти и газа», М. ВНИИОЭНГ, 2001, с. 76-118.

34. Карцев А.Ю., Холодилов В.А., Холмянский М.А., Великанов Ю.С., Алхименко А.П., Кириленко В.В. Эргономический подход к экологическому аудированию предприятий ООО «Газфлот» // Материалы конференции: « Экологическая геология и рациональное недропользование», Спб., 2003, с. 241-243.

35. Колесов В.В., Нежданов А.А., Парасына В.С., Холодилов В.А. Перспективы газоносности сеноманских отложений акватории Обской и Тазовской губ // Сб. тезисов докладов: «Настоящее и будущее сырьевой базы морской нефтегазовой промышленности России», Спб., ВНИГРИ, 2004, с. 37-38.

36. Колесов В.В., Нежданов А.А., Парасына В.С., Райкевич А.И., Холодилов В.А. Перспективы газоносности сеноманских отложений акватории Обской и Тазовской губ по результатам интерпретации комплекса геолого-геофизических данных // Сб. науч.-технич. статей «ООО «Газфлот» - 10 лет на арктическом шельфе», М., 2004, с. 148-161

37. Конторович А.Э., Нестеров И.И. и др. Геология нефти и газа Западной Сибири. Недра, Москва, 1975, 679 с.

38. Кравченко К.Н. Размещение уникальных скоплений углеводородов в генерационно-аккумуляционных элементах богатейших бассейнов мира // Геология нефти и газа, 1999, №7-8, с. 46-55.

39. Красильщиков А.А., Лившиц Ю.Я. Тектоника острова Медвежий // Геотектоника, 1974, №4, с. 39-51.

40. Краткая энциклопедия нефтегазовой геологии. Академия горных наук, М., 1998, 576 с.

41. Кунин Н.Я., Успенко С.В., Виноградов А.В. и др. Региональная сейсмостратиграфия осадочного чехла Баренцева моря // Бюллетень Московского общества испытателей природы. Отдел геологии. 1989, №64, с. 29-43.

42. Кучка М.А., Мельник Г.И., Холодилов В.А. Возможности использования геохимических нефтегазопроисковых исследований в условиях северных регионов // Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений, Респ. межвед. научн.-техн. сб., вып. 22., Львов, Вища школа, 1985, с. 99-100.

43. Левченко В.А. Некоторые закономерности распределения ресурсов нефти и газа в недрах Мирового океана // Нефтегазоносность Мирового океана. М., СЭВ, 1984, с. 234-266.

44. Макаревич В.Н., Бакланов Э.К., Удот Г.Д., Холодилов В.А. Сложнопостроенные ловушки Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции // Сб. научн. трудов: «Условия формирования ловушек неантиклинального типа на севере Европейской части СССР», Л., ВНИГРИ, 1984, с. 5-15.

45. Мандель А.Я., Карцев А.Ю., Холодилов В.А., Холмянский М.А., Великанов Ю.С., Алхименко А.П., Кириленко В.В. Концепция недропользования при освоении нефтегазового потенциала шельфа Карского моря // Материалы конференции «Экологическая геология и рациональное недропользование», Спб., 2003, с. 61-63.

46. Мандель А.Я., Карцев А.Ю., Холодилов В.А., Холмянский М.А., Великанов Ю.С., Алхименко А.П., Кириленко В.В. Специализированная система для проведения мониторинга окружающей среды при разработке месторождений свободного газа // Материалы конференции «Экологическая геология и рациональное недропользование», Спб., 2003, с. 121-123.

47. Мандель А.Я., Карцев А.Ю., Холодилов В.А., Холмянский М.А., Великанов Ю.С., Алхименко А.П., Павлов А.Н. Современное состояние экосистемы Карского моря в условиях начавшегося освоения углеводородного сырья // Материалы конференции «Экологическая геология и рациональное недропользование», Спб., 2003, с. 210-212.

48. Методическое руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России. М., ВНИИГАЗ, 2000, с. 189.

49. Молин В.А., Корда Н.А. Новые данные по палеотектонической характеристике верхнепермских отложений полуострова Канин // Палеонтология фанерозоя Северо-Европейской части СССР. Сыктывкар, 1983, с. 7-21.

50. Наливкин В.Д., Андиева Т.А., Григоренко Ю.Н. Строение и эволюция осадочных бассейнов краевой системы между континентом и океаном // Строение и динамика зон перехода от континента к океану. М., Наука, 1986, с. 115-120.

51. Никонов Н.И., Холодилов В.А. О газоносности нижнепермских рифов на Интинской площади в Косью-Роговской впадине. // Сер. ВНИИОЭНГ «Нефтегазовая геология и геофизика», вып. 4, М., 1984, с. 1-3.

52. Никитин Б.А., Холодилов В.А. Поэтажное поисковое бурение в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции // Сер. ВНИИОЭНГ «Нефтегазовая геология и геофизика», вып. 12, М., 1983, с.4-5.

53. Никитин Б.А., Головань А.С., Холодилов В.А., Шафран Е.Б. Основные результаты поисково-разведочных работ по обеспечению прироста запасов нефти и газа в 1981-1983 годах, их задачи на 1984-1985 гг. и главные направления на 1986-1990 гг. // Труды X геологической конференции Коми АССР, Сыктывкар, АН СССР, Коми филиал институт геологии, 1986.

54. Никитин Б.А., Захаров Е.В. Предложения к «Положению об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ в морских условиях» // Газовая промышленность, 1998, №3.

55. Никитин Б.А., Вовк В.С., Захаров Е.В. Состояние и перспективы выявления и освоения новых месторождений газа и нефти на шельфе наиболее перспективных морей России // Труды IV Международной конференции: «Освоение шельфа арктических морей России», Спб, 1999, с. 91-100.

56. Никитин Б.А., Захаров Е.В. Перспективы и проблемы выявления и освоения месторождений нефти и газа арктических морей России // Нефтегазовая вертикаль, М., 1999, №9, с. 20-23.

57. Никитин Б.А., Мандель А.Я., Грон В.Г., Холодилов В.А., Гайворонский И.Н. Современные технологии при испытании поисковых скважин на акватории Обской губы // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. М., №3, 2001, с. 14-21.

58. Никитин Б.А., Мандель А.Я., Холодилов В.А., Дзюбло А.Д. Опыт проведения и результаты геологоразведочных работ ОАО «Газпром» в транзитном мелководье арктического шельфа // В кн.: «Транзитное мелководье континентального шельфа как ближайший резерв углеводородного сырья для Российской Федерации и ее субъектов». Первая научно-практическая Международная конференция. Тезисы. Спб, 2002, с. 23.

59. Никитин Б.А., Мандель А.Я., Холодилов В.А., Грон В.Г., Дзюбло А.Д., Езепенко Н.В., Гайворонский И.Н. Результаты применения новой техники и технологии при проведении ГИС и испытания поисковых скважин, пробуренных на структурах Обской губы // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков, вып. 1, 2002, с. 5-11.

60. Никитин Б.А., Мандель А.Я., Холодилов В.А., Грон В.Г., Дзюбло А.Д., Гайворонский И.Н., Ликотов А.Р. Результаты освоения газонефтяных месторождений Арктического шельфа РФ на стадии геологоразведочных работ с применением нового поколения отечественного прострелочного оборудования // Каротажник, вып. 106, 2003, с. 106-120.

61. Никитин Б.А., Мандель А.Я., Грон В.Г., Холодилов В.А., Гайворонский И.Н. Результаты испытания по вторичному вскрытию и

испытанию поисково-разведочных скважин на акватории Обской и Тазовской губ, выполненных ООО «Газфлот» в сезоне 2002 года // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков, вып. 1, 2003, с. 2-9.

62. Никитин Б.А., Мандель А.Я., Холодилов В.А., Дзюбло А.Д. Результаты и перспективы геолого-разведочных работ, проводимых ООО «Газфлот» на арктическом шельфе Российской Федерации // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе, М., 2004, №2, с. 7-19.

63. Никитин Б.А., Мандель А.Я., Грон В.Г., Холодилов В.А., Дзюбло А.Д., Гайворонский И.Н., Ликуттов А.Р., Колмыкова К.Б. Опыт и перспектива применения нового поколения отечественного прострелочного оборудования при проведении геологоразведочного оборудования при проведении геологоразведочных работ на арктическом шельфе Российской Федерации // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков, М., 2004, №2, с. 30-39.

64. Никитин Б.А., Вовк В.С., Мандель А.Я., Холодилов В.А. Результаты геолого-разведочных работ ОАО «Газпром» на арктическом шельфе и перспективы поисков новых месторождений углеводородного сырья // Сб. науч.-технич. статей: «ООО «Газфлот» - 10 лет на арктическом шельфе». М., 2004, с. 9-13.

65. Никитин Б.А., Вовк В.С., Мандель А.Я., Холодилов В.А. Основные направления деятельности ОАО «Газпром» по освоению углеводородных месторождений на шельфе Карского и Баренцева морей // Геология, геофизика и разработка нефтегазовых месторождений, М., ВНИИОЭНГ, 2004, №9, с. 51-52.

66. Никитин Б.А., Вовк В.С., Мандель А.Я., Холодилов В.А. Результаты геолого-разведочных работ ОАО «Газпром» на Арктическом шельфе // Газовая промышленность, 2005, № 2, с.19-21.

67. Островский М.И., Поле А.В., Холодилов В.А. Палеотектоника и локальный прогноз нефте- и газонакопления на территории западного борта Верхнепечорской впадины // Сер. ВНИИОЭНГ труды «Геология нефтяных и

нефтегазовых месторождений Тимано-Печорской провинции», вып. 10, 1983, с. 39-43.

68. Островский М.И., Холодилов В.А., Ботнева Т.А., Щулова Н.С. К вопросу формирования газоконденсатного месторождения Вуктыл // Советская геология, М., 1984, №11, с. 30-33.

69. Островский М.И., Холодилов В.А., Ботнева Т.А., Панкина Р.Г., Щулова Н.С. Состав нефти и формирование залежей в ордовикско-нижнедевонских отложениях Печорской синеклизы // Советская геология, вып. 4, 1985, с. 35-39.

70. Островский М.И., Алексин Г.А., Ростовщиков В.Б., Холодилов В.А. К обоснованию направлений нефтегазопоисковых работ в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции // Геология нефти и газа, вып. 12, 1987, с. 11-15.

71. Плотников М.А., Молин В.А. Верхнепермские и триасовые отложения Западного Притиманья. Л., Наука, 1969, с. 106.

72. Проблемы нефтегазоносности Мирового океана / Отв. Ред Геодекян А.А., Грамберг И.С, Пушаровский Ю.М.// Сб. науч. трудов, М., Наука. 1989, 247 с.

73. Пчелина Т.М. Пермские и триасовые отложения острова Эдж (Свальбард) // Стратиграфия и палеонтология Севера Сибири. Л., 1977, с. 59-71.

74. Райкевич А.И., Парасына В.С., Холодилов В.А., Туренков Н.А., Нежданов А.А., Косарев И.В., Огнев А.Ф. Особенности геологического строения и перспективы нефтегазоносности акватории Обской и Тазовской губ // Сб. науч.-технич. статей: «ООО «Газфлот» - 10 лет на арктическом шельфе». М., 2004, с. 14-32.

75. Региональная сейсмография осадочного чехла Баренцева моря. (Кунин.Н.Я., Ушенко С.В., Виноградов А.В. и др.) // Бюлл. Мос. об-ва испыт. природы, Отделение геологии, 1989, №64, с. 29-43.

76. Регламент по составлению постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. М., Минэнерго РФ, М., 2000.

77. Семенович В.В. Нефть и газ России – геологические перспективы // Геология и геохимия горючих ископаемых. М., 1995, с. 81-83.

78. Скоробогатов В.А., Строганов Л.В., Купеев В.Д. Геологическое строение и газонефтеносность Ямала. М., Недра, 2003, с. 77-93.

79. Слонимский Г.А, Косицкая М.И., Грязева А.С. Стратиграфия нижнемеловых отложений острова Колгуев // Труды ВНИГРИ, 1977, вып. 398, с. 25-32.

80. Способ прогнозирования наличия оторочек в залежах углеводородов // Государственный комитет СССР по делам изобретений и открытий. Авторское свидетельство № 1083142, 1983 (Ткачев П.В., Холодилов В.А., Лисицин Д.М., Горшков В.И.).

81. Федоровский Ю.Ф., Борисов А.В. Нефтегазоносность Баренцево-Карского шельфа: открытия, проблемы освоения, перспективы // Второй Международный Баренцевский симпозиум «Нефть и газ в Баренцевом регионе». Киркинес, Норвегия, 1994, с. 6.

82. Холодилов В.А., Ростовщиков В.Б. Комплексирование геолого-геофизических методов – одно из главных направлений повышения эффективности геологоразведочных работ // Труды совещания «Тектоника и критерии нефтегазоносности локальных и зональных ловушек». М., Наука АН СССР, 1987.

83. Холодилов В.А., Ростовщиков В.Б., Соломатин А.Б., Богданов Б.П., Беляева Н.В. Поиски и разведка месторождений в рифогенных отложениях Печорского нефтегазоносного бассейна комплексом геофизических методов // В кн.: «Печорский нефтегазоносный бассейн (литология, гидрогеология, нефтегазоносность)». Труды института геологии Коми филиала АН СССР, вып. 61, Сыктывкар, 1987.

84. Холодилов В.А., Дзюбло А.Д. Коллекторы нефти и газа арктического шельфа России – проблемы поиска и результаты изучения // «Актуальные проблемы состояния и развития нефтегазового комплекса России» 5-я научно техническая конференция. Тезисы. М., 2003, с. 53-54.

85. Холодилов В.А. Зональный и локальный прогноз нефтегазоносности карбонатных формаций палеозоя Хорейверской впадины Тимано-Печорской провинции // Автореферат на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук, Л., 1988, с. 22.

86. Холодилов В.А., Ампилов Ю.П., Тимонин А.Н. Возможности сейсмического метода при оценке ресурсов и запасов углеводородов локальных объектов арктического шельфа // Материалы 1-й международной конференции «Нефть и газ Арктического шельфа». Мурманск, «Арктикшельф», 2002.

87. Холодилов В.А., Никитин Б.А., Мандель А.Я., Дзюбло А.Д. Результаты геологоразведочных работ ОАО «Газпром» и перспективы поисков месторождений углеводородов на арктическом шельфе России // Труды Международной конференции РАО-03, Спб, 2003, с.42-46.

88. Холодилов В.А., Туренков Н.А., Огнев А.Ф., Меркушев М.И., Локшина Н.В. Эффективность подготовки запасов и освоения ресурсов газа акватории Обской и Тазовской губ в сравнении с другими нефтегазоносными районами Западной Сибири // Сб. науч.-технич. статей «ООО «Газфлот» - 10 лет на арктическом шельфе». М., 2004, с. 101-108.

89. Холодилов В.А., Дзюбло А.Д., Туренков Н.А., Огнев А.Ф., Нежданов А.А., Горбунов С.А., Огибенин В.В. Научно-производственный опыт проведения геолого-разведочных работ в акватории Обской и Тазовской губ // Газовая промышленность, 2005, №2, с. 37-39.

90. Холодилов В.А., Дзюбло А.Д., Туренков Н.А., Огнев А.Ф., Нежданов А.А., Горбунов С.А., Огибенин В.В. Научно-производственный опыт проведения геологоразведочных работ в акваториях Обской и

Тазовской губ // Геология, геофизика и разработка нефтегазовых месторождений, М., ВНИИОЭНГ, 2004, №9, с. 28-35.

91. Холодилов В.А. Минимизация объемов бурения при поиске и разведке углеводородов в акватории Обской и Тазовской губ // Геология, геофизика и разработка нефтегазовых месторождений, М., ВНИИОЭНГ, 2004, №9, с. 35-39.

92. Холодилов В.А., Драцов В.Г., Наказная Т.Д. Эффективность геолого-геофизических исследований и испытаний продуктивных объектов при бурении скважин в акватории Обской губы // Геология, геофизика и разработка нефтегазовых месторождений, М., ВНИИОЭНГ, 2004, №9, с. 39-50.

93. Холодилов В.А., Дзюбло А.Д., Карцев А.А., Мандель К.А. Перспективы поисков месторождений углеводородного сырья на арктическом шельфе России // Сб. тезисов докладов «Стратегия развития и освоения сырьевой базы основных энергоносителей в России», Спб., ВНИГРИ, 2004, с. 34-36.

94. Цыбуля Л.А., Левашкевич В.Г., Заливчий О.А., Школа И.В. Тепловой поток на акватории Карского моря и его островах // Геология и геофизика, 1994, т.35, №11, с.93-98.

95. Шаля А.А. К вопросу о возрасте и расчленении таношчинской свиты п-ова Ямал. Основные типы разрезов мезозойско-кайнозойских отложений Западно-Сибирской равнины. Тюмень, ЗапСибНИГНИ, 1977, выпуск 121, с. 78-89.

96. Шипилов Э.В., Юнов А.Ю. О генезисе антиклинальных структур и месторождений углеводородов восточной части Баренцева моря // Доклад РАН, 1995, т. 342, №1, с. 87-88.

97. Шипилов Э.В., Тарасов Г.А. Региональная геология нефтегазоносных осадочных бассейнов Западно-Арктического шельфа России. Апатиты, 1998, с. 306.

98. Школа И.В., Пчелина Т.М. Новые данные о составе и строении осадочного чехла по материалам бурения Грумантской параметрической скважины. Геология осадочного чехла архипелага Свальдбард. Л., 1980, с. 13-24.

99. Юнов А.Ю. Строение, развитие и нефтегазоносность окраин континентов. М., Недра, 1981, с. 249.

100. Юнов А.Ю. Цикличность геологического развития молодых платформ и пассивных континентальных окраин // Геология и геофизика, 1991, №8, с. 15-23.

101 Юнов А.Ю., Боголепов А.К., Свистунов Ю.И., Мурзин Р.Р. Основные черты тектоники северо-восточной части Баренцево-Карского шельфа // Геологическое строение Баренцево-Карского шельфа. Л., ПГО «Севморгеология», 1985, с. 5-10.

102. Fact 2000. The Norwegian petroleum sector. – Minister of Petroleum and Energy, 2000, p. 192.

103. Gading M., Triassic evolution in the Barents Sea, Norwegian and Russian sectors: a seismic and sequence stratigraphic approach (ICU, S.O. Johansen), 1993.

104. Halbuty M.T., Future Petroleum Provinces of the World. Published by AAPG, Tulsa Oklahoma, 1986.

105. Harris N., Reservoir Geology of Faugst Group (Middle Jurassic) Heidven field, offshore Mid-Norway BAAPG, vol.73, №11, 1989, pp. 1413-1435.

106. Klemme H.D. One fifth of reserves lie offshore. – Oil and Gas, 1977, vol.75, №35, pp. 108-128.

107. Mitchell R.W., Bruce J.R., Carboniferous and Upper Permian core in the Barents Sea Conoco 7128/6-1 well.//57th EAEG/EAPG Conference: Extended Abstracts, Glasgo, 1995, vol.2, p.521.

108. Spenser A.M., Birkeland O., Koch J.O., Petroleum geology of the proven hydrocarbon basins, offshore Norway//First Break, May 1993, vol.11, №5, pp.161-176.

109. The petroleum resources of the Norwegian continental shelf 1999 // The Norwegian petroleum directorate, 1999, p.53.

110. Vorren T.O., Bergsager T., Dahl-Stamnes A., Holter E., Johansen B., Lie E., Lund T.B., Arctic Geology and Petroleum Potential/Ed., Amsterdam, 1992, p.751.

111. Weeks L.G., Petroleum resources potential of continental margins. - The geology of continental margins Springer-Verlag., New-York - Heidelberg - Berlin, 1974.