

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки
«Тихоокеанский океанологический институт им. В.И. Ильичева»
Дальневосточного отделения Российской академии наук

На правах рукописи



Александрова Алина Георгиевна

**ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ПОЛЯ УГЛЕВОДОДОВ
НЕФТЕГАЗОПЕРСПЕКТИВНЫХ РАЙОНОВ
БАРЕНЦЕВОМОРСКОГО И НОРВЕЖСКО-ГРЕНЛАНДСКОГО ШЕЛЬФА**

1.6.17. Океанология

Диссертация

на соискание ученой степени кандидата
геолого-минералогических наук

Научный руководитель:
доктор геолого-минералогических наук,
Шакиров Ренат Белалович

Владивосток– 2025

ОГЛАВЛЕНИЕ

ОГЛАВЛЕНИЕ	2
ВВЕДЕНИЕ.....	4
ГЛАВА 1. КРАТКИЙ ОЧЕРК ИЗУЧЕННОСТИ БАРЕНЦЕВОМОРСКОГО И НОРВЕЖСКО-ГРЕНЛАНДСКОГО ШЕЛЬФА	24
1.1 Первоочередные направления развития исследований и хозяйственно-экономических характеристик.....	24
1.2 Общие закономерности распределения углеводородов в морской воде, пути миграции, граничные поверхности океана	32
1.3 Современное состояние изученности	35
1.4 Общая характеристика объекта исследования, сведения о физико-географических особенностях и представления о геодинамических обстановках	41
ГЛАВА 2. УРОВНИ СОДЕРЖАНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ В ИЗУЧАЕМЫХ РАЙОНАХ. ФАКТИЧЕСКИЙ МАТЕРИАЛ. ДАННЫЕ И МЕТОДЫ.....	82
2.1 Характеристика информационного массива	82
2.2 Анализ данных полевых работ	102
2.3 Совместный анализ данных спутникового зондирования о нефтяном загрязнении и подспутниковых судовых измерений нефтяных углеводородов в Баренцевом и Норвежском морях	127
2.4 Гидролого-геохимическая изученность участка детализации	141
2.5 Заключение к Главе 2	158
ГЛАВА 3. ОСНОВНЫЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ О ГЕОХИМИЧЕСКИХ ПОЛЯХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ В ОБСТАНОВКАХ ИЗУЧАЕМЫХ УЧАСТКОВ.....	161
3.1 Газогеохимические исследования как неотъемлемая часть комплекса нефтегазопроисковых работ	163
3.2 Аномальное газовое поле.....	167
3.3 Региональная геохимическая характеристика органического углерода донных осадков Баренцева моря.....	175
3.4 Расчет потенциальных метановых разгрузок на участках.....	181
3.5. Заключение к Главе 3.....	183
ГЛАВА 4. ОСОБЕННОСТИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОГЕОХИМИЧЕСКИХ ПОЛЕЙ В РАЙОНЕ ИССЛЕДОВАНИЙ.....	184
4.1 Распределение углеводородных газов в поверхностных донных отложениях.....	184
4.2 Газы придонно-пограничного слоя водной толщи.....	196
4.3 Локальные особенности строения по разрезам района структур по результатам комплексной газовой съемки (Кольско-Канинская моноклираль).....	205
4.4 Карты эпигенетичных максимальных концентраций суммы углеводородных газов (наиболее перспективные участки для поиска углеводородов).....	213
4.5 Комплексный анализ полученных результатов гидрогеохимических исследований....	227
4.6 Заключение к главе 4	232
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	234
ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ	239
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	241
СПИСОК РИСУНКОВ.....	262

СПИСОК ТАБЛИЦ	270
ПРИЛОЖЕНИЕ А. Материалы и характеристики данных.....	271
ПРИЛОЖЕНИЕ Б. Основные результаты комплексных геолого-гидрогеохимических исследований.....	278

ВВЕДЕНИЕ

Объект исследования и актуальность темы.

В системе морского природопользования западный сектор Арктики как наиболее хозяйственно освоенный регион многофункционального управления выделен в самостоятельную единицу управления [Матишов и др., 2015].

Актуальность данного исследования во многом определена местоположением объекта изучения в акватории арктических морей (Баренцевоморский и Норвежско-Гренландский шельф), которое остается фрагментарно изученным.

Углеводородные газы в шельфовых зонах являются, с одной стороны, индикаторами наличия месторождений нефти и газа, а, с другой стороны, угрожают судоходству и объектам нефтегазового комплекса при разведке, освоении и эксплуатации месторождений [Бондур, 2015; Богоявленский, 2012]. Изучение потока метана в системе «донные осадки - вода» становится важной в научном и прикладном отношении задачей. Метан является сильным парниковым газом и его распространение требует детальной количественной оценки в связи с проблемой изменения глобального климата. Газ может мигрировать в субвертикальном направлении из глубоких нефтегазоматеринских толщ или сформировавшихся залежей к поверхности литосферы или гидросферы под действием природных факторов, нередко формируя в верхней части разреза самостоятельные залежи газа. В связи с этим, анализ распространения газовых залежей может быть полезен для понимания углеводородных систем, процессов генерации, миграции и аккумуляции нефти и газа и, следовательно, может помочь при поиске традиционных месторождений углеводородов. Небольшие газовые залежи, находящиеся у поверхности морского дна, указывают на возможность обнаружения на больших глубинах крупных месторождений углеводородов. Изучение потенциальной газонасыщенности верхней части разреза и путей субвертикальной миграции газа вносит значимый вклад в проблему исследований изменений климата на Земле.

В целях данной работы были выбраны акватории арктического шельфа в целях изучения распределения углеводородов в воде и в донных осадках, в том числе в связи с необходимостью рассмотрения вопроса дегазации Земли на мелководном арктическом шельфе, так как эмиссия метана в атмосферу усиливает парниковый эффект, влияющий на изменение климата, а также в целях изучения их углеводородного потенциала, обеспечения безопасности при освоении ресурсов углеводородов.

Прибрежная территория Баренцева моря – это регион стратегического партнерства России с арктическими государствами при этом следует отметить, что основная проблема в морском пространственном планировании в Арктике на сегодня – это неравномерность изученности и недостаток данных регулярного мониторинга и это тем более актуально, что в условиях

меняющегося климата в последние годы в экосистеме моря произошли значительные изменения, так как увеличилось влияние атлантических вод. Необходимо учесть, что водообмен с соседними морями имеет большое значение в водном балансе Баренцева моря. В течение года в море через проливы поступает примерно 1/4 часть общего объема воды моря. При этом специфика Арктики такова, что серьезные локальные загрязнения могут при определенных условиях приобретать региональный и даже циркумполярный характер.

При освоении месторождений и увеличении транспортировки углеводородных ресурсов возрастает риск загрязнения Арктического бассейна нефтяными углеводородами (УВ). Определенный вклад в углеводородное загрязнение этих районов вносят также сжигание ископаемого топлива, дальний атмосферный перенос и естественное высачивание нефти, а также водо- и льдообмен с сопредельными акваториями. В этой связи состояние окружающей среды Арктики вызывает нарастающую озабоченность в связи с образованием «горячих точек».

Западный сектор Российской части Арктики – это крупнейшие нефтегазоносные провинции мира: Тимано-Печорская и Западно-Сибирская, Карская морская нефтеносная провинция, открыта крупнейшая нефтегазоносная мегапровинция на западноарктическом шельфе: в ее составе выделяются Западно-Баренцевская, Восточно-Баренцевская нефтегазоносные провинции. В российском секторе Арктики сосредоточены значительные запасы углеводородов, здесь располагаются и действуют несколько российских проектов по добыче углеводородов на шельфе Арктики, например, нефтяная платформа «Приразломная», предназначенная для разработки Приразломного месторождения (Печорское море), портово-хозяйственный комплекс «Варандей» в районе Варандейской губы, предназначенный для транспортировки морским путем экспортной нефти и Песчаноозёрское нефтяное месторождение (о. Колгуев).

В море осуществляется круглогодичная перевалка нефти на морских терминалах (ПХК «Варандей», а также перевалочные комплексы в районе о. Колгуев), выполнение всех технологических операций, включая бурение, добычу, хранение нефти, подготовку и отгрузку нефти на МЛСП «Приразломная».

Начиная с 2010 г., объемы транспортировки нефти и нефтепродуктов морем резко возросли. В этой связи баренцевоморский морской нефтегазовый комплекс (МНГК) начинает играть всё большую роль в регионе и возрастает актуальность мониторинга состава вод и состояния полярных экосистем в присутствии МНГК. Природные и экологические сложности арктического шельфа (дрейфующий лед и айсберги, пересеченный рельеф дна, уязвимость биоты) стимулируют поиск и внедрение более надежных технологий добычи и транспорта углеводородного сырья. Главным вектором развития в этой области является минимизация риска загрязнения окружающей среды за счет технологий «нулевых» выбросов в море и

переработки нефти и газа на береговых объектах. Одним из ключевых элементов системы экологической безопасности выступает мониторинг. Отдельные ее элементы, состоящие из наблюдений за состоянием недр шельфа, биоресурсами, компонентами экосистемы, загрязнением в местах разведки и обоснования объектов нефтегазовой инфраструктуры, нередко не отвечают критериям пространственно-временной оптимальности, методической строгости и регулярности.

Очевидно, что освоение ресурсов в суровых климатических условиях является трудной технической задачей, включающей обязательное обеспечение условий рационального природопользования, промышленной и экологической безопасности.

Донные отложения, обладая высокой сорбционной емкостью, аккумулируют попадающие в них при разливах и утечках нефтяные углеводороды, которые могут длительное время сохраняться, вследствие чрезвычайно медленно протекающих процессов биодegradации в холодных арктических условиях. Восстановленные морские осадки являются самым крупным резервуаром метана на Земле, как в растворенном виде в поровых водах, так и в конденсированном виде в газогидратах [Dickens, 2003].

Поток метана с поверхности океана был оценен при прямых измерениях концентраций метана в поверхностном водном слое [Ehhalt, 1974], современные морские осадки являются источником до 3% общего потока метана в атмосферу [Reeburgh, 2007], основная часть метана потребляется в процессе анаэробного окисления метана (АОМ) до того, как достигнет поверхности дна [Voetius et al., 2000]. Большая доля АОМ происходит в осадках пассивных континентальных окраин, где перенос раствора поровых вод происходит в основном за счет молекулярной диффузии. Однако детальность прямых инструментальных измерений метана на акваториях различна, данных по открытым водам Мирового океана недостаточно [Мишукова и др., 2021]. Недостаточное количество скважинного и сейсмического материала, частичное или полное отсутствие юрских отложений в отдельных зонах Баренцева моря, слабая корреляция данных российского и норвежского секторов Баренцева моря осложняют выделение и прогноз зон распространения природных резервуаров на всей акватории Баренцева моря [Суслова, 2017] в целях планирования поисково-разведочных работ на новых структурах Баренцевоморского шельфа (БМШ) и выбора объектов для лицензирования.

Сложными и динамичными явлениями распределения примесей в море являются нефтяные пленки - сложные и динамичные явления распределения примесей в море, так как нефть может находиться в различных миграционных формах, по этим причинам особенно актуальной в настоящее время становится и репрезентативная оценка антропогенных УВ.

Вместе с тем, наличие природных органических соединений (синтез организмами, высачивание из осадочной толщи) затрудняет проведения мониторинга. В этой связи изучение

естественного геохимического фона в море – необходимое условие для репрезентативной оценки вклада антропогенных УВ в их естественный природный фон.

Уровни содержания нефтяных УВ сложно с точностью определить, как из-за несовершенства методов анализа УВ, так и в основном из-за слабой изученности различных природных процессов (в том числе биологических и геохимических), а также из-за различных ограничений по возможностям отбора проб, хозяйственной деятельности.

Проблема разработки научных основ для планирования мероприятий по регулированию мониторинговых работ, а также функционирования различных секторов экономической деятельности имеет особое значение, так как изучение природного геохимического фона необходимо для оценки техногенного воздействия (выявления аномалий).

Наряду с мониторингом необходимо также изучение способности экосистем к восстановлению на фоне экстремальных климатических условий, в связи с чем актуальны вопросы уязвимости экосистемы арктических морей от нефтяных разливов в том числе для понимания эволюции состояния среды. Существующие противоречия между необходимостью освоения углеводородных ресурсов Баренцева моря, и в первую очередь Печорского моря и опасностью утраты биоразнообразия вследствие нефтегазового загрязнения и других эндогенных и экзогенных факторов, требуют оптимальных технологий прогноза негативных геоэкологических последствий и их минимизации.

Процесс в этой области направлен на проведение комплексных исследований, создание единой системы экологического прогноза для обеспечения безопасности недропользования, принятия соответствующих управленческих решений.

С учетом вышеизложенного, проблема изучения геохимического режима и содержания углеводородов в арктических прибрежных водах, является чрезвычайно актуальной. Необходимо также отметить, что такие исследования в России и других странах на данный момент носят единичный характер из-за сложности организации работ, особенно в зимний период времени.

Актуальность исследования определяется и тем, что наибольший интерес при проведении площадной газогеохимической съемки представляет выявление эпигенетической составляющей, которая с одной стороны отражает структурно-тектоническое строение исследуемой акватории, а с другой – проявление газовых эманаций, связанных с наличием скоплений углеводородов (УВ) в разрезе осадочного чехла.

Геохимическая обстановка накопления может накладывать свой отпечаток в распределении углеводородов (УВ). Так, накопление углеводородных газов в донных осадках может происходить либо вследствие биологических процессов, определяя их сингенетическую составляющую, либо за счет глубинных эманаций, характеризуя эпигенетическую компоненту.

В настоящей работе предпринята попытка показать возможность реализации комплексного подхода на примере Баренцевоморского региона.

Вопросы обнаружения месторождений УВ в западной и северной частях Российской Арктики, к которым относятся территории Кольского региона, архипелага Земля Франца-Иосифа и их прибрежных зон, становятся наиболее актуальными в сложившихся условиях, так как наряду с вопросами экономической целесообразности поиска и добычи углеводородного сырья, в пределах европейской части Арктического шельфа России присутствует и международный аспект, возникающий в связи с наличием потенциально богатых ресурсами юридически спорных пограничных территорий.

Выявление углеводородных аномалий в компонентах геологической среды акваторий позволяет решать задачи прогноза нефтегазоносности недр. В то же время, создается основа для последующего геоэкологического контроля при разведочных и добычных работах.

На лицензионных участках АО «Севернефтегаз» ФГБУ «ВНИИОкеангеология» выполнены морские эколого-геохимические исследования, в том числе с целью мониторинга природной среды. Их основной задачей было выявление фоновых и аномальных характеристик комплексов загрязняющих веществ в поверхностных донных отложениях и водной толще в контурах перспективных структур и в проектных точках первых глубоких разведочных скважин перед проведением глубокого разведочного бурения на нефть и газ, материалы этих исследований были проанализированы и обобщены в данной работе.

Необходимо учитывать, что углеводороды (УВ) в литосфере широко распространены и образуют устойчивый геохимический фон. Нефть и рассеянное органическое вещество (РОВ) донных осадков и пород содержат сходные по составу классы органических соединений, в том числе и УВ. Источником их могут служить биогенные соединения морского и терригенного генезиса. Возможно также поступление УВ в поверхностные донные осадки при миграционных процессах из нижележащих толщ. Присутствие в осадках УВ нефтяного ряда может быть связано с размывом и переотложением древних осадочных отложений. Следовательно, основная задача состоит в том, чтобы: выявить геохимический фон исследуемого района и определить природу наложенной составляющей (экзогенная, эндогенная). Возможности решения данной задачи заложены в геохимической методологии, поскольку лишь детальные органо-геохимические исследования на уровне молекулярных структур позволяют определить источники, пути поступления и трансформации УВ донных осадков. Это особенно актуально для нефтегазоперспективных районов акваторий, где миграционный поток УВ из продуктивных горизонтов является одним из существенных факторов формирования локального геохимического фона. При этом, его специфика во многом определяется природой углеводородной залежи (нефтяной, газоконденсатной, газовой). Кроме того, вариации состава и

содержания УВ в поверхностных донных осадках, в значительной мере, обусловлены локальными геодинамическими и литолого-фациальными условиями. Процессы взаимодействия потоков рассеивания углеводородных газов (УВГ) из залежей и очагов генерации с фоновыми геохимическими полями в субаквальных условиях в настоящее время еще недостаточно изучены. На этапах последующих геологических и разведочно-поисковых работ наряду с прямым техногенным воздействием на осадки акватории, возможна интенсификация флюидного подтока УВ. Опережающий углеводородный мониторинг может послужить основой для определения сценария развития данного процесса.

Сегодня главной проблемой остается проектирование и реализация оптимальной системы мониторинга, совмещающей в себе региональный охват всей области потенциального воздействия нефтегазовых разработок и локальную детализацию в наиболее экологически уязвимых районах морской разведки, добычи и транспорта нефти и газа, местах нереста ценных гидробионтов, особо охраняемых зонах, фронтальных разделах различных водных масс, прикромочных областях. Без регулярного пополнения баз данных общего назначения локальные системы отраслевого или экологического контроля не смогут самостоятельно обеспечить процесс выработки управленческих решений в целях обеспечения устойчивого развития конкретного региона.

В настоящее время вследствие активного воздействия человека на морскую среду, в т.ч. связанного с интенсивным освоением месторождений углеводородов, активным строительством промышленных объектов, развитием навигации и др., становится все более очевидной необходимость совершенствования и расширения мониторинга загрязнения морей углеводородами и представления результатов таких наблюдений на основе комплексного и системного анализа.

Автор надеется, что результаты работы привлекут внимание к решению данных вопросов в их новой связи.

Объектом исследования являются акватория нефтегазоносных районов Баренцева моря с детализацией для Кольско-Канинской моноклинали Кольского залива, район международного проекта МАРЕАНО (Marine Areal Database for Norwegian Coasts and Sea Areas), Норвежское и Печорское моря. Эти исследования имеют особое значение для шельфовых зон Мирового океана в связи с их высоким нефтегазогенерационным потенциалом, и как следствие, интенсивным промышленным освоением. Таким образом, районы проведения работ представляют особый интерес.

Научная и практическая значимость работы.

При достаточно хорошей изученности региона, в том числе сейсморазведкой и бурением, геологические факторы, контролирующие распределение содержания углеводородов, остаются не вполне ясными.

Впервые был выполнен комплексный анализ ключевых районов Баренцевоморского шельфа на основе данных океанографических и комплексных геолого-гидрогеохимических работ с целью выявления закономерностей распределения углеводородной разгрузки. При таком подходе представляется возможным получить объективное представление о характере распределения углеводородов в поверхностном слое воды и донных осадках, выявить возможные особенности, проанализировать природу изменчивости содержания углеводородов, метана и рассчитать объемы его поступления в морскую воду, а затем в атмосферу.

Выявление наличия техногенной компоненты и масштабов ее воздействия на различных этапах седиментогенеза и уровнях организации вещества возможно лишь при системном изучении поступления, миграции, трансформации и накопления загрязняющих веществ, которые имеют различный генезис природный (экзогенные, эндогенные) и акваполитехногенный. Полученные результаты могут применяться при проведении оценки состояния природной среды на примере Западно-Арктического шельфа, которая предусматривает исследование водной толщи, газов, донных осадков как на уровне валовых концентраций ЗВ, так и на уровне форм их нахождения. По данным многолетнего мониторинга морей Западной Арктики изучена изменчивость содержания нефтяных углеводородов в районах хозяйственной деятельности, и исследованы особенности их распределения в том числе с учетом дополнительных факторов (газовых эманаций).

Накопление углеводородных и неуглеводородных газов в донных осадках может происходить или вследствие биологических процессов, определяя их сингенетическую составляющую, или за счет глубинных эманаций, характеризуя эпигенетическую компоненту. На примере газогеохимических исследований современных донных осадков на континентальном шельфе показаны проявления региональных и локальных характеристик распределения УВ газов, полученные по результатам анализа многолетних данных характеристики изменчивости содержания нефтяных углеводородов позволяют оценить общие тенденции и подтверждают эффективность применяемого подхода, который позволяет получение наиболее полной информации о закономерностях поставки и разгрузки углеводородов в различных фазовых состояниях в морскую среду.

На основе анализа данных по содержанию газовой компоненты в обстановках лицензионных участков выполнена оценка статистических параметров распределения содержаний метана, предельных и непредельных углеводородов, указывающая на присутствие

взаимосвязи (унаследованности) распределений газов в осадках и придонной воде в частности, в Норвежском море, в Печорском море, более детализировано в пределах Кольско-Канинской моноклинали.

Фундаментальность проведенных исследований состоит в изучении характеристик и закономерностей распределения газогеохимических полей в морской воде и донных осадках в изучаемых морских районах. Прикладное (практическое) значение заключается в возможности дальнейшего учета разгрузки природных газов в качестве индикаторов для поиска и прогноза нефтяных месторождений, в обнаружении источников поступления газа (метана).

Теоретическую основу исследования составили работы отечественных и зарубежных ученых посвященные изучению уровней и распределения углеводородов в воде, формирования газо-геохимических полей, потоков пузырей газов, в том числе парниковых (CH_4 , CO_2), из донных отложений в воду и частично в атмосферу, загрязнения природной среды Арктического региона. Комплексный геохимический подход к изучению загрязнения нефтяными углеводородами позволил заключить, что в океане могут встречаться такие же концентрации природных УВ (а не только антропогенных), как и при воздействии загрязняющих веществ, т.е. природные, не связанные с деятельностью человека, геохимические аномалии, существующие в природе.

Был выполнен анализ спутниковых снимков (2013 – 2020 гг.) в связи (в соотношении) с контактными данными экспедиционных полевых работ и проанализированы связи, либо их отсутствие. Изучение распределения пленочных загрязнений на поверхности моря и распределения и генезиса УВ в водах и осадках Баренцева моря также является важной задачей в рамках геоэкологического контроля и мониторинга. Предварительный совместный анализ спутниковых снимков позволяет предварительно диагностировать зоны особого внимания (уязвимые зоны) для последующей оценки их техногенной загрязненности.

В результате проведенной работы изучен и обобщен большой объем фактического материала по концентрациям углеводородов в различных районах Баренцево-Карского шельфа, а также Норвежско-Гренландского шельфа, в том числе спутниковые данные по пленочным загрязнениям, данные АИС, предложены технические решения, в том числе призванные обеспечить экологическую безопасность. Определение техногенной компоненты и масштабов ее воздействия на различных этапах седиментогенеза и уровнях организации вещества возможно лишь при системном изучении поступления, миграции, трансформации и накопления загрязняющих веществ, которые имеют различный генезис природный (экзогенные, эндогенные) и аква-политехногенный.

Результаты проведенных в рамках данной работы исследований являются существенным вкладом в определение роли миграции УВ газов и УВ флюидов в море.

Полученные сведения имеют большое значение для принятия управленческих решений в сфере морского комплексного управления, предполагается, что результаты данного исследования, в конечном итоге, можно рассматривать как очередной шаг на пути обоснования нефтегазоносности изучаемых участков на Кольском шельфе. Результаты представленной работы могут применяться в т.ч. как часть океанографических исследований и мониторинга при подготовке комплексных планов управления ресурсами морей, а также в практической работе компаний для оценки экологической ситуации и определения состояния природных ресурсов, разработки стратегии рационального использования ресурсов и определения предельно допустимых нагрузок для региона. Также результаты могут быть использованы при планировании гидрометеорологических исследовательских работ, научно-технических изысканий, работ по прогнозированию развития в арктическом регионе на фоне разнонаправленных изменений природного фона и расширяющейся хозяйственной деятельности, научно-исследовательских работ в связи с разработкой научно-обоснованных предложений по формированию комплекса мер по вопросам адаптации к изменению климата и представляют интерес для отраслевых организаций, а также для федеральных и региональных органов исполнительной власти, региональных советов по морской деятельности при обеспечении эффективной системы управления морским природопользованием, морскими ресурсами, а также мониторинговых исследований с целью обеспечения сохранения и охраны морской среды.

Результаты работы могут быть востребованы производственными и научными организациями, участвующими в выработке оптимальных решений при планировании и производстве широкого спектра видов хозяйственной деятельности на арктическом шельфе (проектирование и строительство, поисковые, добычные работы, транспортные системы разного уровня, др.). Рассмотрена современная роль региона как многофункционального и перспективного центра морехозяйственной деятельности в Арктике, подчеркнута важность роли морского регионального планирования (зонирования) в определении вектора стратегического развития арктических морей, в связи этим мониторинг нефтяных загрязнений должен быть продолжен.

Также на примере Западно-Арктической континентальной окраины показано, что геолого-морфологические и литолого-фациальные особенности осадконакопления находят отражение в распределении углеводородных молекулярных маркеров на всех уровнях латеральной изменчивости морских районов от трансрегионального до локального.

Достоверность научных результатов и выводов работы.

Достоверность научных выводов и заключений определяется тем, что в основе выполненного анализа лежит обширный фактический материал. Эмпирическую базу исследования составили данные, полученные в океанографических экспедициях, а также данные регулярных и специальных геолого-морфологических и океанологических наблюдений и результаты анализа этих данных. Изучены литературные источники, результаты которых согласуются с полученными результатами. Для получения натуральных данных использовалось современное измерительное оборудование. Так, при гидрозондировании водной толщи в качестве основного инструмента служил профилограф Seacat SBE 19 plus с датчиком растворенного кислорода SBE 43. Приборы подобного типа официально утверждены Международной океанографической комиссией при Юнеско (ИОС) в качестве приборов, соответствующих современным требованиям к точности океанографических данных. Для целей работы были использованы результаты спутникового радиолокационного мониторинга спутников Sentinel-1A и Sentinel-1B, снимающих море практически ежедневно вне зависимости от условий погоды и времени суток [<https://www.scanex.ru>]. Также подтверждением достоверности и апробации научных результатов и выводов работы является их публикация в рецензируемых российских журналах, сборниках и презентация на научных конференциях.

Личный вклад автора заключается в том, что автором был осуществлен полный цикл исследовательской работы: начиная с формирования идеи и постановки задач, провела общий и литературный анализ и обобщение результатов, выполнила подготовку исходной информации и формирование базы данных, их первичную обработку и анализ, а также сопоставление и верификацию данных, расчёты, графические построения, визуализацию, подготовку полученных результатов к картографированию и опубликованию с соавторами в российских и зарубежных научных журналах, представляла основные результаты на семинарах и научных конференциях.

Соответствие диссертации паспорту специальности.

В диссертационной работе представлены результаты многолетних исследований, соответствующих паспорту научной специальности 1.6.17. «Океанология» (Науки о Земле и окружающей среде). Диссертация соответствует следующим пунктам направления исследований: 8. Закономерности переноса вещества и энергии в океане. 9. Взаимодействие в системе литосфера – гидросфера – атмосфера. 10. Природные ресурсы океана, их рациональное использование. 13. Методы оценки экологически значимых гидрофизических и гидрохимических характеристик вод океана, оптимальных условий существования морских экосистем, защиты ресурсов океана от истощения и загрязнения.

Апробация результатов. Главные результаты и основные положения работы были представлены на заседаниях ученого совета, а также на следующих российских и

международных конференциях, семинарах, научных школах и стажировках в период с 2017 по 2025 гг:

XV Международная конференция «Государственное управление Российской Федерации: вызовы и перспективы». Факультет государственного управления МГУ им. М.В. Ломоносова, Москва, 25-27 мая 2017;

XVI Международная конференция «Государственное управление Российской Федерации: повестка дня власти и общества». Факультет государственного управления МГУ им. М.В. Ломоносова, Москва, 31 мая – 02 июня 2018;

VII Международная конференция «Морские исследования и образование» - MARESEDU 2018, Москва, ООО «Центр морских исследований МГУ имени М.В. Ломоносова», Москва, 19-22 ноября 2018;

Международная междисциплинарная научная школа-семинар (International interdisciplinary research school. ARCONOR in satellite Earth observation and Education: «Observing and Modelling the Arctic Environment – Climate processes, prediction and projection»), Международный Центр по окружающей среде и дистанционному зондированию им. Нансена (NIERSC), Санкт-Петербург, 8-13 сентября 2019;

Международная научно-практическая конференция «Морские исследования и образование - MARESEDU 2019», Москва, ИО РАН, МГУ им. Ломоносова, 28-31 октября 2019,;

XXIII Международная конференция (школа) по морской геологии, Москва, ИО РАН, 18 - 22 ноября 2019;

IV Ландшафтные экологические чтения. Коадаптация ландшафта и хозяйственной деятельности. Таврическая Академия, Россия, 22-25 сентября 2020;

Международная научно-практическая конференция «Современные проблемы гидрометеорологии и мониторинга окружающей среды на пространстве СНГ». Таврический дворец, Санкт-Петербург, 22-24 октября 2020;

Международная научно-практическая конференция «Морские исследования и образование - MARESEDU 2020». 26-30 октября 2020, Москва;

Вторая всероссийская научная конференция с международным участием «Мониторинг состояния и загрязнения окружающей среды. Экосистемы и климат Арктической зоны», Институт глобального климата и экологии имени академика Ю.А. Израэля, Институт географии РАН, Москва, 25-27 ноября 2020;

«Международная конференция «Интеркарто. ИнтерГис 28». Геоинформационное обеспечение устойчивого развития территорий. Майкоп, 22-23 октября 2022;

IV Международная геолого-геофизическая конференция и выставка «ГеоЕвразия-2021. Геологоразведка в современных реалиях». 2- 4 марта 2021 г, Москва, Россия;

XVII Международная научно-техническая конференция «Современные методы и средства океанологических исследований» (МСОИ-2021)». Москва, ИО РАН; XI Всероссийская конференция «Современные проблемы оптики естественных вод» (ONW'2021), 18-20 мая 2021; II межотраслевая конференция «Государственное регулирование в области предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на морских акваториях и территории Российской Федерации» АО «Южный научно-исследовательский и проектно-конструкторский институт морского флота» (АО «ЮжНИИМФ»), Акционерное общество «Центр аварийно-спасательных и экологических операций» (АО «ЦАСЭО»). 15-17 сентября 2021, Новороссийск;

Международная научно-практическая конференция «Природа и общество: интеграционные процессы». V ландшафтно-экологические чтения, посвященные Г.Е. Гришанкову, Севастополь, 12 – 16 сентября 2022 г.;

XVIII Международная научно-техническая конференция «Современные методы и средства океанологических исследований» (МСОИ-2023), Москва;

XIII Всероссийский симпозиум «Физика Геосфер», 11 – 15 сентября 2023, Владивосток;

XII международная научно-практическая конференция «Морские исследования и образование (MARESEDU - 2023), 23 – 27 октября 2023, Москва;

III Всероссийская научная конференция с международным участием «Мониторинг состояния и загрязнения окружающей среды: приземный климат, загрязняющие и климатически активные вещества» Москва, 15-17 ноября 2023, Москва, ФГБУ «ИГКЭ»;

VII Всероссийская конференция с международным участием «Гидрометеорология и экология» MGO 2023 имени Л. Н. Карлина. 13-14 декабря 2023, Санкт-Петербург;

Всероссийская научно-практическая конференция, посвященная 125-летию векового разреза «Кольский меридиан», 27-28 марта 2024, Полярный филиал ФГБНУ «ВНИРО» (ПИНРО), Мурманск.

8-ой Международный Арктический Саммит «Арктика: перспективы, инновации и развитие регионов» (САММИТ АРКТИКА-2024), 22-24 мая 2024, ООО «Прогноз-Норд», Санкт-Петербург.

Всероссийская научно-практическая конференция с международным участием «Россия в Десятилетии ООН наук об океане. Ресурсы и знания», проведена в соответствии с планом работы Морской коллегии при Правительстве Российской Федерации на 2024 год при поддержке Минобрнауки России и Межведомственной национальной океанографической комиссии Российской Федерации (МНОК), 6-8 ноября 2024, РТУ МИРЭА, Москва.

Всероссийская научно-практическая конференция «Актуальные проблемы экологической геохимии», 26-27 ноября 2024, ФГБУ ИМГРЭ, Москва.

Основные публикации по теме диссертационной работы.

Основные результаты полностью изложены в работах, опубликованных соискателем. Всего опубликованы **28** научных работ, в том числе **7** статей в рецензируемых журналах, рекомендованных ВАК, а также – в зарубежном издании, **21** тезисов докладов на международных и российских научных конференциях. Основные положения и результаты работы освещены на российских и международных конференциях, семинарах, научных школах, опубликованы в **17** тезисах в период с 2017 по 2025 гг, а также в **6**-ти статьях из перечня рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученой степени кандидата наук (перечень ВАК).

Статьи в рецензируемых журналах, рекомендованных ВАК:

1. Кучейко А.Ю., Иванов А.Ю., Евтушенко Н.В., Филимонова Н.А., Терлеева Н.В., Ивонин Д.В., Александрова А.Г. Пленочные загрязнения Баренцева моря по данным радиолокационного мониторинга 2017–2019 гг. Экология и промышленность России. 2020. – Т.24. – № 7. – С. 48–55. DOI: 10.18412/1816-0395-2020-7-48-55.
2. Немировская И.А., Александрова А.Г., Храмцова А.В. Изучение углеводов в четвертичных осадках Норвежского и Баренцева морей в рейсах НИС «Академик Мстислав Келдыш» (2016–2020 ГГ.). Рельеф и четвертичные образования Арктики, Субарктики и Северо-Запада России. Выпуск 7. – 2020 – DOI: 10.24411/2687-1092-2020-10718.
3. Пиотух В.Б., Мысленков С. А., Зацепин А. Г., Александрова А. Г., Соловьев Д. М. Анализ изменчивости сигнала обратного акустического рассеяния по данным ADCP и спутниковых наблюдений в северо-восточной части Чёрного моря. Современные проблемы ДЗЗ из космоса, 15(7), 2018. DOI: 10.21046/2070-7401-2018-15-7-141-152.
Variability of the acoustic backscattering from ADCP and satellite observations in the northeastern part of the Black Sea. <https://www.researchgate.net/publication/330440505>.
4. Каминский В.Д., Супруненко О.И., Смирнов А.Н., Медведева Т.Ю., Черных А.А., Александрова А. Г. Современное ресурсное состояние и перспективы освоения минерально-сырьевой базы шельфовой области российской Арктики// Разведка и охрана недр. 2016. № 9. С. 136–142.
5. Александрова А.Г., Иванов А.Ю. Совместная интерпретация данных спутникового мониторинга пленочных нефтяных загрязнений и подспутниковых измерений углеводов в Баренцевом море. Геология, география и глобальная энергия. 2022. № 3 (86). doi 10.54398/20776322_2022_3_106/
6. Александрова А. Г., Александрова Н. В. Нефтяные загрязнения на морской поверхности (Моря Западной Арктики). Геополитика и экогеодинамика регионов. Том 9 (19). Вып. 1. 2023. С.

221-232.

7. Александрова А.Г., Демешкин А.С., Александрова Н.В. Региональная изменчивость содержания нефтяных углеводородов в заливе Грен-фьорд (Гренландское море, о-в Западный Шпицберген). *ГеоРиск*. – Том XVI. – № 2 – 2022. – с. 62 – 71. <https://doi.org/10.25296/1997-8669-2022-16-2-62-71>.

Статьи в зарубежных изданиях:

Alexandrova, A., Aleksandrova, N., Demeshkin, A. (2025). Dynamics of Total Petroleum Hydrocarbon Content in the Surface Waters of Green Fjord (Greenland Sea). *Petroleum and Chemical Industry International*, 8(1), 01- 03. <https://doi.org/10.33140/PCII.08.01.02>.

Тезисы докладов:

1. Пиотух В.Б., Александрова А.Г., Зацепин А.Г., Мельников В.А., Мысленков С.А., Соловьев Д.М. /**А.Г. Александрова**//Аномалии сигнала обратного акустического рассеяния по данным стационарного ADCP в ближней шельфовой зоне Черного моря. *МОРЯ РОССИИ: НАУКА, БЕЗОПАСНОСТЬ, РЕСУРСЫ/Тезисы докладов научной конференции*. – г. Севастополь, 3 – 7 октября 2017 г. – Севастополь: ФГБУН МГИ, 2017. – 274 с. С. 251.

2. Зацепин А.Г., Пиотух В.Б., Александрова А.Г. Особенности изменчивости содержания взвешенного вещества в прибрежной зоне Черного моря в зимне-весенний период по гидроакустическим измерениям/**А.Г. Александрова**//Экобиологические проблемы Азово-Черноморского региона и комплексное управление биологическими ресурсами. Севастополь, 02-04 октября 2017 г. Сборник трудов конференции. Издательство: Колорит, 2017. С. 85-91. ISBN: 978-5-9500245-6-6.

3. Александрова А.Г. Экологические аспекты деятельности и экологическое партнерство в сфере охраны морской среды, биологического разнообразия и снижения загрязнения/**А.Г. Александрова**// XVI Международная конференция «Государственное управление Российской Федерации: повестка дня власти и общества», г. Москва, 31 мая – 2 июня 2018 года. Материалы XVI Международной конференции. – ООО "Издательский дом КДУ" Москва, 2019. – С. 518-526. ISBN: 978-5-91304-853-0.

4. Александрова А.Г., Шилов И.А., Глазов Д.М. Изменчивость течений синоптического масштаба и миграционное поведение белухи (*Delphinapterus leucas*) в южной части моря Лаптевых/**А.Г. Александрова**// VII Международная научно-практическая конференция “Морские исследования и образование (MARESEDU-2018)”. 19-22 ноября 2018 г. Труды VII Международной научно-практической конференции. Том. IV (IV). С. – 33-42.

5. Александрова А.Г., Смирнов АЛ. Ресурсное состояние и перспективы освоения шельфовой области российской Арктики/**А.Г. Александрова**// XXIII Международная

конференция (школа) по морской геологии, 18 - 22 ноября 2019. Геология морей и океанов: Материалы XXIII Международной научной конференции (Школы) по морской геологии. Москва, ИО РАН. Том IV сборника докладов конференции. 2019. С. –17 - 22.

6. Александрова А.Г. О применении морского пространственного планирования в Российской части Арктики/ **А.Г. Александрова** // IV Ландшафтные экологические чтения. Материалы международной научно-практической конференции. Симферополь, 20–25 сентября 2020 года. Издательство: Крымский федеральный университет им. В.И. Вернадского Симферополь, 2020. С.– 322-326.

7. Александрова А.Г. К вопросам мониторинга нефтяных загрязнений при измерениях углеводородов в Баренцевом море. / **А.Г. Александрова** // Международная научно-практическая конференция «Современные проблемы гидрометеорологии и мониторинга окружающей среды на пространстве СНГ». Таврический дворец, Санкт-Петербург, 22-24 октября 2020. Сборник тезисов Международной научно-практической конференции, посвященной 90-летию Российского государственного гидрометеорологического университета. Российский государственный гидрометеорологический университет, Санкт-Петербург, 2020. С. – 286-288.

8. Александрова А.Г. Очаги загрязнения нефтяными углеводородами в Баренцево-Карском бассейне при современных техногенных нагрузках/**А.Г. Александрова**//Международная научно-практическая конференция «Морские исследования и образование - MARESEDU 2020». 26-30 октября 2020. Труды IX Международной научно-практической конференции «Морские исследования и образование (MARESEDU-2020)» Том II (III): [сборник]. Тверь: ООО «ПолиПРЕСС», 2020, 253 с.: ISBN 978-5-6045536-3-3.Москва (on-line формат), Россия. 2020. С. 179-182.

9. Иванов А.Ю., Александрова А.Г., Ивонин Д.В. По результатам спутникового радиолокационного мониторинга пленочных/нефтяных загрязнений Баренцева моря/**А. Г. Александрова**//Вторая всероссийская научная конференция с международным участием, 25-27 ноября 2020 – Институт глобального климата и экологии имени академика Ю.А. Израэля, Институт географии РАН, Москва, 2020.– С.306-310.

10. Немировская И.А., Александрова А.Г. Особенности распределения углеводородов в донных осадках для различных районов Баренцева моря. /**А. Г. Александрова**//IV Международная геолого-геофизическая конференция и выставка «ГеоЕвразия-2021. Геологоразведка в современных реалиях». 2- 4 марта 2021 г, Москва. Труды IV Международной геолого-геофизической конференции и выставки. Том II. ООО «ГеоЕвразия». Издательство: ООО «ПолиПРЕСС», Россия. г. Тверь, 2021. – С. 301-304.

11. Александрова А.Г., Иванов А.Ю., Немировская И.А. Верификация данных

дистанционного зондирования подспутниковыми/судовыми измерениями углеводородов/нефтеуглеводородов в Баренцевом море/**А. Г. Александрова**//XVII Международная научно-техническая конференция «Современные методы и средства океанологических исследований» (МСОИ-2021), 18-20 мая 2021, Москва, ИО РАН. Материалы XVII международной научно-технической конференции. Том 1. Институт океанологии им. П.П.Ширшова РАН.– Издательство: ИО РАН, 2021. – С. 284-287.

12. Александрова А.Г., Иванов А.Ю., Немировская И.А. Совместный анализ данных дистанционного зондирования о нефтяном загрязнении и подспутниковых измерений углеводородов в Баренцевом море. /**А. Г. Александрова**//XI Всероссийская конференция «Современные проблемы оптики естественных вод» (ONW'2021), 29 сентября - 1 октября 2021 г., Санкт-Петербург, Труды XI Всероссийской конференции с международным участием. Санкт-Петербург, Издательство «Химиздат», 2021.Том. 11. С. 220-223. ISBN: 978-5-93808-370-7.

13. Александрова А.Г., Александрова Н.В. Поверхностное углеводородное загрязнение как один из факторов антропогенного воздействия на морские воды Западной Арктики /**А.Г. Александрова**//Пятые ландшафтно-экологические чтения, посвященные Г.Е. Гришанкову. Севастополь, 12-16 сентября 2022 г. Материалы международной научно-практической конференции. «Издательство Типография «Ариал». – Симферополь, 2022 – С. 252-257. ISBN: 978-5-907587-80-9.

14. Александрова А.Г. Результаты мониторинга полей углеводородных газов на нефтегазоперспективных акваториях/**А. Г. Александрова**//Тринадцатый Всероссийский симпозиум, 11–15 сентября 2023 г., Владивосток, Россия: мат. докл. / Министерство науки и высшего образования Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Тихоокеанский океанологический институт им. В.И. Ильичева Дальневосточного отделения Российской академии наук. – Владивосток: ТОИ ДВО РАН, 2023. – 408 с. С. 7-11. ISBN 978-5-6049683-8-3. DOI: 10.34906/9785604968383.007.

15. Александрова А.Г. Карты совместного анализа распределения углеводородов в Баренцевом море по данным спутниковых и контактных наблюдений/**А.Г. Александрова**//Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России: XVI Всероссийская научно-техническая конференция: сборник трудов/отв. ред. В.Г. Мартынов. – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина.– 2023. ISSN 2712-9004.

16. Александрова А.Г., Чекменева Н.А., Александрова Д.В., Долгова А.О. Вариации содержания нефтяных углеводородов в пределах нефтегазоносных бассейнов на Кольском шельфе (Кольский залив Баренцева моря). Мониторинг состояния и загрязнения окружающей среды: приземный климат, загрязняющие и климатически активные вещества. Материалы III

всероссийской научной конференции с международным участием. Москва, 15-17 ноября 2023 г. М.: ФГБУ «ИГКЭ», 2023. 480 с.

17. Александрова А.Г., Семенов П.Б., Александрова Д.В. Региональные исследования углеводородных газогеохимических полей/**А.Г. Александрова**// Труды XII Международной научно-практической конференции «Морские исследования и образование (MARESEDU-2023)» Том IV (IV): [сборник]. Тверь: ООО «ПолиПРЕСС», 2024. – 505 с.: ISBN 978-5-6049290-6-3/ISBN 978-5-6051693-1-4 (т.4)

18. Александрова А.Г., Александрова Д.В. 8-ой Международный Арктический Саммит «Арктика: перспективы, инновации и развитие регионов» (САММИТ АРКТИКА-2024) – «Комплексные исследования углеводородной разгрузки в юго-западной части Баренцева моря» (устный доклад)/**А.Г. Александрова**//22-24 мая 2024. ООО «Прогноз-Норд», Санкт-Петербург.

19. А.Г. Александрова, П.Е. Жердев. Мониторинг пленочных загрязнений в Кольском заливе. /**А.Г. Александрова**//Экосистемы и климат арктических морей: материалы всероссийской научно-практической конференции, посвященной 125-летию векового разреза «Кольский меридиан» (г. Мурманск, 27-28 марта 2024 г.)/Полярный филиал ФГБНУ «ВНИРО» («ПИНРО» им. Н.М. Книповича); научный редактор А.Л. Карсаков. – Мурманск: ПИНРО им Н.М, Книповича. –2024 – 254 с. ISBN 978-5-86349-292-6.

20. А.Г. Александрова, Д.В. Александрова, «Вариации газонасыщенности в донных осадках и в воде придонно-пограничного слоя, Печорское море»/**А.Г. Александрова**//Всероссийская научно-практическая конференция «Геохимические методы поисков как инструмент обнаружения прямых признаков месторождений стратегических видов минерального сырья», 26 ноября – 27 ноября 2024 г. Москва, ИМГРЭ/Актуальные проблемы экологической геохимии. Материалы Всероссийской научно-практической конференции. – М.: ИМГРЭ, 2024, 239 с. ISBN 978-5-901244-55-5.

21. Д.В. Александрова, А.Г. Александрова. Анализ изменения газонасыщенности донных отложений в шельфовых районах Западной Арктики. /**А.Г. Александрова**//Россия в Десятилетии ООН наук об океане (Тезисы докладов на Всероссийской научно-практической конференции с международным участием «Россия в Десятилетии ООН наук об океане. Ресурсы и знания»). М.: МИРЭА – Российский технологический университет. – 2025. – 166 с. ISBN 978-5-7339-2435-9.

Структура и объём диссертационной работы

Диссертация состоит из оглавления, введения, 4 глав с выводами по каждой главе, заключения, списка сокращений, библиографического списка, состоящего из 245 наименований, в том числе 72 – на иностранных языках, списка иллюстративного материала и приложений.

Работа изложена на 295 страницах, содержит 116 рисунков, 20 таблиц, 2 приложения. Во Введении приведена общая характеристика работы, содержащая обоснование актуальности темы, основные цели и задачи исследования, защищаемые положения, достоверность полученных результатов, научная и практическая значимость, личный вклад автора и сведения по апробации результатов исследования.

В Главе 1 представлен обзор литературы по исследуемым проблемам. Кратко описаны современное состояние изученности и определены первоочередные направления развития исследований, приведены данные о физико-географических и геологических условиях и нефтегазоносности района исследований, изучены основные данные о современном ресурсном потенциале изучаемого района и о геологическом строении прилегающего шельфа.

В Главе 2 представлено описание фактического материала, приведены результаты анализа контактных (подспутниковых) измерений и результаты совместного анализа данных дистанционного зондирования о нефтяном загрязнении и подспутниковых судовых измерений нефтяных углеводородов. Приведены описания данных, использованных материалов и методов.

Глава 3 посвящена анализу вариаций газонасыщенности донных осадков, и воды придонно-пограничного слоя, приведены результаты статистического анализа, показаны основные объекты (районы) потенциальных разгрузок. Приводятся результаты расчета геоэкологического прогноза выброса метана для изучаемых участков.

В Главе 4 проведен анализ распределения углеводородных газов, изучены локальные особенности газонасыщенности по результатам газовой съемки, рассмотрены детализированно структуры и особенности обстановок локальных участков Кольско-Канинской моноклинали.

В Заключении представлены основные выводы. В Приложениях А, Б содержатся таблицы и характеристики данных, рисунки, дополнительные материалы и данные.

Целью является выявление геохимических особенностей распределения концентраций УВ в различных фазовых состояниях в морях Западного сектора Арктики, определение уровней углеводородов в воде, во взвеси и в донных осадках в пробах, отобранных в экспедициях в различные периоды с 2005 по 2022 годы, определить их распределение в сопоставлении с параметрами среды, изучить изменчивость, отследить влияние природных и антропогенных процессов.

Достижение цели исследования предполагает решение следующих задач:

Создать базу данных по изучаемым районам, включая данные по результатам судовых экспедиций, спутниковых снимков, а также данных морских геохимических данных на лицензионных нефтегазоперспективных участках;

Провести первичную обработку и анализ подспутниковых данных, изучить характеристики распределения УВ в воде и в осадках Баренцева моря, обеспечить визуализацию результатов;

Оценить межгодовую изменчивость характеристик содержания углеводов во фьордах Баренцево-Карского и Норвежско-Гренландского бассейнов (залив Гренфьорд и Кольский залив);

Проанализировать возможные источники поступления УВ в морскую среду, изучить процессы, влияющие на формирование и трансформацию природных и антропогенных УВ в море (в изучаемых районах), установить закономерности распределения фоновых полей концентрации УВ, на основании анализа данных получить характеристики вариаций концентраций углеводов на акватории морей,

Провести обработку данных и их анализ по результатам исследований морской среды в районе архипелага Шпицберген и в Норвежском море за период 2011-2022 гг. по осуществлению локального мониторинга загрязнения окружающей среды, по результатам исследований морской среды (НПО «Тайфун», а также на основе открытых материалов и данных по проекту МАРЕАНО);

Провести общий анализ и систематизацию подспутниковых данных в высокоширотных акваториях для расчетов вклада УВ разного генезиса для изучения их распределения и оценки загрязненности арктических вод нефтяными углеводородами;

Провести совместный анализ серий многолетних рядов данных, включая результаты спутникового мониторинга пленочных нефтяных загрязнений и квазисинхронных судовых измерений углеводов в Баренцевом море, в том числе для оценки многолетней динамики содержания нефтяных углеводов (НУВ);

Наглядно представить наиболее важные результаты распределения содержания УВ по данным спутниковых и подспутниковых наблюдений, построить совместные карты распределения углеводов в Баренцевом море в поверхностном и придонном слое воды;

Определить присутствие природных источников: поступления углеводородных газов (на примере участков месторождений в Кольском заливе/и в Печорском море);

Рассчитать объем выброса метана с площади изучаемых участков при детальном изучении (геоэкологический прогноз);

Определить характеристики изменчивости геохимических параметров углеводородных газов (метана и гомологов).

В результате исследований сформулированы следующие **положения, выносимые на защиту:**

Первое защищаемое положение: Пространственное распределение углеводородов в донных осадках шельфов Норвежско – Гренландского и Баренцевоморского бассейнов носит закономерный характер и обусловлено геологическим строением, тектоническими и гидрогеологическими факторами, контролирующими содержание углеводородов в пределах изучаемых районов, что позволяет прогнозировать их скопления в верхней части осадочного чехла.

Второе защищаемое положение: Полиmodalный характер распределения метана и суммы его гомологов в акватории Баренцева моря в пределах Кольско-Канинской моноклинали указывает на присутствие сингенетической (биогенной) и эпигенетической (глубинной) составляющей, среди которых преобладает эпигенетическая составляющая, обусловленная наличием скоплений углеводородов в разрезе осадочного чехла.

Третье защищаемое положение: Расчет объема поступления метана в придонно-пограничный слой водной толщи за счет разложения органики в пределах локальных участков Баренцевоморского шельфа с последующим его окислением с выделением углекислого газа позволяет дать геоэкологический прогноз метановых разгрузок как на отдельных участках, так и для всей акватории.

Четвертое защищаемое положение: Наличие локальных аномалий концентрации углеводородных газов в донных осадках и в придонно-пограничном слое водной толщи в пределах южной части Баренцевоморского шельфа свидетельствует об унаследованности их эмиссии из донных осадков в придонно-пограничный слой водной толщи и указывает на наличие глубинных газовых эманаций, связанных с залежами углеводородов в разрезе осадочного чехла.

ГЛАВА 1. КРАТКИЙ ОЧЕРК ИЗУЧЕННОСТИ БАРЕНЦЕВОМОРСКОГО И НОРВЕЖСКО-ГРЕНЛАНДСКОГО ШЕЛЬФА

1.1 Первоочередные направления развития исследований и хозяйственно-экономических характеристик

В настоящее время, Арктика – наиболее перспективный регион по освоению ресурсов углеводородов (УВ), поскольку помимо открывающихся новых региональных транспортных возможностей предполагается, что здесь сконцентрированы огромные ресурсы полезных ископаемых, в том числе нефти и природного газа. С каждым годом их доступность повышается в связи с климатическими изменениями в регионе, динамичной ситуацией на мировом рынке УВ и совершенствованием методов и технологий освоения месторождений в сложных климатических условиях.

В первой половине XXI века остается актуальной задача восполнения традиционных запасов углеводородов промышленных категорий. Согласно официальным оценкам, запасы залежей российской части шельфа Баренцева моря (включая Печорское море) составляют более 38 млрд т у.т. В результате геологоразведочных работ на рассматриваемой территории российского сектора открыто 14 месторождений углеводородов, в том числе уникальное по запасам газа Штокмановское газоконденсатное месторождение. В настоящее время деятельность на 29 лицензионных участках Баренцева и Печорского морей осуществляют компании, относящиеся к Группе «Газпром» (11 участков недр) и ПАО «Нефтяная компания «Роснефть» (14 участков), а также АО «Северная нефтегазовая компания» (3 участка) и АО «Арктикшельфнефтегаз» (1 участок) [Рыбальченко и др., 2022].

Топливо-энергетический комплекс (ТЭК) является важнейшей сферой ресурсно-инновационного развития страны, в том числе в связи с переходом к технологиям добычи трудноизвлекаемых углеводородов на больших глубинах, шельфе морей и Ледовитого океана, к их добыче из горючих сланцев, эксплуатации нефтяных месторождений на поздних стадиях разработки, транспортировке газа и нефти на большие расстояния по трубопроводам, производству сжиженного природного газа (СПГ), синтетического бензина и синтетического дизельного топлива. По данным Минэнерго России, доля российских и локализованных технологий при добыче традиционной нефти достигает 80 %, трудноизвлекаемых запасов от 40 до 60 % при реализации шельфовых проектов - менее 20 % [Дмитриевский и др., 2017]. Одно из центральных мест в реализации стратегии ресурсно-инновационного развития экономики страны отведено драйверу российской экономики - нефтяной и газовой промышленности [Еремин и др., 2010, Дмитриевский и др., 2013]. Минерально-сырьевая база нефти и газа России включает 2352 нефтяных месторождений и 597 месторождений газа. Минерально-сырьевой комплекс формирует почти 50 % российского бюджета и более 70%

валютных поступлений от экспорта, из них 25 % приходится на сырую нефть и 17% на природный газ. На Россию приходится примерно 13 % мировых ресурсов нефти и около 50 % мировых ресурсов газа; 9 % мировых запасов нефти и 30 % мировых запасов природного газа; 12,4 % мировой добычи нефти и 23,7 % мировой добычи газа; 5,1 % мирового потребления нефти и 16% мирового потребления газа [Дмитриевский и др., 2017, Neftegaz.ru], о чем дает представление карта лицензионных участков (Рисунок 1.1.1.).

Вопрос фазового состава будущих открытий является одним из критически важных с позиций технико-экономического освоения ресурсов региона. Если преимущественная газоносность Южно-Карского нефтегазоносного бассейна (НГБ) подтверждается последними открытиями и хорошо согласуется с точки зрения единой (схожей) модели эволюции углеводородных систем (УВС) северных, преимущественно газоносных, районов Западной Сибири, то возможность образования и сохранности нефтяных углеводородов в недрах Восточно-Баренцевского нефтегазоносного бассейна (Восточно-Баренцевский НГБ) до сих пор является дискуссионной.

Для более полного понимания актуальности работы и поставленных задач, а также для учета при интерпретации результатов океанографических работ, изучаемые районы в данной главе рассматриваются с точки зрения хозяйственной деятельности и ресурсного состояния.

В целях исследования были выбраны акватории российского и норвежского шельфа в связи с необходимостью изучения их углеводородного потенциала, обеспечения безопасности бурения нефтегазопромысловых эксплуатационных скважин и при освоении ресурсов углеводородов, рассмотрения вопроса дегазации Земли на мелководном арктическом шельфе, а также в связи с тем, что эмиссия метана в атмосферу усиливает парниковый эффект, влияющий на изменение климата. Согласно литературным данным, микроорганизмами окисляется около 14 % присутствующих в данной акватории углеводородов, из них только третья часть полностью минерализуется до углекислого газа и воды [Перетрухина И.В. и др., 2006, Литвинова и др., 2012].

Фазовое состояние УВ с запада на восток и с юга на север сменяется в акваториальных бассейнах от нефти до газоконденсата. К западу (норвежская часть Баренцева моря) и югу (Печорское море) от Восточно-Баренцевского НГБ открыты промышленные залежи нефти; на востоке (архипелаг Новая Земля) и севере (архипелаг Земля Франца-Иосифа) установлены прямые признаки нефтеносности в виде битумопроявлений, все пробуренные в акватории скважины указывают на преимущественную газоносность бассейна [Калинин, 2021].

По официальной оценке ПАО «Газпром», основная часть запасов приходится на Штокмановское уникальное месторождение, в котором сосредоточено более 3,9 трлн м³ газа и 39 млн т конденсата.

На сегодняшний день Штокмановское газоконденсатное месторождение является единственным, которое находится на стадии подготовки к промышленному освоению. Однако оно расположено на больших глубинах моря (в среднем около 300 м) и значительном удалении от берега и инфраструктуры. В настоящее время в России действующим проектом по добыче углеводородов на Арктическом шельфе является ледостойкая платформа «Приразломная», которая находится в Печорском море на расстоянии 60 км от берега [Сулова, 2017].

Большая часть месторождений Баренцевоморского шельфа является газовыми, что затрудняет и откладывает их фазу разработки из-за сложных климатических условий и значительно удаленного расположения от берега [Сулова, 2017].

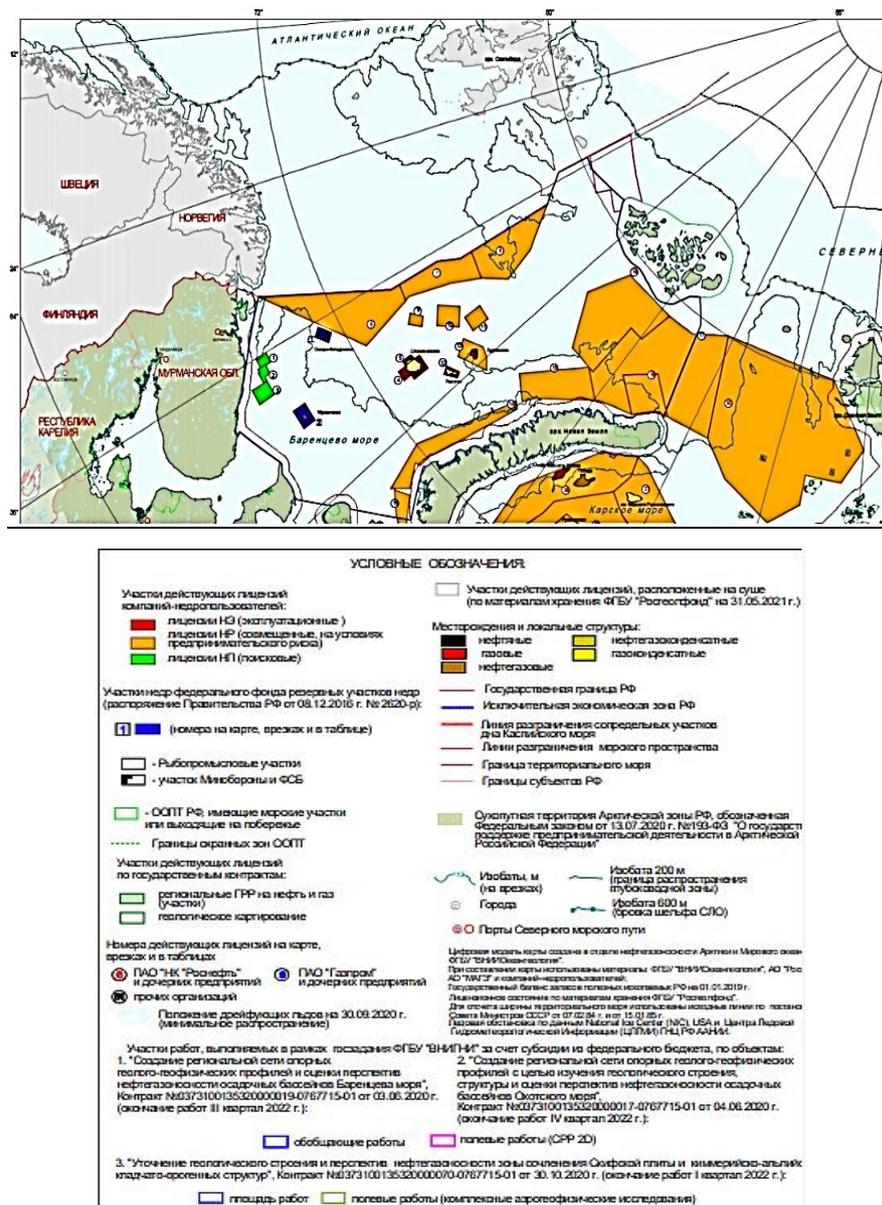


Рисунок 1.1.1. Участки действующих лицензий компаний-недропользователей

[ФГБУ ВНИИОкеангеология]

Основные законы распределения крупных и уникальных нефтяных и газовых месторождений сводятся к тому, что зоны длительного устойчивого погружения, компенсированные большим количеством осадочного материала, преимущественно газonosны. Нефтяные скопления, напротив, часто приурочены к тектоническим выступам и сводовым поднятиям древнего заложения, которые на протяжении длительного геологического времени оставались относительно приподнятыми, что подтверждается бассейновым моделированием и результатами оценки качества флюидов в залежи [Ступакова и др., 2014].

Оценка нефтегазосносного потенциала осадочного чехла Северо-Баренцевского шельфа показала, что определяющую роль в поддержании будущих внутренних и экспортных потребностей страны в нефти и газе будут играть месторождения УВ арктического шельфа, при этом доминирующая часть извлекаемых ресурсов УВ относится к недрам арктических морей (около 100 млрд. т н.э., в том числе более 13,5 млрд т нефти, 73 трлн м³ газа [Стратегия изучения... до 2020 г., Энергетическая стратегия..до 2050 г., 2025]).

Основной объем ресурсов приходится на шельфы Баренцева и Карского морей [Каминский и др., 2016], что подтверждается открытиями уникальных и крупных газовых и газоконденсатных месторождений (Штокмановское, Ленинградское, им. Маршала Жукова, им. Маршала Рокоссовского и др.) и крупных нефтяных и газонефтяных месторождений (Победа, Мадачагское, Медыньское-море, Приразломное, Долгинское и др.).

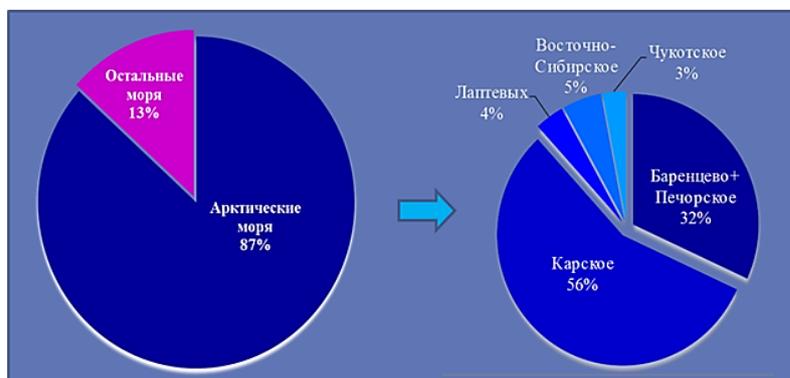


Рисунок 1.1.2. Доля арктических морей в начальные суммарные ресурсы углеводородов шельфов Российской Федерации [Каминский и др., 2016]

Отечественными учёными отмечается, что: «в углеводородном потенциале европейской части России в ближайшие годы особое место будет занимать шельф Баренцева моря» [Кокошин, 2006].

По вопросам геологического строения и оценки перспектив нефтегазосносности шельфа Баренцева моря – одной из наиболее крупных и изученных шельфовых областей накоплен

обширный научный материал, вызывающий интерес в связи с расширением поисковых и разведочных работ на нефть и газ в морских акваториях, включая шельфовые области [Яковлева и др, 1980].

Значительную часть Баренцева и Карского морей составляет Баренцево-Карская платформа со складчатым фундаментом (протерозойская, рифейская и нижнепалеозойская складчатые системы) [Атласов, 1964]. В Баренцевом море пересечена северная часть Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, основные тектонические зоны которой выходят к побережью и продолжают на шельфе [Левченко, 1966].

Исследованиями установлено, что Баренцево море залегает на устойчивой платформе, сложенной осадочными и частично, каледонскими метаморфическими породами [Vogt, 1986]. Рассмотрена история формирования современной котловины Баренцева моря, стратиграфия, структура Баренцевоморского шельфа и ее связь с морфологией берегов [Панов, 1951].

Рассмотрены основные черты морфотектоники, гляциоморфогенеза и осадочного покрова юго-восточной части баренцевоморского шельфа, обновляются данные о геоморфологии дна и палеогеографии Баренцева моря [Матишов, 1978].

В изменчивой геополитической ситуации продолжает возрастать роль экономического освоения арктических недр с крупными и уникальными месторождениями, о ресурсном потенциале которых накоплено много материала [Додин, 2000].

Распределение начальных суммарных ресурсов углеводородов шельфов Российской Федерации представлено на рисунке 1.1.3.

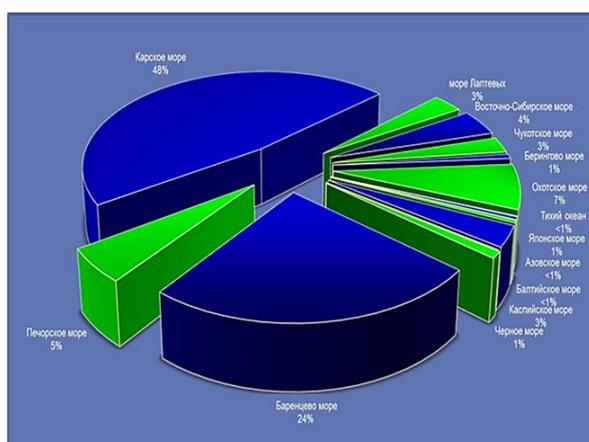


Рисунок 1.1.3. Распределение начальных суммарных ресурсов углеводородов шельфов Российской Федерации [Каминский и др., 2016]

Среди всех морей, омывающих территорию Российской Федерации, Баренцево море (БМ) – самое крупное по площади (более 1,4 млн км²). Площадь российского сектора составляет

примерно 0,9 млн км², в том числе около 0,082 млн км² принадлежит акватории Печорского моря (ПМ), средняя глубина достигает 200 м (рисунок 1.1.4.).

Минеральные ресурсы Мирового океана, по мнению российских и зарубежных ученых, являются резервной базой, способной возместить в будущем дефицит минерального сырья, по крайней мере, в дальнесрочной перспективе [Глумов, 2005]. В целом суммарные извлекаемые запасы углеводородов континентальных окраин Северного Ледовитого океана достигают 83-110 млрд. т у.е., что превышает запасы континентальных окраин каждого из других океанов Земли. Также уникальность Северного Ледовитого океана заключается в наличии достаточно мощного (километры) осадочного слоя не только на шельфе и смежных прибрежных территориях, но и в собственно глубоководных зашельфованных областях океанской акватории. Осадочные бассейны Северного Ледовитого океана и его побережий в совокупности формируют уникальный Арктический осадочный супербассейн.

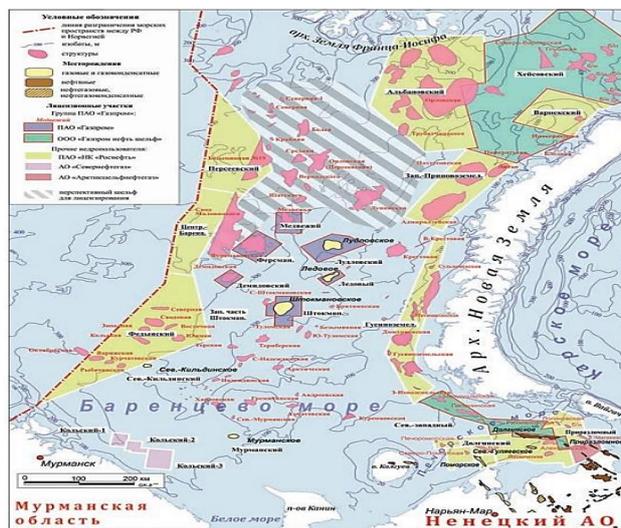


Рисунок 1.1.4. Обзорная схема континентального шельфа Баренцева моря.

Источник: [Рыбальченко и др., «Газовая промышленность», № 2, 2022]

Представление о том, что современная Арктическая циркумполярная геодинамическая система представляет собой гигантский нефтегазоносный супербассейн, было высказано впервые на Мировом нефтяном конгрессе в Лондоне [Gramberg et al., 1983] и находит подтверждение в новых геологических материалах [Арктика на пороге..., 2000; Каминский и др., 2016]. По экспертным оценкам мировое потребление природного газа возрастет до 5,7 триллионов кубических метров в 2040 году. В течение ближайших 25 лет среднегодовые темпы роста потребления газа в мире будут в 3,5 раза выше, чем жидких углеводородов и угля.

В России рост производства газа будет происходить главным образом за счет увеличения добычи в Арктическом и восточных регионах страны [Дмитриевский, 2017].

По состоянию на 01.01.2021 подготовленные к бурению объекты арктического шельфа представлены лишь на лицензионных участках, расположенных в западно-арктической части. Их суммарные ресурсы, по данным ГБЗПИ, составляют практически 7 млрд т н. э., это 70 % ресурсной базы подготовленных объектов континентального шельфа Российской Федерации. Развитие и наращивание сырьевой базы происходят в районах с доказанной нефтегазоносностью и, соответственно, низким уровнем риска для недропользователя в связи с незавершенностью регионального этапа изучения в некоторых районах Арктики [Суворова, Супруненко и др., 2023]. В морских акваториях РФ выделяется 19 морских нефтегазоносных или потенциально нефтегазоносных провинций, которые по своему геоморфологическому положению подразделяются на три группы – транзитные, шельфовые и глубоководные.

Транзитные провинции, расположенные одновременно на суше и прилегающей акватории, как правило, хорошо или удовлетворительно изучены геологоразведкой и относятся к категории нефтегазоносных, их перспективность доказана открытием месторождений нефти и газа, а в таких провинциях как Тимано-Печорская ведётся добыча углеводородного сырья. Шельфовые провинции, расположенные непосредственно в пределах акваторий, включают области как с доказанной, так и с прогнозируемой нефтегазоносностью. В пределах изучаемого района месторождения углеводородов (УВ) разного масштаба открыты в пределах таких шельфовых провинций, как Западно-Баренцевская, Восточно-Баренцевская, остальные шельфовые провинции (Северо-Карская) характеризуются пока лишь прогнозируемой, то есть, гипотетической нефтегазоносностью, поскольку, за исключением южных и центральных районов Баренцева моря остаются ещё недостаточно изученными сейсморазведкой и бурением. Глубоководные провинции изучены геолого-геофизическими исследованиями весьма слабо, их нефтегазоносность определяется исключительно общими геологическими признаками. В их состав включены потенциально нефтегазоносные арктические провинции: Нансена, примыкающая с севера к Западно-Арктическому шельфовому региону; Амундсена, примыкающая к подводному поднятию Ломоносова в Северном Ледовитом океане, и Вилькицкого-Подводников, примыкающая к шельфовому региону Восточно-Сибирского моря.

По состоянию на 01.01.2022 в российском секторе континентального шельфа Баренцева и Печорского морей открыто 14 месторождений УВ, в том числе семь нефтяных месторождений (НМ) (Приразломное, Варандей-море, Медыньское-море, Долгинское, Тобойско-Мядсейское, Восточно-Перевозное и Варандейское), одно нефте-газо-конденсатное месторождение (НГКМ) (Северо-Гуляевское), три газо-конденсатных месторождения (ГКМ) (Штокмановское, Поморское, Ледовое) и три газовых месторождения (ГМ) (СевероКильдинское, Мурманское,

Лудловское). Тобойско-Мядсейское, Восточно-Перевозное и Варандейское – транзитные НМ: большая часть их запасов учтена по суше Тимано-Печорской НГП. Все месторождения открыты в советский период (1982–1991 гг.), за исключением трех НМ: мелкое Варандейское (1997 г.), крупное по запасам Медыньское-море (1995 г.) и транзитное Восточно-Перевозное (2017 г.) на Печорском шельфе.

В центральной части Баренцева моря в настоящий момент локализовано более 75 структур различной степени изученности. Запасы свободного газа категории С1 Баренцевоморского шельфа составляют более 4,235 трлн м³, категории С2 – 0,643 трлн м³. Извлекаемые запасы конденсата по сумме категорий С1 + С2 составляют 63,944 млн т. Основная часть (более 90 %) запасов газа приходится на Штокмановское ГКМ, в котором сосредоточено 3,939 трлн м³ газа. На Арктическом шельфе в основном открыты запасы газа. Это накладывает дополнительные сложности по ускоренному освоению морских газовых месторождений, так как в отличие от нефти, газ нуждается в долгосрочных контрактах и стабильной ситуации в мировой экономике. Нефтегазовый комплекс Российской Федерации (далее - НГК России) – это масштабный блок национальной экономики, морская нефтедобывающая промышленность превратилась в самостоятельную отрасль, а научное обеспечение разработки Арктических морских месторождений - в важнейшую проблему их освоения и решение вышеуказанных проблем требует государственной поддержки, привлечение капитала коммерческих фирм и банков, а также концентрацию сил ученых. Разработка программы интеллектуального инновационного развития нефтегазовой отрасли совместно с нефтяными и газовыми компаниями страны позволит осуществить высокорентабельное внедрение этих технологий, а именно: обеспечить низкочастотный и экологичный ввод в освоение Арктических ресурсов сухого газа; ускорить создание новых центров нефтегазодобычи в Арктике.

В Западной части бассейна все запасы нефти Норвегии расположены на континентальном шельфе страны, в том числе – месторождение Стангнестинд (Stangnestind), которое находится на демаркационной линии между Норвегией и Россией. Совместными усилиями российских и норвежских специалистов проводится работа по сближению принципиальных подходов к программам мониторинговых наблюдений [Нефть и газ..., 2004].

Природные и экологические сложности арктического шельфа (дрейфующий лед и айсберги, пересеченный рельеф дна, уязвимость биоты) стимулируют поиск и внедрение более надежных технологий добычи и транспорта УВС. Главным вектором развития в этой области является минимизация риска загрязнения окружающей среды за счет технологий «нулевых» выбросов в море и переработки нефти и газа на береговых объектах.

Западный сектор Российской части Арктики – это крупнейшие нефтегазоносные провинции мира: Тимано-Печорская, Западно-Сибирская, Карская морская нефтеносная

провинция, открыта крупнейшая нефтегазоносная мегапровинция на западноарктическом шельфе: в ее составе выделены Западно-Баренцевская, Восточно-Баренцевская нефтегазоносные провинции.

В российском секторе Арктики располагаются и действуют несколько российских проектов по добыче углеводородов на шельфе Арктики, например, нефтяная платформа «Приразломная», предназначенная для разработки Приразломного месторождения, портово-хозяйственный комплекс «Варандей» в районе Варандейской губы, предназначенный для транспортировки морским путем экспортной нефти и Песчаноозёрское нефтяное месторождение (о. Колгуев).

Существующие противоречия между необходимостью освоения углеводородных ресурсов Баренцева и Карского морей и в первую очередь Печорского моря, и опасностью утраты биоразнообразия вследствие нефтегазового загрязнения, других экзогенных и эндогенных факторов, требуют комплексных геоэкологических исследований, создание единой системы экологического прогноза для обеспечения безопасности недропользования и других видов хозяйственной деятельности и принятия соответствующих управленческих решений.

Кроме того, недостаточно изучены процессы взаимодействия потоков рассеивания углеводородных газов (УВГ) из залежей и очагов генерации с фоновыми геохимическими полями в субаквальных условиях.

Эти исследования имеют особое значение для шельфовых зон Мирового океана в связи с их высоким нефтегазогенерационным потенциалом, и как следствие, интенсивным промышленным освоением, так как природный газ в настоящее время вносит подавляющий вклад в потреблении природных ресурсов.

В Печорском море на акваториальном продолжении Тимано-Печорской НГП зона прибрежно-морского мелководья (ЗПММ) с глубинами моря менее 10-15 м и, особенно, зона предельного мелководья с глубинами до 3-5 м, охватывает обширные пространства транзитной зоны – 9,8 тыс. км² и является наименее изученной в геологическом отношении зоной шельфа. Таким образом, район проведения работ представляет особый интерес в связи с выходом поисковых работ в акваторию Печорской губы.

1.2 Общие закономерности распределения углеводородов в морской воде, пути миграции, граничные поверхности океана

Большое влияние на распределение нефтяных углеводородов в водной толще оказывают гидродинамические условия района. В зависимости от направления течений и стратификации верхнего слоя моря концентрация углеводородов происходит либо в поверхностном, либо в придонном слое, но в периоды вспышек цветения фитопланктона их содержание существенно

меняется. Баренцево море – самая высокопродуктивная акватория на севере России. Следует учесть, что в связи с климатической зональностью, биологические и океанологические процессы в море имеют четко выраженную сезонную цикличность.

Содержание нефтяных углеводородов в поверхностном микрослое (интерфейс вода – воздух толщиной 200 – 300 мкм) значительно превышает их концентрации в «толстом» поверхностном слое, но зависит от режима перемешивания вод. При силе ветра более 3 баллов оно резко падает.

При попадании нефти в морскую среду складывается сложная динамичная система, обусловленная физико-химическими и биохимическими превращениями, которые в свою очередь являются функцией многих факторов и в немалой степени – гидрологических. К числу важнейших гидрологических характеристик, влияющих на состояние нефти как субстрата, следует отнести температуру, соленость и плотность воды, стратификацию водной толщи, течения и волнение, ледовый режим водоема.

Перечисленные характеристики водной среды влияют на вязкость нефти, испарение, растекание, а также ее агрегирование. К этим факторам следует добавить содержание взвешенного вещества в морской воде. Взвесь во многом влияет на агрегирование и интенсивность осаждения нефтепродуктов на дно. Особенности гидрологического режима залива определяют выбор методов ликвидации нефтяных пятен в акватории при аварийных разливах.

Облик шельфа Мирового океана формируется под воздействием современных экзогенных процессов, в которых принимают участие также загрязняющие вещества (в том числе, нефтепродукты), как неотъемлемая часть терригенной составляющей осадочного вещества во взвешенной, коллоидной, растворенной формах. Возвращаясь к гидрологической и морфоструктурной характеристике акватории, описанных ранее различными авторами [Биогеохимия..., 1982; Павлидис и др, 1998; Романкевич, Ветров, 2001], отметим, что для Баренцева моря характерно преобладание процессов механической дифференциации осадочного материала над химической и биогенной. Соответственно, вещественный состав донных отложений, характеризующийся специфическими чертами полярного литогенеза, в первую очередь определяется геологическим строением и литолого-петрографическим составом пород, слагающих побережье, дно и острова бассейна [Кленова, 1960; Биогеохимия..., 1982; Яшин и др., 1990; Павлидис и др., 1998].

К настоящему моменту вклад эндогенной составляющей в поставке нефтяных углеводородов в Арктических морях изучен слабо и носит фрагментарный характер. Органо-геохимические исследования, выполненные по разрезу скважины на Штокмановском ГКМ показали, что мигрирующие газы являются своего рода элюэтом, экстрагирующим из пород

различные элементы, в особенности ПАУ [Петрова, 1999]. Детальные битуминологические и изотопные исследования позволили подтвердить эндогенный характер первичного глубинного флюида типа «нефтяных вод» [Леин и др., 1997, 1998, Соловьев и др., 1999].

Таким образом, в настоящее время установлено наличие эндогенного подтока в придонную морскую среду нефтяных углеводородов, ПАУ. Масштабы этих процессов позволяют предположить значительные объемы поступления вещества.

Граничные поверхности в структуре океана

Континент и морские бассейны являются двумя составными частями единой экосистемы, причем любые изменения (даже самые незначительные) на континенте в первую очередь сказываются на нарушении функционирования внутренних водоемов и открытых морских акваторий. Процессы преобразования вещества в океане носят обычно нестабильный характер, интенсивность физических, химических и биологических процессов распределена не равномерно, а сосредоточена в узких зонах активной трансформации вещества, которые являются граничными поверхностями океана.

На этих активных поверхностях происходит резкое скачкообразное изменение интенсивности природных процессов, которые по обе стороны от таких граничных поверхностей носят различный характер. Поэтому эти активные поверхности можно представить как природные барьеры. Остальные части океана являются относительно однородными, химически инертными и биологически малоактивными областями. Этим фронтальным, барьерным зонам свойственны большие градиенты скорости и плотности вод, неустойчивость и интенсивные среднемасштабные циркуляции наподобие анти- и циклонических вихрей атмосферы. С океаническими вихрями связаны все фронтальные разделы, которые увеличивают площадь соприкосновений различных водных масс и вовлекают во взаимодействие глубинные и поверхностные воды. По обе стороны от этих разделов обнаруживаются воды с разными температурами и показателями солености. Ширина наиболее резких фронтальных зон колеблется от 50 до 500 м. Вихри фронтальных течений в своих пограничных частях, будучи много теплее или много холоднее окружающей воды, обладают резко отличающимися от нее концентрациями и видовым составом фито- и зоопланктона. Такие «скопления» жизни на границах раздела водных масс и в пограничных слоях с дном и берегом имеют важнейшее значение для биогеохимической структуры океана [Лебедев, 1986].

Распределение нефтяных углеводородов в поверхностном слое вод открытых районов Баренцева моря довольно однородно (0,05 – 0,15 мг/л) с максимальными концентрациями (до 0,4 мг/л) в юго-восточной части моря. Вблизи нефтяных платформ и вдоль основных транспортных маршрутов содержание нефтяных углеводородов на порядок выше, чем в открытых частях моря.

В загрязненных эстуариях в донных осадках концентрация нефти достигает 5 – 160 мг/кг, снижаясь в отложениях открытых морских областей до 0.1 – 1 мг/кг [Lemenkova, 2004].

1.3 Современное состояние изученности

Баренцевоморский шельф за последние десятилетия стал одним из наиболее изученных в геолого-геоморфологическом отношении.

В связи с получением новой батиметрической информации за рубежом были созданы новые карты рельефа дна Северного Ледовитого океана [Heezen, 1971; Heezen, 1975].

Появились также новые отечественные батиметрические карты [Геоморфологическая карта Северного Ледовитого океана 1:5000000, 1963], охватывающие все акватории Северного Ледовитого океана, карта рельефа дна Северного Ледовитого океана масштабом 1:5 000000 (проекция стереограф, издательства ГУНиО МО, ВНИИОкеангеология, РАН, 1998, Центральный Арктический бассейн масштабом 1:2500000, по параллели 75° [Проекция стереограф, издательства ГУНиО МО РФ, 2002], особое место занимает изданная в 1995 орографическая карта Арктического бассейна под редакцией Г. Д. Нарышкина. Результатом выполненной работы стала созданная в 2015 г. во ВНИИОкеангеология «Геоморфологическая карта Северного Ледовитого океана» масштаба 1: 5 000 000 [Арктический бассейн - геология и морфология, 2017; Skolotnev, 2017]. Так, все покрытия ГИС карт, охватывающих южную часть Баренцево-Карского шельфа, для удобства пользования состоят из отдельных планшетов, соответствующих издательским листам ГГК-1000. Полный набор данных содержится в отдельных информационных пакетах по каждому комплекту ГГК-1000. Основные карты комплектов ГГК-1000: четвертичных образований, полезных ископаемых, литологическая геологическая (Приложение А, рисунок 1.3.1), тектоническая, геоморфологическая, гидрогеологическая, прогноза нефтегазоносности).

В значительной степени публикации карт способствовали работы по проблеме внешних границ континентального шельфа (ВГКШ) и защите заявки, обосновывающей внешние границы континентального шельфа России. Продвижение границы континентального шельфа России в глубь Северного Ледовитого океана имеет принципиальное значение как для оборонных интересов страны, так и для расширения ее минерально-сырьевой базы, учитывая высокую перспективность исследуемых районов в отношении нефтегазоносности. Геологическое обоснование положения внешней границы континентального шельфа сводится к выявлению единства структур океана, часть которых может относиться к спорным в отношении правовых границ континентального шельфа, со структурами на шельфе или побережье, а также к установлению подножия континентального склона и мощности осадочного чехла в зонах внешней границы подводной окраины материка [Глумов, 2005]. Тем не менее, в пределах

собственно Арктического шельфа Российской Федерации при решении проблемы внешней границы российской стороной предпочтение отдается принятию секторальных границ на востоке (с США в Чукотском море) и на западе (с Норвегией в Баренцевом море) [Арктика на пороге..., 2000], где наиболее перспективным объектом считается 70-километровое образование - свод Федынского. Современная стратегия развития нефтегазовой отрасли Норвегии предусматривает в первую очередь освоение южных районов Баренцева моря с постепенным перемещением районов добычи на север [Набок, 2011].

На основании подробного анализа геологических структур архипелага Шпицберген норвежские специалисты установили, что горная порода на Шпицбергене идентична породе, составляющей основу дна Баренцева моря, и что углеводороды на архипелаге залегают преимущественно в сланцевых нефтематеринских породах. Однако содержание в них органического углерода не превышает 10 %, что гораздо ниже, чем в аналогичных породах на шельфе Северного моря и Центральной Норвегии [Råen, 2008].

В результате геолого-геофизических работ ОАО «МАГЭ» в пределах континентальной окраины Западного Шпицбергена получены новые данные о характере фундамента, особенностях геологического строения осадочного чехла и перспективах нефтегазоносности [Захаренко, 2008; Казанин и др., 2006]. Данные сейсморазведки МОВ ОГТ показали, что на профилях вдоль простирания континентальной окраины в кровле и подошве нижнеэоплейстоценового сейсмостратиграфического подкомплекса выделены аномалии волнового поля, интерпретируемые как эрозионные каналы (амплитуда «вреза» до 200 мс), и, вероятно, представляющие собой русла стока, прорезанные во время осцилляций ледниковых покровов и унаследованные с позднего плиоцена, эти аномалии волнового поля отмечены между конусами выноса Стурфьорд и Медвежинский. Эти особенности волнового поля, выявленные на отдельных участках по данным сейсмоакустических работ МАГЭ, отмечают зону газонасыщения неоплейстоценовых осадков [Захаренко, 2010]. Газогидраты, согласно литературным данным [Posewang & Mienert, 1999], обнаружены и к северо-западу от Свальбарда, их изучение проводилось высокочастотной сейсмикой, с анализом годографов и скоростей.

По вопросам геологического строения и оценки перспектив нефтегазоносности шельфа Баренцева моря – одной из наиболее крупных и изученных шельфовых областей накоплен обширный научный материал, вызывающий интерес в связи с расширением поисковых и разведочных работ на нефть и газ в морских акваториях, включая шельфовые области [Яковлева и др., 1980]. Так, рассмотрена история формирования современной котловины Баренцева моря, стратиграфия, структура Баренцевоморского шельфа и ее связь с морфологией берегов [Панов, 1941, Prebolt H., 1951]. Значительную часть Баренцева и Карского морей составляет Баренцево-

Карская платформа со складчатым фундаментом (протерозойская, рифейская и нижнепалеозойская складчатые системы) [Атласов и др., 1964].

Исходя из литологической неоднородности чехла по площади, выделяется три структурно-фациальные области: Южная, Центральная и Северная (Приложение А, рисунок 1.3.3) [Кабаньков, 2001].

В Баренцевом море пересечена северная часть Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, основные тектонические зоны которой выходят к побережью и продолжают на шельфе [Левченко, 1966]. Исследованиями установлено, что Баренцево море залегает на устойчивой платформе, сложенной осадочными и частично, каледонскими метаморфическими породами [Vogt, 1986]. Рассмотрены основные черты морфотектоники, гляциоморфогенеза и осадочного покрова юго-восточной части баренцевоморского шельфа, обновляются данные о геоморфологии дна и палеогеографии Баренцева моря [Матишов и др., 1978]. В результате ранее проведенных исследований, обобщающих региональные морские работы МОВ ОГТ 2D в объеме 31589,95 пог.км. в северной части Баренцевоморского шельфа, выполнявшиеся компанией ОАО «МАГЭ» с 2006 по 2013 г. изучены глубинный структурно-тектонический план, литолого-фациальные особенности разреза осадочного чехла Северо-Баренцевского шельфа, обобщены данные о геохимических условиях соседних территорий, созданы сеймостратиграфическая и литогенетическая модель Северо-Баренцевского шельфа (Приложение А, рисунок 1.3.3).

По результатам оценки ресурсов осадочного чехла [Зуйкова, 2018], проведенной до глубины 7000 м (что составляет предельную глубину бурения скважин), прогнозные ресурсы осадочного чехла Северо-Баренцевского шельфа до глубины 7000 м составляют 23 439, 4 млн т у.т., из них на долю извлекаемых ресурсов приходится 18014, 88 млн т у.т. Суммарная величина локализованных ресурсов составляет 3991,41 млн т. у. т., из них 2147,64 млн т у.т. приходится на наиболее крупные локальные антиклинальные структуры Александровскую, Северную, Орловскую, Северо-Новоземельскую. Варнекскую, Пахтусовскую.

Исходя из оценок прогнозных ресурсов, наиболее высокими перспективами обладают пермские, триасовые, юрские отложения, причем если отложения перми являются более перспективными в пределах региональной ступени Франц-Виктория и Александровской региональной ступени, то в Северо-Баренцевоморской синеклизе и на Альбановско-Горбовском пороге они залегают достаточно глубоко, и здесь основная роль принадлежит уже триасовым и юрским отложениям.

После начала цикла образования шельфового ледника на Баренцевом море, на склоне и бровке шельфа образовался огромный оползень, охватывающий площадь около 12 000 км² и переместивший около 5 100 км³ ранее отложенных осадков [Richardson et al., 1992]. Оползень характеризуется наличием как переслаивающихся блоков, так и более хаотичных частей,

образовавшихся, вероятно, из материалов обрушения, а также осадочного материала мутьевых потоков. В большей мере этот процесс отразился на отложениях позднего миоцена и плейстоцена, наблюдающихся в составе склоновых конусов. Предполагается, что причиной образования оползня могли явиться такие факторы, как высокий темп осадконакопления, сейсмические эффекты и наличие газа в осадках [Захаренко, 2010].

Дальнейшие перспективы поисков полезных ископаемых на архипелаге, в первую очередь нефти и газа, связаны с изучением геологического строения прилегающего шельфа.

Морские геологические работы на арктическом шельфе, выполненные в последние десятилетия, показали, что в южной части Баренцева моря широко распространены газонасыщенные осадки [Левитан и др., 1999; Bondarev et al., 2005]. Отмечается, что ниже кровли газонасыщенных грунтов интерпретируемые отражающие горизонты не прослеживаются. Имеющиеся данные и оценки свидетельствуют о значительности углеводородного потенциала морских акваторий (более 300 млрд т условного топлива) и его приуроченности не только к шельфовым, но и к глубоководным зонам морей и океанов [Патин, 2017].

В строении континентального шельфа Баренцевоморского региона участвуют два структурнотектонических этажа: архейскопротерозойский кристаллический фундамент и нижнепалеозойскомеловой терригенно-карбонатный осадочный чехол. Фундамент в пределах рассматриваемой территории представлен двумя типами: эпибайкальским для Тимано-Печорской плиты на юге в акватории Печорского моря и эпигренвильским для Свальбардской (Баренцевской) на севере для большей части Баренцева моря. Глубина залегания подошвы осадочного чехла изменяется от 3 – 5 км в краевых частях шельфа до 20 км и более в центральной части. Осадочный чехол шельфа Баренцева моря изучен бурением до нижнетриасовых отложений в центральной части, а в Печорском море вскрыты нижнесилурийские отложения.

В целом, как показали многолетние комплексные геолого-гидрогеохимические исследования ФГБУ «ВНИИОкеангеология» в пределах нефтегазоносных бассейнов для определения предполагаемого контура нефтяных и газовых залежей с их привязкой к конкретным опорным сейсмогеологическим горизонтам и определением возможных типов залежей необходимо сочетание сейсморазведочных и геолого-гидрогеохимических исследований на всех стадиях нефтегазопроисковых работ до производства глубокого поисково-разведочного бурения [Ткаченко, Ванштейн, 2018, Бурлин, 2000].

По данным государственного баланса запасов полезных ископаемых по состоянию на 1 января 2017 г., на акваториях, прилетающих к сухопутным территориям Российской Федерации, расположено 82 месторождения нефти и газа, из которых 10 находятся в нераспределенном фонде. Так в настоящее время на шельфе Мирового океана сложился динамичный вид деятельности – морской нефтегазовый комплекс (МНГК), который уже сейчас обеспечивает до

30 % мировой добычи углеводородов. Назначение МНГК сводится не только к извлечению углеводородов с морского дна, но и к их первичной переработке, хранению и транспортировке.

При анализе содержания УВ в донных осадках возникает задача дифференцированной оценки антропогенной составляющей от природного геохимического фона, поскольку часто обнаруженные геохимические аномалии в содержании УВ связывают исключительно с нефтяными УВ. Современная система экологического мониторинга из-за сложности анализа основана на определении содержания УВ, которые называют нефтяными (НУ) [Качество..., 2010, 2011]. Таким образом, понятие нефтяное загрязнение подменяется понятием углеводородное загрязнение, а роль нерастворимых компонентов нефти, а также полярных веществ в ее составе игнорируется [Немировская, 2013]. Поэтому изучение естественного геохимического фона – необходимое условие для репрезентативной оценки вклада антропогенных УВ в их естественный природный фон. Данные по изучению специфики геохимического фона углеводородов (УВ) в донных осадках представлены в ряде работ, выполненных различными исследователями [Петрова, 2008, Немировская, 2004], в основном, исследования направлены на анализ возможных источников и закономерностей распределения УВ в донных осадках в связи с решением вопросов выявления техногенного загрязнения и оценки его уровня.

Взвеси, поступающие с реками, обогащены различными соединениями и становятся своеобразными «геохимическими ловушками», способствующими аккумуляции компонентов речного стока, в том числе и антропогенных [Лисицын, 2001, 2014]. Интегральным показателем, величина которого в основном зависит от трофности вод, соотношения скоростей продукционно-деструкционных процессов и от величины берегового стока, а также загрязнений, возникающих в результате усиливающейся деятельности человека, является органическое вещество (ОВ) [Агатова, 2012, 2021; Немировская, 2004].

Между тем, известно, что наряду с антропогенными (загрязнение нефтью, поступление УВ с продуктами сжигания из атмосферы и др.), существует множество природных источников поступления УВ в морскую среду [Немировская, 2013; Патин, 2017; NAS, 2003]: органическое вещество (ОВ), а в его составе УВ планктона и макрофитов, и вещество, измененное последующими диагенетическими процессами в толще воды и в донных осадках, углеводородная составляющая природных гидротерм, дегазации мантии и литосферы, поступление с аэрозольным и космическим веществом. Действительно, ОВ, поступающее с реками, распространяется на огромные пространства Арктического бассейна [Fernandes, Sicre, 2000].

Необходимость отдельного прогноза зон нефте- и газонакопления в Баренцевом море требует детального изучения ОВ, а также геологических условий формирования нефтяного потенциала отложений в разных структурных зонах моря объемы поступления биогенного

метана. Аномалии в распределении компонентов ОВ, а в их составе УВ могут служить и признаками их генезиса. Гидрофобные свойства УВ во многих средах определяет их преимущественное содержание в морской воде во взвешенной форме УВ, особенно в районах где много взвеси. В полузамкнутых морских судходных акваториях, таких как устьевые акватории концентрации УВ также меняются в широких пределах. Известно, что нефтяные УВ способствуют интенсификации биохимических процессов, в результате образуются автовтонные органические соединения вторичного происхождения, формирующие биогенные фон УВ и хлорофилла «а». В судходных акваториях содержание УВ увеличивается в большей степени по сравнению с другими органическими соединениями [Немировская, 2004].

Миграция УВ при поступлении в море предопределяет их изучение не только в водной толще, но и в донных осадках. Изменчивость уровней концентраций углеводородов в морской среде (водной толще и донных осадках) определяется особенностями миграции и накопления вещества, типом и масштабом источника.

В настоящей диссертации выводы основываются на осадочно-миграционной теории происхождения нефти и газа, учитывающей многочисленные закономерности распространения месторождений УВ по всему миру и принимаемой абсолютным большинством исследователей (Вассоевич, 1974; Конторович, 1998; Tissot, Welte, 1984 и др.), согласно которой углеводородный газ может образовываться двумя различными способами: биогенным/бактериальным и термогенным. Биогенный газ генерируется на стадии диагенетического преобразования осадков – на небольших глубинах при низких температурах, под действием анаэробного разложения органического вещества (ОВ) живыми микроорганизмами (Tissot, Welte, 1984 и др.). Термогенный газ генерируется на больших глубинах при высоких давлениях и температурах, которые достигаются на поздних грациях мезокатагенеза – начале стадии апокатагенеза. Данный интервал является главной фазой газообразования, которая наступает после фазы нефтеобразования (рисунок 1.3.4).

Термогенный газ после генерации мигрирует к участкам геологического разреза, благоприятным для аккумуляции флюидов. При этом миграция может быть как латеральной, так и вертикальной. В случае вертикальной миграции газ движется по разрывным нарушениям, зонам трещиноватости и повышенной проницаемости до тех пор, пока на пути его миграции не появится ловушка – проницаемый пласт, ограниченный флюидоупором, где газ будет способен сформировать залежь. В случае отсутствия подходящих условий для аккумуляции при миграции газа, он может дойти до самой поверхности осадочного чехла и просочиться в водную толщу или также достигнуть атмосферы [Judd, Hovland, 2007].

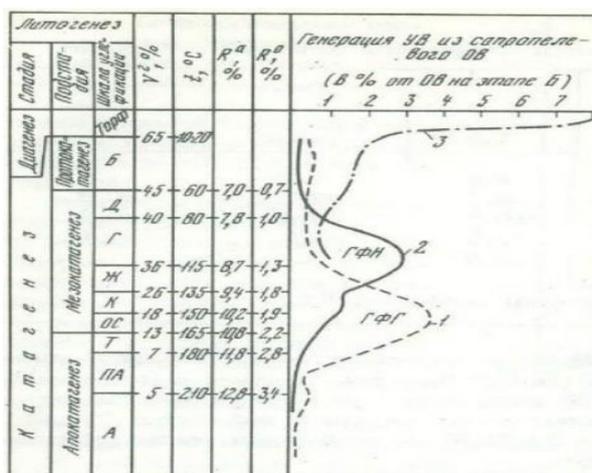


Рисунок 1.3.4. Схема образования УВ в процессе катагенеза [Архипов и др., 1977; Кишанков, 2023]. Генерация УВ: 1 – газообразных термогенных [Неручев, 1973], 2 – жидких [Вассоевич и др., 1969], 3 – газообразных биогенных (бактериальных) [Конторович, Рогозина, 1967]

1.4 Общая характеристика объекта исследования, сведения о физико-географических особенностях и представления о геодинамических обстановках

Климат Баренцева моря находится под влиянием тёплого Атлантического океана и холодного Северного Ледовитого океана. Частые вторжения тёплых атлантических циклонов и холодного арктического воздуха определяют большую изменчивость погодных условий. Зимой над морем преобладают юго-западные, весной и летом — северо-восточные ветры. Часты штормы. Средняя температура воздуха в феврале изменяется от -25°C на севере до -4°C на юго-западе. Средняя температура августа 0°C , 1°C на севере, 10°C на юго-западе.

В течение года над морем преобладает пасмурная погода. Годовое количество осадков от 250 мм на севере до 500 мм на юго-западе. Суровые климатические условия на севере и востоке Баренцева моря определяют его большую ледовитость.

Во все сезоны года остаётся свободной ото льда только юго-западная часть моря. Здесь, в юго-западной части моря, поступление тёплых атлантических вод определяет относительно высокую температуру и солёность в юго-западной части моря. Наибольшего распространения ледяной покров достигает в апреле, когда около 75% поверхности моря занято плавучими льдами. В исключительно неблагоприятные годы в конце зимы плавучие льды подходят непосредственно к берегам Кольского полуострова. Наименьшее количество льдов приходится на конец августа. В это время граница льдов отодвигается за 78° с. ш.

Особенности осадконакопления

Процессы современного осадконакопления в Арктике имеют свои уникальные особенности: поступление осадочного материала за счет таяния, солифлюкции и размывания берегов очень велико, т.е. в моря, прилегающие к полярным пустыням, поступает преимущественно реликтовый осадочный материал.

Определяющими факторами осадконакопления для западно-арктического шельфа являются питающие провинции. Для Баренцева моря можно выделить 5 основных питающих провинций западно-арктического шельфа Баренцева моря по поступлению терригенного материала [Lemenkova, 2004]: Кольский полуостров, Большеземельскую тундру, Новую Землю, Шпицберген, Землю Франца-Иосифа. Рассмотрим подробнее каждую из них.

I. Кольский полуостров, который слагают породы архея и протерозоя, представленные в основном гранито-гнейсами и реже массивами основных и ультраосновных пород, имеет низкорельефный мелкопачатый рельеф со слабо развитой речной сетью.

Особенности провинции: 1. Прочные кристаллические породы очень слабо поддаются абразии, и, следовательно, незначительное количество обломочного материала поступает в прибрежную зону. 2. Материал, тем не менее поступающий в акваторию, имеет достаточно грубозернистую структуру и пестрый минеральный состав. 3. Практически полностью отсутствует глинистое вещество (как следствие первых двух факторов).

II. Большеземельская тундра - важная питающая провинция. Она охватывает полуостров Канин, Тиманский Кряж, собственно Большеземельскую тундру, Полярный Урал и хребет Пай-Хой.

Особенности провинции:

1. Обломочный материал поступает с аллювием реки Печоры, которая имеет достаточно обширный водосборный бассейн, сложенный разнообразным комплексом пород, относительно легко поддающихся разрушению. Основная масса обломочного материала осаждалась в Печорском лимане, и лишь тонкодисперсная составляющая достигает моря. Сток Печоры оценивается в среднем в 130 кубических километров; при сравнительно малой мутности (60 г/м^3) взвешенный сток составляет 7,8 млн т/год. Это — очень важная составляющая осадочного материала, поступающего в Баренцево море.

2. Широкое распространение ледниковых отложений - супесей, суглинков и глин. Большое количество рек, дренирующих донные отложения, выносят материал в Баренцево море. В бассейн седиментации поступает, как правило, в основном глинистый материал.

3. Очень интенсивная абразия берегов, что, в первую очередь, характерно для о. Колгуев и Чешской Губы, где темпы абразии достигают нескольких метров в год. И, как следствие, поступление в зону мелководья большого количества взвешенного материала.

III. Архипелаг Новая Земля. Отличительные особенности: резко расчлененный рельеф в сочетании с долинным и полупокровным оледенением. Очень широко на островах Новой Земли развиты мелкие водотоки (короткие речки горного типа) и потоки талых ледниковых вод. Материал, выносимый речками Южного острова грубообломочный (гравийно-галечный и песчаный). Ледниковые талые воды выносят в фиорды массу тонкого глинистого материала.

IV. Архипелаг Земля Франца-Иосифа. Это самостоятельная, очень специфическая провинция. Архипелаг на 90 % покрыт ледниковыми куполами. Осадочный комплекс представлен мезозойскими породами, преимущественно песчаниками, алевролитами, известняками, перекрытыми покровными базальтами. Плато расчленено глубокими долинами, выпаханнми ледниками. Отличительная особенность: айсберговый разнос грубообломочного материала.

V. Архипелаг Шпицберген отличается сложным сильно расчлененным рельефом. Осадочный чехол представлен различными палеозойскими и мезозойскими осадочными комплексами. Отличительная особенность: перенос осадочного материала сползающими по фиордам ледниковыми «языками».

В северном направлении мощность осадочного чехла сокращается и в Северо-Баренцевской впадине уже не превышает 500 м по данным сейсмостратиграфии, что свидетельствует о формировании Южно- и Северо-Баренцевских впадин в различных тектонических условиях. Южная впадина наложена на структуры длительного устойчивого погружения Центрально-Баренцевской депрессии [Ступакова, 2011], тогда как Северо-Баренцевская впадина расположена в пределах приподнятого платформенного блока Свальбардской плиты. В западной (норвежской) части Баренцева моря мощность юрских отложений составляет 300 м, а на архипелаге Шпицберген и вовсе не превышает 150 м [Суслова, 2017].

В формировании УВ (газового) поля в водной толще значительную роль играют физико-географические условия района – температура и соленость воды, течения, глубина моря, литологический состав донных отложений и др.

Баренцево море расположено на шельфе Северного Ледовитого океана между северным побережьем Европы и тремя группами больших островов – архипелагами Новая Земля, Земля Франца-Иосифа и Шпицберген. Оно имеет естественные границы на юге и юго-востоке, в остальных частях ими служат условные линии. Западной границей является линия м. Нордкап – о-в Медвежий – м. Южный архипелага Шпицберген. Южная граница – побережье Северной Норвегии, Кольского п-ова и линия м. Святой Нос – м. Канин Нос, отделяющая Баренцево море от Белого. Восточной границей служит западное побережье о-ва Вайгач и архипелага Новая Земля, далее – линия м. Желания (Новая Земля) – м. Колзат (Земля Франца-Иосифа).

На севере она проходит по северной окраине островов Земли Франца-Иосифа и от м. Мэри Хармсуорт (о-в Земли Александры) через о-ва Виктории и Белый к м. Ли-Смит, который расположен на о-ве Северо-восточная Земля архипелага Шпицберген. В этих границах море находится между параллелями 81°52' и 66°44' с.ш. и меридианами 16°30' и 68°44' в.д. Площадь зеркала моря равна 1417 тыс. км², объем 282,1 тыс. км³. Баренцево море – самое западное из морей Северного Ледовитого океана, омывающих берега России. Оно свободно сообщается с Норвежским и Гренландским морями, менее свободно – с Центральным Арктическим бассейном и Карским морем и плохо – с Белым морем. Ограниченное континентом только на юге и расположенное на североевропейской материковой отмели, Баренцево море относится к материковым окраинным морям. Расположенное за Полярным кругом, но непосредственно связанное с водами Северной Атлантики, оно имеет специфические климатические условия.

При небольшой годовой амплитуде температуры воздуха Баренцеву морю свойственны продолжительная и сравнительно теплая для высоких широт зима, короткое и прохладное лето. Характерная особенность Баренцева моря состоит в том, что здесь относительно теплые воды, пришедшие из Северной Атлантики, вступают в контакт с холодными водами местного арктического происхождения [Айбулатов, 1990]. Зимняя вертикальная конвекция определяет благоприятный режим вентиляции водной толщи и обеспечивает кислородом глубинные слои [Sherman, 2005]. Глубина проникновения вертикальной зимней циркуляции составляет 50 – 75 м. Важным системообразующим компонентом является ледовый покров, определяющий сезонность сукцессии пелагических биоценозов на акватории открытого моря. В результате обтекания глубинными атлантическими водами подводных возвышенностей над ними образуются сверхохлажденные зоны, характерные для банок Баренцева моря.

Соленость морской воды составляет на юго-западе моря составляет 35 ‰, на севере 32 - 33 ‰. Вертикальное распределение солености характеризуется ее увеличением от 34 ‰ на поверхности до 35.1 ‰ у дна. Соленость Баренцева моря определяется интенсивностью его обмена с Мировым океаном в качестве ведущего фактора, а также пресноводным балансом, процессами ледообразования и таяния льда.

Сезонные изменения вертикального хода солености выражены довольно слабо. Результаты наблюдений за соленостью на стандартных разрезах и в северных приграничных регионах показывают, что соленость поступающей атлантической воды снижалась начиная с 2011 г. и была в 2019 г. на том же уровне, что и в период очень низкой солености (и температуры) в конце 1970-х гг. (рисунок 1.4.1) [<https://www.barentsportal.com>].

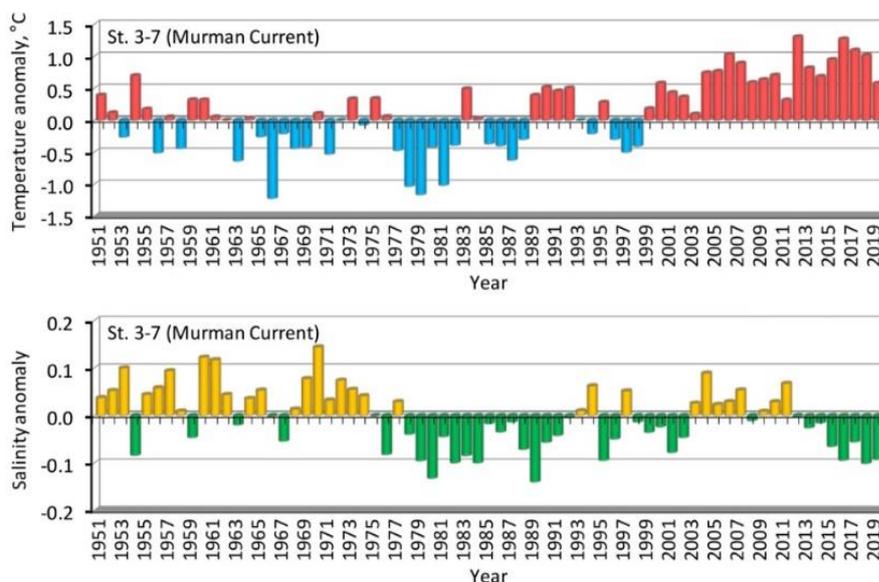


Рисунок 1.4.1 Температура и соленость на стандартных разрезах и в северных приграничных регионах. Источник: Баренцевоморский портал [<https://www.barentsportal.com>]

Присутствующие водные массы – это поверхностные атлантические воды с повышенной температурой и соленостью; поверхностные арктические воды с пониженной температурой и соленостью; прибрежные воды, поступающие из Белого моря, Норвежского моря и воды, поступающие с материковым стоком. Последние воды характеризуются летом высокой температурой и низкой соленостью, а зимой низкими показателями температуры, и солености. Общий характер поверхностной циркуляции – циклонический. Важным функциональным звеном баренцевоморской БМЭ является взаимодействие генетически разнородных водных масс, что образует фронтальные разделы различного пространственно-временного масштаба.

Наиболее значим и экологически важен – полярный фронт и полярная фронтальная зона (ПФЗ), относящаяся к типу квазистационарных климатических фронтов. Полярный фронт определяется как граница в Баренцевом море, которая разделяет относительно теплые, соленые водные массы атлантического происхождения и более холодные и пресные водные массы арктического происхождения. Этот фронт особенно четко выражен не только вокруг банки Шпицбергенской банки и впадины Хопена, но также вокруг Центральной банки и в некоторой степени восточнее Баренцева моря. Из-за физических характеристик и влияния на биологическую активность эта территория определена как особенно ценная и уязвимая. В зоне полярного фронта за счет гидродинамических процессов поддерживается высокая биопродуктивность, создается кормовая база для крупных популяций морских птиц и млекопитающих. На участках дна в районе ПФЗ повышены биопродуктивность и обилие донной фауны [Матишов, 2016].

Собственно полярный фронт, который отделяет арктические воды от атлантических, обычно располагается вдоль изобаты длиной ~ 200 м вокруг всей впадины Хопен, и летом его можно определить с глубины примерно 50 метров и ниже по направлению ко дну.

Этот фронт динамически "пассивен" и, следовательно, не способствует какому-либо увеличению объема первичного производства. Однако полярный фронт действует как граница обитания для некоторых видов, и он также может выступать в качестве зоны скопления для различных видов. Это тесно связано с топографией и поэтому его относительно легко определить на карте, и он присутствует круглый год, с относительно незначительными внутригодовыми и межгодовыми вариациями.

В дополнение к двум фронтам, упомянутым выше, в поверхностном слое существует фронт талой воды, который присутствует весной и летом. Этот фронт обычно имеет глубину не более 50 м и может быть связан с полярным фронтом, но не обязательно. Этот фронт более изменчив, и поэтому его труднее нанести на карту в целом, поскольку он зависит от таяния морского льда и, следовательно, от ледяного покрова в течение предыдущей зимы. Подобно приливному фронту, этот фронт также важен для динамики весеннего цветения с последующими каскадными эффектами далее по пищевой цепочке [Assmy et al, 2021].

Баренцево море относится к ледовитым морям, но при этом никогда полностью не закрыто льдом. Повсеместно могут образовываться льды местного происхождения.

В течение года лед сохраняется в ряде районов, прилегающих к Новой Земле, Земле Франца-Иосифа и Шпицбергену. Мощность ледяного покрова редко превышает 1 м. Припай в море развит слабо, однако в северной части моря преобладают плавучие льды, в том числе айсберги.

Термический режим

Термический режим Баренцева моря складывается под воздействием ряда процессов, ведущими из которых являются осенне-зимняя конвекция, которая приводит к выравниванию температуры от поверхности до дна, и летний прогрев поверхностного слоя, обуславливающий возникновение термоклина. Формирование термоклина в условиях Баренцева моря является в основном термическим процессом, хотя в определенной степени зависит также от плотностной стратификации и ряда других факторов.

На северо-западе и северо-востоке моря льды держатся обычно круглый год, но в отдельные, благоприятные годы море практически полностью или даже полностью освобождается от льдов. Здесь в феврале - марте температура воды на поверхности составляет 3°C, 5°C, в августе повышается до 7 °C, 9 °C. Севернее 74° с. ш. и в юго-восточной части моря зимой температура воды на поверхности ниже -1 °C, а летом на севере 4 °C, 0 °C, на юго-востоке

4 °С, 7 °С. Летом в прибрежной зоне поверхностный слой тёплой воды толщиной 5-8 метров может прогреваться до 11-12 °С.

В Баренцевом море температура воды в значительно большей мере, чем в других арктических морях, определяет все процессы, связанные с плотностной структурой вод (конвекция, образование слоя скачка и др.). Кроме того, в Баренцевом море температура воды является основным показателем, характеризующим распространение теплых атлантических вод, которые в свою очередь, определяют ледовые условия и климат приатлантического сектора Арктики. Термический режим Баренцева моря формируется под воздействием ряда процессов, из которых ведущими являются осенне-зимняя конвекция, выравнивающая температуру от поверхности до дна, и летний прогрев поверхностного слоя, обуславливающий возникновение сезонного термоклина.

Большой приток теплых атлантических вод делает Баренцево море одним из самых теплых в Северном Ледовитом океане. Значительная часть моря от берегов до 75°с.ш. круглый год не замерзает и имеет положительные значения поверхностной температуры. Влияние адвекции тепла атлантических вод особенно заметно проявляется в юго-западной части моря и незначительно на юго-востоке из-за малых глубин в этом районе. Вместе с тем именно это обстоятельство способствует более интенсивному радиационному прогреву данного региона летом и поэтому в июле-августе температура воды здесь достигает 8°С.

В поверхностном слое максимальная температура наблюдается в юго-западной части моря (9°С в июне-сентябре), минимальная (0°С) – у кромки льда. С июля по октябрь область максимальных температур распространяется также и на юго-восточную часть моря, положение изотерм становится близким к широтному.

С 2015 г. температура атлантической воды, поступающей в Баренцево море, снизилась более чем на 1 °С. На разрезе Фулёя – остров Медвежий, который находится в области дальнего западного входа, температура поступающей атлантической воды была в 2019 г. на том же уровне, что и в начале 2000-х гг. Снижение температуры атлантической воды связано с более низкими температурами вверху по течению в Норвежском море. Более низкие температуры в сочетании с меньшим притоком в зимний период вызвали увеличение количества зимнего морского льда, которое наблюдается в последние годы. Снижение температуры было меньше при продвижении дальше в Баренцево море (у Вардё – Север).

В северной части Баренцева моря (NW) произошло сильное снижение температуры с 0,30 °С в 2018 г. до – 1,20 °С в 2019 гг. [Трофимов и др., Баренцевоморский портал, 2020].

Геологические условия

Баренцево море является самым западным среди российских арктических морей и обладает самым широким и глубоким шельфом в мире. Во многом это связано с его геологическим строением и особенностями развития в четвертичное время.

Строение дочетвертичного цоколя Баренцева моря расположено в пределах коры континентального типа докембрийского возраста, имеющей гетерогенное строение.

В пермское и мезозойское время земная кора претерпела несколько этапов деструкции. Выделяются районы с возрастом формирования континентальной коры архейского, гренвильского и байкальского возрастов. Первая развита в пределах подводного продолжения Восточно-Европейской платформы, вторая — на Баренцевоморской (Свальбардской) плите, третья — в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.

Северная часть Баренцева моря в тектоническом отношении приурочена к Свальбардской плите, фундамент которой представлен добайкальскими комплексами, выступающими на поверхность на востоке арх. Шпицберген, на островах Медвежий, Северо-Восточная Земля, Белый и на арх. Новая Земля. В южной и западной краевых зонах плиты фундамент переработан гренвильскими движениями (880–1000 млн лет - ранний неопротерозой) с четко выраженным перерывом и несогласием на границе с поздним рифеем и вендом, а на крайнем западе и юго-западе, в непосредственной близости к складчатым поясам арх. Шпицберген и северной части Скандинавского полуострова, — каледонскими движениями. Свальбардская плита отделена от пород каледонского возраста, слагающих северную часть Скандинавского полуострова, принадлежащую Норвегии, Нордкапско-Медвежинским прогибом, которому в современном рельефе отвечает Медвежинский прогиб, открывающийся на континентальный склон в сторону Атлантического океана [Геология Шпицбергена..., 2007].

Основные черты строения четвертичного покрова

Дно Баренцева моря относится к так называемым гляциальным шельфам, т. е. тем участкам континентального шельфа, которые в четвертичное время испытали покровное оледенение, сменившееся процессами дегляциации и установления морского режима.

Бровка шельфа располагается на отметках 300 – 700 м, рельеф поверхности расчленен, характерны чередование крупных желобов с поднятиями, которые непосредственно отражают строение коренного субстрата, широкое развитие грядобразного рельефа, связанного с распространением ледниковых покровов и специфических отложений, отражающих влияние ледников: морен, ледниково-морских осадков и пр. При этом для большей части четвертичного покрова, который четко выделяется, располагаясь стратиграфически выше последнего регионального несогласия, характерно хорошо выраженное трехчленное строение,

представленное сменой (снизу- вверх) моренных образований, гляциально-морских отложений и венчающих разрез моренных морских отложений.

Происхождение четвертичных отложений и их состав являются предметом острых дискуссий. При наличии довольно большого количества буровых скважин анализ вещественного состава и текстурные наблюдения недостаточны. Данные сейсмоакустических исследований не всегда однозначны, трактуются по-разному и не могут безоговорочно приниматься в качестве доказательной базы. Даже верхнее региональное несогласие, которое обычно отчетливо выделяется на сейсмограммах, на значительных площадях баренцевоморского шельфа просматривается с трудом.

С одной стороны, это связано с гляциотектоническими дислокациями рыхлых мезозойских отложений в подошве ледникового горизонта, а с другой – с тем, что литофизические свойства четвертичных, палеогеновых, а часто и мезозойских осадочных образований весьма близки между собой.

Четвертичные отложения Баренцева моря представлены преимущественно образованиями последнего гляциально-седиментационного цикла от ледниковых до морских голоценовых. Древние отложения (от эоплейстоцена до среднего неоплейстоцена) обычно приурочены к различным палеоврезам, существующим как в открытом, так и в погребенном состоянии.

Ледниковые отложения представлены несколькими морфологическими формами с различным петрографическим составом. Первым типом, наиболее ярко выраженным морфологически, являются гряды. Эти гряды опоясывают острова арх. Новая Земля, южной периферии арх. Земля Франца-Иосифа и др. и связаны с проникновением ледников с суши (Скандинавского полуострова и арктических островов) в Баренцево море. В ряде случаев были установлены и локальные центры оледенения, располагавшиеся на поднятиях, в частности на Центральной возвышенности.

Морены, как правило, образуют положительные формы донного рельефа (холмы и гряды) с ровной подошвой и пилообразной кровлей. Они перекрыты морскими осадками разного возраста.

Вторым типом ледниковых отложений являются однородные по акустическим признакам отложения, слагающие положительные формы рельефа, абсолютно прозрачные для сейсмических сигналов. Они известны достаточно давно, выделяются разными авторами под названием «прозрачная» толща и слагают огромные тела площадью до десятков тысяч квадратных километров и мощностью до 50 – 70 м. Эти аккумулятивные образования относят к так называемым мягким моренам, формирующимся при большом участии талых вод и преобладающем тонкозернистом составе обломочного материала и имеют флювиально-

гляциальный генезис. Третий тип ледниковых отложений, отмечающийся обычно на глубинах до 150 м – это горизонт с отчетливой хаотической записью, залегающий обычно на коренных породах, облекающий дочетвертичный рельеф и имеющий относительно небольшую мощность (первые метры), представляющий собой основную морену. Ледниковые образования перекрываются фациально разнообразными осадками.

В пределах мелководной платформы арх. Новая Земля – это плотные глинистые алевриты темно-серого цвета с неоднородной, местами слоистой текстурой и слабо песчанистыми глинами и алевроглинами серого цвета с постоянной примесью дресвы и гравия. В мористой (глубоководной) части они обычно перекрыты серыми и буровато-серыми глинами (плотными алевритистыми илами (пелитовыми алевритами)), часто горизонтально слоистыми, вплоть до переслаивания глинистых песков и тонкослойчатых глин. Эти отложения являются одним из самых распространенных литотипов на баренцевоморском шельфе. Все указанные фациальные разновидности имеют ледниково-морской генезис, а различие структурно-текстурных характеристик связано с положением относительно края ледника. По мере удаления от фронта ледника характер описываемых осадков изменяется. Они формируют тела заполнения, облекания и покровы.

Таким образом, мористее края ледников, залегающих непосредственно на поверхности коренных пород, ледниково-морские отложения, вероятно, формировались в виде своеобразных приледниковых водоемов, заполняя их мощным чехлом обломочного материала. При окончательной дегляциации в результате инверсии эти отложения и формировали положительные формы рельефа. А далее в море, где ледниковый покров уже отсутствовал, материалы таяния ледников выполняли депрессионные формы рельефа, как это и полагается при нормальном осадочном процессе.

При этом поступление обломочного материала было пульсационным, тесно связанным с характером таяния ледникового покрова. Дальнейшая деградация ледникового щита и его постепенное отступление приводили к тому, что интенсивность поступления продуктов ледникового генезиса уменьшалась, что приводило к постепенному снижению его доли в формировании осадка, а также к утоньшению самого обломочного материала.

В настоящее время указанные осадки часто слагают обширные поверхности на морском дне. С поверхности они прикрыты тонким горизонтом перлювия, имеющего песчано-глинистый состав, который формировался при более низком уровне моря в результате частичного размыва ледниково-морских границ и выноса мелкозема.

Анализ седиментационной истории региона [Сенин, 1999] показывает, что в Баренцевском регионе, начиная с ордовика, но особенно в силуре и начале раннего девона

происходило расширение и дифференциация бассейнов по условиям осадконакопления, вплоть до глубоководных, со скоростями седиментации до 30-50 мм/1000 л.

Уровенный режим

Баренцево море относится к морям приливного типа, поскольку приливы в нем оказывают наибольшее влияние на его уровенный режим. Хотя и меньшие, но тоже заметные колебания уровня происходят под действием гидрометеорологических и ледовых факторов. Первые вызывают сгонно-нагонные колебания уровня, достигающие в прибрежных районах моря 1 - 2 м (в юго-восточной части моря даже 3 - 4 м), вторые тормозят приливную волну, уменьшают величину прилива и вызывают запаздывание времени наступления полных и малых вод.

Отметка среднего многолетнего уровня в Баренцевом море равна 0,46 м. Средний уровень подвержен межгодовым и сезонным колебаниям. В многолетнем ходе он меняется в пределах 10-30 см, в годовом цикле – на 20 - 35 см в прибрежных районах (минимальные значения уровня наблюдаются в апреле- мае, максимальные - в октябре-ноябре), и на 8 - 12 см в открытой части моря.

Гидрологический режим Баренцева моря определяется, главным образом, расположением в высоких широтах Арктики и непосредственной связью с Арктическим бассейном. Речной сток относительно невелик, поступает в основном в юго-восточную часть моря и в среднем составляет около 163 км³ в год.

Общая циркуляция, перенос вод

Объемный перенос был рассчитан [Трофимов и др., Баренцевоморский портал, 2021] для области для области от 71°15' до 73°45' с. ш. и включает в себя все воды, протекающие внутри этой области. Разрез Фулёя — остров Медвежий охватывает приток атлантических и прибрежных водных масс из Норвежского моря в Баренцево море, тогда как Кольский разрез охватывает те же водные массы на юге Баренцева моря. Объемный перенос вод в Баренцево море варьирует с периодом в несколько лет. В 2003 – 2006 гг. годовой объемный перенос вод был относительно большим (рисунок 1.4.2а). С 2006 по 2014 г. приток оставался относительно стабильным, прежде чем он существенно увеличился в 2015 г. примерно на 1 Sv выше долгосрочного среднего значения. В 2016 г. приток был относительно низким. С 2017 г. годовой объемный приток в Баренцево море уменьшился. Статистически значимой тенденции изменения годового объемного переноса вод не обнаружено.

Разделение объемного переноса на квартальные периоды показало, что в течение 2015 – 2019 гг. этот перенос снижался зимой (январь – март) и весной (апрель – июнь), в то время как летом (июль – сентябрь) и осенью (октябрь – декабрь) он увеличивался (рисунок 1.4.2 (b)).

Однако в 2020 г. произошел сдвиг, возможно из-за сильных ветров и штормовых условий, так что в первом квартале 2020 г. приток был очень высоким. Весной 2020 г. приток также оставался относительно высоким – выше, чем в 2019 г., но это значение может измениться после обновления временного ряда данных (который прерван в мае 2020 г.).

Трансокеаническими переносами и речным стоком обусловлено, главным образом и антропогенное загрязнение морской среды в Баренцевом море. Существенными и постоянно возрастающими негативными факторами, являются сбросы с морского транспорта и утечки при добыче нефти и газа на шельфе. Отметим, что в настоящее время Баренцево море считается относительно чистой морской акваторией. Концентрации поллютантов (нефтепродукты и некоторые тяжелые металлы) в воде и донных осадках, превышающие ПДК, периодически отмечаются на участках полярного фронта и прибрежной зоне (Матишов, 2016).

Водообмен с соседними морями имеет большое значение в водном балансе Баренцева моря. В течение года в Баренцево море поступает около $74\,000\text{ км}^3$ воды, что составляет примерно четверть общего объема воды в море. Наибольшее количество воды ($59\,000\text{ км}^3$ в год) несёт тёплое Нордкапское течение.

Водные массы

Поступление вод из соседних морей и материковый сток, климатические особенности обуславливают формирование и распространение различных водных масс в Баренцевом море.

Выделяют четыре водные массы:

1) Атлантические воды, поступающие с запада в виде поверхностных течений и приходящие на глубинах с севера и северо-востока из Арктического бассейна. Это теплые и соленые воды.

2) Арктические воды, входящие как поверхностные течения с севера. Они имеют отрицательную температуру и пониженную соленость.

3) Прибрежные воды приходят с материковым стоком, втекают из Белого моря и Норвежского с прибрежным течением вдоль берегов Норвегии. Летом эти воды характеризуются высокой температурой и малой соленостью, а зимой – низкой температурой и соленостью. Зимние прибрежные воды по своим характеристикам близки к арктическим.

4) Баренцевоморские воды образуются в самом море в результате перемешивания названных вод и трансформации под влиянием местных условий. Эти воды отличаются низкой температурой и высокой соленостью.

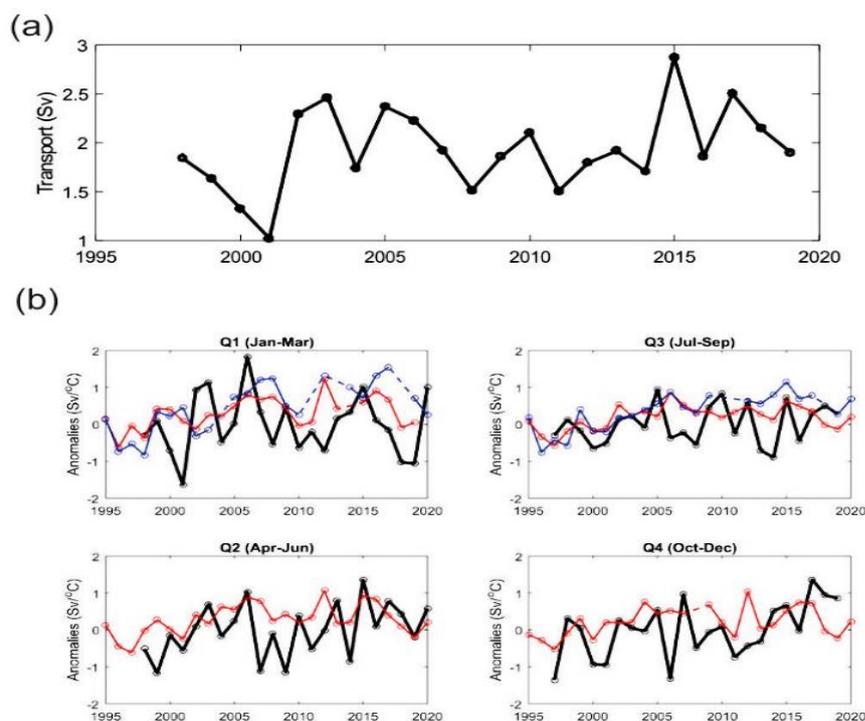


Рисунок 1.4.2. Основанные на наблюдениях аномалии годового объемного переноса (в свердрупах, S_v) через разрез «Фулёя — остров Медвежий».

На верхней панели (a) показан среднегодовой объемный перенос, а на четырех нижних панелях (b) — квартальный объемный перенос (черная линия), а также средняя температура в марте (голубая линия) и августе (красная линия)

[Трофимов и др., Баренцевоморский портал, 2020]

В зимнее время вся северо-восточная часть моря от поверхности до дна заполнена баренцевоморскими водами, а юго-западная - атлантическими. Следы прибрежных вод обнаруживаются только в поверхностных горизонтах. Арктические воды совсем отсутствуют. Под влиянием интенсивного перемешивания поступающие в море воды довольно быстро трансформируются в баренцевоморскую воду.

В летнее время вся северная часть Баренцева моря заполнена арктическими водами, центральная - атлантическими, а южная – прибрежными. При этом арктические и прибрежные воды занимают поверхностные горизонты. На глубинах в северной части моря располагаются баренцевоморские воды, а в южной - атлантические. Такая структура обуславливает устойчивое состояние вод по вертикали и затрудняет развитие ветрового перемешивания (рисунок 1.4.3).

Общая циркуляция вод Баренцева моря формируется под совокупным влиянием ветровой обстановки, притока вод из соседних бассейнов, приливов, рельефа дна и других факторов, поэтому она сложна и изменчива во времени.

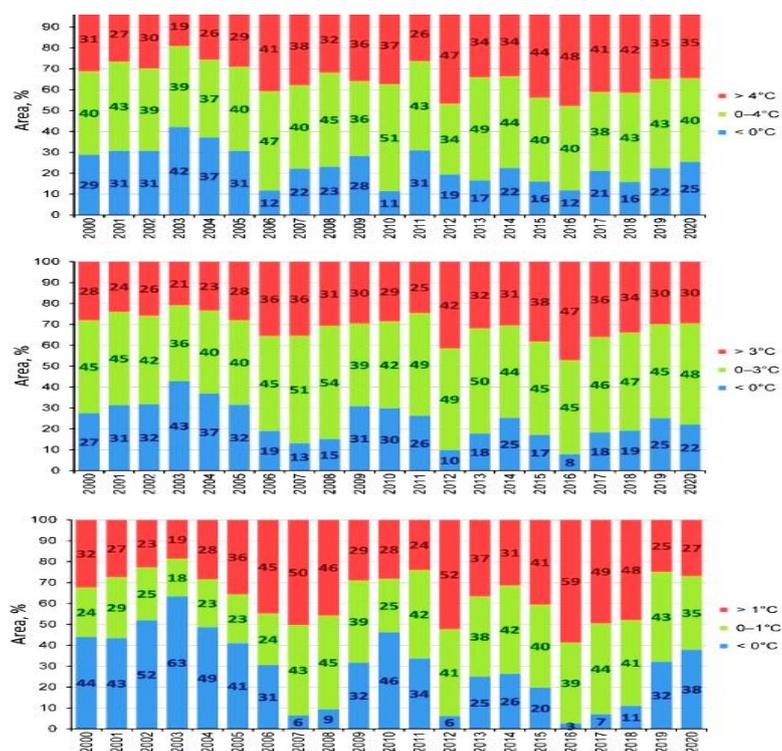


Рисунок 1.4.3. Объем, покрытый водой с различной температурой на глубине 50 м (верхняя панель), 100 м (средняя панель) и вблизи дна (нижняя панель) в Баренцевом море (71-79°Северной широты, 25-55°Восточной долготы) в августе - октябре 2000-2020 годов.

[Trofimov, Ingvaldsen et al, 2021], Источник: [<https://www.barentsportal.com>]

Как и в других морях Северного полушария, здесь существует общее движение поверхностных вод против часовой стрелки, осложненное различными по направлениям и скоростям течениями.

Наиболее мощный и устойчивый поток, во многом определяющий гидрологические условия моря, образует теплое Нордкапское течение. Оно входит в море с запада и движется на восток в прибрежной зоне со скоростью 25 - 26 см/с, мористее его скорость уменьшается до 5-10 см/с. Примерно на 25° в. д. это течение разделяется на Прибрежное Мурманское и Мурманское течения. Первое из них шириной 20-30 миль распространяется к юго-востоку вдоль берегов Кольского полуострова, проникает в Горло Белого моря, где усиливается выходным Беломорским течением и со скоростью порядка 15-20 см/с следует на восток. Остров Колгуев разделяет Прибрежное Мурманское течение на Канинское, уходящее в юго-восточную часть моря и далее к проливам Карские Ворота и Югорский Шар, и Колгуевское, идущее вначале на восток, а затем на северо-восток у побережья Новой Земли. Мурманское течение шириной около 60 миль и со скоростью порядка до 5 см/с распространяется значительно мористее Прибрежного

Мурманского. В районе меридиана 40° в.д., встретив повышение дна, оно поворачивает на северо-восток и дает начало Западно-Новоземельскому течению.

Вместе с частью Колгуевского течения и поступающим через Карские Ворота холодным течением Литке оно образует восточную периферию общего для Баренцева моря циклонического круговорота. Кроме разветвленной системы теплого Нордкапского течения в Баренцевом море ясно выражены холодные течения. Вдоль возвышенности "Персея" с востока на запад проходит течение "Персея", сливаясь с холодными водами у о. Надежды, оно образует Медвежинское течение, скорость которого равна примерно 51 см/с. На северо-востоке в море поступает течение Макарова.

Согласно данным Баренцевоморского портала (2020, 2021) с 2000 года объем холодной придонной воды был самой большой в 2003 году и довольно небольшой в 2007, 2008, 2012, 2016-2018 годах; в 2016 году он достиг рекордно низкого значения по сравнению с 1965 годом, а затем увеличивался в течение последних четырех лет; а в 2020 году достиг наибольшего значения за период с 2011 года.

По глубине, объем теплой воды (выше 4, 3 и 1 $^{\circ}\text{C}$ на глубинах 50, 100 м и вблизи дна соответственно) в августе – октябре 2020 года, был близок к таковому в 2019 году (рисунок 1.4.2). Объем холодной воды (ниже 0 $^{\circ}\text{C}$), был на 3 и 6 % больше, чем в 2019 году, на 50 м и вблизи дна, соответственно, но на 3 % меньше – на 100 м.

На северные окраины моря оказывает влияние приливная волна, приходящая из Северного Ледовитого океана. Вследствие этого у северо-восточных берегов Шпицбергена и у Земли Франца-Иосифа происходит интерференция атлантической и северной волн. Приливы в Баренцевом море вызываются главным образом атлантической приливной волной, которая вступает в море с запада между Нордкапом и Шпицбергенем и движется на восток до Новой Земли. Западнее Маточкина Шара она поворачивает частично на северо-восток, а частично на юго-восток. Приливы в Баренцевом море полусуточные, достигают высоты более 6 м. В некоторых районах хорошо выражены сгонно-нагонные колебания уровня моря, особенно у Кольского побережья (до 3 м) и Шпицбергена (до 1 м). Приливы Баренцева моря почти везде носят правильный полусуточный характер, поэтому и вызываемые ими течения имеют такой же характер, но смена направлений приливных течений в разных районах моря происходит неодинаково. Вдоль Мурманского берега, в Чешской губе, на западе Печорского моря приливные течения близки к реверсивным. В открытых частях моря направление течений в большинстве случаев меняется по часовой стрелке, а на некоторых банках против нее. Смена направлений приливных течений происходит одновременно по всему слою воды от поверхности до дна.

Скорости приливных течений, как правило, превышают скорости постоянных. Их наибольшее значение (около 154 см/с) отмечается в поверхностном слое. Большими скоростями

характеризуются приливные течения вдоль Мурманского берега, при входе в Воронку Белого моря, в Канинско-Колгуевском районе и на Южно-Шпицбергенском мелководье, что связано с особенностями движения приливной волны.

Ледовый режим и осадки

Баренцево море относится к числу ледовитых морей, но в отличие от других морей Арктики, оно никогда не покрывается льдом полностью. Это происходит благодаря притоку атлантических вод, приносящих такое количество тепла, которое не позволяет воде охладиться до температуры замерзания. Поскольку ледообмен Баренцева моря незначителен и составляет около 3% от льда в конце зимы, то в море в основном преобладают льды местного происхождения. Только в отдельные годы поступают многолетние льды в северо-западную и северо-восточную части моря, а также приносятся зимой из Белого моря и через новоземельские проливы.

Льдообразование в море начинается на севере в сентябре, в центральных районах в октябре и на юго-востоке в ноябре. В море преобладают плавучие льды, среди которых встречаются айсберги. Обычно они встречаются у Новой Земли, Земли Франца-Иосифа и у Шпицбергена, так как айсберги образуются от ледников, спускающихся к морю с этих островов. Изредка айсберги течениями выносятся далеко к югу, вплоть до Мурманского побережья. Обычно айсберги не превышают 25 м в высоту и 600 м в длину.

Припай в Баренцевом море развит слабо. Сравнительно небольшие площади он занимает в Канинско-Печорском районе и у Новой Земли, а у Мурманских берегов встречается только в губах. В юго-восточной части моря и у западных берегов Новой Земли всю зиму сохраняются заприпайные полыньи. Наибольшее распространение льдов в море наблюдается в апреле. В этом месяце они покрывают до 75 % площади моря. Толщина ровного морского льда местного происхождения в большинстве районов не превышает 0,7 – 1,0 м.

В весенне-летнее время однолетние льды быстро тают. В мае южные и юго-восточные районы освобождаются ото льдов, а к концу лета почти все море очищается ото льдов, за исключением районов, прилегающих к Новой Земле, к Земле Франца-Иосифа и восточным берегам Шпицбергена. Ледовитость Баренцева моря изменяется от года к году, что связано с различной интенсивностью Нордкапского течения, характером крупномасштабной атмосферной циркуляции, общим потеплением или похолоданием Арктики в целом.

Особенности распределения осадков над морем зависят, главным образом, от характера атмосферной циркуляции и многообразных воздействий подстилающей поверхности. Активизация осадкообразующих процессов в районе европейской части Арктики происходит обычно при зональной и меридиональной формах циркуляции, а ослабление их - при восточной форме. Главная роль в формировании режима осадков над акваторией моря принадлежит

циклонам. Повторяемость их зимой в 4-5 раз, а летом в 2-3 раза больше, чем антициклонов, и все значительные суммы осадков здесь выпадают при прохождении фронтов. Пространственное распределение годовых сумм осадков в Баренцевом море характеризуется четкой зональностью и уменьшением их к северо-востоку, отражая тем самым преобладающую роль устойчивых и продолжительных зимних циркуляционных процессов. Наибольшее годовое количество осадков наблюдается у побережья Скандинавии (1000 - 1200 мм) и Кольского полуострова (600 - 700 мм), где проходят основные пути исландских циклонов. В увеличении осадков здесь заметную роль играют теплые Нордкапское и Мурманское течения, над которыми в нижнем слое воздушных масс усиливаются процессы конденсации. К северу и востоку от этого района годовые суммы осадков на акватории моря довольно быстро уменьшаются. В юго-восточной части моря, восточнее о. Колгуев, годовое количество осадков составляет около 500 мм, в районе, прилегающем к Земле Франца-Иосифа, не превышает 300 мм.

Выпадающие над морем осадки в течение года могут иметь различное фазовое состояние. Доля твердых осадков в годовой сумме всех видов осадков по акватории моря изменяется почти зонально, увеличиваясь от 30 % в южных районах до 70 % на широте 80° с. ш. Область наиболее высокой влажности воздуха (85 – 90%) располагается на северо-западе моря, включая зону гидрологического фронта в районе Надеждинско-Медвежинского мелководья. Вторая область повышенной влажности (более 85 %) располагается на юго-востоке моря, где влажность даже в период минимума не опускается ниже 83 %. А по числу дней с влажностью более 80 % этот район лишь незначительно уступает северному (292 и 314 сут. соответственно).

1.4.1. Баренцевоморский бассейн

Особенности Баренцевоморского бассейна преимущественно определяются его приполюсным положением и отепляющим влиянием Северной Атлантики. Основные части промышленной структуры региона – это Печорский каменноугольный бассейн, Тимано-Печорский каменноугольный бассейн и Тимано-Печорская газонефтяная провинция.

Устьевая область р. Печора становится объектом интенсивного хозяйственного освоения, связанного с открытием газовых и нефтяных месторождений непосредственно в устьевой области и прилегающих к ней районах Большеземельской и Малоземельской тундры, таким образом, определяющим фактором формирования современного гидрохимического режима реки является антропогенное воздействие. Баренцевоморский регион в настоящее время является одним из наиболее крупных потенциальных нефтегазоносных бассейнов России с доказанной продуктивностью. Ведется разработка Варандейского нефтегазоконденсатного месторождения, разведочное бурение и эксплуатация Приразломного нефтяного месторождения. С учетом добычи нефти из месторождений Приразломное и Варандей-море объемы добычи углеводородов

увеличатся до 15-20 млн. тонн в год. Добыча нефти и газа на шельфе и побережье приводит к загрязнению водной среды и накоплению в донных осадках, биоте ряда загрязняющих веществ включая бенз(а)пирен и др. Кроме того, следствием аварий на трубопроводах, морских судах, нефтедобывающих платформах могут быть нефтяные загрязнения морей и берегов.

Основные промышленные открытия уникального Штокмановского и крупных Ледового, Лудловского месторождений связаны с юрским комплексом отложений, потенциал которого еще до конца не изучен. Юрские песчаные резервуары продуктивны и в норвежском секторе Баренцева моря, где с ними связаны месторождения (Сновит, Хавис и Скругарт). Однако распространены юрские отложения крайне неравномерно. Их мощность резко меняется на незначительных расстояниях до полного отсутствия в наиболее приподнятых зонах. Строение и состав отложений также сильно варьирует по площади и разрезу. В качестве эпицентра наиболее интенсивного осадконакопления в Баренцевоморском бассейне отчетливо выделяются центральная часть Южно-Баренцевской впадины. Мощности юрского комплекса в ней могут достигать более 1500 м, что подтверждается данными Арктической скважины [Суслова, 2014].

Кольский залив

Среди континентальных шельфов акватории морей российской Арктики Баренцевский и Печорский характеризуются наиболее высоким уровнем геолого-геофизической изученности, как на региональном, так и на поисковом этапе геологоразведочных работ (ГРП).

Кольский залив выделяется в прибрежной акватории Баренцева моря как участок наиболее напряженного морского природопользования. Для региона и России в целом он является важнейшим стратегическим выходом в Мировой океан, доступным в течение года, не попадающим в сферу внешнего регулирования. Очевидно, что при высокой степени развития морской деятельности в Кольском заливе и прилегающей части Баренцева моря резко обострены экологические проблемы, важнейшими из которых следует признать химическое и нефтяное загрязнение морских вод. Для целей работы выбран район Кольско-Канинской моноклинали, где АО «Севернефтегаз» имеет лицензии на поиск и разведку на 3 участках шельфа Баренцева моря: Кольский-1 (1150 кв.км), Кольский-2 (1100 кв.км) и Кольский-3 (2300 кв.км). Лицензионные участки расположены вблизи Кольского полуострова, на расстоянии 30-70 км к северу от побережья и примерно 100-150 км от г. Мурманска, крупного морского порта. Лицензионные участки расположены на Кольско-Канинской моноклинали (ККМ) в Баренцевоморском бассейне – в южной части Баренцевоморской нефтегазоносной провинции. Акватория, в которой расположены участки находится в незамерзающей части моря (рисунок 1.4.4).

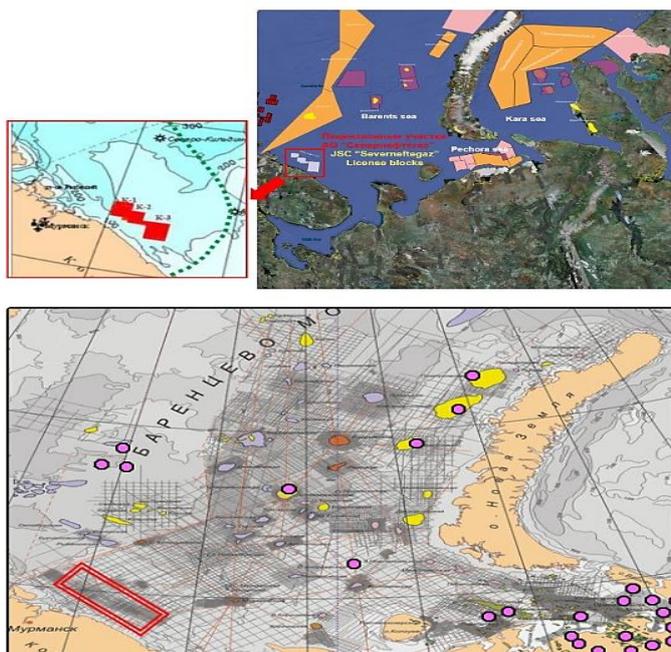


Рисунок 1.4.4. Лицензионные участки на Кольско-Канинской моноклинали в Баренцевоморском бассейне (в южной части Баренцевоморской нефтегазоносной провинции)

Источник: АО «Севернефтегаз» [<http://sng.nichost.ru>]

ККМ входит в состав обширной карбонатной платформы, протянувшейся от платформы Финнмарк вдоль северной окраины континента до Новой Земли (Рисунок 1.4.5). Платформа Финнмарк и Кольско-Канинская моноклинали относятся к разным нефтегазоносным системам. Первая относится к системе Бьярмеланд-Нордкап, с верхнепермскими, триасовыми и юрскими нефтегазоматеринскими породами, миграцией углеводородов из прогибов Хаммерфест и Нордкап вверх по разрезу в сторону Финнмарка и Бьярмеланда. Вторая относится к Южно-Баренцевской нефтегазоносной системе с девонскими, каменноугольными, пермскими и триасовыми отложениями, миграцией УВ из подсклоновых зон Южно-Баренцевской впадины.

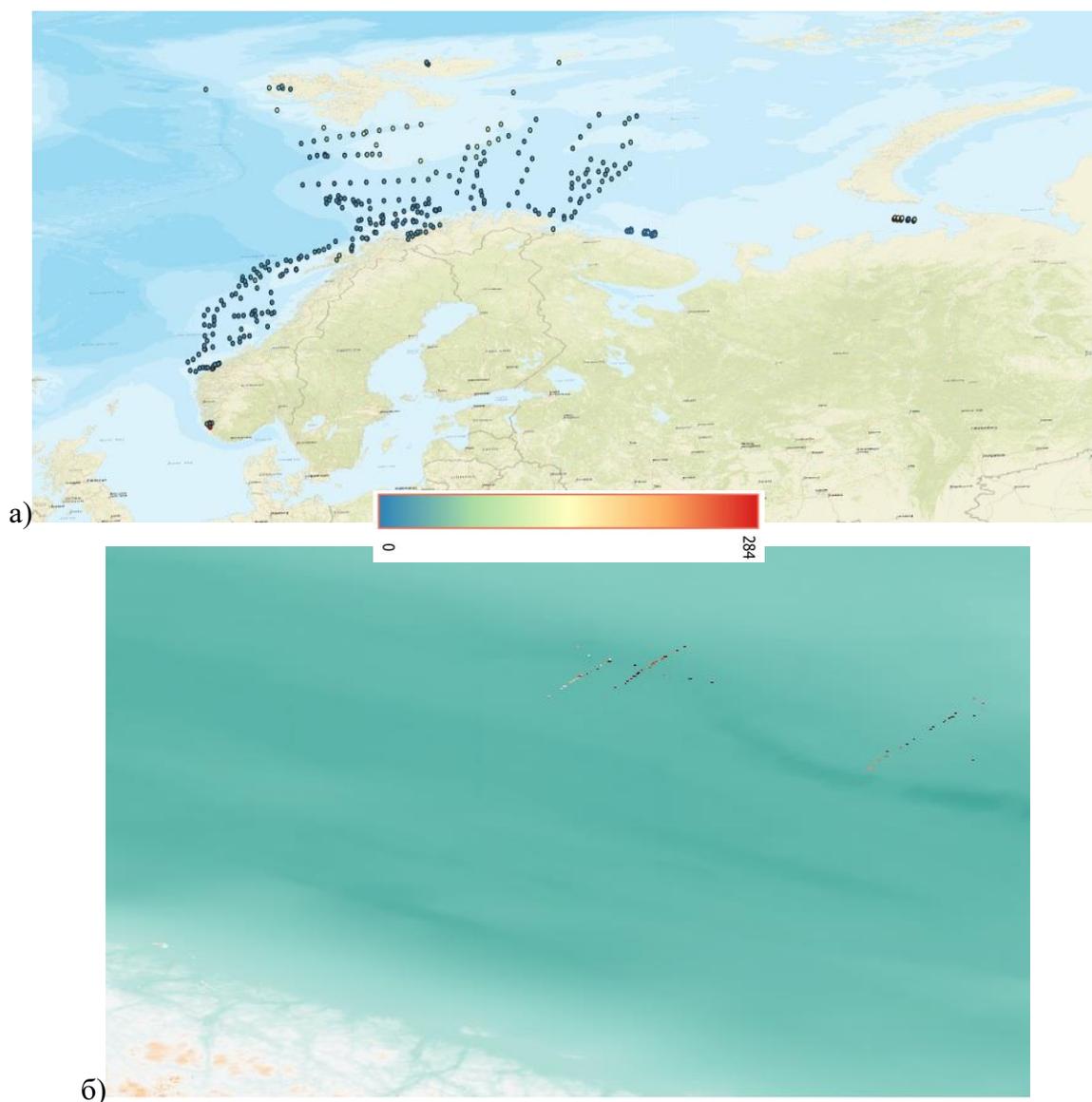


Рисунок 1.4.5. Расположение станций и уровни содержания метана по газогеохимическим исследованиям по районам изучения: по проекту «МАРЕАНО», на Кольско-Канинской моноклинали, в Печорском море (а); геологические станции на Кольско-Канинской моноклинали (б)

По компонентному составу нефтегазоносных систем, по стратиграфическому диапазону, литолого-фациальному составу и условиям формирования материнских пород установлено сходство Кольско-Канинской моноклинали с отдельными районами Тимано-Печорской плиты, что позволяет использовать эти районы в качестве геологических аналогов для определения расчетных параметров перспективных ловушек Кольско-Канинской моноклинали [<http://severneftegaz.ru>]. На востоке ККМ примыкает к Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (ТПП) с многочисленными проявлениями углеводородов на море и на суше в палеозойских отложениях. На северо-западе ККМ граничит с платформой Финнмарк (норвежский шельф), углеводородный потенциал которой связан с пермскими и триасовыми

отложениями. Перспективный УВ потенциал ККМ также связан с палеозойскими отложениями. Следует отметить, что в пределах лицензионных участков «Кольской - 1, 2, 3» выделяются однородные осадки, представленные средне- и мелкозернистыми песками, алевритами и пелитами, где господствующая группа гранулометрических фракций более 75%, при этом содержание одной фракции превышает 50 %. Известно, что в позднекаменноугольно-пермское время платформа Финмарк и Кольская моноклинь являлись частью единой карбонатной платформы. Единое геологическое развитие и соответствие волновых полей позволяют предположить аналогичную схему осадконакопления и сходный литолого-фациальный состав каменноугольно-пермских отложений и может означать, что район изучения, а именно, участок детализации – Кольско-Канинская моноклираль, испытал единое развитие с платформой Финмарк и структурами Печорской плиты, что определило сходный литолого-фациальный состав верхнепалеозойских отложений, генетический тип структур и, в конечном счете, перспективы нефтеносности и газовый потенциал.

По расчетным оценкам, скорость осадконакопления изменяется в разных частях района исследований от 0,07 до 0,38 см/год [Отчет, 2020]. Максимальное осадконакопление 0,38 см/год наблюдается на станции 1 в кутовой части Кольского залива и связано с впадением двух крупных рек – Колы и Туломы, выносящих значительное количество взвеси. На станции 7, расположенной в Среднем колене Кольского залива, расчетная скорость осадконакопления оказалась минимальной 0,07 см/год, т.е. этот район является зоной транзита осадочного вещества. Скорости осадконакопления в других точках исследования изменяются от 0,11 до 0,19 см/год. В целом, эти значения хорошо согласуются с ранее опубликованными данными по скоростям осадконакопления в Кольском и Мотовском заливах. Так, методом геохронологических исследований донных отложений были изучены процессы современного осадконакопления в различных районах Кольского залива и максимальные скорости осадконакопления, около 0,38 см/год, характерны для вершины Кольского залива. На других участках скорости осадконакопления в 2-5 раза ниже [Матишов и др., 2009].

По морфологической классификации Кольский залив относится к краевым водоемам фьордового типа [Каплин, 1962]. Морфометрия залива – сочетание концентрических и радиальных разломов. С этим связаны коленчатые изгибы и поперечные ответвления, образующие внутри залива обилие разноразмерных губ и бухт. В соответствии с коленчатой морфологией залива его акваторию условно подразделяют на три части: северную, среднюю и южную, которые чаще называют коленами. Эти названия не входят в номенклатуру географических названий. Морской границей Кольского залива и его северного колена принята линия, соединяющая северную оконечность о. Торос и мыс Летинский. Южной оконечностью, вершиной залива, является место впадения р. Туломы. Протяженность залива по створным

линиям составляет 58.7 км, а по прямой от вершины до устья – 51 км. Ширина без учета ответвлений постепенно уменьшается от 3–3,5 км в устье до 1,5–2,5 в среднем и 1–1,5 км в южном коленах. Приливоотливные колебания изменяют ширину залива, особенно в его южном колене [Кольский залив, 1997]. Глубина залива на генеральном профиле монотонно увеличивается от вершины к устью. В расположенной в устье котловине глубина превышает 300 м. Монотонность уклона дна существенно нарушается лишь подводным порогом, замыкающим с севера котловину и отделяющим устье залива от морского бассейна. Минимальная глубина над порогом 104 м. Подводные пороги существуют и в некоторых боковых губах. В южном колене рельеф дна осложняется несколькими разномасштабными замкнутыми понижениями с глубиной 40–50 м (рисунок 1.4.6).

Тип берегов определяется геологической природой залива – грабенообразными структурами, расчлененными на многочисленные блоки разрывными нарушениями [Информационный бюллетень, 2014]. Значительная часть берега, в особенности западного берега залива – скальное основание. Редкие субгоризонтальные или слабонаклонные поверхности берегового рельефа имеют фрагментарный покров рыхлых отложений. Чаще всего это моренные песчано-щебенистые с алевроглинистым наполнителем образования, подверженные склоновым нивальным денудационным процессам. Делювиальные отложения представлены крупнообломочным материалом скальных пород и развиты на склонах. Аккумулятивный тип берега развит слабо, в основном в южном колене залива, и представлен песчаными, гравелисто-песчаными пляжами – результат денудационных процессов. Редкие галечные и галечно-валунные пляжи отмечены в местах гравитационного перемещения породных блоков и дезинтегрированного обломочного материала. В северном колене преобладают очень крутые, близкие к отвесным, уступы тектонического происхождения. В большей части морфология берегов исключает выделение береговой зоны как площадного объекта. Аккумулятивный тип берега в северном колене развит очень локально – в разрывных нарушениях породных блоков [Каплин, и др., 1991; Экологический атлас, 1999, Калинка, Шавыкин и др, 2008].

Природный тип берегов в заливе на многих участках сильно изменен в результате хозяйственного освоения. Поэтому в южном колене доминирует антропогенно измененный тип берега, который образован портовыми сооружениями. В кутовой части залива, прилегающей к устьям рек Туломы и Колы, важной чертой морфологии берега являются аккумулятивные пляжи и осушки, которые становятся ведущим экологическим фактором.

Вдоль восточного берега в вершине залива площадь сплошной осушенной полосы составляет более 2 км², а суммарная площадь осушек достигает 16 км² (8 % площади залива).

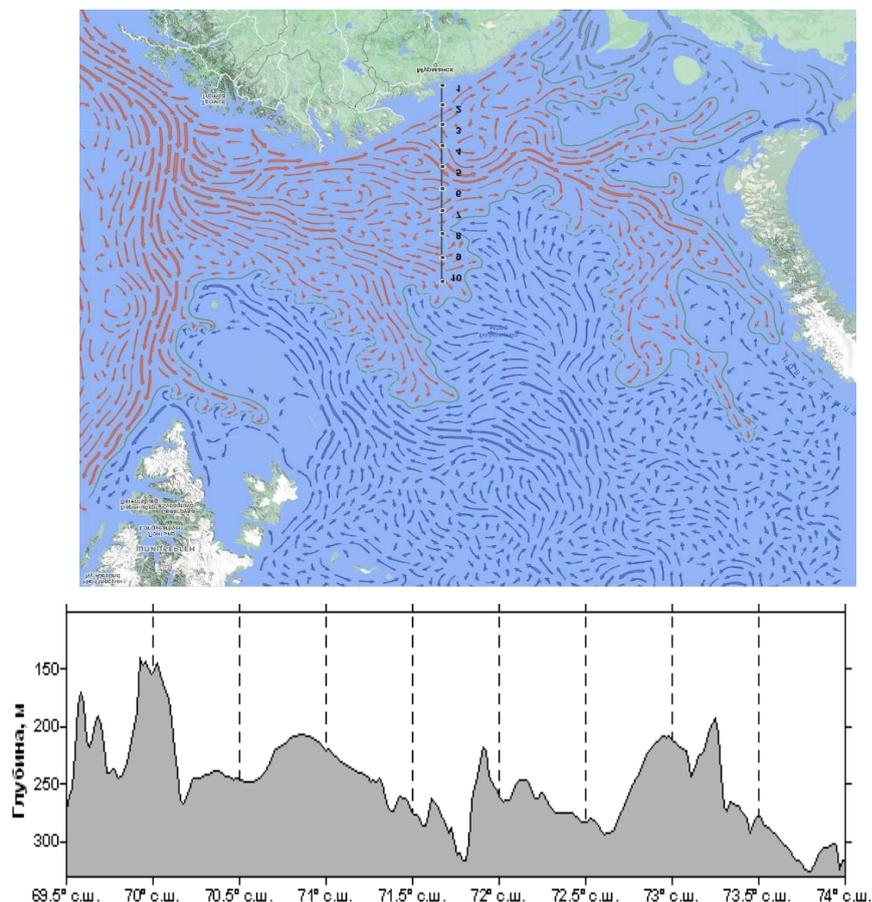


Рисунок 1.4.6. Вековой стандартный разрез № 6 («Кольский меридиан»), положение разреза «Кольский меридиан» в Баренцевом море (вверху) и топография дна на разрезе (внизу). Источник: <http://pinro.vniro.ru/ru/razrez-kolskij-meridian/vekovoij-standartnyj-razrez-6-kolskij-meridian>

На других участках восточного берега обсыхающие отмели и делювиальные пляжи неразвиты и встречаются только в боковых ответвлениях. К типу аккумулятивных денудационных форм в среднем колене относятся редкие пляжи и обсыхающие литоральные отмели, сложенные разнозернистыми песками и гравием. Такие формы берега в заливе включены отдельными редкими фрагментами в береговую линию западного берега (например, пляж губы Белокаменная). Больше развитие такая форма берега приобретает у восточного побережья среднего колена на участках дизъюнктивных нарушений – губы Рослякова, Грязная, Варламова и др.

Для изучения закономерностей сезонных и межгодовых изменений океанографических условий Баренцева моря, включая Кольский залив, выявления особенностей развития океанографических процессов, в том числе в прогностических целях, необходимы продолжительные ряды наблюдений. Основным источником современных знаний об

особенностях сезонных и межгодовых изменений океанографических условий являются наблюдения, выполняемые на стандартных разрезах, например, на разрезе «Кольский меридиан».

Один из самых продолжительных в мире рядов океанографических данных представлен на разрезе «Кольский меридиан», расположенный в области распространения теплых вод системы Нордкапского течения и опресненных вод Прибрежного Мурманского течения, глубина варьирует от 150 до 350 м, в среднем составляя 250 м (рисунок 1.4.7).



Рисунок 1.4.7. Профиль наибольших глубин Кольского залива в проекции на осевую линию навигационных створов. За точку отсчета принята вершина кутовой части залива у места впадения р. Туломы [Кольский залив, 1997]

Течения

Количественные характеристики режима течений, как правило, в виде средних многолетних или преобладающих значений скорости и направлений приведены в ряде справочников и отражают характеристику поверхностных течений.

В целом, они отвечают потребностям обеспечения судоходства и других видов хозяйственной деятельности. Однако в последние годы требования к информации о течениях (особенно придонных) значительно повысились в связи с задачами морской нефтегазодобычи, включая и этап поисковоразведочных работ. Возникла необходимость в оценке максимальных скоростей течений, в том числе в придонном слое моря, а также в вероятностных расчетах траекторий переноса веществ, связанных с природным и техногенным загрязнением морской среды. Для данного региона сведения о поверхностных течениях освещены довольно полно, в то время как данные о скоростях течений в придонном слое в открытой публикации имеют фрагментарный характер и базируются на обобщениях, или на результатах численного моделирования.

Основную роль в суммарном течении играет непериодическая составляющая, которая является результирующей в переносе водных масс, что подтверждается и результатами работ на

участке детализации на ККМ. Из непериодических течений для Баренцева моря наибольшее значение имеют устойчивые течения, тесно связанные с водообменом на его границах, которые принято называть постоянными, а также дрейфовыми течениями синоптического масштаба, развивающимися под воздействием полей ветра при прохождении барических образований над Баренцевым морем.

Схема течений в навигационном слое в пределах исследуемого района (участки детализации) представлена ветвями теплых течений: Мурманское и Прибрежное Мурманское, входящих в систему Северо-Атлантического течения. При этом скорость их колеблется от 2 – 5 см/сек, а в юго-восточной части в районе Каниного Носа достигает 18 см/сек.

Однако следует отметить, что схемы постоянных течений, полученные разными методами, не поддаются прямому сопоставлению с натурными наблюдениями. Так, для южной части, на которую приходится наибольшее число наблюдений на многосуточных станциях, характерны средние скорости суммарных течений от 10 до 30 см/с, а максимальные в приливном цикле за время выполнения станций – до 50-70 см/с. Вертикальная структура течений не отличается сложностью. Наблюдается затухание течений с глубиной, скорость которых на горизонтах 150 – 200 м составляет 60 – 80 % от поверхностной, т.е. от 6 – 8 до 18 – 24 см/с, максимально возможные скорости течения в районе работ составляют не более 10 – 30 см/с. На основании выводов о выполненных работах, при проведении гидрогеохимических исследований на концессионных участках «Кольский- 1, 2, 3» в период работ целесообразна постановка двух многосуточных буйковых станций в пределах структур № 1 и № 9 для измерения скорости придонных течений, а также постановка мариографа в п. Териберка для оценки колебаний уровня моря.

Водообмен

Суммарный перенос вод в заливе складывается из приливных, стоковых и ветровых течений. Доминирующими среди них являются приливные течения, вызванные баренцевоморской приливной волной. Они имеют полусуточный характер. В сизигию скорость суммарных течений, как правило, больше, чем в квадратуру. Приливные течения имеют реверсивный характер.

В северном, среднем и на большей части южного колена между моментами полных (малых) вод и максимальных скоростей приливных течений существует фазовый сдвиг в 2–3 ч. Это означает, что максимальные скорости приливных (отливных) течений предшествуют моменту наступления полной (малой) воды. В вершине залива и в устье р. Туломы вследствие влияния мелководья наступление полных и малых вод происходит с запаздыванием. Фазовый сдвиг между пунктами в Мурманском порту и в устье Туломы составляет 20 мин для полных вод

и 24 мин для малых вод. Ветровые течения возникают в заливе главным образом при северном и южном ветре. В северном и среднем коленах при скорости ветра 10 м/с скорость поверхностных течений может развиться до 0,5–0,2 м/с, а в южном – до 0,05–0,1 м/с. При штормовых ветрах (25 м/с) этих же направлений скорость течений возрастает до 0,5–0,6 м/с и 0,2 м/с [Атлас течений Кольского залива, 1992; Дженюк и др. Кольский залив, 2009].

Постоянные течения в поверхностном слое формируются стоком рек Тулома и Кола, а в глубинных слоях они обусловлены поступлением морских вод (плотностные и компенсационные течения). Постоянное стоковое течение в северном направлении хорошо выражено в южном колене залива. Скорость этого течения может составить в зависимости от обилия речного стока 0,1 – 0,2 м/с. Среднегодовой сток двух относительно крупных рек Тулома и Кола в вершину залива составляет, соответственно, 7,78 и 1,51 км³, сток влияет на характеристику верхнего слоя вод и течения.

В многочисленные боковые бухты и губы впадают малые реки и ручьи, роль которых малозначима для залива в целом. Их суммарный сток варьирует и равен примерно 0,4 км³/год. Сток самой крупной реки – Туломы зарегулирован каскадом ГЭС и мало изменчив на протяжении года – от 0,5 до 0,9 км³/мес.

Сток р. Колы сохраняет естественный режим. Максимум пресноводного стока реки, как и других не зарегулированных рек, отмечается в мае – июне. В июле половодье спадает, и сток стабилизируется до начала зимних месяцев, в течение которых он минимален.

Акватория морского торгового порта подвержена максимальному влиянию сточных вод. Нефтепродукты присутствуют в водах Кольского залива как в растворенном виде, так и в виде пленки на поверхности воды, являются специфическими загрязняющими веществами водных объектов Кольского полуострова. В 2022 году качество вод Кольского залива в районе расположения водпоста соответствует II классу – «чистая», индекс загрязненности вод составил 0,71 (в 2021 году – 0,71) [Доклад о состоянии..., 2022].

Речной сток и метеорологические условия прилегающей суши существенно влияют на гидрологический режим лишь в южном колене. Закономерности сезонных изменений хорошо прослеживаются по гидрологическим наблюдениям.

Интенсивный водообмен с морским бассейном приводит к тому, что водная масса залива образована морскими водами прибрежного течения [Цехоцкая, 1985; Ожегин, 1999]. Поэтому для Кольского залива характерны те же гидрофизические процессы, что и для прилегающей части Баренцева моря – формирование сезонного термоклина, осенне-зимняя конвекция, изменения температуры воды, солености, плотности в приливном цикле.

В среднем и северном коленах постоянное стоковое течение ослабевает из-за перераспределения речного стока по акватории залива. Скорость течения в среднем колене не превышает 0,05 м/с.

Выходное стоковое течение в устье залива отклоняется к восточному берегу. Вдоль западного берега отмечено слабое компенсационное течение, направленное на юг, в залив. Его скорость примерно 0,05 м/с. Эти течения и являются составной частью циркуляции вод в заливе и водообмена с морским бассейном. Водообмен среднего колена с морским бассейном ограничивается глубиной поднятия. В каждом колене формируется собственная система глубинной циркуляции водных потоков. Так, в северном колене поток вод из морского бассейна встречает препятствие в виде поднятия дна. Часть опресненной поверхностной воды диффундирует в глубинные слои и вносит вклад в глубинный водообмен.

Ледовые условия в Кольском заливе являются значимым фактором хозяйственного использования водоема и экологическим фактором, влияющим на функционирование экосистемы и качество среды. Ледовая обстановка с количественным показателем менее 5 баллов принимается как легкая, 5–8 баллов – ледовая обстановка средней тяжести и 8–10 баллов – тяжелая 1. Ледовые явления в Кольском заливе отличаются сложной динамикой и значительной изменчивостью в течение суток, месяца, ледового сезона. В течение зимы лед в Кольском заливе может появляться и выноситься многократно, хотя плавучие льды наблюдаются в течение ледового сезона не ежедневно. Ледообразование в заливе прекращается в начале апреля.

Как показали характеристики водной среды в Кольском заливе термохалинный режим характеризуется существенным изменением температуры (примерно 9 °С) и солености (примерно 28 ‰) верхнего 5-метрового слоя, что при наличии к примеру нефтяной пленки на поверхности, может влиять в том числе на состояние разлитой нефти, особенно на состояние ее агрегированности, плотности и плавучести тяжелых компонентов нефти: летние (июль – сентябрь) термохалинные условия в Кольском заливе больше поддерживают физико-химическую диссипацию нефти (растворение, растекание, испарение), в зимний период усиливается фактор агрегирования тяжелых высокопарафинистых нефтей. Зимой и в начале весны (до конца апреля) стратификация вод слабоустойчива, подвержена перемешиванию и благоприятствует интенсивной диффузии мелкодисперсных примесей, в том числе нефтяных агрегатов, в глубинные слои. В другие месяцы водная толща имеет двухслойную плотностную структуру с хорошо сформированным пикноклином в слое от 5 до 10 м, который препятствует проникновению нефтяной примеси в глубинные слои. В условиях спокойной погоды со слабо развитым волнением нефть в основном будет оставаться и трансформироваться в верхнем

слое до 5–7 м. В условиях ветрового волнения выше 1 м возможно разрушение пикноклина, что особенно вероятно в северном колене.

Печорское море

Шельф Печорского моря представляет собой обширный бассейн палеозойско-мезозойской седиментации, сформировавшийся на гетерогенном архейско-протерозойском основании. Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция (ТПП) – уникальная территория на северо-востоке Европейской России, откуда начались поиски, разведка и добыча нефти и углеводородного газа, расширяясь на восток – в Западную Сибирь, и на север – в Баренцевоморский шельф. ТПП является крупнейшей топливно-энергетической сырьевой базой на Европейском Севере России. В пределах Ненецкого автономного округа (НАО) открыто 76 месторождений, в том числе нефтяных - 64, нефтегазоконденсатных - 6, газоконденсатных - 4, газонефтяное - 1. В тектоническом плане месторождения приурочены к Варандей-Адзвинской структурно-тектонической зоне, находится в северной части Тимано-Печорской эпибайкальской плиты, и приурочено к крупной асимметричной складке северо-западного простирания, Хорейверской впадине и Печоро-Колвинскому авлакогену (см. рисунок 1.4.8). Комплекс пород, который является основным нефтегазопроизводящим и нефтегазосодержащим природным объектом всей территории Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции – палеозойский, наименее изученный в акватории Баренцева моря.

В осадочном чехле палеозойского возраста выделяется восемь нефтегазоносных комплексов (НГК): ниже-среднеордовикский терригенный, среднеордовикско-нижнедевонский карбонатный, среднедевонско-франский терригенный, доманиково-турнейский карбонатный, ниже-верхневизейский терригенный, верхневизейско-нижнепермский карбонатный, нижнепермский галогенно-терригенный, ниже-верхнепермский терригенный.

Практически все стратиграфические подразделения палеозоя, исключая ордовик, в прибрежной части ТПП содержат нефтяные, нефтегазоконденсатные и газоконденсатные залежи [Neftegaz.ru: Антоновская и др., 2017].

В пределах ТПП, открыто и введено в разработку более 200 месторождений, более тысячи залежей в карбонатных и терригенных коллекторах по всей осадочной толще от ордовикских до триасовых образований, отработана система нефтегазоносных областей (НГО), нефтегазоносных районов (НГР) (в плане) и нефтегазоносных комплексов (НГК) (в разрезе), приуроченных к тектоническим элементам разных порядков и стратиграфическим подразделениям, соответственно [Кремс, 1974].



Месторождения: 1 - нефтяные, 2 - нефтегазоконденсатные, 3 - газоконденсатные; границы тектонических элементов: 4 - I порядка: E_1 - Малоземельско-Колгуевская моноклираль, $Ж_2$ - Денисовский прогиб Печоро-Колвинского авлакогена, $Ж_3$ - Колвинский мегавал Печоро-Колвинского авлакогена, $З_1$ - Хорейверская впадина, $И_2$ - Варандей - Адзвинская структурно-тектоническая зона, $Л_3$ - Коротайхинская впадина; 5 - II порядка: $Ж_2^2$ - Шапкина-Юрьяхинский вал, $Ж_3^1$ - Поморский вал, $Ж_3^2$ - Ярейюский вал, $З_1^3$ - Садаггинская ступень, $И_2^1$ - вал Сорокина, $И_2^3$ - Сарембой-Леккейгинский вал; 6 - индексы тектонических элементов.

Рисунок 1.4.8. Месторождения нефти и газа прибрежной части Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции Источник: [Neftegaz.ru: Антоновская и др., 2017]

Долгинское нефтяное месторождение, в пределах которого была также проведена газовая съемка ФГБУ «ВНИИОкеангеологии», расположено на шельфе юго-восточной мелководной части Печорского моря в 90 км от ближайшего берега и в 120 км к северо-западу от пос. Варандей Ненецкого автономного округа Архангельской области, в 120 км к югу от архипелага Новая Земля и в 110 км к северу от материка, площадь участка составляет 1173 квадратных километра и было открыто в 1999 году при испытании нижнепермско-каменноугольных карбонатных отложений в скважине, пробуренной в присводовой части Южно-Долгинской структуры. Месторождение сложной, вытянутой с юго-востока на северо-запад формы длиной до 80 км и шириной от 3 до 10 км. Глубина моря составляет в пределах участка – 19-24 м, максимально до 62 м. Данная структура является довольно крупной асимметричной складкой, у которой южное крыло осложнено главным Долгинским разрывным нарушением, имеющим сбросо-сдвиговую кинематику. Амплитуды вертикального смещения по данному разлому уменьшаются снизу-вверх по разрезу от 600-700 м в низах карбона до 150-200 м в нижнем триасе. Главный Долгинский сбросо-сдвиг имеет древнее заложение и определяет морфологию вала как асимметричного горста. Размеры Долгинской структуры по ее длинной оси, вытянутой вдоль Долгинского сброса, в приподнятом северном крыле по разным уровням составляют от 75 до 90 км. Высота структуры уменьшается вверх по разрезу от 500 м и более в карбонатной части разреза до 250 м в отложениях нижнего триаса.

По литолого-фациальному районированию Долгинское месторождение находится в зоне прибрежного мелководья, которая испытывает периодические затопления и обмеления, вызывающие смену фаций карбонатных отложений. В целом устанавливается фациальный ряд от мелководной банки к банкам на относительно углублённой части мелководного шельфа и водорослевым биогермам. На месторождении Долгинском (рисунок 1.4.9) установлена промышленная нефтеносность нижнепермско-каменугольных отложений, по материалам геофизических исследований скважин предполагается нефтеносность верхнепермских терригенных отложений, также не исключена перспективность триасового и девонского-силурийского комплексов, нефтеносность которых установлена в Варандей-Адзвинской структурной зоне.

На лицензионном участке Долгинского нефтяного месторождения существует местный фронтальный раздел между прогретыми (в летний период), малосолёными и менее прозрачными прибрежными водами, и холодными, солёными и более прозрачными водами мористых участков площади. Фронтальным разделом является пикноклин, имеющий тенденцию к заглублению в сторону берега.

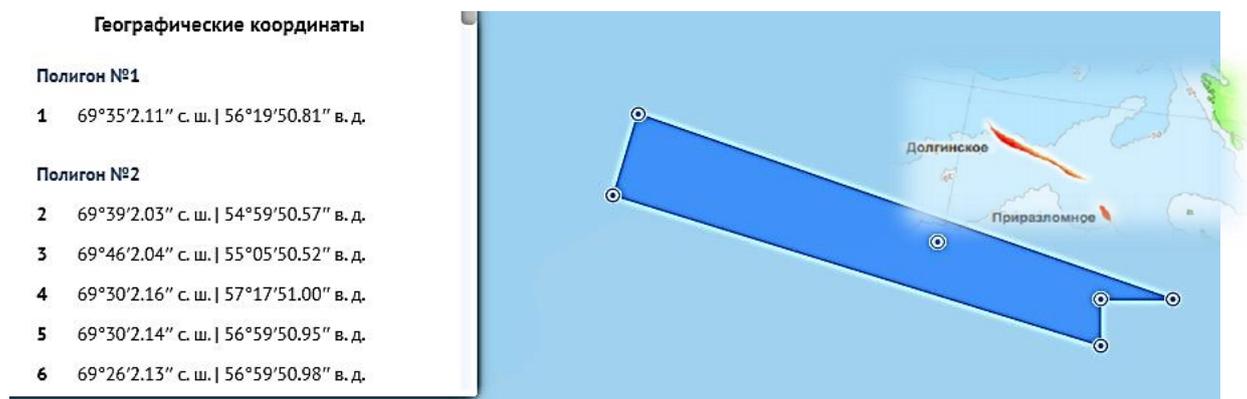


Рисунок 1.4.9. Расположение Долгинского месторождения [Источник:

<https://ripar.ru/assets/images/news1/92.png>. <https://www.nedraexpert.ru/subsurface/2100026442/1>]

По гранулометрическому составу поверхностные донные осадки представлены главным образом мелкозернистыми песками со значительной примесью алеврита.

Чистые пелитовые осадки практически отсутствуют, примесь пелитового материала в песках иногда достигает 15 %. Интенсивное развитие палевошпат-кварцевых песков, обладающих низкой сорбционной емкостью, не способствуют накоплению в донных осадках загрязняющих веществ. Общее содержание нефтепродуктов в поверхностных донных осадках и придонных водах низкое. В непосредственной близости от лицензионных участков (к юго-

востоку) отмечается наложение миграционного потока легких УВ из нижележащих толщ на естественный геохимический фон. В мелкозернистых песках нередко встречается галька в количестве до 0,5 %. Средний состав мелкозернистых песков (без учёта галечного материала), развитых в центральной и южной частях лицензионного участка: пески – 77,4 %; алевриты – 10,6 %; пелиты – 12,0 % алевриты (в среднем 64 % алевритовых частиц), присутствующие в северной части участка, содержат, в среднем, 20,1 % песка и 15,9 % пелитового материала.

Очень близкий гранулометрический состав имеют мелкозернистые пески. Приведённые данные по гранулометрическому составу донных осадков Долгинского участка свидетельствуют о хорошей сортировке осадочного материала при стабильном гидродинамическом режиме.

Осадки и переносимые вместе с ними загрязняющие вещества могут поступать на Печороморскую равнину различными путями, например, с течениями, проникающими сюда с запада, или с речным стоком, а также с продуктами разрушения берегов, сложенных легко размываемыми породами. Ещё одним местным источником сноса является гряда острова Долгого. Меньшее значение, по-видимому, имеют ледовый разнос и воздушные потоки.

Морское дно в районе лицензионного участка подвержено действию волн, а также приливов и отливов. Активная гидродинамика способствует перераспределению поступающего сюда осадочного материала с последующим выносом тонких фракций в более глубоководные районы. Содержание НУ в пробах, взятых у м. Болванский Нос (0,8 – 0,9 мг/кг) в 8 – 10 раз превышает содержания НУ в донных осадках границы губа-море. Повышенные содержания НУ приурочены к алевритово-глинистым осадкам [Печорское море: системные исследования, 2003]. Высокие значения НУ определены в пробах донных осадков, взятых у побережья в районе м. Константиновский – м. Двойничный, что связано со стоком рек Хыльчия и Дресвянка, в районах которых ведется разведочное бурение на нефть.

Существенную роль в перемещении осадочного материала играют юго-восточные ветви Мурманского течения, приходящие сюда со стороны полуострова Канин и Поморского пролива и распространяющиеся далее на восток в сторону Карских Ворот.

Морские воды отличаются резко выраженной стратификацией, причём ветер перемешивает только верхние слои до глубины 10 – 12 м. Поскольку температура, солёность и динамика вод меняются от сезона к сезону, то площадь разноса осадочного материала будет в значительной степени определяться временем года. Детальные данные о специфике придонных течений в этом районе отсутствуют, однако несомненно, что придонные течения определяются рельефом дна [Витязев, Савенок, 2021].

Доля эндогенной составляющей в поставке вещества (в том числе загрязняющих веществ) в Арктических морях изучена слабо и носит фрагментарный характер. В ходе выполнения геоэкологических исследований в 1992 – 1996 годах в Печорском море и районе Штокмановского

ГКМ были выявлены структуры в осадочном чехле, через которые происходит эндогенный подток вещества, в т.ч. поток нефтеуглеводородов в результате струйной дегазации. Активизация геологической среды в Печорском море может быть также обусловлена ядерными взрывами на Южном острове Новой Земли [Айбулатов, 2000].

Дополнительными эндогенными источниками являются потоки метана, а также просачивание нефтяных углеводородов из материнских пород. В настоящее время установлено наличие эндогенного подтока в придонную морскую среду, также по результатам экспедиций получены подтверждаются данные о поступлении указанных веществ.

1.4.2 Норвежско-Гренландский бассейн

В западной части региона, к югу от о. Западный Шпицберген и о. Эдж расположена зона взаимодействия атлантических и арктических вод с присущими для нее нестационарностью и пространственной неоднородностью процессов обмена свойствами. Сохраняется общая тенденция уменьшения тепло- и солесодержания водных масс при движении на восток. В этом же направлении происходит увеличение взвешенного вещества.

Для западной части Баренцева моря характерно существование двух областей опреснения: вокруг о-ва Медвежий, где наблюдается вторжение арктических вод, и вблизи норвежского побережья, где существенна величина берегового стока [Удинцев, 1984].

В целом, циркуляция вод определяется взаимодействием основных двух противоположно направленных потоков — атлантического и арктического. Основная масса теплых вод в Баренцево море поступает с Северо-Атлантическим течением – продолжением Гольфстрима, и его ответвлениями Нордкапским и Западно-Шпицбергенским.

Воды Гольфстрима обнаруживаются у Шпицбергена, Новой Земли, вблизи Северного полюса и других районах, определяя таким образом гидрологический режим Северо-Европейского бассейна. Область перехода срединно-океанического хребта (СОХ) из Атлантического в Северный Ледовитый океан, расположенная на севере Гренландского моря, представляется ключевой для понимания эволюции арктического региона в кайнозой, включая новейший этап. Здесь, на сравнительно небольшой территории, сосуществуют спрединговые, рифовые и трансформные геодинамические обстановки в непосредственной близости от континентальной окраины.

Норвежско-Гренландский бассейн занимает промежуточное положение между Арктическим бассейном Северного Ледовитого океана и Северной Атлантикой, этот бассейн относится к Северному Ледовитому океану и занимает северную половину, отделяемую от южной Брито-Гренландскими порогами: Фареро-Исландским порогом, островом Исландией и

Гренландско-Исландским порогом. Несмотря на достаточно хорошую степень изученности, на норвежском шельфе Баренцева моря добыча газа ведется из единственного месторождения Сновит с 2006 г, которое было открыто в 1984 г, находится в 140 км от берега. В качестве основных структур дна Норвежско-Гренландского бассейна следует назвать следующие: 1) рифогенальные срединно-океанические хребты - активные хребты Кольбейнсей (The Kolbeinsey Ridge) и Мона (The Mohns Ridge), а также предположительно рифогенальный, но уже не активный в настоящее время хребет Аегир (The Aegir Ridge) в Норвежской котловине; 2) срединно-океаническое Исландское плато и связанный с ним асейсмичный блоковый Ян-Майенский хребет (The Jan Mayen Ridge); 3) Гренландскую, Норвежскую и Лофотенскую океанические котловины; 4) подводные континентальные окраины Европы с краевым плато Воринг (норв. Vøringplataet), поднятием Фареро-Исландского порога - на востоке и Гренландии с поднятием Гренландско-Исландского порога - на западе; 5) трансформно наложенные на эти структуры зоны разломов Книповича и Сенья (Senya Fault) на севере, Ян-Майенского разлома (Jan Mayen Fracture Zone), разделяющего хребты Мона и Кольбейнсей (с юго-восточным ответвлением), Спар на хребте Кольбейнсей, и гипотетической зоны разлома Тьорнес (Tjornes Fracture Zone) на северной окраине Исландии. В пределах подводных окраин континентов назовем также периокеанические грабены-рифты, дополняющие собой систему океанических рифтов и обуславливающие этим ее первоначально сложную ветвистость, а вместе с тем дробление континентальных окраин на систему краевых блоков. Таковы на востоке грабен Викинг в Северном море, грабен Фареро-Шетландского желоба, Северо-Шетландский грабен, грабен внутренней части плато Воринг, грабен Мёре на шельфе Норвегии; а на западе - грабен Датского пролива и Восточно-Гренландский грабен под шельфом Восточной Гренландии.

Все структуры этой области, за исключением континентальных окраин Ян-Майенского хребта как фрагмента Гренландского шельфа, стали рассматриваться в качестве рифогенных. Смещенное относительно оси симметрии бассейна положение современного рифтового хребта Кольбейнсей трактуется теперь как результат миграции активного рифта к западу от своего первоначального положения, отмечаемого отмершим рифтовым хребтом Аегир в Норвежской котловине. В качестве рифогенных структур рассматриваются внешняя часть плато Воринг, Исландское плато, Гренландско-Исландский и Фареро-Исландский пороги, а зачастую и основание Фарерских островов [Удинцев, 1984]. Сейсмическое зондирование выявило там большую мощность (до 2-3 км) осадочного чехла, в значительной мере перекрытого сравнительно тонким покровом базальтов акустического фундамента [Удинцев, 1972, Косминская и др., 1977]. Местами слой базальтов акустического фундамента прерывался, образуя как бы окна над нижележащей осадочной толщей [Береснев А.Ф., Удинцев Г.Б., Беляев А.В. и др., 1977].

Именно над этими окнами геохимические исследования придонной воды, донных осадков и драгированных осадочных пород обнаружили высокое содержание тяжелых углеводородов и гелия, не свойственное рифтогенным структурам этого региона [Геодекян, 1977]. Также имеются представления о тектонической неоднородности Норвежско-Гренландского бассейна [Удинцев, 1977; Удинцев, 1982].

Мощная осадочная и вулканогенно-осадочная толща была прослежена от плато Воринг до Фареро-Исландского порога и в Фареро-Исландском желобе. При этом установлено, что так называемый Фареро-Шетландский уступ акустического фундамента [Talwani, Eldholm, 1977] не отвечает положению границы между континентальной и океанической корой и соответствует восточному краю базальтового покрова эоценового возраста океанического траппа, лежащего на 5-6-километровой толще мезозойских осадков, подстилаемых утоненной корой континентального типа [Smythe, Chalmers, et al. 1983] аналогичная кора подстилает Фареро-Шетландский желоб [Косминская и др. 1977] и, по-видимому, внутреннюю часть плато Воринг. Для этого погружившегося и океанизированного блока было предложено в свое время название Северо-Шетландского блока [Удинцев, 1977].

Рифтогенез, игравший в ее развитии существенную роль, менялся со временем от рассеянного на значительном пространстве древнего континента в виде ветвившейся системы интраконтинентальных рифтов к локализованному в осевых частях современных рифтогенальных срединно-океанических хребтов Мона и Кольбейнсей. Это сопровождалось отмиранием океанических грабенов-рифтов Викинг, Фареро-Шетландского, Северо-Шетландского, внутренней части плато Воринг и Мёре. Дробление континента, а затем континентальных окраин с погружением и переработкой отделяемых периферическими рифтами блоков, проходящих при этом разные стадии океанизации, можно видеть на примере Брито-Гренландских порогов, краевых плато Воринг и Фарерского, Северо-Шетландского блока и периферических частей Норвежской, Лофотенской и Гренландской котловин.

В пределах структур, сформированных этими процессами, можно наблюдать пространственно-временную неоднородность, проявляющуюся в вариациях их морфологии (например, морфологии хребтов Мона и Кольбейнсей); в существовании реликтового Исландского плато с Ян-Майенским хребтом; в отсутствии параллелизма в системе линейных аномалий магнитного поля; в очертаниях континентальных окраин, включающих погруженные краевые блоки; в отсутствии трансформных разломов между Брито-Гренландскими порогами и ложем котловин; в разной степени погружения и переработки краевых континентальных блоков; в неравномерном развитии базальтовых покровов [Удинцев, 1984].

Эти выводы позволяют более уверенно утверждать, что область бассейна тектонически весьма неоднородна. В развитии Норвежско-Гренландского бассейна преобладающую роль

могут играть вертикальные движения, достаточно определенно выявляемые и оцениваемые количественно как по данным бурения, так и по данным геоморфологического анализа, включая анализ структуры акустического фундамента. Меньшую роль играют горизонтальные движения. Их трудно оценить количественно, поскольку единственным критерием оценки до сих пор являются линейные аномалии магнитного поля, хронологический смысл которых в периферических частях океана становится сомнительным в силу очевидной двоякости их природы.

Черты сходства в строении частей Норвежско-Гренландского бассейна со строением других океанических бассейнов позволяют предполагать, что на примере этого бассейна можно исследовать ранние этапы развития более зрелых океанических бассейнов.

Залив Грен-Фьорд

В настоящее время район Норвежского и Гренландского морей остается объектом активных экспедиционных работ. Преимуществом задач, начиная с самых ранних экспедиций, указывает на то, что многие процессы в Северо-Европейском бассейне требуют продолжения исследований.

Так объектом изучения является также залив Грен-Фьорд (Гренландское море), остановимся подробнее на главных чертах географических условий Грен-фьорда.

Район исследования, в котором Северо-Западным филиалом ФГБУ «НПО «Тайфун»» проводился отбор проб морской воды из поверхностного и придонного слоя для определения уровня содержания загрязняющих веществ, включая нефтяные углеводороды, охватывает бассейн залива Грен-фьорд, расположенного в западной части архипелага Шпицберген, между параллелями $77^{\circ}07'$ и $77^{\circ}58'$ с.ш. и меридианами $13^{\circ}56'$ и $14^{\circ}20'$ в.д. Залив простирается меридионально на юг – юго-восток, является юго-западным рукавом более крупного залива Ис-фьорд и далеко вдается в сушу.

Шпицберген – арктический архипелаг, расположенный в западной части Центрального полярного бассейна, на стыке границ Северного Ледовитого океана и егоокраинных морей – Гренландского и Баренцева, состоящий из трех крупных островов – Западный Шпицберген, Северо-Восточная Земля и остров Эдж; а также других более мелких островов.

С запада берега Шпицбергена омывают воды Гренландского моря – наиболее глубоководного моря Северного Ледовитого океана: его средняя глубина – 1450 м, максимальная глубина по разным источникам составляет от 4800 до 5527 м [<https://global.britannica.com/place/Greenland-Sea>; Печуров, 1983]. К северу от Шпицбергена на многие сотни километров простирается Северный Ледовитый океан. За исключением прибрежной полосы в 20-30 км, которая в июле – сентябре обычно очищается ото льдов,

прилегающие к Шпицбергену воды Северного Ледовитого океана не освобождаются от ледяного покрова. Севернее архипелага лежит Приатлантический ледяной массив – огромное скопление многолетних льдов.

С востока и юго-востока Шпицберген омывает Баренцево море. Его средняя глубина составляет 186 – 229 м, максимальная – 600 м [Печуров, 1983; Баренцево море, 1970].

Оценку сезонных колебаний концентраций затрудняют удаленность района исследований и короткий период открытой воды.

В районе достаточно водотоков, выносы которых способствуют ускоренным темпам осадконакопления в бассейне. Основная масса терригенного материала поступает в виде твердого стока рек за счет переноса с суши, при этом обеспечивается поступление загрязняющих веществ, в т.ч. нефтяных углеводородов. По литературным данным (Freu, Novigatsky, 2017), количество поставляемого р. Грендален на дно залива терригенного материала летом составляет около $2,0 \text{ кг/м}^2$ ежемесячно (средняя мощность осадков – $1,4 \text{ мм/мес.}$), а с удалением в центральную часть наблюдается уменьшение концентрации до $0,5 \text{ кг/м}^2$ ежемесячно (средняя мощность осадков – $0,3 \text{ мм/мес.}$).

В основном пробы в ходе локального мониторинга были отобраны на станциях в восточной части акватории залива Грен-фьорд, прилегающей к территории п. Баренцбург (рисунок 1.4.10).

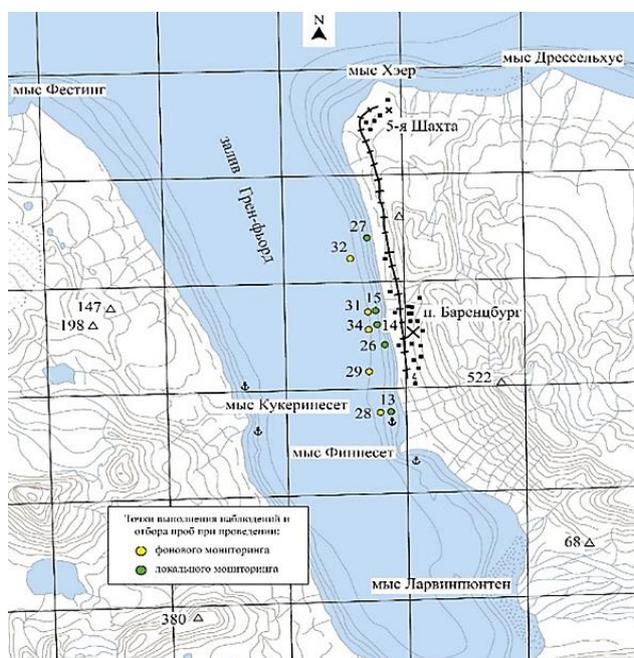


Рисунок 1.4.10. Схема расположения станций в районе наблюдений в заливе Грен-фьорд (о-в Западный Шпицберген) [Александрова и др, 2022]

Южное побережье окаймляют относительно крупные ледники. При этом акватория свободно сообщается с водами Северного Ледовитого океана. Залив простирается в южном направлении на 17 км, максимальная глубина составляет 155 м [Мещеряков, 2017]. В рельефе дна отмечаются два блюдцеобразных желоба с глубинами 145 и 137 м, разделенные ригелем, вершина которого расположена на глубине 125 м.

Донные отложения, обладая высокой сорбционной емкостью, аккумулируют попадающие в них при разливах и утечках нефтяные углеводороды, которые в холодных арктических условиях могут длительное время сохраняться вследствие чрезвычайно медленно протекающих процессов биодegradации. В рельефе дна отмечаются два блюдцеобразных желоба с глубинами 145 м и 137 м, разделенные ригелем, вершина которого расположена на глубине 125 м.

Необходимо отметить, что Северо-Европейский бассейн (СЕБ), к которому относятся Норвежское и Гренландское моря, играет ключевую роль в обмене между Арктическим Бассейном (АБ) и Северной Атлантикой. Общая площадь водосбора составляет более 193 км², из которых 60 км² подвержены оледенению [Тарасов, Мещеряков, 2015]. Особенности климата архипелага определяются в первую очередь наличием теплого Западно-Шпицбергенского течения (северные “отголоски” Гольфстрима) вдоль западного побережья и холодного Восточно-Шпицбергенского течения – вдоль восточного берега (Семенов и др., 2002) (рисунок 1.4.11). СЕБ оказывает непосредственное влияние на погодные условия Европейского континента, играет ключевую роль в обмене между Арктическим Бассейном (АБ) и Северной Атлантикой.

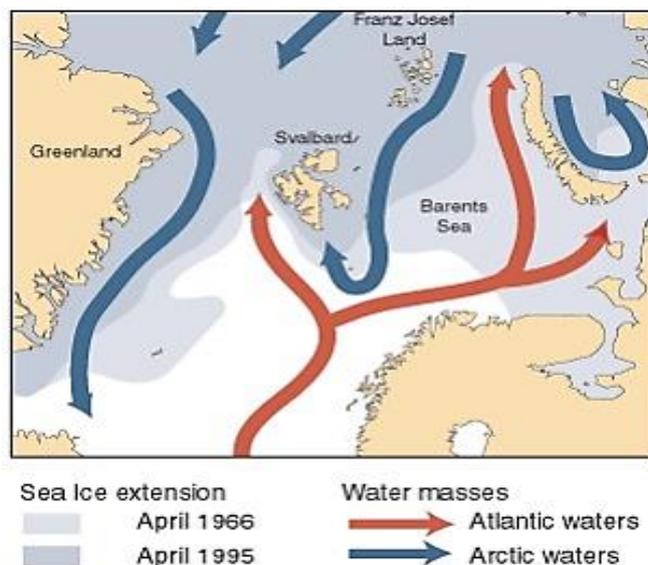


Рисунок 1.4.11. Океанические течения и южная граница распространения морских льдов в районе Шпицбергена [карта Норвежского Полярного института <http://miljo.npolar.no/temakart/pages/homeE.asp?category=2>]

Образующиеся здесь в зимний период промежуточные и глубинные водные массы участвуют в глобальной термохалинной циркуляции (Атлантический «конвейер») и таким образом влияют на долгопериодную составляющую климатической изменчивости всей планеты.

Характеристики водных масс в НГМ определяются воздействием широкого спектра процессов различного пространственного и временного масштаба, включая адвекцию свойств течениями, взаимодействие с атмосферой и внутреннюю трансформацию. Влияние указанных процессов носит региональный характер, что определяет сложный характер горизонтальной и вертикальной циркуляции, под действием которой, формируются специфические особенности распределения водных масс в этих морях.

В этой связи, следствия аварийных разливов и природных разгрузок углеводородов, могут оказывать воздействие на бассейновые экосистемы и характеристики донных отложений.

Седиментация испытывает пространственно-временные изменения, приуроченные к динамике водной среды. Так, в горизонтальном зональном распределении осадков в результате гидродинамики прибоев на литорали отлагается в основном гравийно-галечный материал с примесью разнозернистого песка, а более тонкозернистый материал выносится мористее.

Ближе к оси залива, в устьевой зоне р. Грёндален, где обширное мелководье снижает волновое воздействие, а выносу мелкодисперсного материала в более мористые участки залива препятствуют коагуляционные процессы в зоне смешения морских и речных вод.

В зависимости от градиента температуры, солёности и ветрового режима расстояние, на которое выносится терригенный материал, может меняться.

Так, в районе устьевой зоны реки Грёндален основной выносимый рекой материал оседает в пределах 500 – 600 метров. В кутовой части залива основная масса осадочного материала, поставляемая рекой Грэн-фьорд и ручьём Бретъёрна оседает в пределах 300 м от берега. Наиболее интенсивное поступление терригенного материала на дно залива приходится на тёплый сезон (конец мая – начало сентября). В этот период времени основное поступление осадочного материала в залив происходит с речным стоком, содержание взвеси в пересчёте на минеральную составляющую отмечается максимально в июне со средним значением $14,3 \text{ г/м}^2$ (не превышает $0,07 \text{ мм/мес.}$ ($0,1 \text{ кг/м}^2$) зимой [Мещеряков, 2017]).

По результатам ранее проведенных работ [Тарасов., Мещеряков, 2015] количество поставляемого на дно терригенного материала в районе Грёндален летом составляет около 2 кг/м^2 в месяц ($1,4 \text{ мм/мес.}$), а с удалением в центральную часть залива наблюдается уменьшение концентрации до $0,5 \text{ кг/м}^2$ в мес ($0,3 \text{ мм/мес.}$). Вопросы четвертичного осадконакопления затронуты в работах, посвященных фьордовым системам и палеогеографии архипелага [Forwick and Vorren, 2007].

Характеристики водных масс в Норвежском и Гренландском морях определяются воздействием широкого спектра процессов различного пространственного и временного масштаба, включая адвекцию свойств течениями, взаимодействие с атмосферой и внутреннюю трансформацию. В целом для залива Грен-фьорд характерна значительная межгодовая изменчивость объема водных масс, заполняющих залив.

Влияние указанных процессов носит региональный характер, что определяет сложный характер горизонтальной и вертикальной циркуляции, под действием которой, формируются специфические особенности распределения водных масс в этих морях и перенос и аккумуляцию загрязняющих веществ.

Региональные особенности характера горизонтальной и вертикальной циркуляции, которые формируются сочетанием холодного Восточно-Гренландского течения, являющегося важной частью Атлантического конвейерного пояса, проходящего вдоль западной части Гренландского моря, и теплого течения Шпицбергена, части Гольфстрима, проходящего вдоль восточной части Гренландского моря, создает против часовой стрелки поток в центральной части моря.

Также необходимо учесть, что многие из произошедших за последние десятилетия изменений характеристик водных масс и условий их формирования в Норвежском и Гренландском морях имеют экстремальный за весь период наблюдений характер. Среди них: изменение соотношения интенсивности горизонтального и вертикального обмена, подавление глубокой конвекции, адвекция крупномасштабных аномалий из сопредельных областей, снижение солености вод, ослабление интенсивности зимней конвекции, возрастание температуры Атлантических вод и температуры во всех глубоководных котловинах, изменение условий глубоководного обмена с Северной Атлантикой.

Данные наблюдений в Норвежском и Гренландском морях за различные периоды были обобщены в нескольких атласах и исследованиях, объединивших разносторонние сведения о Норвежском и Гренландском морях [Алексеев, Кораблев и др., 1989; Алексеев, Николаев, 1987; Пивоваров, 1988; Арктический, 2017] и в течение продолжительного времени – по заливу Грэн-фьорд [Качество., 2019, 2020]. В ежегодниках «Качество морских вод по гидрохимическим показателям» ФГБУ «ГОИН» содержится информация о результатах наблюдений в рамках государственной программы мониторинга морской среды, проводимых Северо-Западный филиал ФГБУ «НПО «Тайфун» Росгидромета (г. Санкт-Петербург). Для указанной акваторий в целом или их локальных участков дана оценка состояния вод по отдельным параметрам с помощью их кратности значению ПДК, по комплексному индексу загрязненности вод ИЗВ и/или с использованием иных критериев. Для отдельных районов с достаточной длительностью рядов накопленной информации выявлены многолетние тренды

концентрации нефтеуглеводородов в морской среде или характеристиках качества вод, приведены значения суммарного, среднего содержания нефтяных углеводородов в отдельные годы. Так, оценка качества морских вод позволяет классифицировать воды акватории залива Гренфьорд в летний период 2019 г. как «умеренно загрязненные» (ИЗВ = 0,85) со средним или незначительным уровнем воздействия береговых источников загрязнения на морскую акваторию, а воды залива Биллефьорд — как «чистые» (ИЗВ = 0,70) [Качество..., 2020]. Концентрации большей части загрязняющих веществ в морских водах залива Гренфьорд имели значения, характерные для прибрежных районов Норвежского и Северного морей.

В местах поступления неочищенных коммунально-бытовых сточных вод наблюдается локальное загрязнение морских вод. Оценка качества морских вод с точки зрения рыбохозяйственных нормативов позволяет классифицировать воды обследованной акватории залива Гренфьорд в летний период 2020 г. в среднем как «умеренно загрязненные» и отнести их к III классу качества, а на отдельных участках как «чистые» (II класс качества).

Также по проекту МАРЕАНО (программа детального геологического, биологического и геохимического картирования морского дна континентального шельфа) на регулярной основе в том числе для оценки вариации уровней углеводородов в отложениях западной части Баренцева моря. Район МАРЕАНО включает исследования на глубинах от 80 до 1700 метров, площадью около 14500 квадратных километров включая восточную часть Норвежского, западную часть Баренцева моря и частично Северный Ледовитый океан. Ежегодно Институт морских исследований (The Institute of Marine Research (IMR)) проводит ряд экспедиций для сбора полевых образцов с целью картирования и оценки уязвимых и ценных участков дна в западных провинциях Финнмарк (Finnmark), Тромс (Troms), Нурланд (Nordland), Трнделаг (Trndelag), а также в округах Мре (Mre) и Ромсдал (Romsdal), а также исследования глубины и топографии, загрязняющих веществ, состава отложений, биотопов и среды обитания в норвежских водах. Лофотенские острова и прилегающий регион Баренцева моря является зоной потенциальных конфликтов при наличии одних из крупнейших в мире рыбных и не менее значимых углеводородных ресурсов. В этой связи в этом районе проводится большой объем полевых работ вдоль норвежского побережья и во фьордах. Норвежская гидрографическая служба проводит многолучевую батиметрию, Геологическая служба Норвегии (NGU) создает карты ландшафтов и донного субстрата, а Норвежский институт морских исследований (IMR) – отбор проб. Химические исследования проводятся совместными усилиями NGU и IMR. Также МАРЕАНО собирает образцы отложений с 2005 года в рамках картирования морского дна и изучения его экологического состояния на морской территории Норвегии (программа химии МАРЕАНО). Эти образцы систематически анализируются по ряду параметров, в т.ч. физические свойства, а также неорганические и органические компоненты, благодаря сотрудничеству Геологической службой

Норвегии (NGU) и Института морских исследований (IMR). Результаты этих анализов обобщаются в годовых отчетах (на норвежском языке) NGU (физические свойства и неорганические компоненты) и IMR (органические соединения).

В настоящее время по проекту отбираются пробы и проводится видеорегистрация на 10 профилях на площади 1000 км² в Норвежском море и 5 профилях на площади 1000 км² в восточной части норвежской части Баренцева моря. IMR проанализированы углеводороды (ПАУ) в отложениях в районе МАРЕАНО, общее содержание углеводородов (ТНС) – в поверхностных отложениях. Пробы отбирались на континентальном шельфе в Норвежском море (Рисунок 1.4.12). Подробнее о районе работ – в отчетах проекта МАРЕАНО [www.mareano.no]. Результаты анализа данных представлены в Главе 2. Также на основе открытой базы данных по программе МАРЕАНО для изучения вариации газонасыщенности в донных отложениях в районе МАРЕАНО был проведен статистический анализ по оценке изменчивости содержания углеводородных газов (метана и его гомологов).

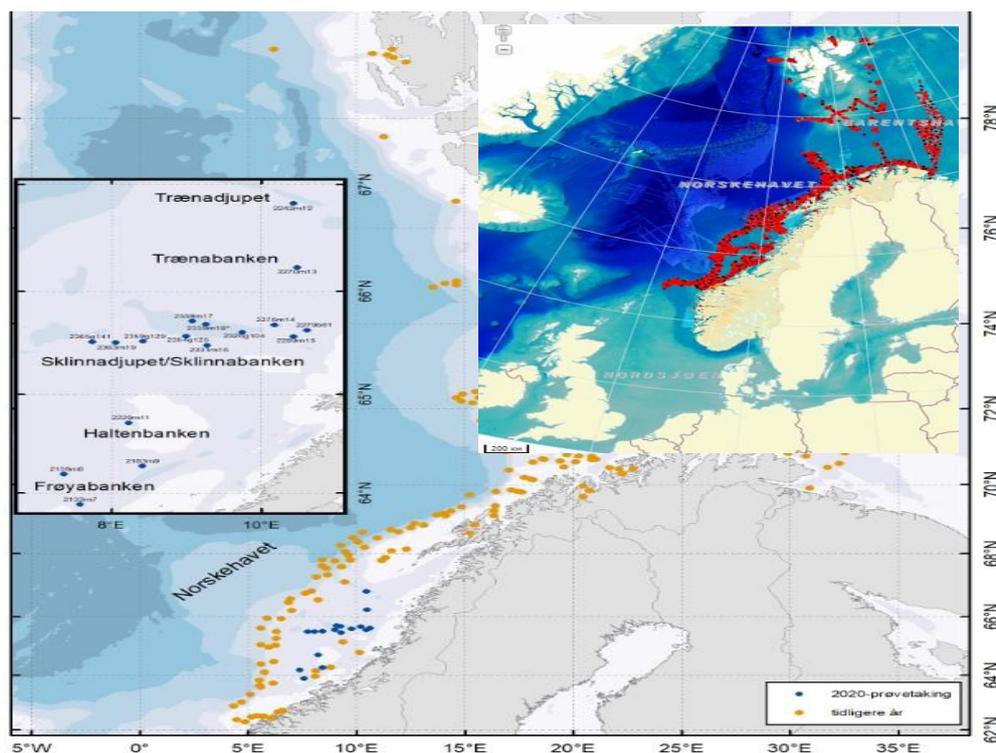


Рисунок 1.4.12. Места отбора проб отложений в районе МАРЕАНО. Станции, на которых были взяты пробы в 2020 году, показаны синим цветом и отмечены номерами станций.

Красными точками показаны все станции по состоянию на 2022 г. Источник:

[<http://www.mareano.no/kart/mareano.html#maps/4050>; www.mareano.no]

ГЛАВА 2. УРОВНИ СОДЕРЖАНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ В ИЗУЧАЕМЫХ РАЙОНАХ. ФАКТИЧЕСКИЙ МАТЕРИАЛ. ДАННЫЕ И МЕТОДЫ

Представлена общая характеристика методов и данных исследования и их описание, перечислены основные характеристики измерительных приборов, параметры измерений, сроки, географический район съемок на основе анализа и обобщения данных многолетних наблюдений.

2.1 Характеристика информационного массива

Научные положения и выводы, сформулированные в диссертации, базируются на большом объеме фактического материала по изучению геохимических особенностей углеводородов в воде и донных отложениях. Уровни концентраций углеводородов рассмотрены для двух горизонтов морской воды – поверхностного и придонного слоев, а также в газовой фазе – в донных осадках. В основу работы положены материалы, полученные при выполнении мониторинговых и поисково-съемочных работ, в том числе спутниковые снимки, аналитические данные по результатам полевых работ, анализа и обобщения фондовой геологической документации, литературные данные.

Теоретической основой работы является осадочно-миграционная теория нефтидогенеза, элементы теории вероятности, случайных процессов и нелинейной динамики. Основные методы исследований – комплексный геолого-гидрогеохимический анализ, статистический анализ, вычислительный эксперимент, др. Фактической основой исследований послужили экспедиционные, литературные и фондовые данные по району изучения, нефтегазоносным комплексам (НГК) в пределах в Баренцево-Карского и Норвежско-Гренландского шельфа, открытые сведения, в том числе о ресурсах геологических объектов. Решение поставленных задач осуществлялось на основе положений о миграции углеводородов в разрезе осадочного чехла, а также с использованием статистических методов.

Методика работ состоит из полевых наблюдений, лабораторных исследований, анализа и оценки, визуализации и картирования в пределах шельфовых областей изучаемых районов.

Работа основана на материалах, которые можно подразделить на подспутниковые (данные экспедиционных работ, контактные данные) и спутниковые данные, данные по различным горизонтам по глубине и в донных осадках.

Для выполнения поставленных целей в работе использовались полевые наблюдения на акватории Северо-Баренцевской впадины, проведено обобщение многолетних наблюдений – данных контактных наблюдений (3998 ряда значений): а именно данные полученные в ходе полевых работ: в экспедициях НИС «Академик Мстислав Келдыш» 2016 – 2020 гг. (ИО РАН), данные научно-исследовательского проекта «Трансарктика-2019» (рисунки 2.1.1. – 2.1.3), полученные в рамках комплексных экспедиций НЭС «Михаил Сомов» (этап II), НИС «Профессор Молчанов» (этап III) и НИС «Профессор Мультиановский» (этап IV), данные ЦМИ

МГУ (2018 - 2020 гг.), данные по концентрациям нефтепродуктов в донных осадках Кольского залива предоставленные ФГБУ ВСЕГЕИ (2011 - 2019 гг.); ежегодные гидрохимические данные по водпосту в торговом порту г. Мурманска (ВПМ) ФГБУ «Мурманского УГМС», а также станциям государственной службы наблюдения и контроля загрязнения объектов природной среды (станции ГСН) I и II категории наблюдений в Южном, Среднем и Северном «коленах» Кольского залива за 2011-2021 гг., данные уровня содержания в воде суммарных углеводородов, полученные в ходе экспедиций Северо-Западного филиала ФГБУ «НПО «Тайфун»» на научно-исследовательском судне «Баренцбург» в районе архипелага Шпицберген при осуществлении локального мониторинга загрязнения окружающей среды; в работе использовались материалы и фондовые данные газогеохимических наблюдений ФГБУ «ВНИИОкеангеология», Морского филиала ФГБУ «РОСГЕОЛФОНД» (2005, 2009, 2013, 2016 гг.), по результатам экспедиционных работ на судах НИС «Гидролог» и НИС «Иван Петров».

В ходе работы с полевым материалом, спутниковыми снимками и литературой были составлены карты-схемы полей распределения УВ в соотношении с контекстным окружением, а также полей УВ газов.

Все экспедиционные исследования носили комплексный характер, включая одновременные измерения гидрологических и гидрохимических характеристик водной толщи, литолого-геохимических характеристик всех видов взвеси и донных осадков, в их рамках отобраны 784 проб в поверхностном и придонном слое. Исследования водной толщи состоит из гидрофизического зондирования, гидрохимических исследований и консервации отобранных проб воды. Гидрохимические пробы отбирались в пластиковые батометры. Лабораторные исследования включали в себя анализ содержания УВ во взвеси, донных осадках.

Так, с целью выявления геохимических особенностей в распределении и составе УВ в Норвежском и Баренцевом морях были проведено их изучение в водной взвеси и донных осадках летом 2016, 2017, 2019 гг. в рейсах НИС «Академик Мстислав Келдыш».

Пробы с донной поверхности отбирали дночерпателем (ДЧ) «Океан-0,25», а ненарушенный верхний слой с дискретностью 0.5–1 см с помощью мультикорера (МК) KUM MiniMUC. В судовых условиях выделяли метиленхлоридом ультразвуковым методом суммарную экстрагируемую фракцию, а в лабораторных – методом колоночной хроматографии УВ: алифатические, и полициклические ароматические – ПАУ. Алифатические УВ определяли ИК-методом, алканы – газохроматографическим, суммарную концентрацию ПАУ – флуоресцентным, их состав – высокоэффективной жидкостной хроматографии, Сорг – высокотемпературным сжиганием. Подробности аналитических процедур описаны [Немировская, 2020].

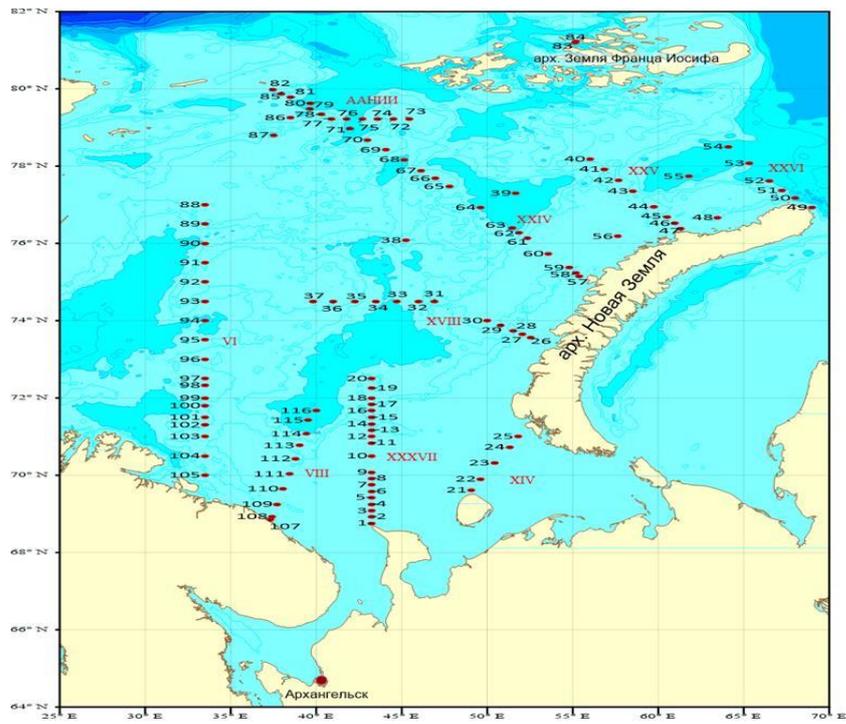


Рисунок 2.1.1. Станции во время рейса научно-исследовательского проекта «Трансарктика-2019», в рамках комплексных экспедиций НЭС «Михаил Сомов» (этап II). «Трансарктика-2019» [ААНИИ]

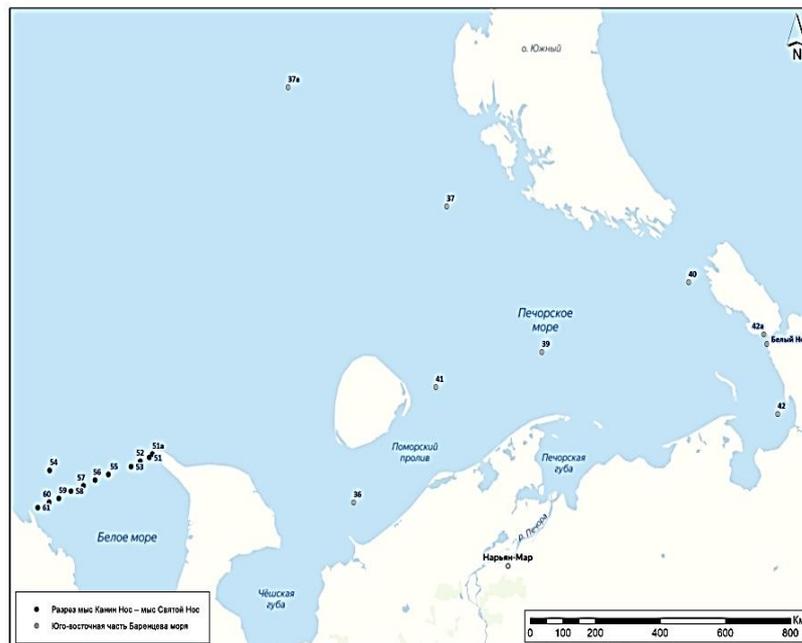


Рисунок 2.1.2. Станции научно-исследовательского проекта «Трансарктика-2019», полученные в рамках комплексных экспедиций НИС «Профессор Молчанов» (этап III) [ААНИИ]

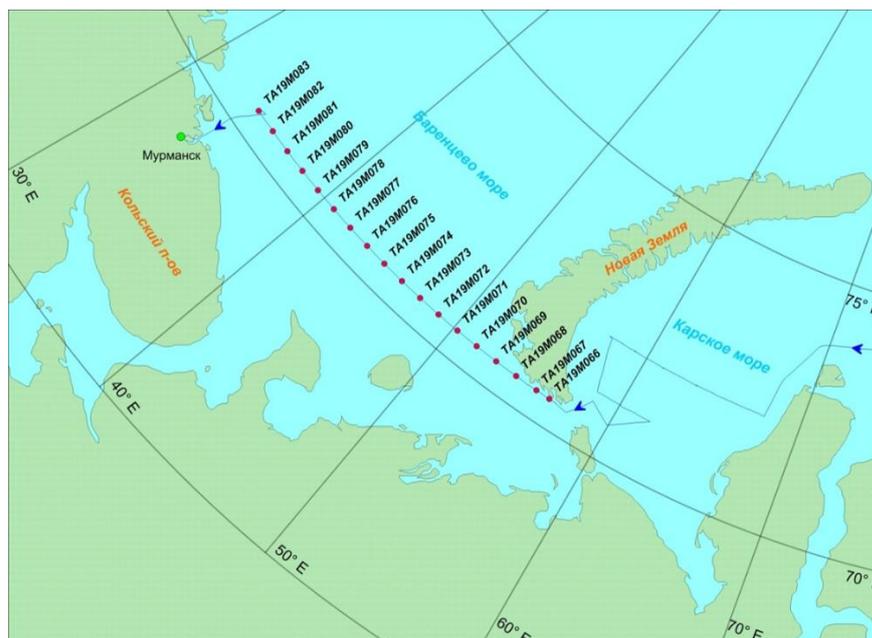


Рисунок 2.1.3. Станции научно-исследовательского проекта «Трансарктика-2019», полученные в рамках комплексных экспедиций НИС «Профессор Мультиановский» (этап IV) [ААНИИ]

Также были использованы данные, находящиеся в открытом доступе, полученные в рейсах Института морских исследований Норвегии (IMR) проекта MAREANO за период с 2011 по 2021 гг. Пробы донных отложений были исследованы на содержание органических загрязнителей, в том числе таких, как общее содержание углеводородов (Total Hydrocarbon Content – THC) и полиароматических углеводородов (ПАУ). Анализ проб был выполнен в аккредитованной лаборатории IMR и содержит набор данных с аналитическими значениями для общего содержания углеводородов во всех пробах в поверхностном слое донных отложений. Материалы измерений органических загрязнителей за предыдущие годы опубликованы на официальном сайте проекта [www.mareano.no]. Информация также доступна в виде загружаемого файла данных (база данных химии MAREANO (309 значений)). Рассмотрены материалы и данные отчетов о совместном норвежско-российском исследовании экосистем в Баренцевом море и прилегающих водах.

Все химические анализы отложений проводились с использованием аккредитованных методов, используемых IMR для анализа ПАУ/THC. Уровни загрязнения были определены согласно классификации, используемой Норвежским управлением по контролю за загрязнением (SFT 2007). Эта классификация была разработана для оценки загрязнения фьордов и прибрежных вод и упоминается здесь для сведения. THC выделялся из воды или осадка горячей экстракцией неполярным растворителем (гексан, хлористый метилен). Подробное описание методов анализа

доступно по адресу [<https://www.mareano.no/kart-og-data/kjemidata>]. В IMR управление данными возложено на NMD (Norsk Marint Datasenter = Норвежский центр морских данных), который является частью IMR. ТНС были анализированы методом газовой хроматографии с пламенно-ионизационным детектором (GC-FID). Пределы количественного определения составляли 0,5 нг/г сухого веса для ПАУ и 1,0 нг/г сухого веса для ТНС [Boitsov et al, 2009].

В диссертационном исследовании были использованы материалы, полученные организациями Росгидромета России при проведении полевых и экспедиционных работ на архипелаге Шпицберген. Выполнен анализ и интерпретация данных по результатам исследований морской среды залива Грен-Фьорд Гренландского моря Северо-Западным филиалом ФГБУ «НПО «Тайфун» Росгидромета (г. Санкт-Петербург) на НИС «Баренцбург» в районе архипелага Шпицберген за период 2012 – 2022 гг. по осуществлению локального мониторинга загрязнения окружающей среды, включающего инструментальные наблюдения, а также химико-аналитические работы. Экспедиционные исследования носили комплексный характер, включая одновременные измерения гидрологических и гидрохимических характеристик водной толщи. В ходе работ были отобраны 386 проб на нефтяные углеводороды в поверхностном и придонном слоях морской воды. Методологической основой стали нормативно-технические документы, регламентирующие проведение работ по мониторингу природной среды

Для получения систематической информации о фоновых уровнях загрязнения морской среды в целях изучения их межгодовой изменчивости, а также для определения элементов баланса химических веществ на станциях, расположенных на участках бассейна, где отмечаются более низкие уровни загрязнения, или в относительно чистых водах, выполняются фоновые наблюдения один раз в сезон. Данные наблюдения осуществляются в районах, в которые загрязняющие вещества могут попасть только вследствие их глобального распространения. ЗВ наблюдаются в промежуточных районах, в которые они поступают вследствие региональных миграционных процессов.

При этом категория и местоположение станций фонового мониторинга могут корректироваться в зависимости от динамики уровня загрязнения морской среды, а также в связи с появлением новых объектов контроля. Оценку сезонных колебаний концентраций затрудняют удаленность района исследований и короткий период открытой воды. Пробы в ходе локального мониторинга были отобраны на станциях в восточной части акватории залива Грен-фьорд, прилегающей к территории п. Баренцбург, выполненных в 2012 – 2022 гг., а именно данные уровня содержания в воде суммарных углеводородов, полученные в ходе экспедиций Северо-Западного филиала ФГБУ «НПО «Тайфун»» на научно-исследовательском судне «Баренцбург» в

районе архипелага Шпицберген при осуществлении локального мониторинга загрязнения окружающей среды, включающего инструментальные наблюдения, а также химико-аналитические работы. Экспедиционные исследования носили комплексный характер, включая одновременные измерения гидрологических и гидрохимических характеристик водной.

Все химические анализы были выполнены в соответствии с утвержденной методикой в руководящем документе Федеральной службы по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды – РД 52.10.779-2013 от 10.10.2013 «Массовая концентрация нефтяных углеводородов в пробах морской воды», который устанавливает методику измерений массовой концентрации нефтяных углеводородов в пробах морской воды методом инфракрасной спектроскопии.

Диапазон определяемых массовых концентраций НУВ составляет от 40 до 2000 мкг/дм³ при ПДК для морских вод 50 мкг/дм³. РД 52.10.779-2013 предназначен для использования в лабораториях, выполняющих измерения в области мониторинга загрязнения морской среды нефтяными углеводородами и разработан взамен РД 52.10.243-92 «Руководство по химическому анализу морских вод» в части раздела «Нефтепродукты». Метод инфракрасной спектроскопии позволяет измерять содержание неполярных и малополярных нефтяных углеводородов после их выделения из пробы с помощью колоночной хроматографии.

В Кольском заливе определение нефтяных углеводородов в торговом порту Мурманска на станции ВПМ проведено лабораторией мониторинга загрязнения поверхностных и морских вод (ЛМВ) Центра мониторинга загрязнения окружающей среды (ЦМС) ФГБУ «Мурманское УГМС» за период с 2008 г. (89 проб) (Рисунок 2.1.4).

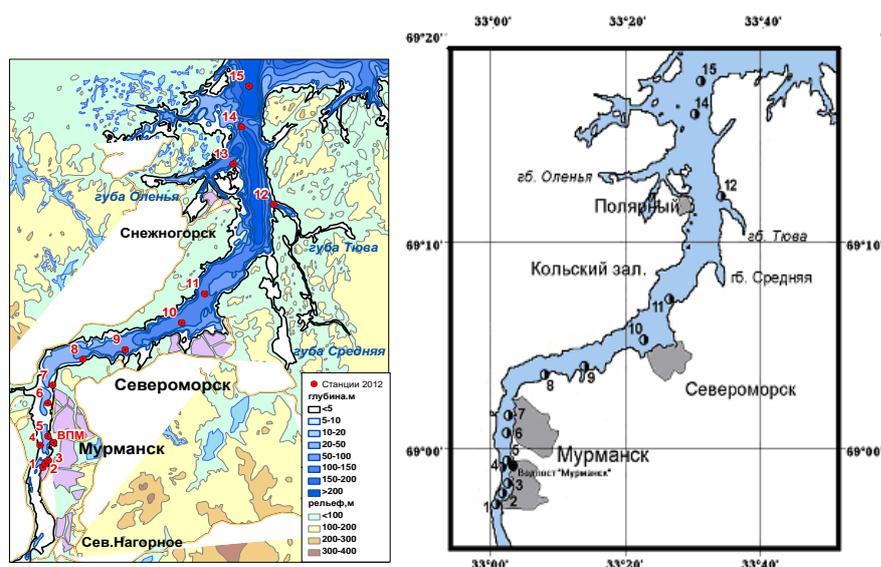


Рисунок 2.1.4. Станции в Кольском заливе Баренцева моря (ВПМ).
Источник: ФГБУ «Мурманское УГМС»

Отбор проб продолжает осуществляться на станциях государственной службы наблюдения и контроля загрязнения объектов природной среды – станции ГСН I и II категории наблюдений, при этом, станция водпоста в торговом порту г. Мурманска (ВПМ) – единичная контрольная станция I категории, которая предназначена для оперативного контроля уровня загрязнения моря.

В период 2011-2021 гг. здесь значения выше ПДК фиксировались каждый год. Начиная с 2014 г. наблюдается заметная тенденция уменьшения как максимальных, так и среднегодовых значений содержания НУ [Чекменева, Долгова, 2023].

Для оценки изменчивости геохимических параметров углеводородных газов (метана и его гомологов) на локальном уровне были выбраны важные с точки зрения хозяйственного освоения, объекта Кольско-Канинская моноклиналь, район Долгинского месторождения в Печорском море и район МАРЕАНО.

Выбранные объекты, расположенные в различных физико-географических и геологических условиях, дают возможность оценить влияние как источников поступления углеводородов, так и путей миграции, трансформации и накопления. Кроме того, выбранные месторождения имеют различную генетическую природу, что позволяет проследить интенсивность природных эндогенных источников углеводородов.

Таблица 2.1.1. Пример перечней станций гидрологических измерений в Баренцевом море, сделанных в июле 2019 года, с географическими координатами, глубинами во время экспедиции проекта «Трансарктика – 3» Источник: ААНИИ [<https://www.aari.ru/projects/transarktika-2019>].

2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	33
Судно	Проект	Район	Год	Месяц	День	Время	С.ш., Гр мин сек	В.д. Гр мин сек	Ndec	Edcc	Глубина, м	Горизонт, м	Температура, °С	Соленость, ‰	O ₂ , ммл	TPHs mg/dm ³
1	Молчанов	ТрансарктиЮго-во	2019	7	23	23:25	68013' 0	48044' 0	68,2167	48,7333	37	0	6,4	31,301	5,65	0,015
3	Молчанов	ТрансарктиЮго-во	2019	7	23	23:25	68013' 0	48044' 0	68,2167	48,7333	37	32	5,48	32,408	5,35	0,011
4	Молчанов	ТрансарктиЮго-во	2019	7	25	23:40	70044' 0	51018' 0	70,7333	51,3000	120	0	5,5	32,68	5,95	0,012
5	Молчанов	ТрансарктиЮго-во	2019	7	25	23:40	70044' 0	51018' 0	70,7333	51,3000	120	100	0,57	34,652	5,74	0,01
6	Молчанов	ТрансарктиЮго-во	2019	7	25	8:00	71 40 0	46 55 0	71,6667	46,9167	56	0	6,6	34,635	6,1	0,017
7	Молчанов	ТрансарктиЮго-во	2019	7	26	9:00	69032' 0	53056' 0	69,5333	53,9333	52	0	8,8	29,19	5,28	0,019
8	Молчанов	ТрансарктиЮго-во	2019	7	26	9:00	69032' 0	53056' 0	69,5333	53,9333	52	40	1,68	34,319	5,67	0,025
9	Молчанов	ТрансарктиЮго-во	2019	7	27	22:25	70006' 65	57058' 79	70,1181	57,9886	55	0	6,3	30,898	5,97	0,01
10	Молчанов	ТрансарктиЮго-во	2019	7	27	22:25	70006' 65	57058' 79	70,1181	57,9886	55	52	1,67	34,553	5,31	0,005
11	Молчанов	ТрансарктиЮго-во	2019	7	24	8:30	69014' 0	51000' 0	69,2333	51,0000	52	0	7	31,463	5,41	0,02
12	Молчанов	ТрансарктиЮго-во	2019	7	24	8:30	69014' 0	51000' 0	69,2333	51,0000	52	52	1,61	34,248	5,18	0,042
13	Молчанов	ТрансарктиЮго-во	2019	7	27	2:40	69000' 0	60027' 0	69,0000	60,4500	13	0	10,1	22,841	5,35	0,012
14	Молчанов	ТрансарктиЮго-во	2019	7	27	2:40	69000' 0	60027' 0	69,0000	60,4500	13	11	7,2	27,095	5,12	0,007
15	Молчанов	ТрансарктиЮго-во	2019	7	27	9:40	69 41 0	60 04 0	69,6833	60,0667	9	0	3,8	30,775	5,21	0,017
16	Молчанов	ТрансарктиЮго-во	2019	7	27	9:40	69 41 0	60 04 0	69,6833	60,0667	9	7	3,05	33,366	5,62	0,018
17	Молчанов	ТрансарктиЮго-во	2019	7	28	5:40	69 36 0	60 09 0	69,6000	60,1500	11	0	3,8	31,584	5,9	0,021
18	Молчанов	ТрансарктиЮго-во	2019	7	28	5:40	69 36 0	60 09 0	69,6000	60,1500	11	11	3,29	33,071	5,51	0,025
19																
20																
21																
22																

Применение методики геолого-гидрогеохимических исследований на арктическом шельфе основана на многолетнем апробированном опыте ФГБУ «ВНИИОкеанология», ее использования на морях России и СНГ, заключающимся в комплексировании с сейсморазведкой и в выявлении

эпигенетических аномалий только жидких и газообразных углеводородов, мигрирующих из залежей нефти и газа в донные осадки и водную толщу.

Работы базируются на комплексном анализе временных сейсмических разрезов, в сопоставлениях характеров распределения группового состава жидких нефтеподобных хлороформенных битумоидов, парафинов, метана и суммы его гомологов, а также изменчивости структуры водной толщи, связанной с субмаринными флюидными проявлениями теплых минерализованных вод и газов.

Это обеспечивает возможность уверенного прогноза наличия залежей нефти и газа в разрезе осадочного чехла, разгружающихся в реальном режиме времени, и позволяет судить об их вероятном контуре и типе с привязкой к конкретным опорным сейсмогеологическим горизонтам.

Все работы, как правило, проводились до производства глубокого поисково-разведочного бурения на конкретных локальных структурах с их оценкой на наличие или отсутствие скоплений нефти, газа и газоконденсата в разрезе осадочного чехла. Впоследствии это подтверждалось результатами глубокого бурения. Опыт многолетних комплексных геолого-гидрогеохимических исследований в пределах нефтегазоносных бассейнов, а также приведенные результаты работ показывают необходимость обязательного сочетания сейсморазведочных и геолого-гидрогеохимических исследований на всех стадиях нефтегазопроисковых работ до производства глубокого поисково-разведочного бурения.

В целом, это позволяет определить предполагаемый контур нефтяных и газовых залежей с их привязкой к конкретным опорным сейсмогеологическим горизонтам и определением возможных типов залежей [Ткаченко, Ванштейн, 2018; Бурлин, Ступакова, 2000].

Для изучения газовой компоненты (метана и его гомологов) были использованы данные пробоотбора донных осадков, из которых выделялась газовая компонента с последующим определением в ней содержания УВ газов (боксорером) и STD-зондирования водной толщи с отбором проб воды из придонно-пограничного слоя водной толщи в рейсе НИС «Иван Петров» в октябре 2016 в Печорском море, а также данные, полученные при проведении гидрогеохимических исследований на лицензионных участках «Кольский-1», «Кольский-2», «Кольский-3» в период с 25 октября по 13 ноября 2005 г. в рейсе НИС «Иван Петров» (270 значений). Судно оснащено необходимыми лебедками для проведения океанографических работ и опробования донных осадков. Судно имеет три лаборатории: геологическая, мокрой химии и геофизическая.

В период экспедиции выполнялись следующие виды работ: сейсмоакустическое профилирование, гидроакустическое профилирование, съемка морского дна гидролокатором бокового обзора, океанографические исследования, включающие: зондирование водной толщи; геологическое опробование, включающее: описание донных осадков, отбор проб донных осадков

для выделения газовой компоненты, отбор проб донных осадков на люминисцентно-битумологический анализа жидких углеводородов, отбор проб донных осадков на анализ жидких (ароматических) углеводородов на «Панораме», отбор проб донных осадков на гранулометрический и минералогический анализы, отбор проб донных осадков на определение S_{org} , отбор проб донных осадков на определение тяжелых металлов, отбор проб донных осадков на измерение радиоактивности, а также опробование придонной воды, включающее: отбор проб воды для выделения газовой компоненты; отбор проб воды для анализа суммарного состава концентраций жидких (ароматических) углеводородов в воде на «Панораме»; отбор проб воды на выделение взвешенной и растворенной форм для определения тяжелых металлов; отбор проб воды для определения значений pH; отбор проб воды для определения Hg.

Лицензионные участки «Кольский-1», «Кольский-2», «Кольский-3» (ниже по тексту они обозначаются соответственно как К-1, К-2 и К-3) расположены, в основном, в пределах северного склона Кольского (Нордкапского) желоба.

Участки детализации С1, С9 и С12, в основном, расположены в зоне транзита, как нисходящих, так и циркуляционных потоков, тем не менее, необходимо иметь в виду, что в случае поступления здесь загрязняющих веществ в придонную среду в зоне движения атлантических вод, возможен разнос загрязнений на значительные расстояния, в том числе, в центральные районы Баренцева моря. Долинообразные понижения на склоне способны выполнять концентрированное перемещение наносов вниз по склону, в их устьях возможно накопление вещества, поступившего, в том числе, с Мурманской банки. Днище желоба представляет собой региональную геоморфологическую ловушку осадков, на этом фоне локальные впадины и западины в днище желоба являются конечными предельными замкнутыми ловушками, где концентрирующая функция рельефа проявлена наиболее ярко.

Верхняя граница северного склона Кольского желоба (бровка) в районе рассматриваемых полигонов проходит на глубинах 130-150 м, а отметки основания склона составляют 180-200 м, возрастая, а в границах полигона К-1 до 210-220 м. Уклоны дна в пределах склона в среднем составляют 0,003-0,005, реже до 0,008.

Наиболее крутой является средняя часть склона. На локальных отрезках, уклоны могут превосходить указанные значения. Склон развит, в основном, на породах среднего и верхнего триаса, перекрытых четвертичными (неоплейстоценовыми) образованиями [Государственная..., 2000]. Мощность последних составляет 25-50 м, изредка возрастая в сторону Мурманской возвышенности до 75 м. Исключением являются районы, где поверхность коренных пород нарушена эрозионными палеоврезами. В таких врезках не только возрастает мощность новейших отложений, но и расширяется их возрастной диапазон, поскольку в основании выполнения врезок появляются плиоценовые осадки. Мощность последних составляет 60-80 м, а общая мощность

осадков во врезках достигает 150 м и более [Государственная..., 2000; Журавлев и др., 2003].

Один из наиболее значительных таких врезок пересекает участок детализации С-9 с северо-запада на юго-восток, испытывая изгиб в плане. Голоценовые осадки на Мурманской возвышенности отсутствуют, что говорит об обстановке размыва и перемыва. На склонах желоба они присутствуют не повсеместно, в то время как, в нижних частях склона и в днище желоба их мощность возрастает.

В Кольском заливе всего было выполнено 11 гидроакустических профилей глубоководным гидролокатором бокового обзора, общей протяженностью 175,0 пг км.

Профили сейсмоакустического профилирования закладывались на трех полигонах, сообразуясь простиранием перспективных структур. Всего было выполнено девять сейсмоакустических профилей общей протяженностью 202,5 пг км.

Целью глубоководной гидролокационной съемки являлся поиск объектов (структур), связанных с очагами разгрузки флюидов или газа, а также геоморфологические исследования дна.

Геологическое опробования донных отложений проводилось в двух направлениях: первое – опробование донных отложений с целью выделения газовой компоненты в донных осадках, второе – инженерно-экологическая характеристика донных отложений. Опробование придонной воды (рисунок 2.1.5) при комплексных гидрогеохимических исследованиях проводилось на каждой станции 5-ти литровым батометром выполненным из инертного материала. Из батометра отбирались пробы воды для дегазации, объем которой составлял 1 литр. Дополнительно из батометра отбирались пробы воды на определение содержаний жидких (ароматических) углеводородов на «Панораме», определения значений рН и для определения Hg в стационарной лаборатории. Для оценки содержаний в придонной воде тяжелых металлов в взвешенной и растворенной формах и определении концентраций биогенных компонентов при опробовании придонной воды использовался 10-ти литровый батометр, выполненный из инертного материала. В этом случае отбиралось пять литров воды для исследования содержаний тяжелых металлов, один литр для определения концентраций биогенных компонентов, 100 мл для анализа концентраций ртути и 200 мл для определения содержаний нефтяных углеводородов. В пробах воды измерялись значения рН. Для определения содержания жидких (ароматических) углеводородов в придонной воде применена специально разработанная ФГБУ «ВНИИОкеангеология» методика с применением спектрофлуоресцентного анализатора «Панорама». Было проведено определение концентраций биогенных компонентов (нитраты, нитриты, фосфаты растворенный кремний (моно- и дисиликатов) в придонной воде. При выделении растворенных форм тяжелых металлов фильтрация проб придонной воды через ядерные фильтры для осаждения взвешенной формы с последующим определением тяжелых

металлов во взвешенной и растворенной формах в стационарной лаборатории.

В целях определения термохалинной структуры вод и гидрохимических параметров вдоль профилей на гидрологических станциях выполнялось вертикальное зондирование водной толщи и пробоотбор воды с придонного горизонта. При определении термохалинных характеристик вод и вертикального распределения растворенного кислорода в качестве основного инструмента служил профилограф Seacat SBE 19 plus с датчиком растворенного кислорода SBE 43 (производитель SeaBird Electronics, Inc., США). Приборы подобного типа официально утверждены Международной океанографической комиссией при Юнеско (ИОС) в качестве приборов, соответствующих современным требованиям к точности океанографических данных. Зондирование выполнялось, после того как судно ложилось в дрейф, скорость спуска составляла 0,4-0,7 м/с (по инструкции – до 1 м/с), частота опроса датчиков – 4 Гц, период осреднения – 1 с.

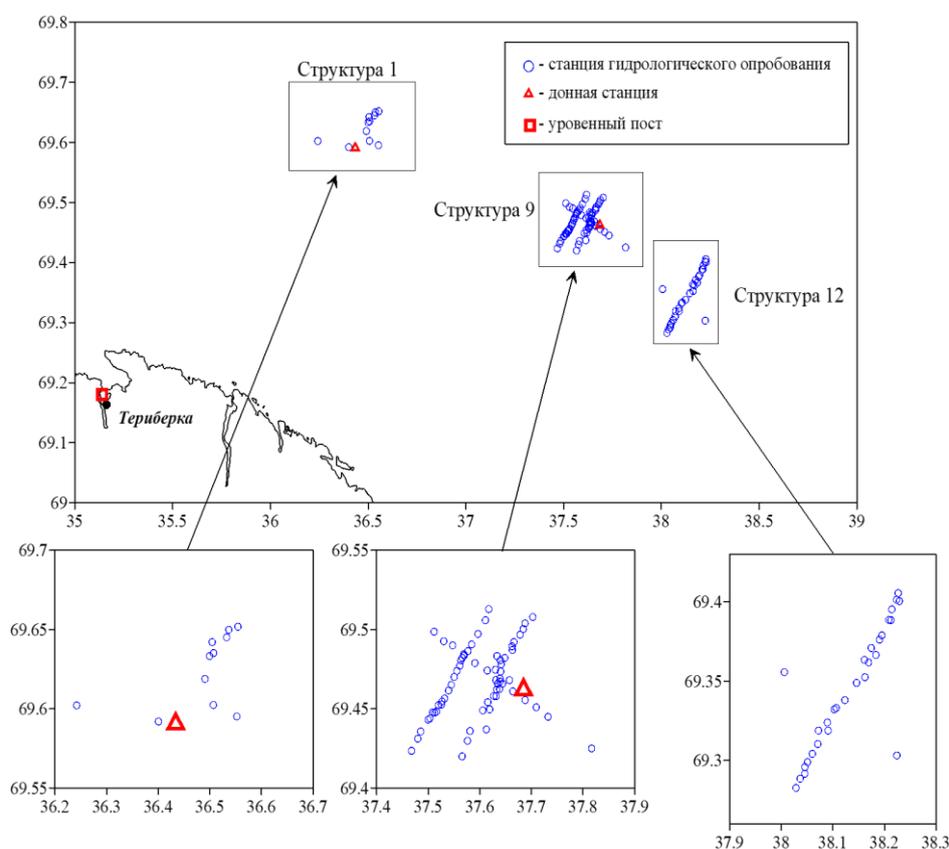


Рисунок 2.1.5. Схема расположения станций гидрологического опробования
[по данным ФГБУ «ВНИИОкеангеология»]

Было проведено опробование современных донных осадков с последующей дегазацией проб и определением концентраций метана и его гомологов в газовой фазе. Обработанные данные в электронном виде и графики приведены в Приложении Б.

Также при помощи глубоководной гидролокационной съемки проводился поиск объектов (структур), связанных с очагами разгрузки флюидов или газа, а также геоморфологические исследования дна. Распределение донных отложений в пределах концессионных площадей характеризуется зональностью, контролируемой в первую очередь глубиной моря и рельефом дна, а также подводными течениями и сейсмичностью. Для выявления раннедиагенетических изменений в поверхностных осадках, в частности, преобразования органического вещества как источника поступления метана использованы результаты литофациального анализа. Так, поля донных отложений, представленные илами, содержащими песчаные прослойки и линзы, приурочены к геоморфологическим ловушкам на континентальном склоне и к его подножью, а также к уступам в рельефе дна, связанных с разломной тектоникой, где происходила разгрузка взвесенесущих потоков. В рамках исследования в пробах поверхностных донных осадков определялись значения содержания *органического углерода* ($C_{орг}$) для последующей оценки потенциальных ресурсов метана при разложении органического вещества, содержащегося в настоящее время в поверхностных донных осадках. Результаты были использованы для расчета потенциальных метановых разгрузок в донных осадках.

Определение содержания органического ($C_{орг}$) и карбонатного ($C_{карб}$) углерода проводили методом Кнопа (химическое сжигание). Материалом послужили осадки, отобранные в различные годы в рейсах НИС “Академик Карпинский” (1991г), “Геолог Ферсман” (1992, 1993гг.), “Профессор Логачев” (1994г), «Яков Смирницкий» (1995), «Иван Петров»(2001, 2002гг.), НЭС «Михаил Сомов» (2003г), ГиСУ «Гидролог» (2002, 2005гг.) и ряда других (далее – многолетние наблюдения).

Аналитическая процедура изучения органического вещества (ОВ) включала: экстракцию битумоидов, определение их группового состава, хроматографическое фракционирование с выделением суммы метано-нафтеновой и ароматической фракций УВ, ГХ-МС анализ n-алканов, циклических и полиароматических углеводородов.

В 1994 г. в рамках международной программы “Углеводородный мониторинг Антарктиды”, организованной Британской Антарктической Службой (Кембридж, Великобритания), данная методика прошла интеркалибровку. В 2005 г. методика прошла повторную международную интеркалибровку в ходе подготовки “AMAP 2006 Oil and Gas Assessment Report”. В 2001 и 2005 гг. методика была аккредитована Госстандартом России (№ РОСС RU.0001.512785 от 18.07.2001 г.).

В перечень изучаемых гидрогеохимических компонентов входят только те, которые непосредственно присутствуют в залежах нефти и газа, т.е. являются прямыми миграционными индикаторами их скоплений – это газообразные углеводороды от метана до пентана включительно. Следующим шагом являлся анализ связи площади структур (участков) и

газонасыщенности.

В итоге были обобщены результаты газометрических исследований и создана цифровая база гидрогазгеохимических данных по изучаемым участкам.

Пробоотбор донных осадков (представлены схемы опробирования по данным ФГБУ «ВНИИОкеангеология») осуществляется современными техническими средствами (боксорер, грейфер, гидростатическая, гравитационная и вибропоршневая трубки), совмещенными с батометрами из инертного материала для отбора проб воды из придонно-пограничного слоя водной толщи в соответствии со схемами (рисунки 2.1.6.– 2.1.8).

Непосредственно на борту судна проводится соответствующая пробоподготовка, включающая дегазацию и хлороформенную экстракцию жидких углеводородов (УВЖ) из проб донных осадков и воды, а также суммарное флуоресцентное сканирование донных осадков и воды.

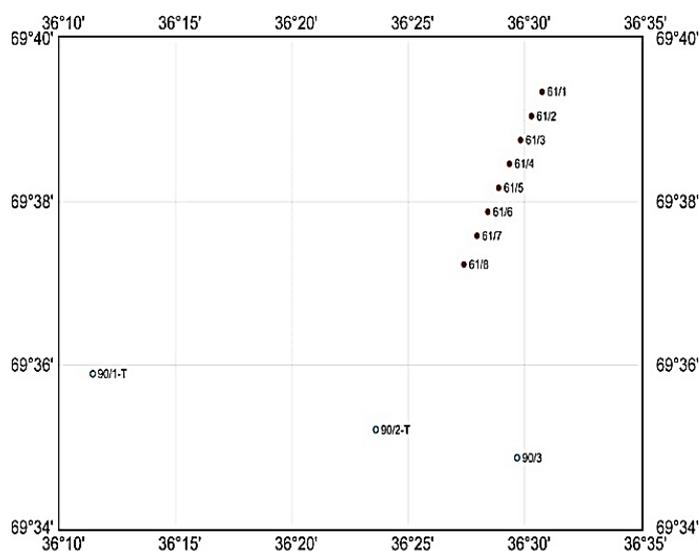


Рисунок 2.1.6. Схема гидрогеохимического опробования на структуре № 1

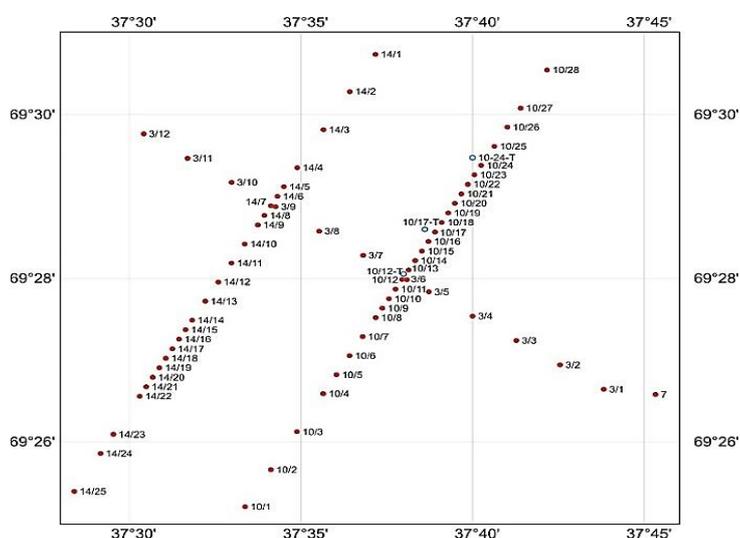


Рисунок 2.1.7. Схема гидрогеохимического опробования на структуре № 9

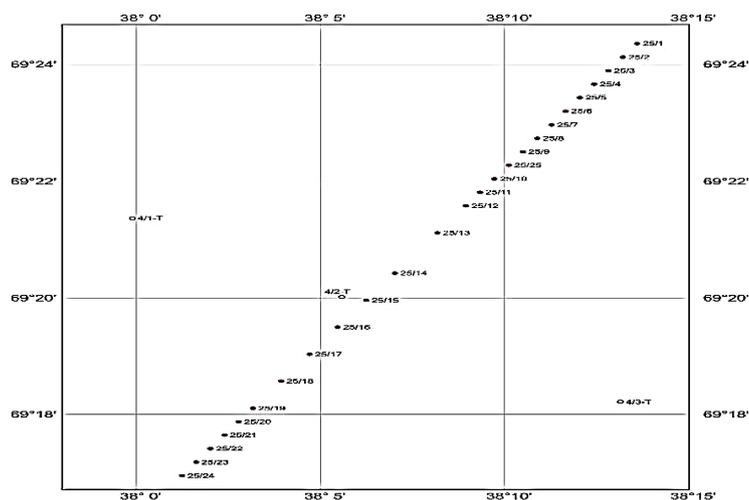


Рисунок 2.1.8. Схема гидрогеохимического опробования на структуре № 12



Рисунок 2.1.9. Разрез донных отложений, отобранных гравитационной трубкой.

Фото: ФГБУ «ВНИИОкеангеология»

Основы методики геолого-гидрогеохимических исследований многократно апробировались и базируются на выявлении мигрирующих из скоплений нефти и газа в разрезе осадочного чехла эпигенетических аномалий жидких и газообразных углеводородов в поздне-четвертичных донных осадках и в воде из придонно-пограничного слоя водной толщи вплоть до поверхностного микрослоя.

Необходимо также сопутствующее изучение гидрофизической изменчивости структуры всей водной толщи, связанной с влиянием флюидных субмаринных разгрузок нефтяных и газообразных компонентов, отражающих наличие залежей в разрезе осадочного чехла, в реальном режиме времен, чтобы судить о реальной нефтяной или газовой продуктивности залежей в конкретной локальной структуре.

В целом, в методическом плане морские экспедиционные исследования складываются из двух этапов, первый этап – регионально-рекогносцировочный проводится в пределах нефтегазоносных бассейнов по профилям сейсморазведки 2D синхронно или по ранее

проведенным профилям. Работы на каждом сейсмическом профиле начинаются с проведения опережающих пробоотбор гидроакустического профилирования и многолучевого эхолотирования для изучения рельефа и выявления участков дна и в придонной водной массе с признаками субмаринных разгрузок минерализованных вод и газов. Их целевое назначение – уточнение регулярного шага расположения станций комплексного геолого-гидрогеохимического пробоотбора с охватом высокоамплитудных акустических аномалий, «покмарок» и «газовых факелов».

Комплексный пробоотбор донных осадков, воды из придонно-пограничного слоя и поверхностного микрослоя сопровождается СТД-зондированием водной толщи с метановым датчиком, что обеспечивает выявление изменчивости в структуре водной толщи по гидрофизическим показателям, обусловленным субмаринными флюидными разгрузками из скоплений углеводородов в разрезе осадочного чехла.

На втором этапе проводятся отдельные профильные работы в пределах выявленных локальных структур вкрест или вдоль их простираия, или детальные площадные по регулярной сети синхронно с сейморазведкой 2D и с использованием «легких» геофизических методов, указанных на первом этапе, для выявления структурных неоднородностей в верхней части осадочного чехла и в разрезе позднечетвертичных донных осадков.

В камеральный период строятся комплексные геолого-гидрогеохимические профили, последовательно совмещающие глубинные опорные сейсмогеологические разрезы осадочного чехла, гидроакустические или сейсмоакустические разрезы его верхней части, эхограммы многолучевого эхолота с рельефом дна, литологические разрезы позднечетвертичных и современных донных отложений, залегающих на поверхности дна, со структурой водной толщи, кривые или гистограммы распределения компонентов жидких углеводородов и газовой фазы в донных осадках и водной толще.

Сопоставление таких комплексных профилей и структурно-геохимических карт по опорным сейсмогеологическим горизонтам наглядно обеспечивает интерпретацию всех полученных результатов с выводами о наличии скоплений нефти и газа в разрезе осадочного чехла, определение их контуров и привязку к конкретным опорным сейсмогеологическим горизонтам.

В ходе экспедиционных работ на НИС «Иван Петров» проводилось профилирование с применением глубоководного гидроакустического комплекса «СОНИК-3М». Метод газогидрохимического профилирования реализовался путём непрерывной закачки морской воды на борт судна, её дегазации (рисунок 2.1.10) и анализа выделенных углеводородов. Измерения выполнялись на ходу судна на скорости около 5 узлов, цикл измерений – 1 минута. Из газового пласта анализируемая смесь направляется в хроматографическую колонку. При определении

суммарного содержания углеводородных газов колонка заполняется кварцевым стеклом фракцией от 0,2 до 0,3 мм.

Анализируемая газовая смесь поступает в пламенно-ионизационный детектор, анализируется и оцифровывается для ввода в компьютер. Данные от глубоководного аппарата через буксировочный кабель передавались в бортовую регистрирующую станцию на базе IBM-совместимого компьютера. Отобранные пробы газа консервировались солевым затвором для дальнейшего анализа в стационарной лаборатории. Как в зарубежной литературе, так и в отечественной литературе, отобранные пробы газы консервируются солевым затвором, что сохраняют их первичный состав и позволяет проводить аналитические исследования в стационарной лаборатории. В стационарной лаборатории во всех пробах проводится масспектрометрические определения C10-C40 и выборочные определения изотопного состава углерода метана и водорода в газовой фазе, а также особенности состава углеводородных маркеров РОВ донных осадков.

Аналитические измерения по содержанию газовой компоненты из дегазированных проб донных осадков и придонной воды проводился на хроматографе.

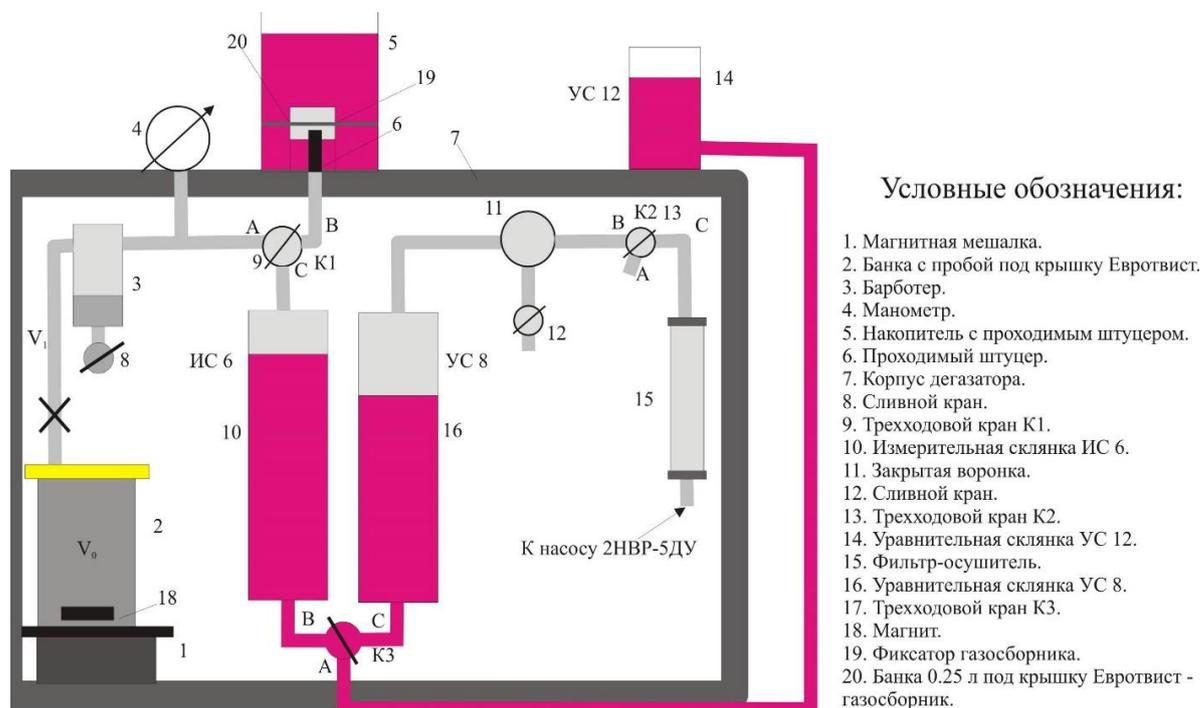


Рисунок 2.1.10. Схема дегазатора для извлечения газов из воды и донных осадков
[ФГБУ «ВНИИОкеангеология»]

Для регистрации данных дополнительно был установлен аппаратно-программный комплекс «Мультихром-1.5» компании «Амперсенд» (регистрация в Госреестре средств

измерений РФ № 13473-98) с аналого-цифровым преобразователем АЦП 7214 с диапазоном 0,3 мкВ –1,5 В. Программное обеспечение под Windows XP обеспечивает регистрацию данных в реальном времени, градуировку и последующую обработку хроматограмм. Отклик для каждого газа преобразуется в площадь пиков, выраженную в мВ*сек. Градуировка хроматографа производилась по газовой смеси в составе: метан СН₄, этилен С₂Н₄, этан С₂Н₆, пропан С₃Н₈, изобутан i-С₄Н₁₀, бутан n-С₄Н₁₀, дополненной азотом N₂. Смесь находилась в баллоне из углеродистой стали, вместимостью 2 дм³, давления 3,49 МПа.

Анализ проводился с детектором ПИД (пламенно-ионизационный детектор) и насадочной колонкой: длина 3 м, диаметр 3 мм, сорбент - полисорб 1 0,15-0,25 мм.

Питание водородом и азотом от газовых баллонов марки ОЧ с давлением после редуктора 3,5 бар, воздух от безмаслянного компрессора через ресивер 25 л при давлении 5 бар. Хроматограмма записывалась в цифровом виде изотермическом режиме при температуре колонки 97 градусов и температуре испарителя 130 градусов Цельсия. Время записи 10 минут.

Также, в октябре 2016 г. в рейсе НИС «Иван Петров» были проведены комплексные геолого-гидрогеохимические исследования в Печорском море. Был выполнен анализ данных пробоотбора донных осадков (боксорер) и STD- зондирования водной толщи с отбором проб воды из придонно-пограничного слоя водной толщи в пределах Долгинского нефтяного месторождения. В период экспедиции выполнялись следующие виды работ: сейсмоакустическое профилирование, гидроакустическое профилирование, съемка морского дна гидролокатором бокового обзора, океанографические исследования (зондирование водной толщи; геологическое опробование (описание донных осадков; отбор проб донных осадков для выделения газовой компоненты; отбор проб донных осадков на люминисцентно-битумологический анализа жидких углеводородов; лабораторные исследования).



Рисунок 2.1.11. Пятилитровый батометр для взятия проб придонной воды. Фото: ФГБУ «ВНИИОкеангеология»

В ходе экспедиционных работ проводилось профилирование также с применением глубоководного гидроакустического комплекса «СОНИК-3М».

Профили сейсмоакустического профилирования закладывались на трех полигонах, сообразуясь простиранием перспективных структур.

Спутниковые данные

Для оценки латеральной изменчивости концентраций УВ были построены интегральные карты. Соотносительный анализ больших групп пятен-сликов, выявленных по данным радиолокации, с учетом районов хозяйственной деятельности, в том числе судоходства и рыболовства, усиливается использованием подспутниковых данных контактных измерений. Были проанализированы данные спутникового радиолокационного мониторинга пленочных/нефтяных загрязнений Баренцева моря, проведенного в 2015–2020 гг. Мониторинг пленочных/нефтяных загрязнений Баренцева моря основан на сборе и анализе радиолокационных изображений (РЛИ) европейских спутников Sentinel-1A и Sentinel-1B, покрывающих Баренцево море.

Выбор технических характеристик съемки для задач мониторинга пленочных загрязнений (полоса обзора, поляризация, разрешение, углы падения лучей, периодичность обзора). Радиолокация из космоса – часто единственная возможность оперативного мониторинга состояния водной поверхности благодаря высокой чувствительности радиолокационного сигнала к поверхностной шероховатости. Использование РЛИ позволяет достаточно точно определять положение и площади пленочных загрязнений.

Главные преимущества радиолокаторов с синтезируемой апертурой (РСА) это: возможность получать РЛИ морской поверхности независимо от времени суток, степени освещенности, в любых гидрометеорологических условиях с обзором до 400–500 кмВ ходе мониторинга было собрано и проанализировано более 26 000 изображений SAR на предмет загрязнения нефтью в виде разливов нефти. На данных спутниках установлены радиолокаторы – РСА, позволяющие получать РЛИ морской поверхности всепогодно – то есть независимо от освещенности, состояния атмосферы и наличия облачности, что является важным преимуществом в физико-географических условиях моря. РЛИ спутников Sentinel-1 в Баренцевом море в 2015 – 2020 гг. были получены в режимах съемки Interferometric Wide Swath и Extra Wide с пространственным разрешением 10 и 40 м, полосой обзора 250 и 400 км, соответственно. В зависимости от полосы обзора Баренцево море покрывалось от 18 до 22 РЛИ ежедневно.

Для работы с данными РЛ-съемки использовалось веб-ГИС приложение «Геомиксер» (разработки ГК «СКАНЭКС») и специально созданный для этих целей баренцевоморский геопортал. На нем, помимо массива РЛИ, было собрано большое количество физико-

географических данных, характеризующих Баренцево море, представленных в виде векторных или растровых слоев [Кучейко, 2020]. Для полноценного анализа РЛИ портал был пополнен данными о батиметрии моря, нефтегазоносности, инфраструктуре МНГК и данными автоматических систем идентификации судов (АИС). Возможности геопортала позволили эффективно использовать преимущества ГИС-подхода и применять соответствующую методику [Евтушенко, 2018] для выявления пленочных загрязнений и их источников, благодаря объединению различных данных (разновременных РЛИ, данных о ветре и АИС), интерактивной обработке и анализу. Для оценки изученности, характеристик современной техногенной нагрузки на экосистему региона района использовались морские навигационные карты, лоции, данные автоматической системы идентификации судов (АИС) – по материалам UNEP, ЮНЕП/ГЭФ, ИТОРФ. Так, в связи с техногенным происхождением, в большинстве случаев загрязнения имеют контекстное окружение – пространственную привязку к региональным, или местным судоходным трассам, конкретным судам, объектам МНГК как в море, так и на побережье, рейдам и портам, где происходит добыча, транспортировка и перевалка жидких грузов, и прочим промышленным объектам. Последовательно анализировались все имеющиеся материалы, анализ данных и визуализация результатов с помощью картирования позволили выявить потенциально уязвимые районы, требующие особого внимания. Анализ был сосредоточен на общих характеристиках пространственного и временного распределения и основных источниках нефтяного загрязнения Баренцева моря. Источники разливов нефти площадью от 0,5 до 90 км² были интерпретированы на основе данных автоматических систем идентификации судов, используемых для мониторинга судоходства и рыболовства. Осуществлялись совместные исследования и сравнительный анализ серий многолетних рядов данных, включая результаты спутникового мониторинга пленочных нефтяных загрязнений и квазисинхронных судовых измерений углеводородов в Баренцевом море, в том числе для оценки многолетней динамики содержания УВ. Анализировались сводные карты пятен пленочных загрязнений моря, обнаруженных, верифицированных и картографированных в результате мониторинга. На заключительном этапе путем построения и сравнения карт распределения пятен пленочных загрязнений и содержания углеводородов в донных горизонтах, проводился совместный анализ распределения данных полученных спутниковыми и подспутниковыми методами.

По результатам мониторинга определены зоны риска: наиболее загрязненные морские районы находятся в южной части моря, где морское судоходство непрерывно; умеренные уровни загрязнения наблюдаются в зонах рыболовства в центральной части моря.

Нефть (нефтепродукты, прочие маслянистые вещества) на поверхности моря образуют нефтяные пленки, создают области выглаживания (слики) и отображаются темным тоном –

создают темные пятна на РЛИ соответствующих форм и размеров. Радиолокационное излучение чувствительно к шероховатости морской поверхности из-за ветрового мелкомасштабного волнения. Начальные виды волн, образующиеся на поверхности моря под действием ветра, называются капиллярными, они имеют длину несколько миллиметров. Маслянистая пленка значительно уменьшает интенсивность взаимодействия ветра с поверхностью моря, что приводит к ослаблению генерации капиллярных и мелких гравитационно-капиллярных волн. Непосредственное гашение мелкомасштабных волн нефтяной пленкой приводит к резкому уменьшению рассеяния радиоволн в сторону антенны, что и создает темные пятна на РЛИ.

Также были использованы данные, полученные в экспедициях НИС «Академик Мстислав Келдыш» 2016 - 2020 (ИО РАН), данные научно-исследовательского проекта «Трансарктика-2019», полученные в рамках комплексных экспедиций НЭС «Михаил Сомов» (этап II), НИС «Профессор Молчанов» (этап III) и НИС «Профессор Мультиановский» (этап IV), данные ЦМИ МГУ, ФГБУ «ВСЕГЕИ». При этом экспедиционные исследования носили комплексный характер, включая одновременные измерения гидрологических и гидрохимических характеристик водной толщи, литолого-геохимических характеристик всех видов взвеси и донных осадков, в их рамках отобраны 784 проб в поверхностном и придонном слое. Отбор проб проводился батометрами. Взвесь для анализа УВ выделяли на стекловолоконистые фильтры GF/F (размер пор 0.7 мкм), и на предварительно отмытые соляной кислотой и взвешенные поликарбонатные ядерные фильтры (размер пор 0.45 мкм). В судовых условиях суммарная экстрагируемая фракция была выделена ультразвуковым методом, а в лабораторных – методом колоночной хроматографии. Липиды экстрагировали метилхлоридом на ультразвуковой бане при температуре 30° С. Концентрацию липидов (до колоночной хроматографии на силикагели) и алифатических УВ (после колоночной хроматографии) определена ИК-методом на спектрофотометре.

На заключительном этапе путем построения и сравнения карт распределения пятен пленочных загрязнений и содержания углеводов в донных горизонтах, проводился совместный анализ распределения данных полученных спутниковыми и подспутниковыми методами. Пленочные загрязнения, отображенные на РЛИ в виде темных областей различной формы и размеров, уменьшают обратное рассеяние от моря, подавляя мелкомасштабные ветровые волны. Под пленочными загрязнениями понимают все природные и искусственные маслянистые вещества, включая нефть и нефтепродукты, способные образовывать пленки на морской поверхности [Иванов, Затыгалова, 2007].

Использование баренцевоморского геопортала при изучении пространственно-временного распределения обнаруженных и идентифицированных пятен с использованием всей совокупности данных о морском бассейне, в том числе детальных данных батиметрии и данных

АИС, физико-географических, данных о МНГК с учетом техногенной нагрузки позволяет выявить возможные источники. Так, в связи с техногенным происхождением, в большинстве случаев загрязнения имеют контекстное окружение – пространственную привязку к региональным, или местным судоходным трассам, конкретным судам, объектам МНГК как в море, так и на побережье, рейдам и портам, где происходит добыча, транспортировка и перевалка жидких грузов, и прочим промышленным объектам [Torouzelis, 2008. V., Кучейко и др., 2020, Ivanov, Filimonova at al, 2018].

2.2 Анализ данных полевых работ

По результатам анализа данных экспедиционных работ представлены результаты исследований содержания углеводородов (УВ) в воде и донных осадках за летний период.

Как показали данные экспедиционных измерений мозаичность в распределении концентраций УВ в поверхностных водах в отдельных районах, обусловлена смешением вод разного происхождения. При таянии льдов происходит не только высвобождение примесей, у кромки создаются благоприятные условия для развития ПП, чем может обуславливаться возрастание концентрации УВ в пересчете на взвесь – с 4 до 10, 3 мкг/мг. Похожий процесс наблюдается у западной оконечности архипелага Шпицберген, где содержание УВ аномально увеличилось до 92 мкг/л.

На вертикальное распределение концентраций УВ в зоне поступления атлантических вод, влияние оказывают процессы перемешивания вод, в том числе, образование пикноклина.

В норвежском секторе моря в направлении от Лофотенской котловины содержание УВ постепенно возрастает от 5 мкг/л в направлении к Шпицбергенской банке, о. Медвежий и центральному району моря. На западном шельфе рост концентрации УВ (до 37 – 41 мкг/л) наблюдается южнее арх. Шпицберген. Повышение концентраций УВ в среднем до 67 мкг/л (48–87 мкг/л) приурочено к зонам разломов (к примеру, у Медвежинского желоба), здесь разгрузки эндогенных флюидных потоков оказывают влияние на распределение и состав УВ в придонных водах. Возрастание концентраций УВ – к северу от Мурманской банки, что выражается в наклоне изолиний, при средних концентрациях около 40 мкг/л и плюмовидном распределении. На выходе из Кольского залива (49 – 50 мкг/л) и в отложениях побережья Кольского п-ова, а также в районе выхода из Горла Белого моря (26 – 30 мкг/л), содержание УВ на порядок выше, чем в открытых частях моря.

Возрастание концентрации УВ у дна происходит в прибрежных районах Печорского моря (12 – 17 мкг/л) и у западной окраины моря (до 24 мкг/л). В открытой части этой акватории содержание УВ в придонной воде меняется в среднем от 3,7 до 7,5 мкг/л, локально повышаясь до

8 – 9 мкг/л (у о. Вайгач). Локальное повышение содержания УВ также наблюдается у м. Канин Нос (до 26 – 49 мкг/л), у северной оконечности о. Колгуев (24 мкг/л) при дальнейшем увеличении концентрации к центральной части Баренцева моря (рисунок 2.2.1.).

При изучении уровня загрязнения морей российской Арктики в условиях современных техногенных нагрузок повышенное накопление УВ в Баренцевом море наблюдается в отложениях Центрального желоба и губ (заливов) с инфраструктурой портов, при этом накопление нефтепродуктов в донных отложениях открытых районов Баренцева моря имеет мозаичный характер распределения. Содержание УВ в среднем меняется в интервале от следовых величин до 80 – 90 мкг/л. Более низкие концентрации УВ (в среднем около 8 мкг/л) приурочены к северо-восточной части Баренцева моря, что может быть обусловлено удаленностью от континента, а также поступлением низкопродуктивных вод Северного Ледовитого океана. Отмечаются следующие особенности межгодовой изменчивости содержания УВ у дна за период исследований.

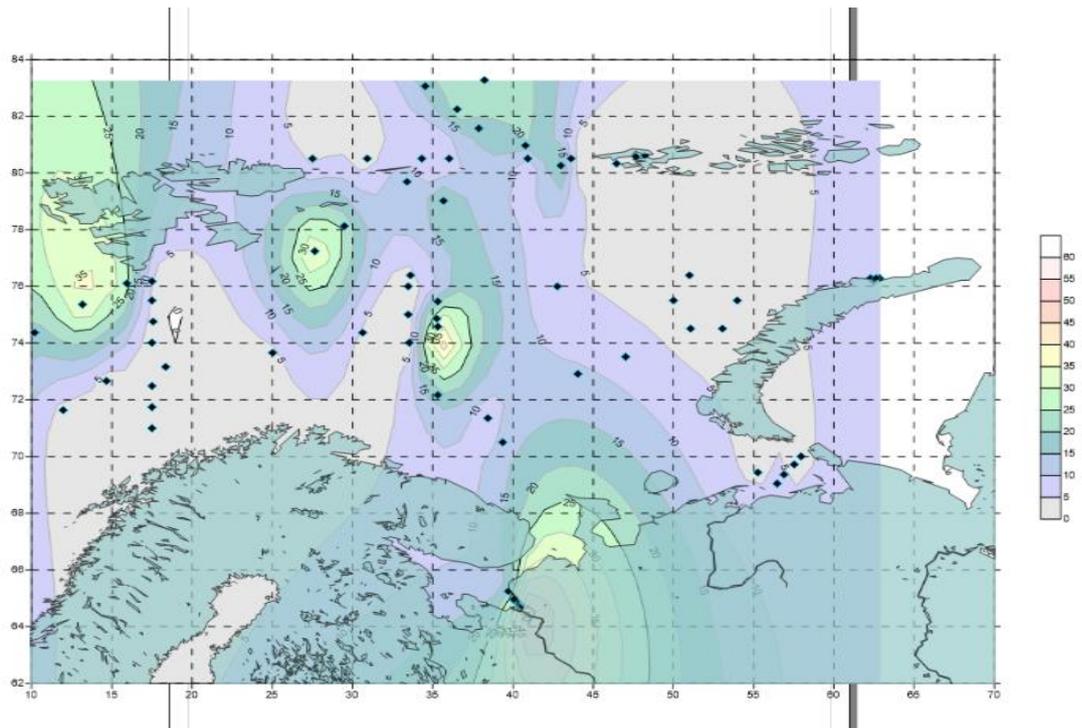


Рисунок 2.2.1. Содержание УВ в придонном слое воды, мкг/л

В открытой части Баренцева моря концентрации УВ во взвеси в 2016 г. оказались ниже, чем в предыдущие годы, где их величины в 2011 г. составили в среднем 12 мкг/л. В верхнем слое осадков содержание УВ изменялось в 2016 г. в интервале 3–44 мкг/г, а в 2017 г. – от 4 до 57 мкг/г. В 2016 г. максимум их концентраций приурочен к району Медвежинского желоба, а в 2017 г. – к северной оконечности арх. Новая Земля. Повышенное содержание УВ отмечалось и в углеродистых осадках на шельфе Шпицбергена (37 мкг/г).

В распределении УВ в 2017 г. отмечалось отсутствие корреляции с органическим углеродом в центральной части моря, что объясняется меньшим влиянием седиментационных процессов на формирование УВ. В 2019 г. содержание УВ изменялось от 5 до 51 мкг/г с повышенным содержанием в осадках в зонах разломов и прибрежной зоны моря. В 2020 г. для различных районов Баренцева моря диапазон концентраций был еще больше – от 2,4 до 186 мкг/г с повышенными концентрациями в районе арх. Шпицберген, отмечалось, что осадки этого района отличаются высоким нефтегазогенерационным потенциалом. Влияние на распределение и состав УВ в толще осадков и в придонном слое воды могли оказывать разгрузки флюидных источников: к примеру, аномалии в распределении УВ на отдельных станциях у арх. Шпицбергена в Медвежинском желобе моря – за счет возможного точечного влияния потоков УВ из толщи осадков и может быть признаком естественных нефтепроявлений (рисунки 2.2.1, 2.2.2).

Учитывая, что основным источником УВ в Мировом океане (до 0,6 млн. т/год или 48 % от суммарного поступления), в том числе в окраинных морях, где распространены нефтегазовые бассейны, являются выходы (высачивания) УВ в нефтегазоносных районах [Oil in the Sea III: Inputs, Fates, 2003], предполагается, что разгрузки эндогенных флюидных источников оказывают влияние на распределение и состав УВ в толще донных осадков и в придонных водах. Маркеры состава алканов и спектры ИК-Фурье [Немировская и др., 2020] указывали как на седиментационный (Мурманская банка, шельф ЗФИ), так и на точечный эндогенный источник УВ (шельф арх. Шпицберген, Медвежинский желоб). Проведен анализ проб придонной взвеси – наилка, отобранного мультикорером и представляющего собой переходную форму материала между придонной взвесью и донным осадком. Концентрации УВ в наилке оказались значительно выше, чем во взвеси, выделенной из придонной воды в 3,9–17,7 раз, алканов в 13–30 раз. Кроме того, образование нефелюидных слоев при взмучивании осадков также сказывается на концентрации УВ в придонном горизонте [Немировская и др., 2021]. Следовательно, для изучения седиментационных процессов и содержания УВ на границе вода – осадки представляется целесообразным продолжение отбора проб в данном слое и проведение дальнейших исследований.

По данным научно-исследовательского проекта «Трансарктика-2019», полученным в рамках комплексных экспедиций НЭС «Михаил Сомов» (этап II), НИС «Профессор Молчанов» (этап III) и НИС «Профессор Мультиановский» (этап IV) все пробы на НУ показали результат 0, т.е. концентрация во всех пробах была ниже предела обнаружения – 0,005 мг/дм³. Этот уровень составляет 0,1 ПДК на НУ. По этой же причине значения 4 этапа (НИС «Профессор Мультиановский») почти все пробы равны 0. Вода чистая и использованная методика анализа не позволяет получать более точные значения концентрации.

С увеличением градиента плотности выше и содержание УВ в слое пикноклина, что связано как с аккумулярованием взвеси, так и интенсивным развитием здесь микропланктона.

В основном на окраине материкового склона и в открытых районах моря содержание УВ в толще воды уменьшалось.

Исследования, проведенные в августе – сентябре 2016 г. и в июле – августе 2017 г. в рейсах НИС «Академик Мстислав Келдыш» показали, что в поверхностных водах Баренцева моря концентрации УВ во взвеси довольно низкие (в среднем 2,8 – 8,3 мкг/л). Концентрации УВ, превышающие 50 мкг/л (ПДК для нефтяных УВ), или близкие к этой величине, были установлены в 2020 г. в южной части Баренцева моря с максимальным содержанием 58 мкг/л, 170 мкг/мг взвеси.

Как ранее отмечалось, повышенные концентрации УВ в придонном горизонте могут быть обусловлены активной гидродинамикой придонных вод. Кроме того, в придонном слое вод и в поверхностном слое донных осадков формированию уровней УВ может способствовать их поступление из осадочных пород нефтегазоносных провинций. Считается, что локальное концентрирование УВ в придонных водах – явление закономерное, особенно в акватории месторождений и в районе грязевого вулканизма, где обычно отмечаются геохимические аномалии, так как могут высачиваться не только метановые, но и высокомолекулярные УВ.

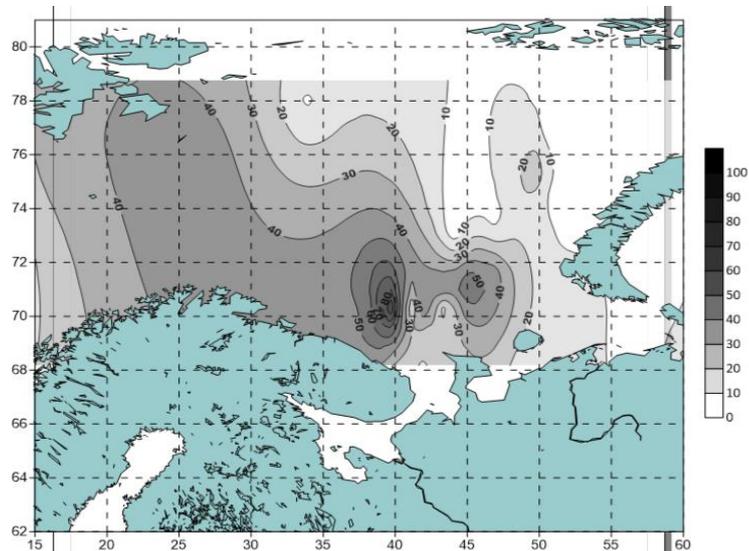


Рисунок 2.2.2. Распределение углеводородов в поверхностном слое донных осадков за период 2016-2020 [Александрова, Иванов, 2022]

Предполагается [Немировская и др., 2020; Петрова и др., 2003], что довольно низкое содержание УВ в пересчете на сухую массу (в поверхностном слое 4,4 – 18,6 мкг/г; на горизонте 10 – 20 см – 7,8 – 84,6 мкг/г) и в составе $C_{орг}$ (в среднем $\leq 1\%$) обусловлены снижением

интенсивности флюидных потоков, так как углеводородные залежи Штокманского месторождения перекрыты непроницаемой толщей преимущественно глинистых пород. В 2019 г. содержание УВ изменялось в интервале 5–51 мкг/г. Причем, как минимальные, так и максимальные концентрации установлены в районе разлома Ян-Майен в Норвежском море, с повышенным содержанием в тонкодисперсных осадках. Повышенные концентрации УВ в поверхностном слое донных осадков приурочены к юго-восточной части шельфа Шпицбергена, Зюйдкапскому и Медвежинскому желобам. Обычно в донных осадках содержание УВ в составе $C_{орг}$ колеблется в пределах 0,28–0,56 % [Немировская, 2013], но в акваториях с антропогенными нефтяными поступлениями, грязевым вулканизмом, гидротермальной активностью или эндогенной миграцией их концентрации превышают 1 %. В 2020 г. для различных районов Норвежского и Баренцева морей диапазон концентраций был больше: 3 – 186 мкг/г, с максимумом на ст. 6842 в Стурфиорде (рисунок 2.2.3). Необычное распределение УВ наблюдалось в осадочной толще в Стурфиорде (2020 г), содержание УВ в поверхностном слое составило 36,7 мкг/г, при этом не происходило плавного уменьшения их содержания в осадочной толще, содержание УВ увеличивалось почти в 5 раз при переходе от поверхностного к слою 5-6 см (с 36,7 до 237 мкг/г) в связи с значительным флюидным потоком. Наиболее высокие концентрации ПАУ были установлены на шельфе арх. Шпицберген, где и ранее в углистых осадках были отмечены повышенные их величины [Dahle et al, 2006].

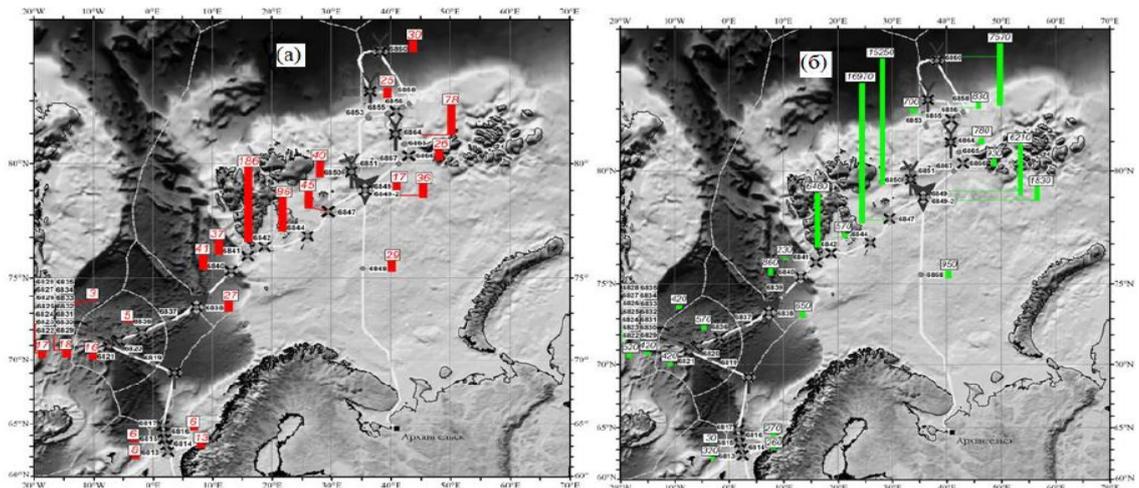


Рисунок 2.2.3. Распределение в поверхностном слое донных осадков алифатических углеводородов (а) и ПАУ (б) в 2020 г., 80 рейс НИС «Академик Мстислав Келдыш» [Немировская и др., 2020]

Специфика этой аномалии имеет устойчивый характер, так как отмечается многими исследователями [AMAP, 2007; Dahle et al, 2006]. Возвращаясь к гидрологической и морфоструктурной характеристике акватории, описанных ранее различными авторами

[Биогеохимия...,1982, Павлидис и др, 1998, Романкевич, Ветров. 2001], отметим, что для Баренцева моря характерно преобладание процессов механической дифференциации осадочного материала над химической и биогенной. Соответственно, вещественный состав донных отложений, характеризующийся специфическими чертами полярного литогенеза, в первую очередь определяется геологическим строением и литолого-петрографическим составом пород, слагающих побережье, дно и острова бассейна [Кленова, 1960; Биогеохимия..., 1982 Яшин и др., 1990; Павлидис и др., 1998].

Содержание УВ на отдельных станциях уменьшалось в осадках с их глубиной .

В Лофотенской котловине, расположенной в Норвежском море, являющейся мощным накопителем атлантических вод, при переходе от слоя 0–5 см к слою 5–10 см концентрации УВ уменьшались в 14 раз, а их доля в составе $C_{орг}$ – в 2 раза. Сильно восстановленная среда с активно протекающими процессами микробиологической переработки, приводит к уменьшению содержания УВ при переходе от поверхностного к подповерхностному слою донных осадков. Диагенетические процессы осложнены еще и тем, что осадки в верхних горизонтах на этих станциях одновозрастные и глубина слоя перемешивания, обусловленного биотурбацией, лежит в пределах 6–9 см. На других станциях уменьшения концентраций УВ с глубиной отмечено не было, а на отдельных горизонтах их содержание напротив – возрастало.

К примеру, на станции 5555 в районе архипелага Шпицберген (глубина 200 м) от слоя 0–5 к слою 5–10 см концентрация УВ возросла в 53 раза, а в составе $C_{орг}$ – в 66 раз (от 0,03 до 2,0 %) (рисунок 2.2.4). Максимальная величина УВ на этой станции в пересчете на сухой осадок (272 мкг/г) установлена на горизонте 15 – 20 см. Следует отметить, что осадки этого района отличаются высоким нефтегазогенерационным потенциалом. Аномалии в составе алифатических УВ и ПАУ с глубиной захоронения позволяют предположить в качестве источника их поступление из нижележащих горизонтов, а учитывая высокий нефтегазоносный потенциал Баренцева моря и особенности его рельефа (наличие воронок покмарков (рисунки 4.3.7, 4.3.8 Приложения Б), данное предположение может быть вполне обоснованным. С учетом природного углеводородного фона и высачивания УВ из осадочной толщи, в составе УВ могут присутствовать техногенные компоненты, попадающие в водную среду (особенно на мелководье) и донные осадки с нефтью и нефтепродуктами при загрязнении ими акваторий [АМАР, 2007]. Поэтому изучение распределения пленочных загрязнений на поверхности моря и распределения и генезиса УВ в водах и осадках Баренцева моря является важной задачей в рамках геоэкологического контроля и мониторинга. Также изучение состава, распределения и генезиса УВ в донных осадках может служить основой для последующего геоэкологического контроля при разведочных и добычных работах. Сопоставление данных нескольких исследований с таковыми по Мировому океану [Израэль, Цыбань, 1989; Oil in the Sea, 1995] показывает, что в

основном содержание загрязняющих веществ (ЗВ), включая нефтяные углеводороды в придонном слое Баренцева моря, в целом ниже, чем в Северном, Балтийском, Черном морях [Комплексные исследования, 1994]. Данные по другим арктическим морям показали сходную картину [Melnikov, 1994]. Для анализа латеральной изменчивости содержаний УВ построены рабочие карты. Для распределения НУ характерно, что подавляющая часть акватории Баренцева моря имеет концентрации ниже порога обнаружения (рейсы проекта «Трансарктика»). Исключения составляют три участка: западный, юго-восточный, северо-восточный. Анализ латеральной изменчивости распределения ПАУ показывает указывает на достаточно сложную картину распределения, отражающую многообразие источников поступления и факторов, контролирующих перемещение и накопление ПАУ.

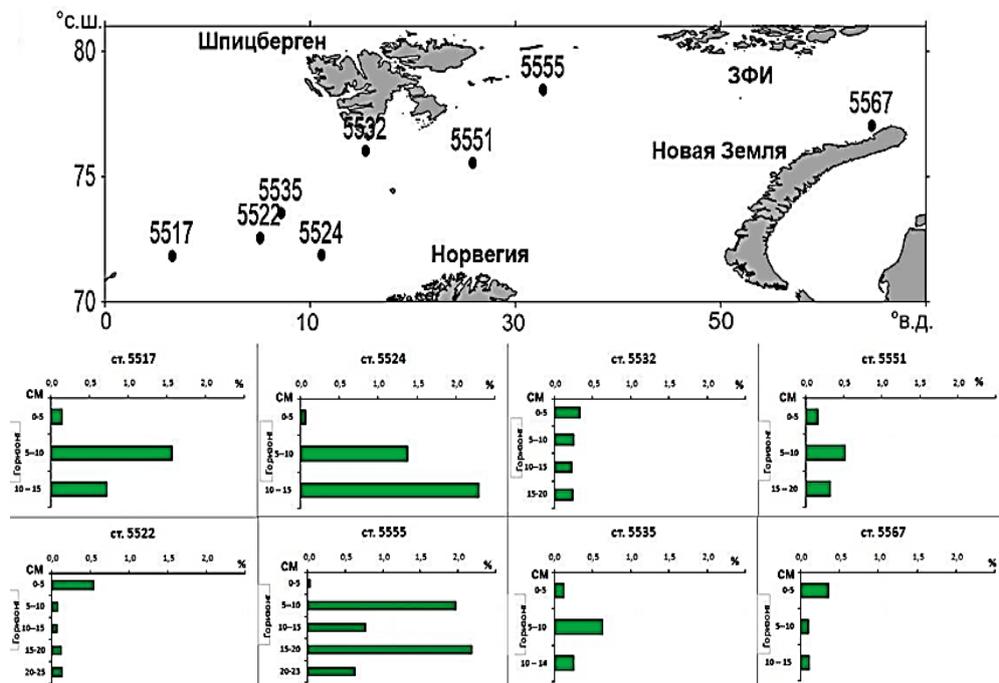


Рисунок 2.2.4. Изменение содержания УВ в составе $C_{орг}$ (%) с глубиной захоронения на отдельных станциях (2017 г., 68 рейс НИС «Академик Мстислав Келдыш») [Немировская и др., 2020]

На картах латеральной изменчивости отчетливо видны две зоны максимальных значений: западная и восточная. Кроме того, отмечается участок повышенных значений в Кольском заливе и на прилегающей к нему акватории. Считается, что УВ могут двигаться во флюидных потоках как отдельная фаза по порам осадочных пород и оставлять геохимический след в поверхностных осадках благодаря аккумуляции, особенно в местах газовой разгрузки. [England, 1987]. Наиболее высокие концентрации отмечены севернее Шпицбергена (до 0,67 мкг/л), Ист-Фьорде,

геотраверсе Шпицберген-ЗФИ (0,55 мкг/л), что может быть из-за влияния Нордкапской ветви Гольфстрима и поступлением ПАУ за счет берегового стока. Высокие концентрации на геотраверсе, помимо вышеперечисленного, могут быть результатом размыва нижележащих углесодержавших осадочных пород [Petrova, Batova, 1996].

На западе также главным источником УВ могут быть атлантические воды. На востоке, вероятно, главным источником фенолов является вынос загрязненных вод из Горла Белого моря. Как правило, наиболее загрязненные участки характеризуются повышенными содержаниями взвешенного материала. Таким образом, пространственное содержание большинства ЗВ, включая и НУВ обусловлено как гидробиологическими, так и геохимическими процессами в каждом конкретном районе.

2.2.1 Содержание нефтяных углеводородов во фьордах Баренцевоморского и Норвежско-Гренландского бассейнов по результатам контактных наблюдений/экспедиционных работ

Рассматриваются результаты исследования содержания нефтяных углеводородов во фьордах смежных акваторий Баренцева и Норвежского морей, а именно в заливе Грен-Фьорд (Гренландское море, о-в Западный Шпицберген) по результатам анализа многолетних данных по экспедициям ФГБУ НПО «Тайфун» и в Кольском заливе по данным ВПМ (Баренцево море).

2.2.1.1 Залив Грен-Фьорд (Гренландское море, о-в Западный Шпицберген)

Дана оценка современного геоэкологического состояния фьордов западной части Гренландского моря. По результатам исследований морской среды Северо-Западного филиала ФГБУ «НПО «Тайфун» Росгидромета (г. Санкт-Петербург) на НИС «Баренцбург» в районе архипелага Шпицберген на примере залива Грен-фьорд за период 2012–2022 гг. по осуществлению локального мониторинга загрязнения окружающей среды, а также других профильных организаций, были изучены данные уровня содержания в воде суммарных нефтяных углеводородов, полученные в ходе экспедиций Северо-Западного филиала ФГБУ «НПО «Тайфун»» на научно-исследовательском судне «Баренцбург» в районе архипелага Шпицберген при осуществлении локального мониторинга загрязнения окружающей среды, включающего инструментальные наблюдения, а также химико-аналитические работы.

Экспедиционные исследования носили комплексный характер, включая одновременные измерения гидрологических и гидрохимических характеристик водной толщи. В ходе работ было выполнено 17 станций и обработано 384 проб на нефтяные углеводороды в поверхностном и придонном слоях морской воды (рисунок 1.4.10).

Для получения систематической информации о фоновых уровнях загрязнения морской среды в целях изучения их межгодовой изменчивости, а также для определения элементов баланса химических веществ на станциях, расположенных на участках бассейна, где отмечаются более низкие уровни загрязнения, или в относительно чистых водах, выполняются фоновые наблюдения один раз в сезон. Данные наблюдения осуществляются в районах, в которые загрязняющие вещества могут попасть только вследствие их глобального распространения. Также загрязняющие вещества наблюдаются в промежуточных районах, в которые загрязняющие вещества поступают вследствие региональных миграционных процессов. При этом категория и местоположение станций фонового мониторинга могут корректироваться в зависимости от динамики уровня загрязнения морской среды, а также в связи с появлением новых объектов контроля.

Все химические анализы были выполнены в соответствии с утвержденными методиками в руководящих документах Федеральной службы по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды РД 52.10.243-92 «Руководство по химическому анализу морских вод» (1993) и РД 52.10.556-95 «Определение загрязняющих веществ в морских донных отложениях и взвеси» (1996). УВ выделяли методом колоночной хроматографии. Расположение станций выбиралось с учетом геоморфологии дна и конфигурации залива.

Поверхностный слой воды

Результаты изучения углеводородов в поверхностном слое воды в изучаемом районе показывают, что их суммарное содержание в 2012 г. в водах акватории залива Грен-фьорд находилось в пределах от 9 до 39 мкг/дм³.

В 2013 г. в водах восточной части залива Грен-фьорд содержание НУ составляло от 2 (в районе водозабора) до 86 мкг/дм³ (в районе впадения ручья, протекающего через п. Баренцбург) при среднем значении 10 мкг/дм³. В 2014 г. оно варьировалось от 2 (в северной части залива) до 70 мкг/дм³ (в районе впадения указанного ручья) при среднем значении 26 мкг/дм³. В 2015 г. содержание НУ изменялось в пределах 5-70 мкг/дм³ при среднем значении 25 мкг/дм³.

В 2016 г. концентрации нефтяных углеводородов изменялись от 5 до 42 мкг/дм³ при среднем значении 25 мкг/дм³, в 2017 г. – от 0 до 5 мкг/дм³, в 2018 г. – от 7 (на выходе из залива) до 23 мкг/дм³ (станция 27, севернее п. Баренцбург, см. рисунок 1.4.10) при среднем значении 12 мкг/дм³, в 2019 г. – от 1 (на выходе из залива) до 32 мкг/дм³ (в районе впадения ручья севернее п. Баренцбург), 2021 г. – от 3 до 5 мкг/дм³.

Возрастание концентрации нефтяных углеводородов в поверхностном слое от 33 до 70 мкг/дм³ происходило в прибрежных районах залива (станции 28, 26) в 2014 гг.

В последующие годы максимумы содержания уменьшались и в 2021 г. достигли 3-5 мкг/дм³. В 2016 г. средние концентрации наблюдались примерно на уровне 2015 г., их величины в 2014 и 2013 гг. составляли в среднем 38-29 мкг/дм³ (рисунок 2.2.5). В 2017 и 2018 гг. максимумы содержания нефтяных углеводородов в поверхностном слое воды менялись в среднем от 5 до 23 мкг/дм³ соответственно. Отмечались приблизительно сходные значения средней и максимальной концентрации в слое на поверхности и у дна у наиболее отдаленных от берега станций (таблица 2.2.2.). Для различных районов моря средние концентрации нефтяных углеводородов в изучаемом районе архипелага Шпицберген уменьшаются в такой последовательности: от места впадения ручья, протекающего через п. Баренцбург (станция 14 (22 мкг/дм³), к станции 27 севернее п. Баренцбург (10 мкг/дм³) и к выходу из залива у станции 33 (5 мкг/дм³). Максимальные значения содержания нефтяных углеводородов в поверхностных водах за период с 2012 по 2021 гг. в различных районах залива изменяются от 19 (в открытой части залива) до 86 мкг/дм³ (в районе впадения ручья, протекающего через п. Баренцбург, станция 14) [Александрова и др, 2022]. В 2022 г. максимальные значения достигали 28 мкг/дм³(станция 26).

Наблюдаемые локальные максимумы концентраций по нефтяным углеводородам в поверхностном слое воды могут быть подтверждением того, что хозяйственная деятельность приводит к значительному антропогенному воздействию на акваторию залива вдоль береговой полосы.

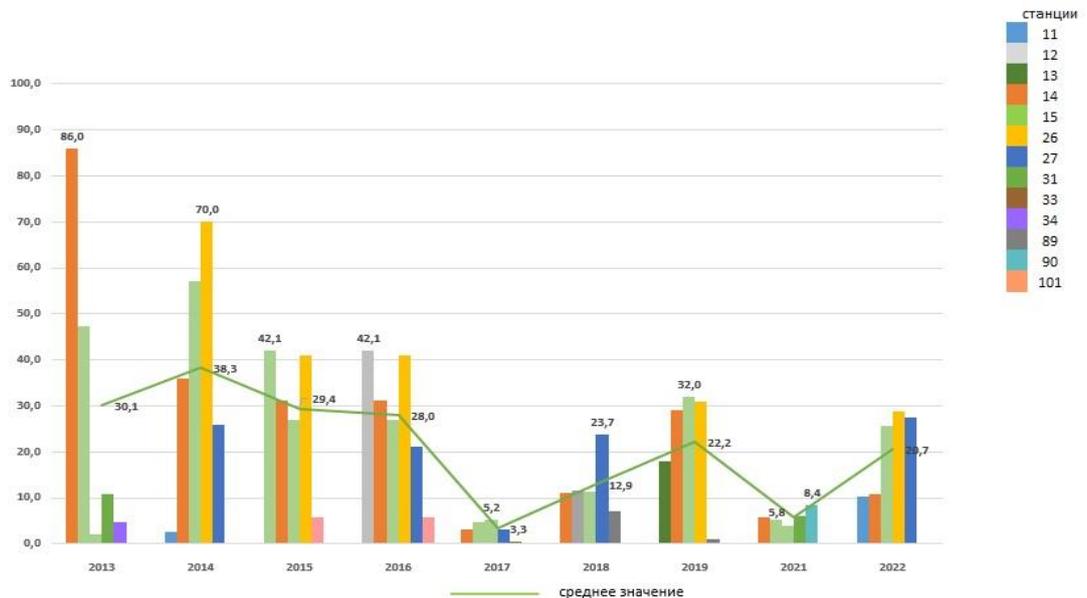


Рисунок 2.2.5. Многолетние изменения максимальной и средней концентрации нефтяных углеводородов в мкг/дм³ в поверхностном слое воды в различных районах залива Грен-фьорд (по станциям) за период 2012–2022 гг. [Александрова и др, 2022]

Придонный слой воды

Суммарное содержание нефтяных углеводородов в 2012 г. в придонных водах залива в летний период было от 7 (на станции 27, расположенной севернее п. Баренцбург) до 35 мкг/дм³ (на станции 26, в районе водозабора), при среднем значении 19 мкг/дм³ (см. табл. 2.2.2).

Таблица 2.2.2. Содержание нефтяных углеводородов в поверхностном и придонном слое воды залива Грен-фьорд в 2012 – 2022 гг.

Номер станции	Координаты		Количество проб	Суммарное содержание углеводородов в поверхностном слое воды, мкг/дм ³ , интервал*	Суммарное содержание углеводородов, в придонном слое воды, мкг/дм ³ , интервал*
	широта, с.ш.	долгота, в.д.			
10	78,049	14,194	9/9	3-24	12-22
11	78,055	14,192	9/9	2-27	6-22
12	78,078	14,169	10/10	2-42	2-42
13	78,049	14,209	13/13	1-36	5-24
28	78,050	14,202	12/12	4-33	6-22
29	78,060	14,197	11/11	4-28	4-21
30	78,066	14,184	9/9	2-19	3-21
31	78,066	14,192	12/11	3-36	2-24
32	78,080	14,176	10/10	4-37	3-35
33	78,063	14,184	10/10	0-19	1-26

Продолжение таблицы 2.2.2.					
Номер станции	Координаты		Количество проб	Суммарное содержание углеводородов в поверхностном слое воды, мкг/дм ³ , интервал*	Суммарное содержание углеводородов, в придонном слое воды, мкг/дм ³ , интервал*
34	78,064	14,192	11/10	2-23	5-16
14	78,062	14,198	15/14	2-86	1-27
26	78,060	14,205	16/16	2-70	2-39
27	78,078	14,192	14/14	2-26	2-39
89	78,656	16,308	1/1	<5	<5
90	78,655	16,392	1/1	<5	<5

*Примечание: интервал: от мин. до макс. значений

В 2013 г. в водах восточной части залива Грен-фьорд концентрация нефтяных углеводородов составляла от 2 (станция 14) до 4 мкг/дм³ (станция 15) при среднем значении 3 мкг/дм³, в 2014 г. – от 5 (станция 32) до 34 мкг/дм³ (станция 15) при среднем значении 13 мкг/дм³, в 2015 г. – от 4 (станция 32) до 39 мкг/дм³ (станция 26) при среднем значении 20, в 2016 г. – от 4 (в открытой части залива) до 35 мкг/дм³ (ближе к центральной части) при среднем значении 16 мкг/дм³, в 2017 г. – от 1 до 8 мкг/дм³ (в открытой части залива и в акватории залива ближе к району водозабора соответственно), в среднем – около 3 мкг/дм³ (рисунок 2.2.6.).

Для различных районов моря средние концентрации нефтяных углеводородов в изучаемом районе архипелага Шпицберген уменьшаются в такой последовательности: от станции 14, расположенной в районе впадения ручья, протекающего через п. Баренцбург (22 мкг/дм³), к станции 27, расположенной севернее п. Баренцбург (9 мкг/дм³), и к открытой части залива у станции 33 (5 мкг/дм³).

В открытой части залива концентрации нефтяных углеводородов в 2017 г. были ниже (около 4 мкг/дм³), чем в предыдущие годы (например, в 2016 г. этот показатель достигал в среднем 21 мкг/дм³).

Как показывают проведенные исследования, залив Грен-фьорд является удобным и достаточно репрезентативным районом для проведения океанографических съемок, в т.ч. позволяющих получить оценки влияния условий хозяйственной деятельности на состояние природной среды и, как следствие, мониторинга текущего гидрохимического состояния и уровня загрязнения акваторий. Выявленные по данным многолетнего мониторинга тенденции могут быть использованы также в научных исследованиях, при планировании хозяйственных и природоохранных мероприятий, нормировании плановых поступлений нефтяных углеводородов в территориальных водах, построении карт риска и выявлении уязвимых зон.

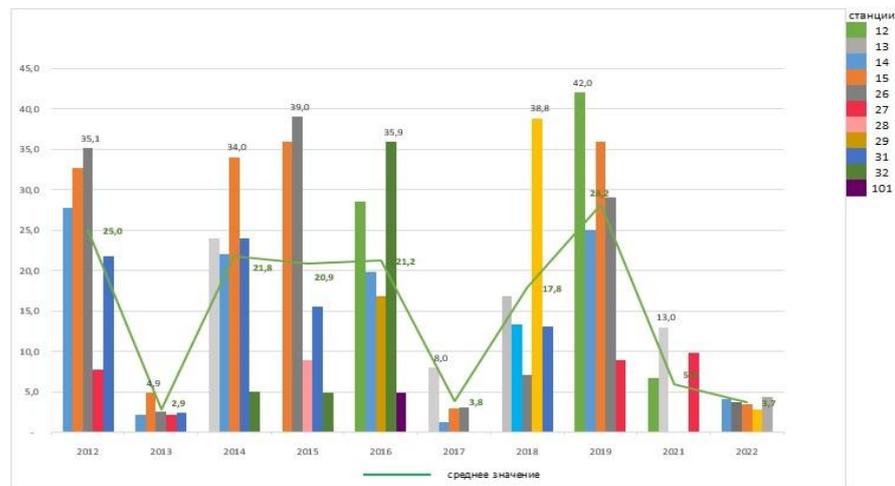


Рисунок 2.2.6. Многолетние изменения максимальной и средней концентрации нефтяных углеводородов (мкг/дм^3) в придонном слое воды отдельных районов залива Грен-фьорд (по станциям) за 2012-2022 гг. [Александрова и др., 2022]

В 2021, 2022 гг. более низкие концентрации нефтяных углеводородов по сравнению с предыдущими годами могут быть обусловлены снижением нефтяного загрязнения и усилением охранных мер. В 2022 г. все значения в отобранных пробах в придонном слое воды составляли концентрации менее 5 мкг/дм^3 . Существенное снижение концентраций общего содержания нефтяных углеводородов в последние годы (2021, 2022) может быть также обусловлено уменьшением их поступления и переноса в придонном слое и в большей степени проявляющегося в поверхностном слое воды.

Повышенное содержание нефтяных углеводородов на горизонтах глубин 20,5 – 110,0 м характерно для районов с высоким нефтегазогенерационным потенциалом. Выходы на поверхность горных выработок рудника Баренцбург и отвалы породы, содержащей примесь угля, расположенные на террасе правого склона долины р. Грендален, могут служить источником загрязнения донных отложений устья этого водотока.

В целом отмечается вклад антропогенной составляющей в формирование уровней содержания загрязняющих веществ в морских водах залива Грен-фьорд, ранее в исследованиях обращалось внимание на загрязнение отложений нефтяными углеводородами. Так, морские донные отложения характеризованы «значительной» степенью загрязнения бенз/а/пиреном (27 – 47 нг/г в заливе Грен-фьорд) [Мещеряков, 2017], что может быть связано с отбором проб непосредственно в период таяния льдов. Однако, повышенные концентрации можно связать и с поступлением нефтяных углеводородов в судоходных районах.

Государственная система мониторинга ежегодно регистрирует ПАУ в заливе Грен-Фьорд. Определение предусматривает фиксацию 16 видов ПАУ и их суммы (Σ ПАУ): нафталин (Naph); аценафтилен (Ace); флуорен (Flu); аценафтен (Acen); фенантрен (Phe); антрацен (Ant); флуорантен (Fluo); пирен (Pyr); бензо(а)антрацен (BaA); хризен (Chry); бензо(б)флуорантен (бензо(б)); бензо(к)флуорантен (бензо(к)); бензо(а)пирен (BaP); дибензо(а, h) антрацен (Diben); индено (1,2,3cd) пирен (Ind); бензо(g,h,i)перилен (BghiP)). Большую часть составляет нафталин, следующим по преобладанию ПАУ является фенантрен, хризен, наименьшие концентрации – пирен и, далее – бензо(а)пирен. С начала исследований в заливе Грен-фьорд (2012 г.) по данным государственной наблюдательной сети ПАУ регистрируются ежегодно, и их концентрации хорошо соответствуют таковым в других исследованиях и открытых данных.

До 2015 г. максимальное содержание суммы ПАУ могло достигать 1390 нг/дм³. С 2015 года наблюдается снижение концентрации ПАУ на исследуемой территории. Нафталин, фенантрен и хризен ежегодно преобладают среди наиболее канцерогенных ПАУ, а пирени бензо(а)пирен имеют самые низкие концентрации.

В 2016 г. ПАУ в морских водах не определялись, в 2017 – 2018 годах наблюдается небольшой рост, но с 2019 года снова сохраняется тенденция снижения этого показателя за десятилетний период по сравнению с 2012 и 2014 гг.

2.2.1.2 Кольский залив (Баренцево море)

Выполнен анализ содержания нефтяных углеводородов в Кольском заливе в сравнении с предельно допустимыми концентрациями (ПДК) за период с 2011 по 2021 гг. по данным лаборатории мониторинга загрязнения поверхностных и морских вод (ЛМВ) Центра мониторинга загрязнения окружающей среды (ЦМС) ФГБУ «Мурманское УГМС» в Кольском заливе.

В середине 90-х годов существенно повысился интерес к геологоразведочным работам на Кольском шельфе, в связи с близостью этого района к Мурманску и прогнозируемыми высокими

перспективами в нефтегазоносном отношении. Кольский залив Баренцева моря является важным стратегическим объектом России.

Акватория Кольского залива не замерзает и хорошо защищена от сильных ветров. Кольский залив располагается в северной части Кольского п-ова и сообщается с Баренцевым морем. Общая протяженность залива по створам составляет около 55 км, ширина – 1–7 км. На берегах залива находятся такие крупные города как Мурманск, Североморск, Кола, Полярный. Северной границей залива можно считать точку с координатами 69°20′ с. ш. и 33°30′ в. д., устьем залива – 68°58′ с. ш. и 33°00′ в. д. (рисунок 2.2.7.).

Сравнительный анализ показал, что современные донные отложения Кольского залива характеризуются наиболее высокой на Северо-Западе Российской Федерации концентрацией химических элементов [Система Баренцева моря, 2021].

Определение нефтяных углеводородов и выполнение химических анализов на биогенные и другие загрязняющие вещества проводит лаборатория мониторинга загрязнения поверхностных и морских вод (ЛМВ) Центра мониторинга загрязнения окружающей среды (ЦМС) ФГБУ «Мурманское УГМС», при этом наличие нефтяных углеводородов в торговом порту Мурманска на станции ВПМ наблюдается постоянно.



Рисунок 2.2.7. Акватория Кольского залива Баренцева моря. Южное, Среднее и Северное «колена», станция ВПМ в торговом порту г. Мурманск (нефтяные углеводороды) [ФГБУ «Мурманское УГМС»; Качество..., 2019, 2020]

Отбор проб осуществляется на станциях государственной службы наблюдения и контроля загрязнения объектов природной среды – станции ГСН I и II категории наблюдений. Станция

водпоста в торговом порту г. Мурманска (ВППМ) – единичная контрольная станция I категории, которая предназначена для оперативного контроля уровня загрязнения моря.

В период 2011 – 2021 гг. значения выше ПДК были фиксировались каждый год. Начиная с 2014 г. наблюдается заметная тенденция уменьшения как максимальных, так и среднегодовых значений содержания НУ. В период 2016–2018 гг. отмечено уменьшение среднегодовых значений до близкого к ПДК уровню – 0,05 мг/дм³ [Об утверждении нормативов качества вод, 2016].

В 2019 г. был зафиксирован существенный рост среднегодовой (0,09 мг/дм³) и максимальной (0,26 мг/дм³) концентрации НУ. А в 2020 и 2021 гг. их содержание опять значительно снизилось и вернулось к предыдущим значениям. Анализ многолетней динамики показывает, что в 2020 г. впервые средняя концентрация была на уровне значения ПДК (0,05 мг/дм³), а в 2021 г. ниже уровня ПДК – 0,03 мг/дм³. В 2022 г. среднее значение снова осталось на уровне ПДК (0,051 мг/дм³), а максимальное составило 1,3 ПДК (0,065 мг/дм³) [Качество морских вод, 2021].

Отмечается, что на станции ВППМ присутствие растворённых НУ в морской воде связывается с антропогенной нагрузкой, так как данная станция расположена в районе интенсивного судоходства и вблизи торгового порта, вместе с тем, в последние годы наблюдается существенное уменьшения сброса и поступления загрязняющих веществ от предприятий. В работах ММБИ были составлены сезонные картосхемы относительной интегральной уязвимости Кольского залива от нефти [Кольский залив и нефть, 2018] и наиболее уязвимыми районами Баренцева моря являются прибрежные: в первую очередь это прибрежные районы Мурмана – полоса шириной от 20 км зимой, до 35–160 км весной, 20–70 км летом и до 160 км осенью (вдоль побережья Кольского полуострова), к уязвимым также отнесена прибрежная полоса шириной до 30–40 км вдоль западного побережья архипелага Новая Земля (относительная уязвимость в рамках конкретного сезона – летом и осенью) и восточные районы Печорского моря (также летом и осенью), остальные районы Баренцева моря имеют меньшую уязвимость относительно указанных районов для каждого сезона.

В перспективе, с учетом возможных изменений, требуется детальное обсуждение указанных картосхем интегральной уязвимости залива от нефти с точки зрения возможной корректировки, дополнения и использования карт уязвимости в планах ЛРН, при проведении операций по ЛРН и в других сферах морехозяйственной деятельности.

Для связи присутствия растворённых форм НУ в морской воде с геохимическим происхождением и природным поступлением из морских донных осадков и нижележащих толщ стоит провести анализ многолетней динамики концентрации НУ также на других станциях системы государственного мониторинга, расположенных по всей акватории Кольского залива. Это станции II категории в Южном, Среднем и Северном «коленах», и они относятся к

единичным станциям или разрезам и служат для получения систематической информации о загрязнении морских и устьевых вод, а также для исследования сезонной и межгодовой изменчивости контролируемых параметров. Однако, исследования на них проводились до 2014 г. включительно. По данным прошлых лет на станциях в акватории Кольского залива фиксировались значения НУ и ежегодно присутствовали значения выше ПДК. Так, в июне 2013 г. исследования проводились в Среднем и Северном «коленах». Нефтяные углеводороды были зафиксированы только на станции 11 – концентрация составила $0,113 \text{ мг/дм}^3$ (2,7 ПДК), на остальных станциях их значения не превышали предела обнаружения. В 2014 г. были исследованы Южное и Среднее «колена». В Среднем колене были зафиксированы значения выше ПДК на трёх станциях из четырёх (рисунок 2.2.8).

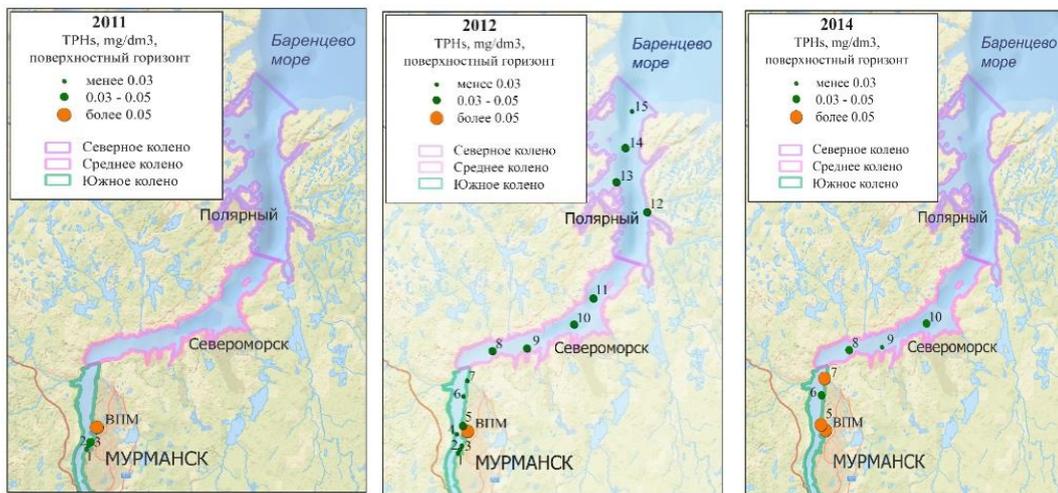


Рисунок 2.2.8. Картограммы содержания общего содержания нефтяных углеводородов в акватории Кольского залива на станции ГСН в Северном, Среднем и Южном «коленах» (мг/дм^3) [Чекменева, Долгова, 2023; Александрова и др., 2023]

2.2.1.3 Результаты изучения изменчивости содержания углеводородов в донных отложениях западной части Баренцева моря в рамках проекта «МАРЕАНО»

По открытым данным проекта МАРЕАНО представлены результаты анализа изменчивости содержания углеводородов в донных отложениях западной части Баренцева моря (рисунок 2.2.9.). На рисунке станции Мареано обозначены розовыми квадратами и распределение НУ в донных осадках, построенное по данным Мареано обозначено линией синего цвета. Черным цветом изображены все обнаруженные пятна-слики, при этом области максимальной их концентрации выделены красными квадратами, границы Баренцева моря обозначены фиолетовым цветом, границы норвежского и российского секторов моря коричневой

штрихованной линией. Как видно из рисунка, значимого соответствия между пятнами на поверхности и НУ в осадках не обнаруживается. Рейсы проводились в рамках программы мониторинга Института морских исследований (IMR) (Норвегия), который на регулярной основе проводит мониторинг загрязнений в морских районах в районе МАРЕАНО – Баренцева, Норвежского, Северного морей и норвежской прибрежной зоны.

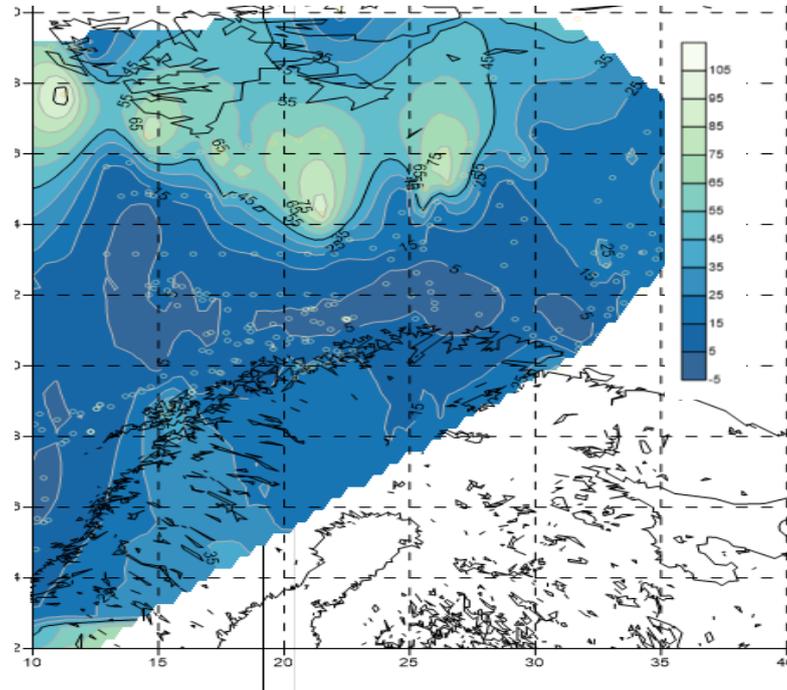


Рисунок 2.2.9. Карта распределение нефтяных углеводородов в донных осадках по данным проекта МАРЕАНО с 2011 по 2021 гг., ($\mu\text{г}/\text{дм}^3$).

Для получения систематической информации о фоновых уровнях загрязнения морской среды в целях изучения их межгодовой изменчивости на станциях, расположенных на участках бассейна, где отмечаются более низкие уровни загрязнения, или в относительно чистых водах выполняются фоновые наблюдения один раз в сезон. Данные наблюдения осуществляются в районах, в которые загрязняющие вещества могут попасть только вследствие их глобального распространения. Также загрязняющие вещества наблюдаются в промежуточных районах, в которые загрязняющие вещества поступают вследствие региональных миграционных процессов.

При этом категория и местоположение станций фонового мониторинга могут корректироваться в зависимости от динамики уровня загрязнения морской среды [Качество..., 2019, 2020]. Большая часть ПАУ, попадающих в морскую среду, попадает в отложения. Выбор отбора проб в донных осадках не случаен. В густонаселенных и промышленно развитых районах уровни ПАУ в морских отложениях часто повышены в поверхностном слое и снижаются с глубиной в ядре отложений.

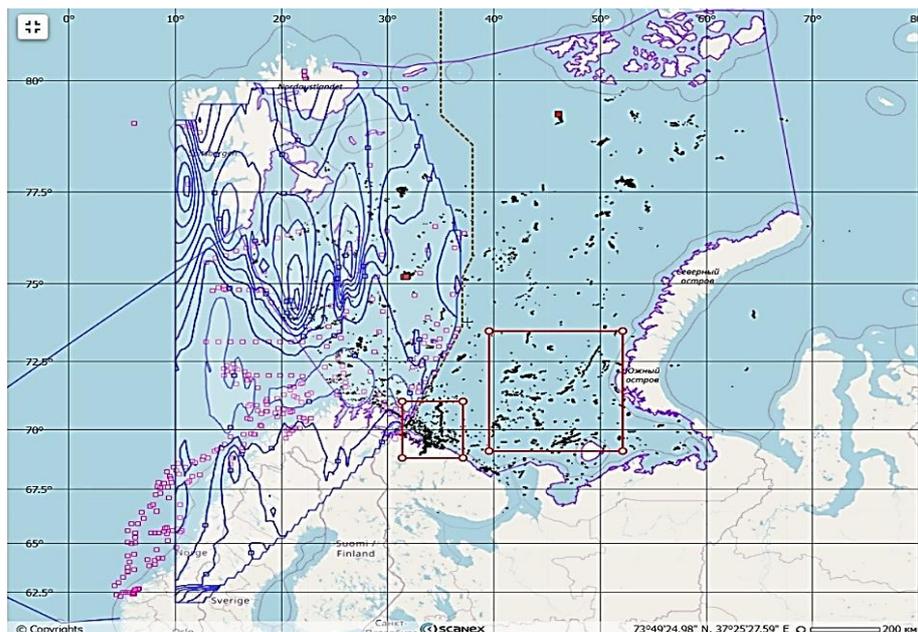


Рисунок 2.2.10. Карта станций МАРЕАНО [<https://www.mareano.no/kart-og-data/kjemidata>], распределение нефтяных углеводородов в донных осадках, (мкг/дм^3), (дана на фоне нефтяных пятен – сликов на поверхности моря за период 2015 – 2021 гг.)

Отложения, обнаруженные на большой глубине, могут иметь низкие и постоянные уровни ПАУ. Например, эпоха индустриализации проявляется в уровнях ПАУ в пробах отложений, взятых в Скагерраке, причем самые высокие концентрации наблюдаются в поверхностных отложениях [Longva, 1998].

Однако в Баренцевом море это может быть не так выражено в связи с удаленностью населенных или промышленных территорий и уровни ПАУ могут оставаться на фоновых уровнях, а любые изменения уровней могут отражать другие процессы, помимо антропогенных.

Как показали результаты анализа проб по проекту отклонения от фонового распределения УВ в донных осадках и характер распределения НУ в осадках в норвежском секторе Баренцева моря, особенно их резкое увеличение к юго-востоку от Шпицбергена носят природный характер и генетически связаны с углистым осадочным материалом основных источников сноса – архипелагов Шпицберген и ЗФИ, что характеризует эпигенетическую составляющую, обусловленную молекулярной диффузией углеводородов из продуктивных горизонтов.

Географически самые высокие уровни ПАУ в поверхностных отложениях наблюдаются вблизи Шпицбергена. Шпицберген – это территория с крупными запасами угля, где добыча угля ведется уже несколько десятилетий. Здесь также проводится деятельность по добыче нефти и

газа. Сравнительные исследования донных отложений, собранных на шельфе Шпицбергена, и почв с о-ва Западный Шпицберген показали, что преобладающим источником ПАУ является эрозия угленосных пород Шпицбергена [Dahle et al., 2006].

Обсуждаются измерения суммарной массы углеводородов ТНС (total hydrocarbons) (мкг/кг) в осадках. Следует отметить, что современная система мониторинга состояния окружающей среды в морских отложениях в Норвегии основана на Положении об управлении водными ресурсами (Водные правила). Норвежское агентство по охране окружающей среды установило предельные допустимые концентрации для органических веществ в донных отложениях (М-608, 2016 г., пересмотрено в 2020 г.), а также систему классификации со следующими классами, указанными в таблице 2.2.3 (предельно-допустимые концентрации органических веществ в морских донных отложениях).

Основные правила расчета индекса загрязненности вод определены Методическими Рекомендациями по формализованной комплексной оценке качества поверхностных и морских вод по гидрохимическим показателям», выпущенными в 1988 г. (МР, 1988). Для морских вод при расчете индекса используют четыре параметра с обязательным включением в этот список растворенного кислорода.

Таблица 2.2.3. Классы состояния в соответствии с нормами Норвежского агентства по охране окружающей среды – предельно допустимые концентрации органических загрязнителей в морских отложениях, в мкг/кг (Дирекция по охране окружающей среды 2016, 2020).

Источник: NGU RAPPORT 2021.018 [<https://www.mareano.no/kart-og-data/kjemidata>]

Tilstandsklasse	Klasse I Bakgrunn	Klasse II God	Klasse III Moderat	Klasse IV Dårlig	Klasse V Svært dårlig
PAH16*	<300	300-2000	2000-6000	6000-20000	>20000
Benzo[a]pyren	<6	6-183	183-230	230-13100	> 13100
6 PBDE**	-	< 62	62-79	79-1580	> 1580
Sum DDT***	-	< 15	15-165	165-1647	>1647
HCB	0	< 17	17-61	61-610	>610
γ-HCH (lindan)	0	<0,074	0,074-0,74	0,74-9,8	>9,8
PCB7****	-	< 4,1	4,1-43	43-430	>430
PFOS	-	<0,23	0,23-72	>72	-
PFOA	-	<71	>71	-	-

* Summerte nivåer av naftalen, acenaftylen, acenaften, fluoren, fenantren, antracen, fluoranten, pyren, benz[a]antracen, krysen, benzo[b]fluoranten, benzo[k]fluoranten, benzo[a]pyren, indeno[1,2,3-cd]pyren, dibenz[a,h]antracen, benzo[ghi]perylen.

** Summerte nivåer av BDE-28, BDE-47, BDE-99, BDE-100, BDE-153, BDE-154.

*** Summerte nivåer av *p,p'*-DDT, *p,p'*-DDD, *p,p'*-DDE.

**** Summerte nivåer av PCB28, PCB52, PCB101, PCB118, PCB138, PCB153 og PCB180.

Таким образом, рассмотренные методы оценки уровня загрязненности морских вод по химическим показателям базируются на установленных нормативах предельно допустимой концентрации для рыбохозяйственных водоемов. Расширение обмена информацией между IMR и PINRO, вероятно, позволяет может стандартизировать процедуры мониторинга между институтами и, возможно, повысить качество результатов.

Средний, минимальный и максимальный уровни углеводородов в поверхностных отложениях (0 –2 см) из шести мест в Олесунне и Гиске (Норвежское агентство по охране окружающей среды). Классы состояния показаны цветом в соответствии с таблицей 2.2.3.

В Российской Федерации основным методом для описания качества морских вод и сравнения по этому параметру различных участков акватории морей является использование расчетных значений комплексного индекса загрязненности вод (ИЗВ), которые позволяют отнести воды исследуемого района к определенному классу чистоты (таблица 2.2.4.).

В плане экогеохимических критериев оценки пока не существует единых сопоставимых параметров по уровням концентраций ЗВ в природной среде шельфовых зон. Известные ПДК, разработанные для водных масс пресноводных бассейнов, причем лишь для ограниченного числа ЗВ, могут быть использованы для шельфовых зон только в качестве первичной базы сравнения. В настоящее время в России используется удельный комбинаторный индекс загрязненности воды, который обозначают аббревиатурой УКИЗВ, он представляет собой количество загрязняющего вещества в единице объема воды (например, в 1 мл).

Таблица 2.2.4. Классы качества морских вод и значения ИЗВ [Оценка загрязненности..., 2023]

Класс качества вод		Диапазон значений ИЗВ
Очень чистые	I	$\text{ИЗВ} \leq 0,25$
Чистые	II	$0,25 < \text{ИЗВ} \leq 0,75$
Умеренно загрязненные	III	$0,75 < \text{ИЗВ} \leq 1,25$
Загрязненные	IV	$1,25 < \text{ИЗВ} \leq 1,75$
Грязные	V	$1,75 < \text{ИЗВ} \leq 3,00$
Очень грязные	VI	$3,00 < \text{ИЗВ} \leq 5,00$
Чрезвычайно грязные	VII	$\text{ИЗВ} > 5,00$

Оценка проводится в соответствии с требованиями руководящего документа РД 52.24.643-2002 [<https://rcycle.net/ekologiya/gidrosfera/indeks-zagryazneniya-vody-metodika-rascheta-i-osnovnye-pokazateli>]. При этом, нефтепродукты учитывают в расчетах суммарно.

Имеющиеся единые нормы ПДК имеют весьма условный характер, что определяет необходимость расчета фоновых концентраций ЗВ для каждого уровня организации объекта в зависимости от масштаба исследований, так как каждая геосистема имеет свой геохимический

фон и пороговые значения периодических колебаний, поэтому не существует единого уровня концентрации техногенных веществ, оказывающих негативное воздействие на экосистему.

В этой связи принципиально значимыми оказалось проведение контактного отбора проб в зоне предельного мелководья. Качество морских донных отложений в пределах российских вод в настоящее время не регламентируется и нет нормативно закрепленных значений допустимой концентрации загрязняющих веществ аналогично ПДК для водной толще. Методологические основы проведения наблюдений за химическим загрязнением донных отложений изложены в «Методических указаниях по осуществлению государственного мониторинга водных объектов в части организации и проведения наблюдений за содержанием загрязняющих веществ в донных отложениях водных объектов» [Приказ № 112 Минприроды России от 24 февраля 2014 г., Качество., 2018].

Оценка загрязненности опирается на наличие средней характерной концентрации вещества в подверженном антропогенному воздействию водоеме, полученной по результатам многолетних наблюдений. Для морских донных отложений существует возможность оценивать степень загрязнения донных отложений по критериям экологической оценки загрязненности грунтов по разработанным в разных странах нормативным показателям, например по «голландским листам» [Warmer, 2002]. Полученные единицы превышения установленных допустимых границ загрязнения донных отложений («Допустимая Концентрация», ДК) не являются юридическим нормативным значением, а только наглядно представляют насколько реальное содержание вредного вещества в пробе превышает относительно разумный предел. Эти цифры могут быть использованы для упрощенной сравнительной характеристики загрязненности различных участков акватории моря, или для оценки межгодовой изменчивости.

По данным МАРЕАНО в 2021 г. анализы органических загрязнителей показали повышенный уровень общего содержания углеводородов (ТНС), а также относительно низкие уровни углеводородов (ПАУ). В составе ПАУ преобладают соединения ПАУ, связанные с горением, что может указывать на антропогенное загрязнение. И РАН16, и бензо[а]пирен находится в состоянии II класса (хорошее) (таблица 2.2.5.).

Таблица 2.2.5. Средний, минимальный и максимальный уровни углеводородов в поверхностных отложениях (0–2 см) (Норвежское агентство по охране окружающей среды)

Nivå	ТНС <i>mg/kg tv.</i>	Sum 49 PAH <i>µg/kg tv.</i>	NPD <i>µg/kg tv.</i>	PAH16 <i>µg/kg tv.</i>	Benzo[a]pyren <i>µg/kg tv.</i>
Min.	13	165	29	120	7,8
Gjennomsnitt	31	494	76	376	26
Maks.	69	1095	166	830	51

Примечание: классы состояния показаны цветом в соответствии с таблицей 2.2.3.

Максимальное содержание ТНС по результатам экспедиции 2021 г., показанное на карте на рисунке 2.2.11 составляет 69 мг/кг сухого веса и значительно ниже на других участках - 31 мг/кг. Так, относительно высокий уровень ТНС на станции 8 может быть связан с высоким содержанием ТОС (4,5 %). Органические соединения обычно переносятся в отложения, связанные с органическими частицами, и в первую очередь откладываются там, где много мелкозернистого материала, такого как глина и ил (размер зерен < 63 мкм).

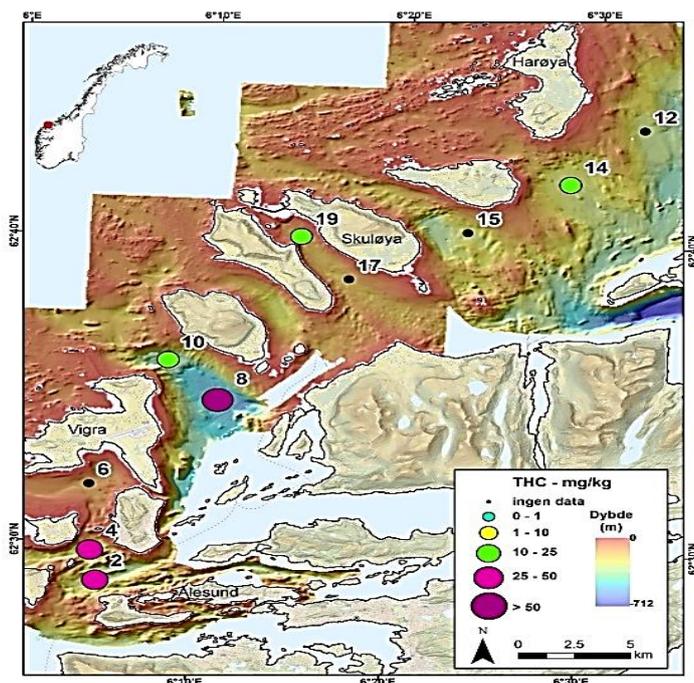


Рисунок 2.2.11. Уровни ТНС в поверхностных отложениях.

Источник: NGU RAPPORT, 2021 [<https://www.mareano.no/kart-og-data/kjemidata>]

Остальные пять станций, по которым проводились анализы углеводородов, показали гораздо более низкое содержание ТОС (2,2% на станции 4 или меньше) и уровни ТНС (38 мг/кг дважды на станции 4 или ниже). Норвежское агентство по охране окружающей среды не установило классы состояния для ТНС, но уровень ниже 50 мг/кг сухого веса считается низким (OSPAR, 2009). Тем не менее, по результатам анализа проб уровень несколько выше, чем в открытой части Норвежского моря, в т.ч. как ранее сообщала программа MAREANO [Boitsov, 2009], что в целом характерно для прибрежных территорий и объясняется стоком вод от побережья. В 2003-2005 гг., перед запуском программы MAREANO исследования (IMR) в сотрудничестве с геологическим Обществом Норвегии (NGU) было проведено мониторинговое исследование всего района Западного Баренцева моря.

В 2020 г. относительно низкие уровни ПАУ были обнаружены в отложениях на всех изучаемых участках на континентальном шельфе Норвежского моря. Бензо[а]пирен находился в

Класс I («Фон») или класс II («Хорошее состояние») по классификации Норвежского агентства по охране окружающей среды, тогда как РАН16 повсеместно относился к классу I. Профили концентрации ПАУ в кернах отложений показали увеличение уровней пирогенных ПАУ в современное время в результате антропогенного воздействия. В нескольких кернах из частей района Склиннадюпет также наблюдалось увеличение уровни петрогенных ПАУ в самых нижних частях кернов отложений, что, вероятно, объясняется естественными поступлениями. Уровни всех перечисленных выше антропогенных загрязнителей были низкими или очень низкими для всех исследованных точек.

Преобладающая часть поверхностных отложений Баренцевоморского региона имеет небиологическое (обломочное) происхождение, а их распространение и транспорт в основном обеспечивается придонными течениями. Изменчивость общего органического углерода (ТОС) и размер частиц набора данных дает типичную картину для современной седиментологической обстановки в Баренцевом море. Мелкозернистые отложения, богатые ТОС, встречаются на шельфе во впадинах и расщелинах вдоль полярного фронта, где арктическая вода встречается с водами Атлантического океана. Здесь высокий поток биологических отложений и терригенного материала связан с близостью к кромке ледникового щита или пограничной ледяной зоне (MIZ) [Рейгстад и др., 2002]. Пограничная ледовая зона (MIZ) - это переходная область между открытым океаном и паковым льдом [Marcello Vichi, 2021] Кроме того, органические вещества сохраняются в поверхностных отложениях адсорбируясь на глинистых и оксидных поверхностях. Транспорт этих отложений от (MIZ) до западной окраины Баренцева моря может быть обусловлен придонными течениями, что следует из преимущественно мелкозернистых отложений в прогибе Стурфьорд, обогащенными ТОС и указывает на источник в центральной части Баренцева моря [Фогт и др., 2001]. Напротив, отложения в южной части Баренцева моря, где большая часть органического вещества минерализуется в менее продуктивных, незамерзающих водах. Донные отложения здесь как правило, гораздо грубее. Приливные течения на юге Баренцева моря приводят к отложению преимущественно крупнозернистых отложений в прибрежных зонах, тогда как мелкозернистые осадки переносятся и откладываются в прилегающих впадинах и впадинах на большей глубине, в которых самый высокий потенциал накопления органического углерода и загрязняющих веществ. Однако этот предполагаемый потенциал можно проверить только выйдя за рамки региональной сетки и сосредоточив внимание на мелкие очаги аккумуляции/эрозии на юге Баренцева моря.

Действительно, уровни углеводородов часто нормализуются до пелитовой фракции (мелкие осадки, размер частиц менее 63 мкм) или к общему содержанию органического углерода. Диапазоны уровней ПАУ в поверхностных отложениях сильно различаются от станции к станции, охватывая пять порядков величины, как показано на рисунке 2.2.12.

Наиболее широкий диапазон концентраций наблюдается для дибензотиофенов, а также фенантренов и нафталинов, тогда как индено[1,2,3-cd] пирен обладает наименьшим диапазоном.

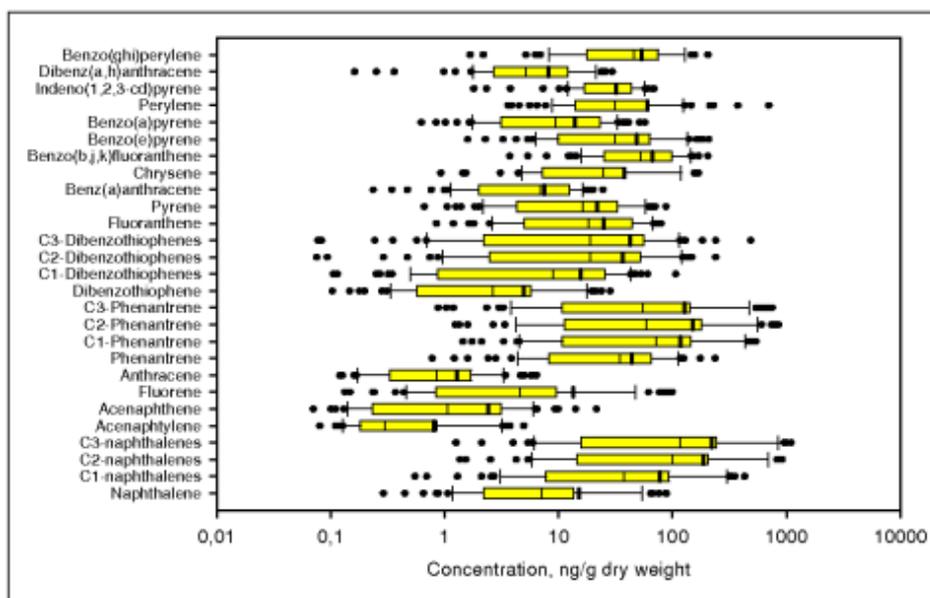


Рисунок 2.2.12. Диапазон концентраций различных компонентов ПАУ в отложениях поверхностного слоя (0-1 см). Границы прямоугольника указывают на 25-й и 75-й процентиля, усы указывают на 10-й и 90-й процентиль, в то время как точки указывают на все выбросы. Тонкой линией внутри рамки отмечены медианные значения, в то время как толстая линия указывает на среднее значение [Boitsov, 2007]

В целом, данные по углеводородам, полученные в экспедициях МАРЕАНО и результаты их анализа, отраженные в последних отчетах по проекту, а также визуализация данных показывают, что в изученном районе Баренцево море остается чистой окружающей средой, на которую деятельность человека оказывает лишь слабое влияние. Локальные источники естественного происхождения способствуют повышению уровня ПАУ в донных отложениях в некоторых районах, в частности вблизи Шпицбергена. На остальной территории исследуемого района наблюдаемые уровни ПАУ в основном обусловлены сложными процессами осаждения, на которые влияют биотическая активность, атмосферный перенос на большие расстояния или морские течения. По данным результатам не выявлено явного и существенного антропогенного воздействия на окружающую среду Баренцева моря, так как полученные значения концентраций невысокие. Кроме того, как показывают географические характеристики района о-ва Шпицберген и литературный обзор локальные природные источники способствуют повышенным уровням содержания углеводородов.

2.3 Совместный анализ данных спутникового зондирования о нефтяном загрязнении и подспутниковых судовых измерений нефтяных углеводородов в Баренцевом и Норвежском морях

Соотносительный анализ больших групп пятен-сликов, выявленных по данным радиолокации, с учетом районов хозяйственной деятельности, в том числе судоходства и рыболовства усиливается использованием подспутниковых данных контактных измерений.

В настоящее время, обнаружение, мониторинг и контроль нефтяных загрязнений поверхности моря проводится методами дистанционного зондирования и при этом важную роль играют радиолокаторы с синтезированной апертурой (РСА), установленные на искусственных спутниках Земли (ИСЗ), которые позволяют получать РЛИ морской поверхности независимо от освещенности и погодных условий, что является очень важным преимуществом в физико-географических условиях Баренцева моря. Для данного региона спутниковая радиолокация является незаменимым средством мониторинга еще и по причине географического местоположения региона. Наступление в зимний период полярной ночи не позволяет использовать оптические датчики, а поскольку морской порт Мурманск является одним из крупнейших незамерзающих портов в России, экологический мониторинг Кольского залива необходимо вести круглогодично. Как показал опыт предыдущих работ, исходя из относительно небольшой ширины залива, для радиолокационного мониторинга наиболее оптимальным режимом съемки спутников Radarsat является режим Standard с размером кадра 100×100 км и вертикальной поляризацией сигнала. Съемку желательно проводить в маловетреную погоду – при скорости ветра 3 – 6 м/с.

Кольский залив и морской порт Мурманск – крупнейший на арктическом побережье транспортный узел, имеющий открытый выход в Мировой океан. Для залива наиболее характерны антропогенные загрязнения, связанные с деятельностью береговых предприятий, а на входе в Кольский залив часто наблюдаются судовые разливы. В основном в заливе детектируются тонкие фракции нефтесодержащих веществ, попавшие в воды залива в нефтеводяных смесях.

Данные о нефтяном загрязнении были получены в рамках радиолокационного мониторинга, основанного на сборе и анализе радиолокационных изображений (РЛИ), было проанализировано более 17500 РЛИ спутников Sentinel-1A и Sentinel-1B, в том числе охватывающих смежные моря (Норвежское и Карское); причем на них было обнаружено и верифицировано 1120 пятен пленочных загрязнений. РЛИ спутников Sentinel-1 на Баренцево

море были получены в режимах Interferometric Wide (IW) и Extra Wide (EW) с разрешением 10 и 40 м и полосой обзора 250 и 400 км (таблица 2.3.1). На этих спутниках установлены РСА, позволяющие получать РЛИ морской поверхности независимо от освещенности и погодных условий, что является очень важным преимуществом в физико-географических условиях Баренцева моря. Дополнительно использовались снимки Sentinel-1 (IW-VVHH) из открытой базы данных Copernicus. В силу очевидной разности контрастов, использовался визуальный критерий выделения пленок и сликов. Для работы с данными ДЗЗ на основе веб-ГИС технологии/приложения "Геомиксер", был применен баренцевоморский геопортал.

В настоящее время на геопортале собрано большое количества данных, характеризующих Баренцево море и представленных в виде векторных или растровых слоев. Для полноценного анализа РЛ-данных портал был пополнен детальными данными батиметрии и данными АИС за 2017 – 2018 гг. Возможности геопортала позволяют эффективно использовать преимущества ГИС-подхода и методика для выявления источников пленочных загрязнений моря благодаря объединению различных данных (разновременные РЛИ, данные о ветре и АИС), интерактивной тематической обработке и анализу. В итоге использование всей совокупности данных о морском бассейне, а именно: дистанционных, физико-географических, промышленных и экологических с учетом антропогенной и техногенной нагрузки, позволяет на выходе получать информацию о типах и источниках нефтяного/пленочного загрязнения.

Основные отличительные черты всех загрязнений, которые создают пленки на поверхности моря и темные сигнатуры на РЛИ – это форма, размеры, контраст, тип границы пятен и др.

Подходы к дешифрированию радиолокационных изображений

Наиболее важный этап в процессе идентификации нефтяных пятен – выделение пятен на РЛИ (сегментация РЛИ) и определение набора параметров, их характеризующих. Если пятно-слик имеет хороший набор отличительных параметров, то можно ожидать, что результат классификации будет обнадеживающим, и, наоборот, если слик с трудом удастся выделить путем сегментации, то в этом случае корректная классификация практически невозможна. Основные отличительные черты пленочных загрязнений для распознавания на РЛИ это размеры, форма, границы пятен, контраст пятно – чистая вода, ветровая «размазка» по направлению ветра, часто наблюдается переувидный край с подветренной стороны. В связи с антропогенным происхождением подобные загрязнения чаще всего имеют контекстное окружение – пространственно привязаны к судам, морским вышкам и платформам, прибрежным терминалам и портам, устьям крупных рек, региональным или местным судоходным трассам, районам добычи или транспортировки нефти.

Процесс выделения пятен нефти и нефтепродуктов состоит из ряда последовательных этапов, на которых обращают внимание на следующие особенности пятна-слика на РЛИ и контекстную информацию, а именно:

- 1) размер (длина и ширина), форма и соотношение длины слика к его ширине;
- 2) радиолокационный контраст слик – чистая вода;
- 3) скорость и направление ветра во время съемки;
- 4) природа края слика (резкая, размытая, градиентная, перьевидная и др.);
- 5) наличие связей слика с явлениями в атмосфере и океане, элементами подводной топографии и геоморфологии, отображенными на РЛИ, и ориентация относительно них. Среди них выделяют штилевые области, конвективные и дождевые ячейки, зоны интенсивных осадков, ветровые волны, крупные волны и зыбь, внутренние волны, границы течений (сдвиги скорости течения), фронты, вихри, апвеллинг, выносы рек, температурные и соленостные аномалии, области бурного развития фитопланктона (цветение вод), приливные явления, наличие рифов и мелей, подводных грязевых вулканов, грифонов и сипов и др.;
- 6) вовлеченность в поле течений;
- 7) повторяемость во времени;
- 8) повторяемость в пространстве, наличие групп или кластеров похожих сликов, точек их «схождения»;
- 9) положение слика относительно проходящих судов, судоходных трасс, нефтяных месторождений, нефтедобывающих и буровых платформ, выносных терминалов, мест перегрузки нефтепродуктов, подводных нефтепроводов, портов, якорных стоянок, устьев рек, выходов канализационных и сточных систем и др.

Некоторые из данных параметров могут быть индивидуальны в зависимости от источника пленочного образования. В общем случае для задач оперативного спутникового мониторинга пятна пленочных загрязнений классифицируются следующим образом:

- 1) антропогенные загрязнения, образуются в результате промышленной деятельности человека на суше и в море. На РЛИ пленки, образованные в результате антропогенных загрязнений, имеют ярко выраженный контраст с морской поверхностью, четкую границу и неоднородную текстуру. Их форма изменчива и неоднородна, как правило, антропогенные загрязнения имеют привязку к своему источнику и распространяются в зависимости от направления и скорости ветра и течений. К антропогенным загрязнениям относятся аварийные разливы (сырая нефть и нефтепродукты), пленочные загрязнения, образованные в ходе деятельности береговых предприятий (нефтепродукты, сточные воды, искусственные ПАВ), выносы с речным стоком (нефтепродукты, сточные воды, ПАВ) наблюдаются в прибрежных районах и на шельфе, в местах промышленной деятельности нефтегазового комплекса.

Обнаруживаются при скорости ветра от 2–3 до 10–12 м/с, существуют на поверхности до 36 ч. Могут иметь различные размеры, толщина пленки варьирует; 2) вероятные антропогенные загрязнения (в том случае, когда разлив имеет характерные форму, текстуру и контрасты, но пространственно не привязан ни к одному из промышленных объектов в море или на берегу, т.е. может быть идентифицирован только с некоторой степенью вероятности); 3) судовые разливы, образуются: балластными водами, которыми заполняют танки нефтеналивных судов – обычно смеси со следами нефти и нефтепродуктов с водой, мочными водами, представляющими собой смеси нефтепродуктов и других маслянистых соединений, и моющими веществами, образованными в результате мойки танков нефтеналивных танкеров и танкеро-химовозов и отходами машинного отделения – смесями [Евтушенко, Иванов, 2018].

На рисунках 2.3.1 – 2.3.3 показаны наиболее типичные примеры пятен крупных пленочных загрязнений различного происхождения, обнаруженные в ходе мониторинга [Кучейко и др., 2020].

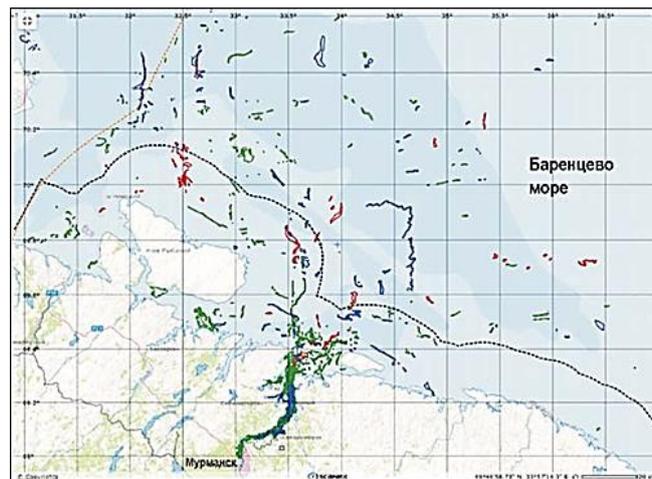
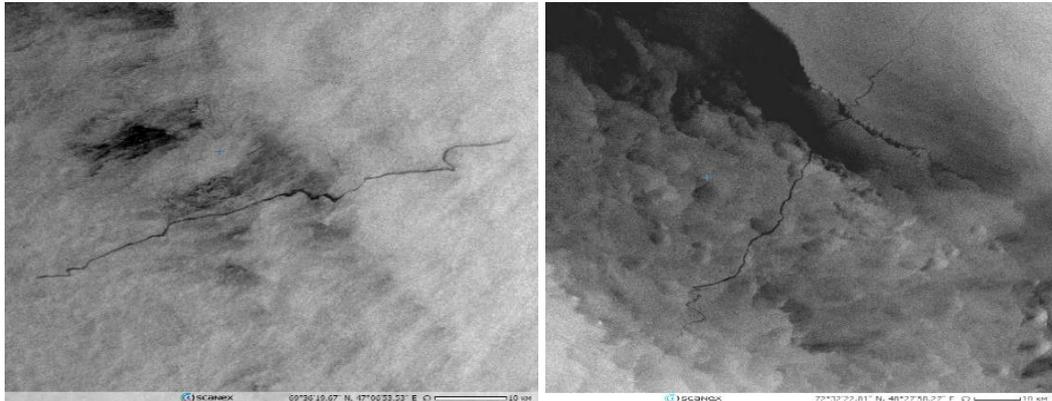


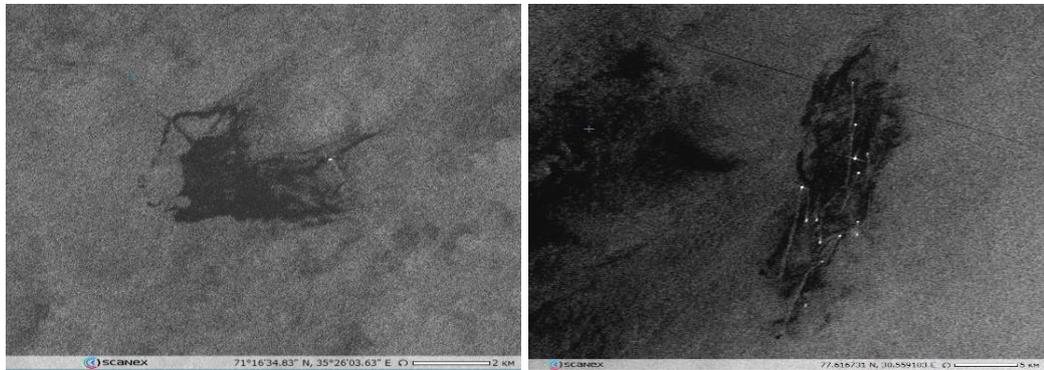
Рисунок 2.3.1. Сводная карта пленочных загрязнений всех типов, обнаруженных в Баренцевом море (а) и в Кольском заливе, а также на подходах к нему (б), в рамках радиолокационного мониторинга 2017 – 2019 гг. (красный цвет – 2017, зеленый – 2018, синий – 2019; фиолетовый – границы моря, черный – граница территориальных вод, светло-коричневый – разграничение морских зон в Баренцевом море) [© ESA].

С целью изучения изменчивости распределения содержания УВ в море в данной работе совместно анализируются результаты радиолокационного спутникового мониторинга, проведенного в 2015-2020 гг. для обнаружения загрязнения Баренцева моря нефтью и нефтепродуктами, и данные подспутниковых контактных измерений УВ. Представлены результаты совместного анализа данных дистанционного зондирования о нефтяном загрязнении

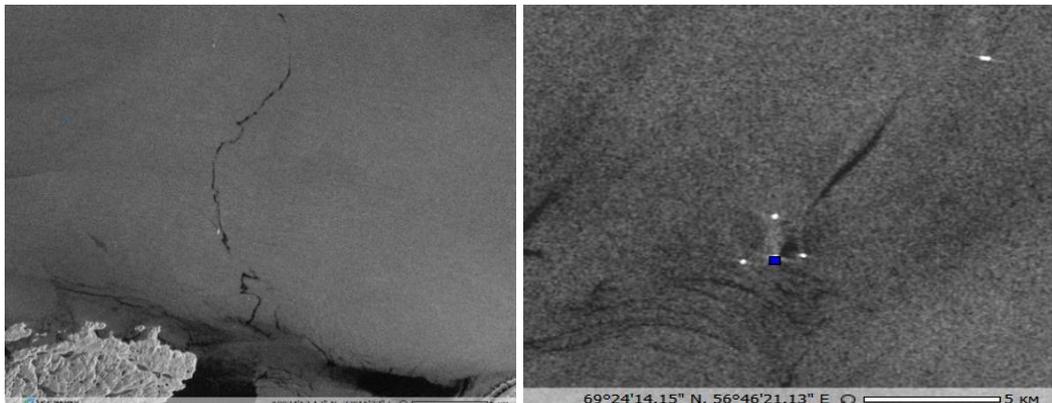
подспутниковыми судовыми измерениями нефтяных углеводородов в Баренцевом и Норвежском морях.



а)



б)



с)

Рисунок 2.3.2. а) – крупные пятна пленочных загрязнений (судовые разливы) в российском секторе моря. Слева: 07.08.2017 (03:49 UTC) (81.3 км, 29.5 км²); справа: 29.05.2017 (03:32 UTC) (154 км, 73 км²) [© ESA].

б) – крупные пятна пленочных загрязнений, обнаруженные в районах рыболовства. Слева: российский сектор 20.09.2017 (04:21 UTC) (12 км²); справа: норвежский сектор 26.09.2018 (06:18 UTC) (64.7 км²) [© ESA];

с) – пятна прочих пленочных загрязнений [© ESA], слева: 9.08.2018 (04:30 UTC) судовой разлив в территориальных водах РФ на подходах к Кольскому заливу (34 км, 3.2 км²).

Справа: 28.06.2019 (04:21 UTC) пятно загрязнений в районе платформы «Приразломная» (3 км²) [Кучейко и др., 2020]

По результатам анализа РЛИ на основе интегральной карты фактического распределения пленочных загрязнений (рисунок 2.3.3), было проанализировано их пространственно-временное распределение.

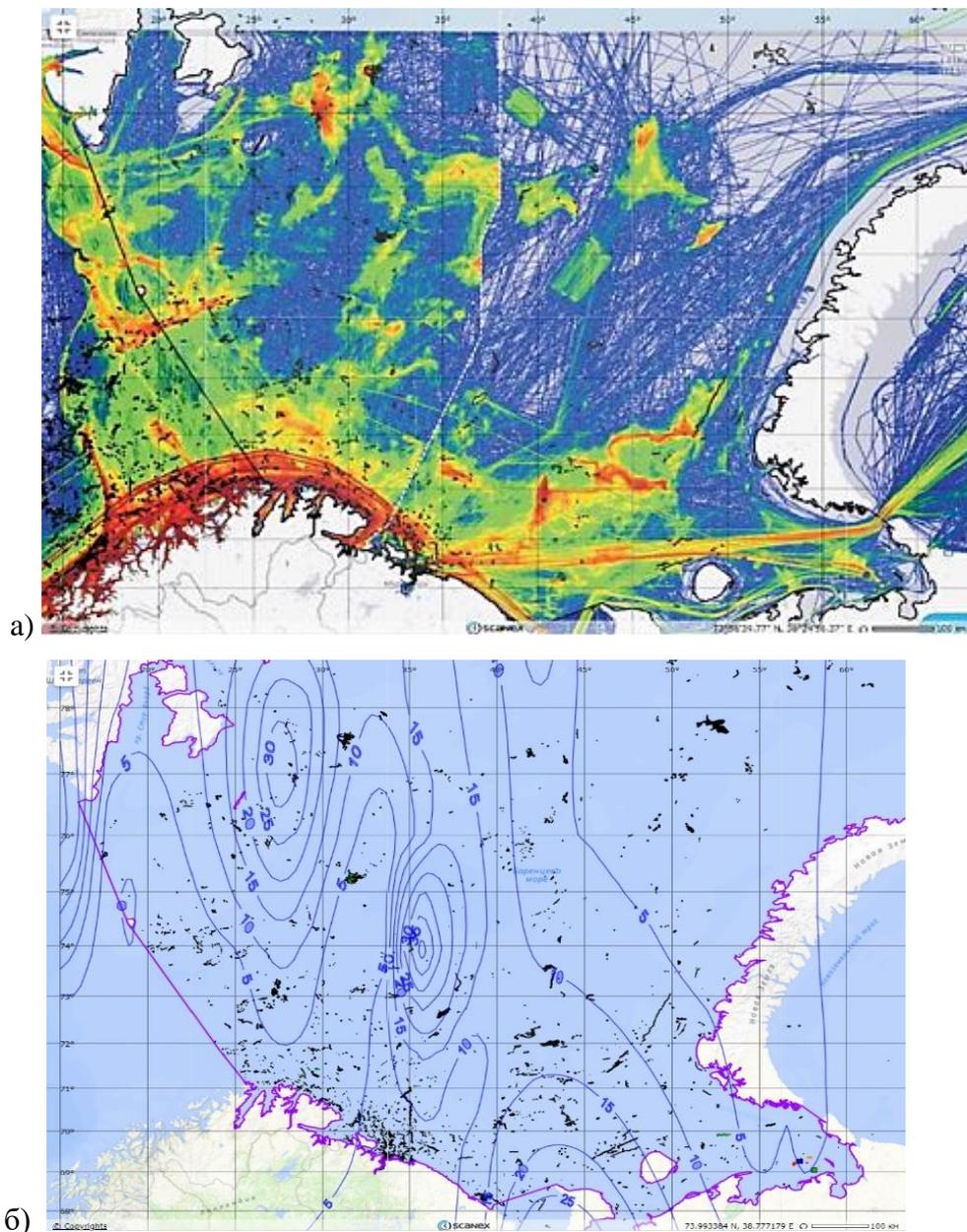


Рисунок 2.3.3. Совместный анализ: а) интегральная карта пленочных/нефтяных загрязнений (черные пятна), обнаруженных и идентифицированных по результатам радиолокационного мониторинга Баренцева моря в 2015–2020 гг.: дана на фоне карты годового

судового трафика (интенсивность судоходства) по данным АИС сервиса marinetraffic.com (АИС) [Кучейко и др., 2020]. б) Сводная карта распределения пленочных загрязнений и содержания углеводородов (в мкг/л) в поверхностном слое воды по данным судовых измерений 2016-2020 гг. [Александрова, Иванов, 2022]

Наибольшее распределение нефтяных пленок тяготеет к проливу Карские ворота (через о. Колгуев) – Кольский залив – в порты Мурманск и далее на запад, также обнаруживается, хоть и менее выражено – в районе нефтедобычи в Печорском море. Карта пленочных загрязнений, обнаруженных в результате РЛ мониторинга Баренцева моря в 2015–2020 гг., была представлена на фоне карты годового трафика всех типов судов (по данным АИС) и показывает, что распределение пятен загрязнений имеет специфические особенности и может зависеть от целого ряда причин, включая положение судоходных трасс и рыболовных зон. Отмечается положительное соответствие с распределением повышенных значений в самой южной части между о. Колгуев и Мурманским берегом.

Распределение УВ (рисунок 2.3.4.) построено по данным судовых наблюдений за период с 2016 по 2019 гг. – карта пространственной изменчивости содержания УВ в море.

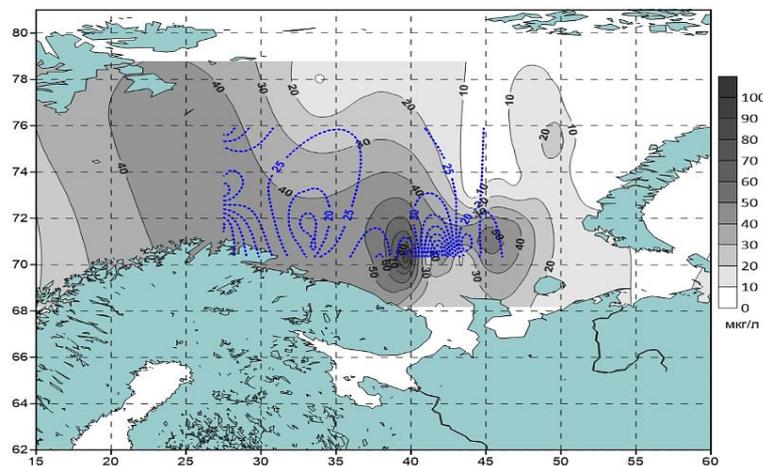


Рисунок 2.3.4. Содержание углеводородов (в мкг/л) в придонных водах Баренцева моря (в мкг/л) и в верхнем слое донных осадков (мкг/г; синий пунктир) по данным судовых измерений 2016 - 2020 гг. [Александрова, Иванов, 2022]

Влияние на распределение и состав УВ в толще осадков и в придонном слое воды могли оказывать разгрузки флюидных источников: к примеру, аномалии в распределении УВ на отдельных станциях у арх. Шпицберген и в Медвежинском желобе моря – за счет возможного точечного влияния потоков УВ из толщи осадков и может быть признаком естественных нефтепроявлений (рисунок 2.3.5.).

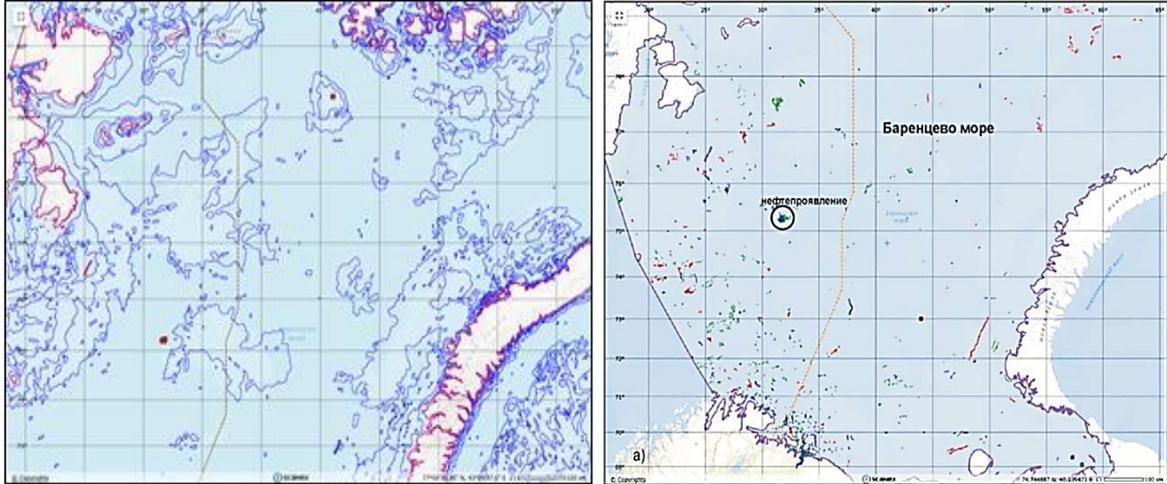


Рисунок 2.3.5. Нефтепроявления (красные квадраты), обнаруженные в норвежском и российском секторах Баренцева моря в рамках радиолокационного мониторинга пленочных загрязнений [Кучейко и др., 2020]



Рисунок 2.3.6. Положение предполагаемой группы сипов на обзорной карте Баренцева моря (звездочка на врезке) и на батиметрической карте, данные Norgeskart [Иванов, 2019]

На основе вышеописанной методики и анализа совокупности пятен, обнаруженных на одновременных РЛИ в 2016 – 2018 гг., в веб-картографическом приложении «Геомиксер», предполагается наличие подводных источников на дне (грифонов или сипов от англ. cold seep) в глубоководной части моря на глубине около 345 м в координатах $75^{\circ}13'$ с.ш. и $31^{\circ}45'$ в.д. (рисунок

2.3.6). Большая часть пятен-сликов имела линейчатую форму длинами от 1 до 23 км; они появлялись в одном и том же месте моря, группируясь в пространстве и создавая характерные веерные структуры (Рисунок 2.3.7). Площадь пятен в зависимости от гидрометеорологических условий составляла от 0.2 до 20 км² [Иванов, 2019].

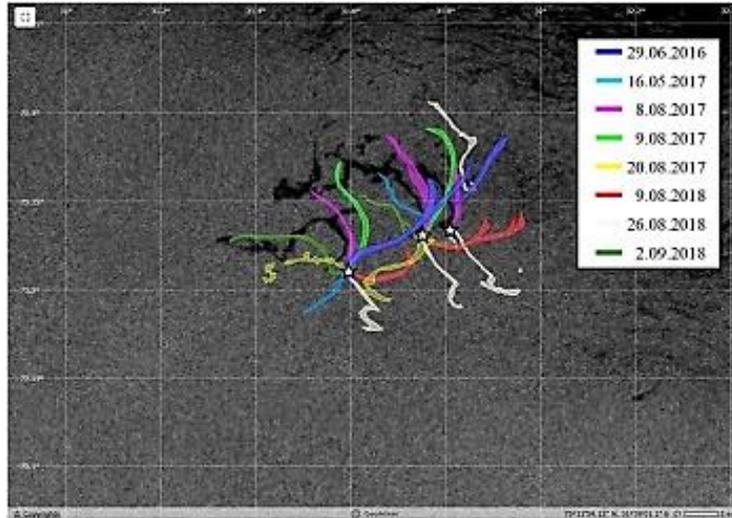


Рисунок 2.3.7. Пространственно-временная группировка пятен-сликов, обусловленная активностью обнаруженной группы подводных источников НУ (звезды), на фрагменте РЛИ спутника Sentinel-1A от 04.08.2017 (центральная часть моря, норвежский сектор) [Иванов, 2019]

Учитывая, что основным источником УВ в Мировом океане (до 0.6 млн. т/год или 48% от суммарного поступления), в том числе в окраинных морях, где распространены нефтегазовые бассейны, являются выходы (высачивания) УВ в нефтегазоносных районах [Oil in the Sea, 2003], предполагается, что разгрузки эндогенных флюидных источников оказывают влияние на распределение и состав УВ в толще донных осадков и в придонных водах.

Маркеры состава алканов и спектры ИК-Фурье [Немировская и др., 2020] указывали как на седиментационный (Мурманская банка, шельф ЗФИ), так и на точечный эндогенный источник УВ (шельф арх. Шпицберген, Медвежинский желоб).

Анализ проб придонной взвеси – наилка, отобранного мультикорером и представляющего собой переходную форму материала между придонной взвесью и донным осадком показал, что концентрации УВ в наилке оказались значительно выше, чем во взвеси, выделенной из придонной воды в 3,9–17,7 раз, алканов в 13–30 раз. Кроме того, как указывалось в более ранних работах, образование нефелоидных слоев при взмучивании осадков также сказывается на концентрации УВ в придонном горизонте [Немировская и др., 2021].

Следовательно, для изучения седиментационных процессов и содержания УВ на границе вода – осадки представляется целесообразным продолжение отбора проб в данном слое и проведение дальнейших исследований.

Исследования по определению концентрации приоритетных загрязняющих веществ в придонном слое показывают, что наиболее загрязненным может считаться район, подверженный выносу вод из Кольского залива, непосредственно Кольский залив и акватория, примыкающая к нему, а также акватория, примыкающая к Мурманскому берегу, что в целом соотносится и с полученными ранее результатами по данным радиолокационной съемки.

Кольский залив выделяется в прибрежной акватории Баренцева моря как участок наиболее напряженного использования морских ресурсов, здесь выявлен ряд перспективных локальных структур на Кольско-Канинской моноклинали. Очевидно, что при высокой степени развития морской хозяйственной деятельности в Кольском заливе и прилегающей части Баренцева моря обостряются экологические проблемы, важнейшими из которых следует признать химическое и нефтяное загрязнение. При высокой степени развития морской деятельности в Кольском заливе и прилегающей части Баренцева моря резко обострены экологические проблемы, важнейшими из которых следует признать химическое и нефтяное загрязнение. В данной работе в продолжение анализа результатов спутникового радиолокационного мониторинга районов Баренцева моря была поставлена задача определить наличие (отсутствие) пленочных загрязнений в Кольском заливе за последние годы, а также изучить основные факторы воздействия (включая перемещение и направление дрейфа пленки) на пленочные нефтяные загрязнения в условиях изучаемого района. Были изучены материалы о результатах продолжающегося спутникового мониторинга Кольского залива, во многих из которых показана роль судоходства и транспортного узла в воздействии на уязвимость зоны прибрежных мелководий Кольского залива от нефти.

По результатам радиолокационного мониторинга (рисунок 2.3.8.) определяются следы судоходства и типичный сброс с судна.

Все пленочные загрязнения на радиолокационных изображениях наблюдаются в виде темных пятен. Суда, проходящие по заливу, оставляют а собой кильватерные следы, которые сохраняются некоторое время на поверхности моря. На многих радиолокационных изображениях отмечается, что пленки агрегируются на таких участках, а также имеют тенденцию дрейфовать от берегов по направлению к центру залива, а затем концентрироваться вдоль главного фарватера. Данные о нефтяном загрязнении, а именно радиолокационные изображения (РЛИ), были получены в рамках радиолокационного мониторинга спутников Sentinel -1 (IW-VV VH).

Радиолокаторы с синтезированной апертурой (SAR), установленные на спутниках Sentinel-1, обеспечивают получение РЛИ морской поверхности независимо от освещенности

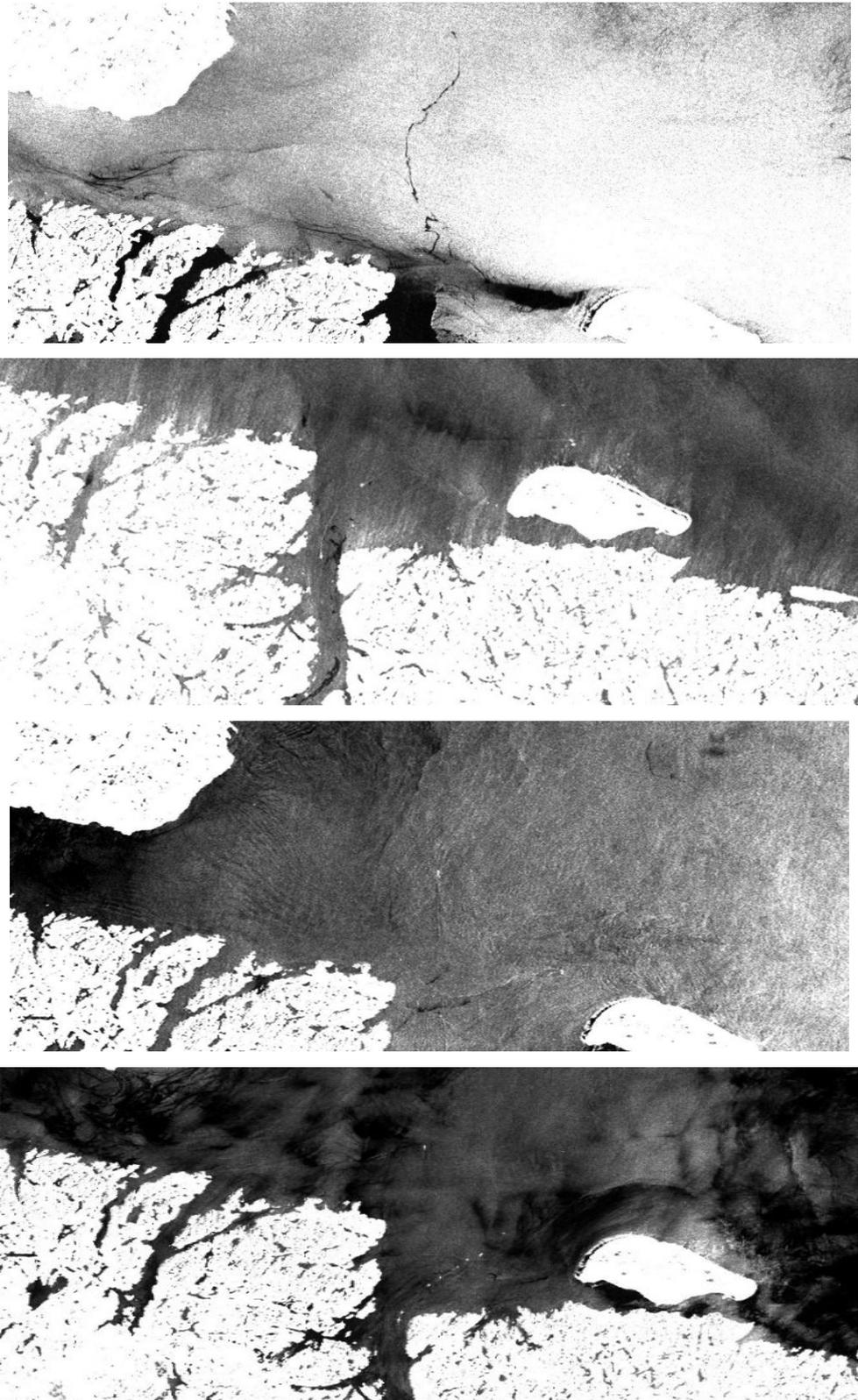


Рисунок 2.3.8. Фрагменты радиолокационных изображений Кольского залива со спутника Sentinel-1 (IW-VV VH) сверху-вниз: судовой разлив в территориальных водах Российской Федерации на подходах к Кольскому заливу (2018.08.09): пленочные загрязнения, выносимые с залива (2017.08.17), нефтяные пятна, разливы (2019.08.16), нефтяные пятна, следы судоходства (2020.08.05). [Источник: <https://dataspace.copernicus.eu>; <https://sentinel-hub.com>]

[Александрова, Жердев, 2024]

и погодных условий, хорошо показывают границы морского льда и островов, положение судов, что является важным фактором, учитывая физико-географические условия Баренцева моря.

В силу очевидной разности контрастов, использовался визуальный критерий выделения пленок и сликов. По результатам продолжительных наблюдений [Кольский залив и нефть..., 2018; Кучейко и др., 2020], для Кольского залива наиболее характерны техногенные загрязнения, связанные с деятельностью береговых предприятий. У входа в Кольский залив часто наблюдаются судовые разливы, здесь в основном детектируются тонкие фракции нефтесодержащих веществ. Эти пленки неустойчивы и разрушаются при скорости ветра более 5–7 м/с, однако могут присутствовать и пленки сырой нефти и тяжелых нефтепродуктов, которые могут сохраняться на поверхности моря при скорости ветра до 9 – 12 м/с и существовать более суток. Для того чтобы отличить нефтяные пятна от других пленочных сликов на РЛИ, следует учесть, что в натуральных условиях нефть и нефтепродукты на поверхности моря формируют пятна самой разнообразной формы и размеров – от узких длинных, многокилометровых полос в следе за водными судами до маленьких округлых пятен, чаще всего нефтяные пленки не отслеживают поле поверхностных течений [oceanfromspace.scanex.ru].

Необходимо учесть, что согласно литературным данным [Кольский залив и нефть..., 2018], в изучаемом районе на состояние разлитой нефти, особенно на состояние агрегированности, плотности и плавучести тяжелых компонентов нефти, оказывает влияние термохалинный режим водной среды, характеризующийся существенным изменением (средних величин) температуры примерно 9 °С и солености примерно 28 ‰ верхнего 5-метрового слоя. Летние (июль – сентябрь) термохалинные условия в Кольском заливе поддерживают физико-химическую диссипацию нефти (растворение, растекание, испарение). В зимний период усиливается фактор агрегирования тяжёлых фракций нефти. Зимой и в начале весны (до конца апреля) стратификация вод слабоустойчива и благоприятствует интенсивной диффузии мелкодисперсных примесей, в том числе нефтяных агрегатов, в глубинные слои. В другие месяцы водная толща имеет двухслойную плотностную структуру с пикноклином в слое 5 – 10 м, препятствующим проникновению нефтяной примеси в глубинные слои. Предполагается, что при нормальных условиях со слабо развитым волнением разлитая нефть в основном будет оставаться и трансформироваться в верхнем 5-7-метровом слое.

Пелитовые и алевроито-пелитовые образования на Кольском шельфе, представленные глинистыми и алевроито-глинистыми илами жидко-текучей и текуче-пластичной консистенции, обладают достаточно высокой сорбционной емкостью для накопления как газовой фазы так и жидких нефтяных углеводородов. Диффузия нефтяных агрегатов в водной толще определяется текущими условиями плотностной стратификации вод и интенсивностью волновой

деятельности. Также, разрушение волны у берегов является очень сильным фактором эмульгирования нефти, выброса ее прибоем в зону заплеска и увлечения нефтяных агрегатов стоковым течением в придонный слой, в наибольшей степени таким процессам подвержены берега среднего и особенно северного колена, где разрушение волн происходит в прибрежной полосе от изобаты примерно 10 м. Вынос нефтяных загрязнений в морской бассейн будет зависеть и от скорости перемещения разлитой нефти, которая может варьировать в зависимости от скоростей суммарного течения и касательного напряжения трения ветра в текущий момент. Максимальная скорость движения пятен будет свойственна южному колону, в котором скорость результирующего течения максимальна. Траектория движения пятен нефти будет иметь тенденцию отклонения к восточному берегу во время отлива.

Согласно такой схеме и вследствие положительного результирующего переноса, восточный берег потенциально подвержен большему риску нефтяного загрязнения, нежели западный в случае аварийных разливов внутри залива [Шавыкин, 2010]. Кроме того, схема переноса нефтяных пятен может осложняться ветровым воздействием.

Ледовый покров играет неоднозначную роль в проблеме нефтяного загрязнения залива и является фактором, препятствующим растеканию нефти по акватории залива. Со льдом нефть выносится в море, в то же время лед закрывает скопления нефти и осложняет ликвидацию нефтяного загрязнения на акватории и в прибрежной зоне залива. В целом ледовая обстановка, как и зимние погодные условия, оцениваются как неблагоприятные факторы при ликвидации аварийных разливов нефти. Зимой лед в Кольском заливе может появляться и выноситься многократно, несмотря на то, что сплоченность этого льда незначительна (около 1–2 баллов). Ледовый покров может вызывать сложности для осуществления морской хозяйственной деятельности. Вместе с тем, в южном колене ледоставу препятствуют антропогенные факторы: сбросы теплых сточных вод, попуск воды с Каскада Туломских ГЭС, разрушение льда судами. Лед взламывается судами по маршруту следования, в основном – вдоль восточного берега.

Для пространственного анализа была построена сводная карта распределения пленочных загрязнений и содержания углеводородов моря (в мкг/л) у дна по данным судовых измерений (рисунок 2.3.9). В соответствии с подспутниковыми данными повышенные концентрации УВ наблюдаются здесь в придонном слое в зонах желобов и в шельфовой зоне в районе Кольского залива. Результаты, как показывает анализ интегральной карты — рисунок 2.3.3, а также рисунок 2.3.9, согласуются с выводами, полученными при исследованиях на загрязняющие вещества [Качество..., 2020]. Так, индекс загрязненности вод (ИЗВ) на большинстве разрезов в Баренцевом море составил 0,50-0,74, что характеризует морскую воду как «чистую», за исключением района, подверженного выносу вод из Кольского залива – «загрязненная».

Также, по данным многолетних наблюдений ФГБУ Всероссийского научно-исследовательского геологического института им. А. П. Карпинского донные осадки Кольского залива характеризуются самой высокой на северо-западе России фоновой концентрацией гексанрастворимых нефтепродуктов (среднее гармоническое – 1,615 мг/г), в то время как фоновая концентрация нефтепродуктов в донных осадках региона в целом составляет 0,032 мг/г [Шахвердов, 2016], что тоже свидетельствует о высоком уровне техногенного воздействия на геосистему залива. В этой связи комплексный экологический мониторинг Кольского залива, осуществляемый круглогодично, может привести к решению данных вопросов.

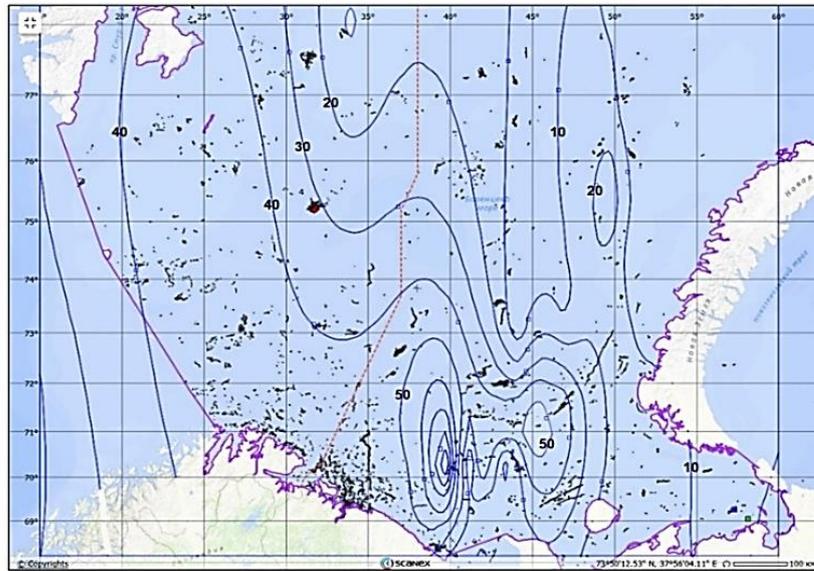


Рисунок 2.3.9. Сводная карта распределения пленочных загрязнений и содержания углеводородов (в мкг/л) у дна по данным судовых измерений 2016-2019 гг. [Александрова, Иванов, 2022]

По результатам совместного анализа центральная, северо-восточная и юго-восточная (Печорское море) части района изучения характеризуются, как относительно чистые по содержанию УВ и по их интегральному суммарному многолетнему покрытию нефтяными пленками (пятна, слики), так как концентрация и частота появления пятен здесь наблюдается в меньшей степени, чем в западной и юго-западной частях.

Для данного региона спутниковая радиолокация является незаменимым средством мониторинга, который показывает вклад антропогенной составляющей суммарного содержания нефтяных загрязнений. В этой связи комплексный экологический мониторинг Кольского залива, осуществляемый круглогодично, может привести к решению вопросов, связанных с обнаружением и локализацией нефтяных загрязнений на морской поверхности, и должен быть продолжен.

Исследования, проведенные на станциях ГСН в Южном, Среднем и Северном «коленах» Кольского залива, а также на станции в торговом порту г. Мурманск, показали разные значения нефтяных углеводородов в разные годы, в связи с чем возникает необходимость изучения вопроса о взаимосвязи содержания растворённых форм НУ в морской воде с газовой эманацией из осадочных пород в Кольском заливе и прилегающей акватории.

2.4 Гидролого-геохимическая изученность участка детализации (Кольско-Канинская моноклираль) по результатам морских работ

Какие компоненты привносятся из недр, из окружающей среды, образуя суммарный параметр – газогеохимическое поле? Какие при этом формируются закономерные изменения в воде, осадках? Все эти вопросы важны для интерпретации океанологических полей.

Анализ результатов гидрометеорологических исследований

При описании синоптической обстановки в период проведения экспедиционных работ кроме непосредственных наблюдений за метеоусловиями на борту судна привлекались обзорные карты приземного давления и барической топографии H_{500} , составленные в Центре ледовой и гидрометеорологической информации ГУ «АНИИ» (Центр «СЕВЕР») для всего северного полушария по четырехсрочным (0, 6, 12, 18 ч московского времени) наблюдениям на гидрометеорологических станциях (ГМС). Погодные условия над районом работ характеризуются повышенной циклоничностью. Всего, за этот период, было отмечено прохождение через Баренцево море трех глубоких атлантических циклонов.

Атмосферное давление в период проведения экспедиционных работ изменялось в пределах от 989 до 1024 гПа. Атмосферное давление во время рейса отличалось пониженным фоном. Среднее значение давления за период составило 1006.8 гПа. В целом, данный район характеризуется повышенной циклонической циркуляцией (Гидрометеорология, 1990). В период с ноября по май у Кольского побережья по климатическим данным наблюдаются сильные ветры юго-западной четверти вплоть до штормовых, нередки осадки и резкие перепады температур.

Анализ результатов наблюдения за уровнем моря

При проведении морских работ в рассматриваемом районе одним из основных лимитирующих факторов являются ветро-волновые условия.

Наблюдения за волнением на НИС «Иван Петров» проводились 6 раз в сутки, скорость и направление ветра определялись инструментально, волнение – визуально по шкале степени волнения (таблица 2.4.1).

Таблица 2.4.1. Шкала степени волнения

Высота волн, м		Балл степени волнения	Словесная характеристика волнения
от (включительно)	до (исключительно)		
-	-	0	Волнение отсутствует
0	0,25	I	Слабое
0,25	0,75	II	Умеренное
0,75	1,25	III	
1,25	2,0	IV	Сильное
2,0	3,5	V	
3,5	6,0	VI	
6,0	8,5	VII	Очень сильное

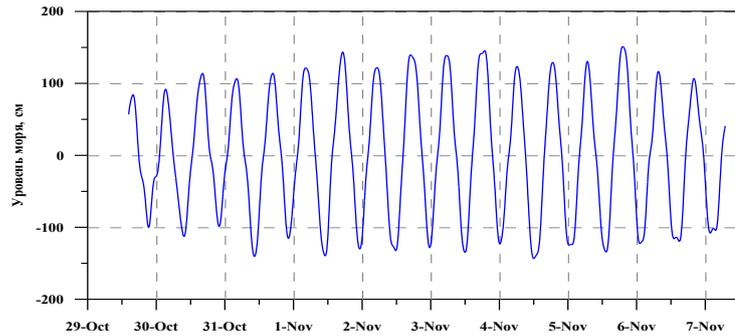
Сведения о неблагоприятных по ветро-волновым условиям периодах времени в районах работ НИС «Иван Петров» с 26 ноября по 12 ноября 2005 г. по данным ФГБУ «ВНИИОкеангеологии» приведены в таблице 2.4.2. В период проведения экспедиционных работ в губе Териберская был организован пост с автономным измерителем уровня моря. Эти данные были необходимы для последующей интерпретации материалов донных станций. В общей сложности, анализу подвергся ряд ежечасных значений уровня, привязанных к Балтийской системе высот, длиной 372 значения (15.5 суток). Основным критерием для выделения неблагоприятных периодов служило волнение V и более баллов. Временной ход суммарного уровня на донных станциях на структурах 1 и 9 приведен на рисунке 2.4.1. Во временном ходе уровня на обеих станциях отчетливо прослеживалось влияние приливов. Размах приливных колебаний уровня за период работы на структуре 1 составил 297,6 см, на структуре 9 – 305,5 см.

Таблица 2.4.2. Сведения о неблагоприятных по ветро-волновым условиям периодах времени в районах работ НИС «Иван Петров» с 26 ноября по 12 ноября 2005 г.

[ФГБУ «ВНИИОкеангеология»]

Дата и время начала	Дата и время окончания	Продолжительность, час	Скорость ветра (м/с)	Направление (град.)	Степень волнения (баллы)
27.10 6:00	28.10 18:00	36	8-15	220-360	V,VI
29.10 2:00	29.10 14:00	12	11-15	225-250	V
29.10 22:00	31.10 2:00	28	15-25	230-270	V,VII
1.11 2:00	1.11 18:00	16	15-17	230-300	V
3.11 18:00	4.11 18:00	24	10-17	210-270	V
5.11 10:00	6.11 6:00	20	14-18	270-330	V-VII
8.11 2:00	9.11 6:00	28	15-17	150-220	V

а)



б)

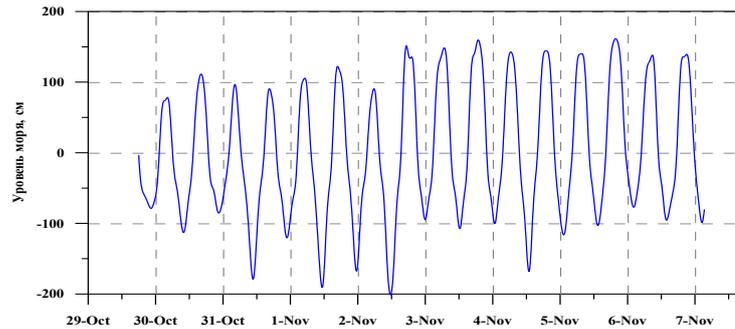


Рисунок 2.4.1. Ход уровня моря в точках постановки донной станции на структурах 1 (а) и 9 (б) (величины уровня даны в отклонениях от среднего за период работы станций)

Суммарные течения и непериодическая составляющая на структурах 1 и 9

В ходе экспедиционных работ ФГБУ «ВНИИОкеанология» на НИС «Иван Петров» на структурах 1 и 9 была выполнена постановка донных станций с измерителями течений «Вектор-2». Продолжительность наблюдений на структуре 1 (донная станция № 1) составила 9,06 суток, на структуре 9 (донная станция № 2) – 8,75 суток, горизонт наблюдений – придонный (2 м от дна).

Рельеф дна и глубины в районе постановки станций приведены на рисунках 2.4.3 и 2.4.4, статистические характеристики придонных течений по наблюдениям на донных станциях в период 29 октября – 7 ноября 2005 г. приведены в таблице 2.4.4.

Максимальная скорость придонных течений, зафиксированная на структуре 1, составила 39,3 см/с в направлении 350°, на структуре 9 – 32,0 см/с в направлении 301°.

В обоих районах основная доля изменчивости течений связана с воздействием приливных сил.

Вектор среднего переноса в районе станции № 1 направлен вдоль изобат (331°), в районе станции № 2 средний перенос незначителен, направлен к побережью и составляет 1,3 см/с.

Таблица 2.4.4. Статистические характеристики придонных течений по наблюдениям ФГБУ «ВНИИОкеангеология» на донных станциях в период 29 октября – 7 ноября 2005 г.

	Средний модуль скорости, см/с	Макс. скорость (направление), см/с	Дисперсия модуля, $\text{см}^2/\text{с}^2$	Средний вектор, модуль см/с (направление)	% Изменчивости
Донная станция № 1 (структура 1)					
Суммарные течения	16,3	39,3 (350)	86,3	10,3 (331)	100
Непериодическая составляющая	11,7	23,0 (347)	19,8	10,3 (331)	19,2
Донная станция № 2 (структура 9)					
Суммарные течения	14,5	32,0 (301)	41,0	1,3 (192)	100
Непериодическая составляющая	9,1	23,3 (51)	22,8	1,3 (192)	41,9

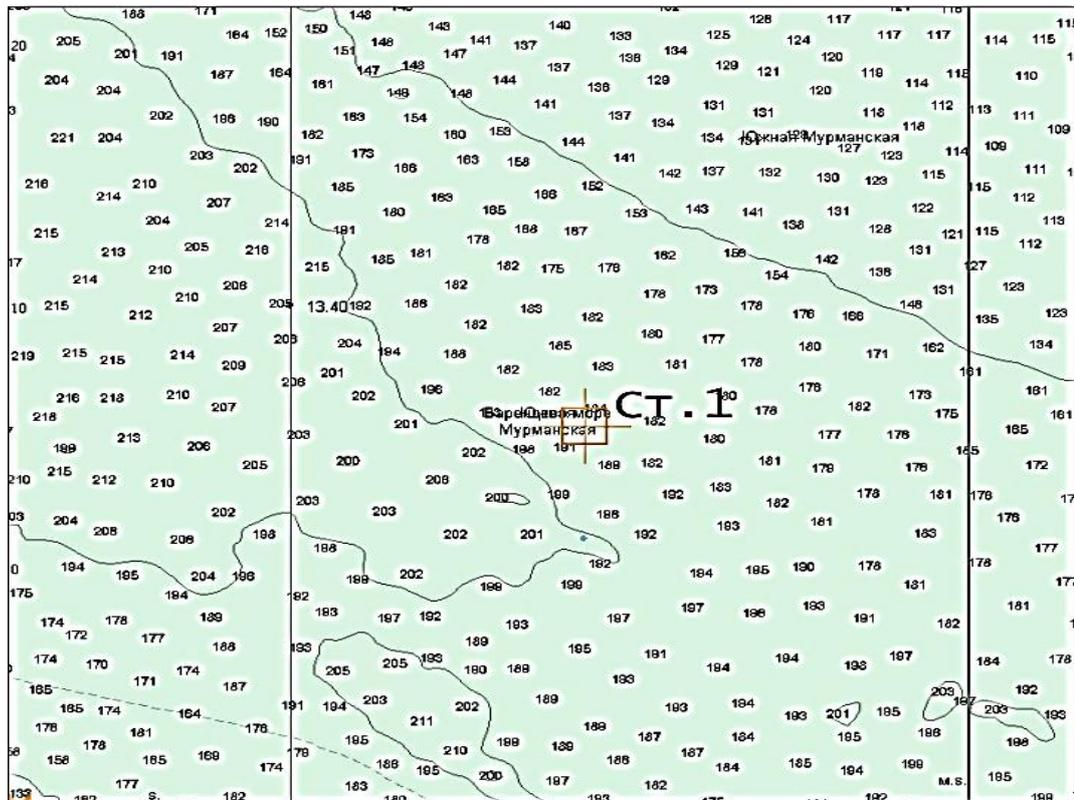


Рисунок 2.4.3. Рельеф дна и глубины в районе постановки донной станции №1 (структура 1) [ФГБУ «ВНИИОкеанология»]

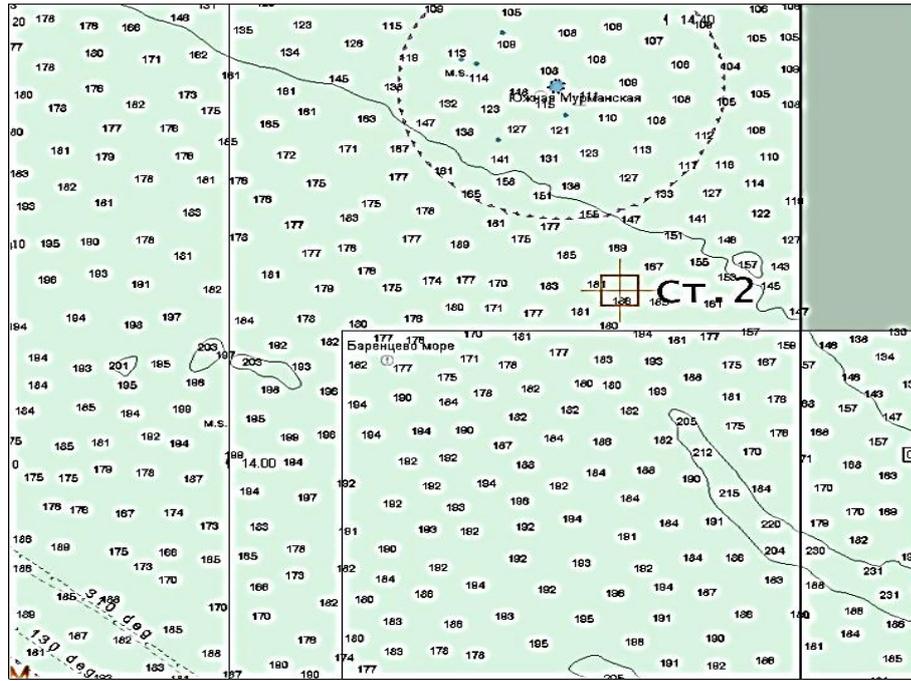


Рисунок 2.4.4. Рельеф дна и глубины в районе постановки донной станции № 2 (структура 9)
[ФГБУ «ВНИИОкеанология»]

В соответствии с этим распределение суммарных течений по направлениям на станции № 1 имеет наибольшую повторяемость в ССВ направлении, а на станции № 2 течения распределены по направлениям достаточно равномерно (рисунок 2.4.5).

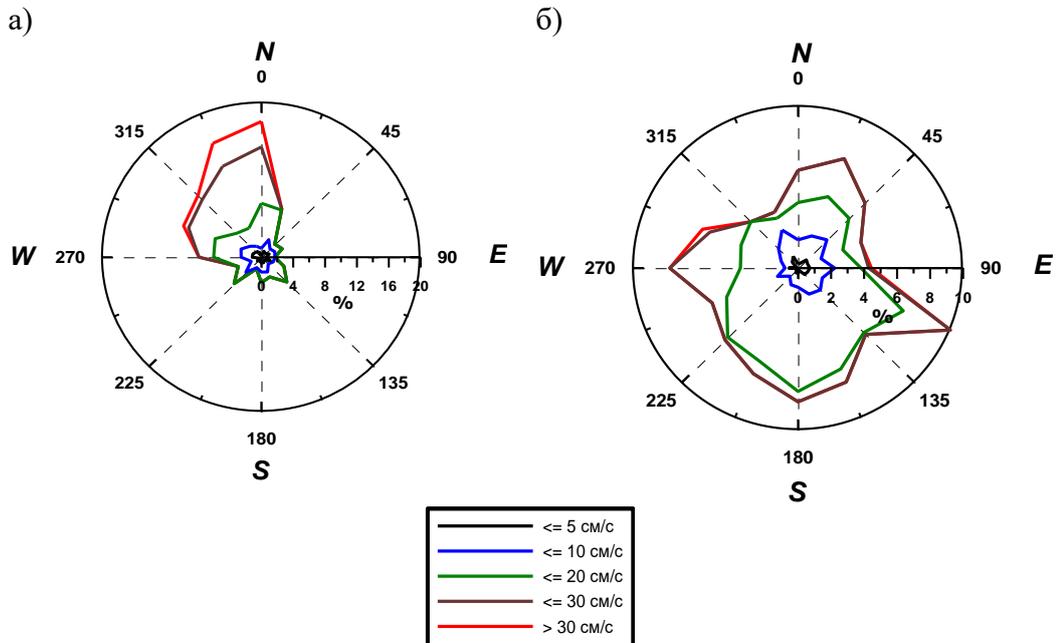


Рисунок 2.4.5. Распределения по направлениям придонных суммарных течений на станциях структуры 1(а) и структуры 9 (б) в период 29 октября – 7 ноября 2005 г. [ФГБУ «ВНИИОкеанология»]

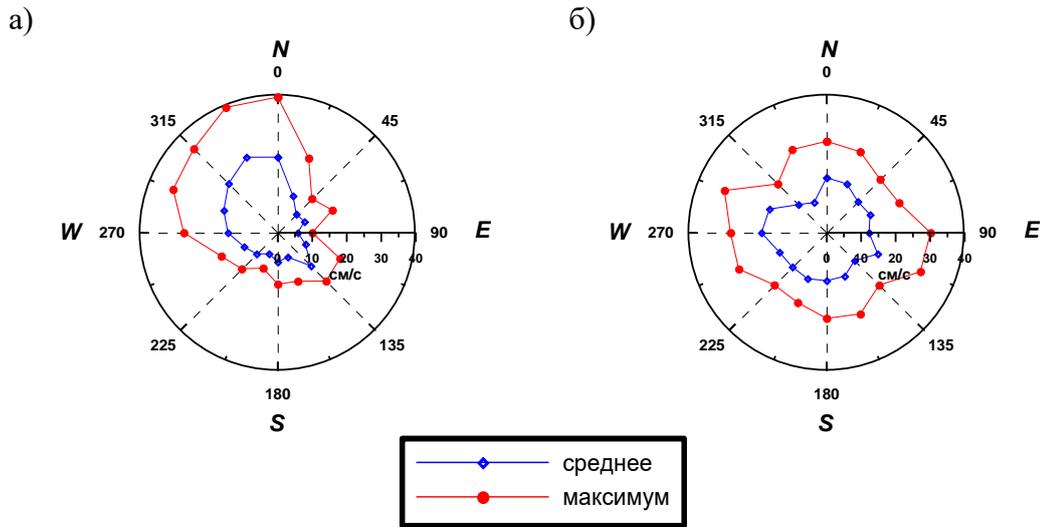


Рисунок 2.4.6. Средние и максимальные по румбам скорости придонных суммарных течений на станциях № 1 (структура 1) (а) и № 2 (структура 9) (б) в период 29 октября – 7 ноября 2005 г [ФГБУ «ВНИИОкеанология»]

Из рисунка 2.4.6, на котором приведены средние и максимальные по румбам скорости придонных суммарных течений, видно, что в период наблюдений на донной станции № 1 большие скорости соответствуют ЗСЗ, СЗ, ССЗ и С румбам, на станции № 2 значительные скорости имеют В, З и ЗСЗ течения.

В заключении отметим, что рассматриваемые районы в период наблюдений довольно существенно различались по характеристикам придонных течений. Так, существенно различается характер течений неприливной природы в районе постановки станций, что хорошо иллюстрируют распределения по направлениям непериодической составляющей придонных течений (рисунок 2.4.7). Эти различия могут быть связаны с батиметрическими особенностями рассматриваемых структур.

На станции структуры 1 (№ 1) максимальная скорость суммарных течений составила 39,3 см/с в направлении 350°, средний перенос – 10,3 см/с в направлении 331°, распределение по направлениям вытянуто в ССВ направлении. 80,8% изменчивости течений в период наблюдений на станции № 1 приходится на приливную составляющую, средняя сизигийная скорость которой в данном районе составляет 19,8 см/с в направлении юг–юго-восток и север–северо-запад.

На станции структуры 9 (№ 2) максимум скорости суммарных течений (32,0 см/с) зафиксирован в направлении 301°, средний перенос (1,3 см/с) направлен на 192°, течения распределены по направлениям достаточно равномерно.

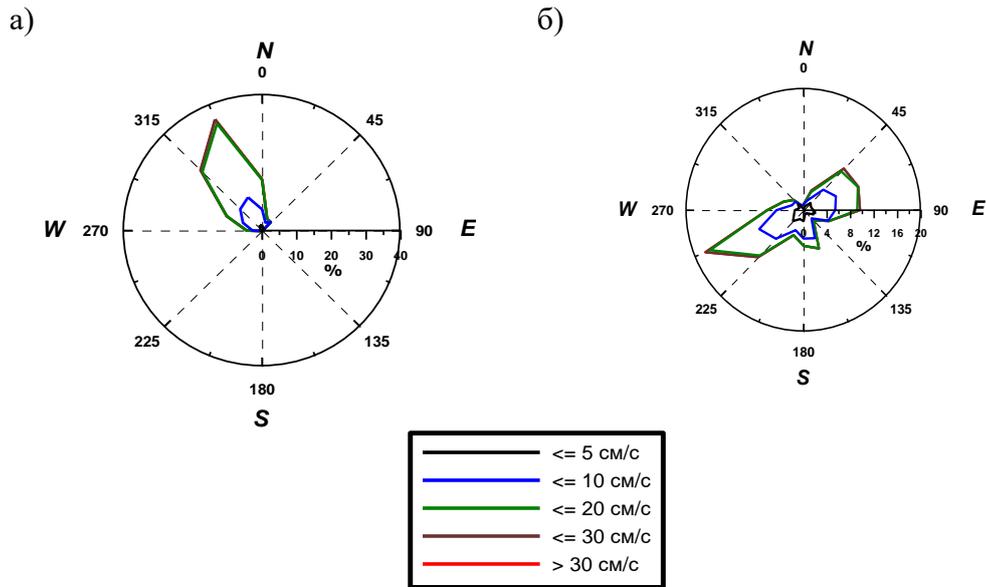


Рисунок 2.4.7. Распределения по направлениям непериодической составляющей придонных течений на станциях – структуры 1 (а) и структуры 9 (б) в период 29 октября – 7 ноября 2005 г. [по данным ФГБУ «ВНИИОкеанология»]

Изменчивости течений в период наблюдений на 58,1 % определялся приливными силами. Средняя сизигийная скорость приливных течений здесь составляет 15,6 см/с в направлении юг–юго–восток и север–северо–запад.

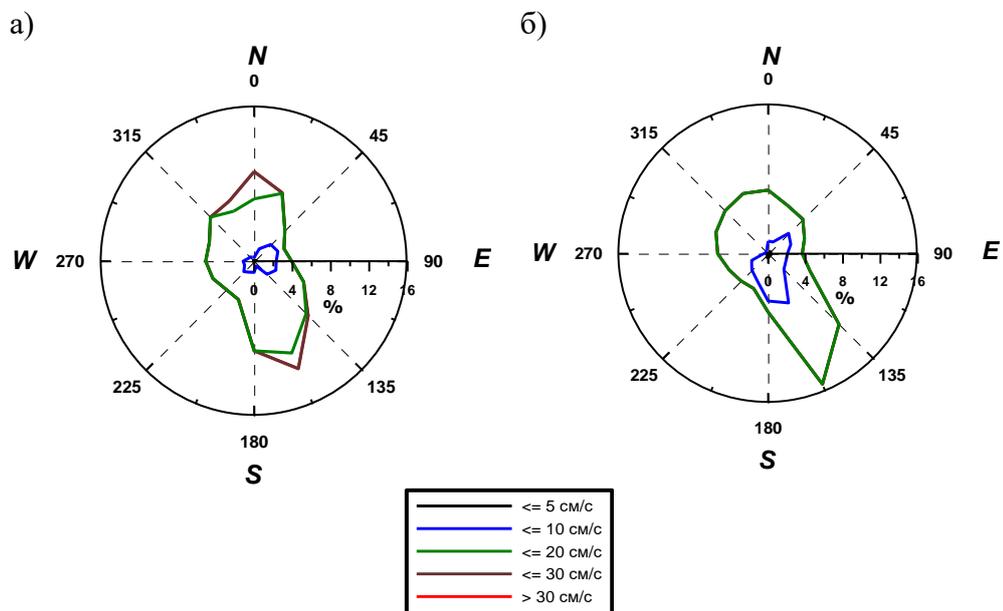


Рисунок 2.4.8. Распределения по направлениям придонных приливных течений на станциях структуры 1 (а) и структуры 9 (б) в период 29 октября – 7 ноября 2005 г. [по данным ФГБУ «ВНИИОкеанология»]

За время работы станций наибольшая повторяемость приливных течений в районе станции № 1 наблюдалась в С и ЮЮВ направлениях, в районе станции № 2 – в ЮЮВ и ССЗ направлениях (рисунок 2.4.8). С этими же румбами связаны и максимальные скорости придонных приливных течений. Небольшая продолжительность наблюдений не позволяет выделить некоторые основные волны (волну № 2), поэтому полученные сведения о приливных течениях носят предварительный характер.

Характер придонных течений на структуре 12

Имеющиеся в архивах данные ФГБУ «ВНИИОкеанология» по течениям в районе работ на структуре 12 (в точке с координатами 69°20' с.ш. 38°06' в.д., глубина места 165 м) носят довольно отрывочный характер. Подавляющую часть материалов составляют попутные судовые наблюдения продолжительностью до суток, большинство данных являются закрытыми. Кроме того, станции с измерителями течений располагались севернее структуры 9 на Южной Мурманской банке и по своему местоположению эти данные не могут быть использованы для описания течений на структуре 12. В подобных условиях, одним из основных инструментов получения режимных характеристик становятся модельные расчеты циркуляции вод в Баренцевом море на основе совместной динамической термодинамической модели океана со льдом ФГБУ «ААНИИ», которые позволили накопить ряды скоростей придонных течений в районе структуры 12 для дальнейшего использования в статистическом анализе. Натурные данные в этом случае служат для верификации и корректировки расчетных параметров. В качестве придонных течений был принят горизонт 150 м.

Максимальная скорость придонных течений на структуре 12, по результатам модельных расчетов ФГБУ «ААНИИ», составила 44,0 см/с в направлении 304°. Основная доля изменчивости течений приходится на приливную компоненту. Средний перенос в точке расчета направлен вдоль изобат (123°) и составляет 3,7 см/с. Максимальная скорость приливных течений за период моделирования составила 19,3 см/с. Распределение суммарных течений по направлениям на структуре 12 имеет наибольшую повторяемость в СЗ и ЮВ направлениях, что связано с воздействием приливов (рисунок 2.4.9). Распределение по направлениям неприливной составляющей формируется под совместным влиянием синоптических и орографических условий и для рассматриваемого периода имело наибольшую повторяемость в ЮЮВ направлении.

Средняя сизигийная скорость приливного течения на структуре 12 составляет 22,7 см/с в направлении юг–юго-восток и север–северо-запад. Средняя квадратурная скорость в 2,6 раза меньше скорости среднего сизигийного течения.

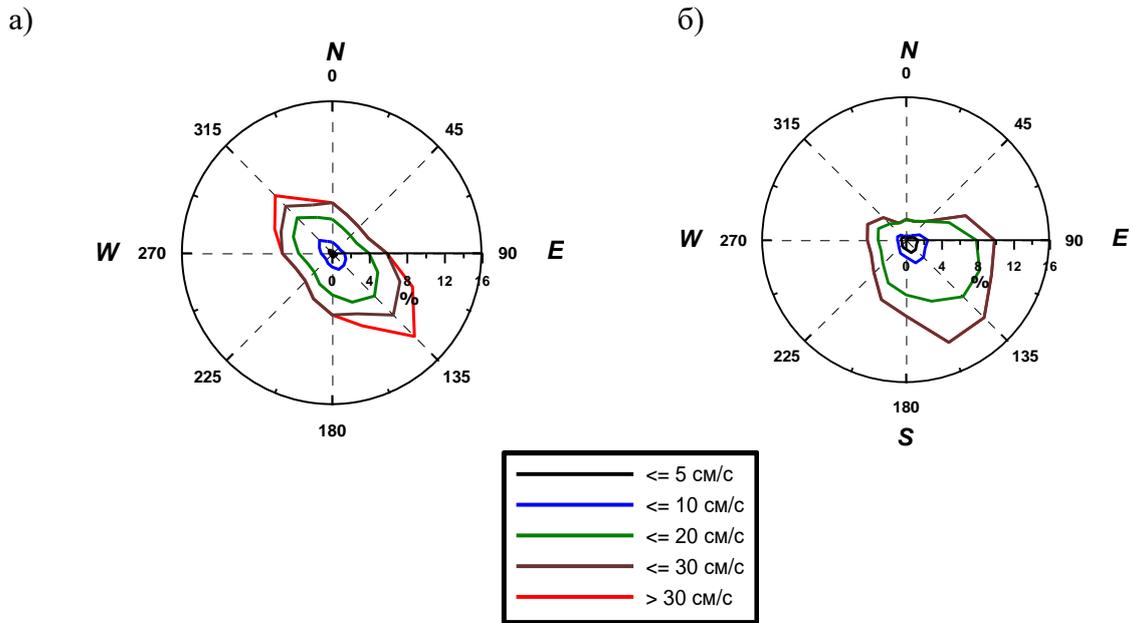


Рисунок 2.4.9. Распределения по направлениям придонных суммарных течений (а) и непериодической составляющей на структуре 12 по результатам модельных расчетов за 10-ти летний период в течении июля-октября 1991-2000 гг.

*Анализ результатов наблюдений термохалинной структуры вод
и гидрохимических параметров*

Температура и соленость воды

Исследование термохалинной структуры вод и вертикального распределения растворенного кислорода на полигонах выполнялось методом зондирования водной толщи STD-зондом Seacat SBE 19 plus с датчиком кислорода. Сведения об объемах выполненных наблюдений по каждому из лицензионных участков приведены в таблице 2.4.5. Техническая обработка собранных материалов заключалась в анализе вертикальных профилей на выбросы, фильтрации с целью исключения турбулентных пульсаций и интерполяции на горизонты кратные 1 м.

Результаты первичного анализа температуры и солености воды по каждой из структур приведены в таблице 2.4.5 и 2.4.6. Наблюдается относительно аномально высокий максимум придонной температуры ($5,29^{\circ}\text{C}$) на структуре 1, по которому будет далее изложен ряд предположений. Еще раз отметим, что для объяснения данного феномена требуется тщательный комплексный анализ всей имеющейся информации.

Таблица 2.4.5. Характеристики температуры воды для структур по данным наблюдений ФГБУ «ВНИИОкеанология» на станциях (°С)

Структура	Поверхность		Дно		Минимум (горизонт, м)	Максимум (горизонт, м)
	Минимум	Максимум	Минимум	Максимум		
1	6,73	7,08	2,85	5,29	2,85 (164)	7,08 (7)
9	5,68	6,76	2,97	3,26	2,86 (117)	6,76 (39)
12	6,16	6,83	3,01	3,96	3,01 (167)	6,99 (55)

Таблица 2.4.6. Характеристики солёности воды для структур по данным наблюдений ФГБУ «ВНИИОкеанология» на станциях (‰)

Структура	Поверхность		Дно		Минимум (горизонт, м)	Максимум (горизонт, м)
	Минимум	Максимум	Минимум	Максимум		
1	34,37	34,52	34,63	34,70	34,37 (9)	34,72 (141)
9	34,39	34,54	34,59	34,68	34,39 (4)	34,80 (109)
12	34,37	34,52	34,64	34,7	34,37 (3)	34,72 (160)

Распределение температуры и солёности воды по вертикали

На графиках изменения температуры и солёности по вертикали водной толщи, выполненных на основе наблюдений ФГБУ «ВНИИОкеанология» на стандартном вековом разрезе «Кольский меридиан», выделяются следующие особенности: только на двух профилях № 3 и № 4 стандартного векового разреза отмечается влияние субмаринных флюидных разгрузок минерализованных вод.

На профиле № 3 повышается температура в придонной водной массе и возрастает соответственно электропроводность.

На профиле № 4 на глубинах 100 - 150 м наблюдаются температурные инверсии, связанные с формированием «плавучих струй» из минерализованных вод, сформировавшиеся при активизации процессов их флюидной разгрузки.

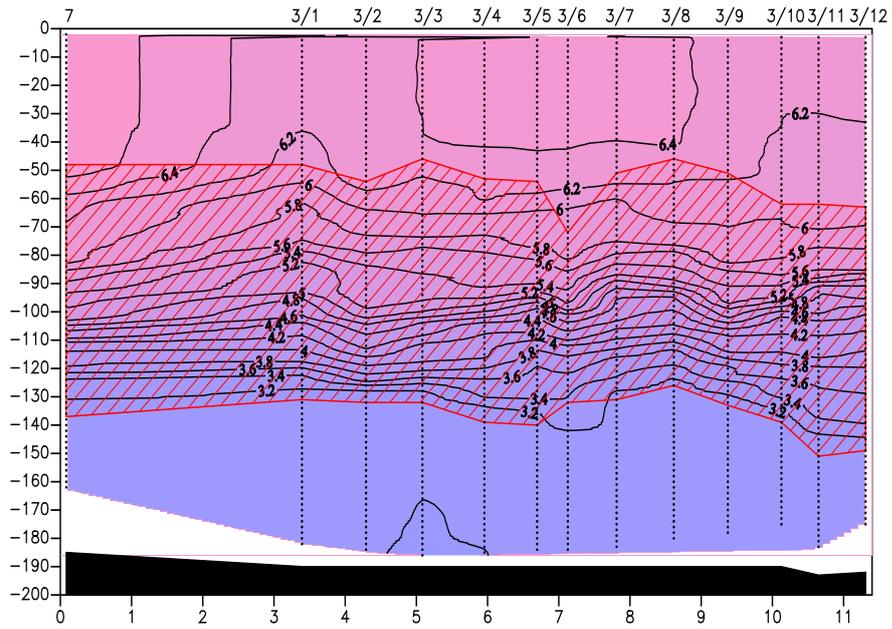
Для характеристики вертикального распределения температуры и солёности по структурам 9 и 12 на рисунках 2.4.10 – 2.4.11 соответственно приведены разрезы по отдельным профилям.

Слой скачка в вертикальном распределении солёности отсутствует. Флуктуации профилей солёности в большинстве случаев связаны с процессами турбулентного перемешивания.

Толщина верхнего квазиоднородного слоя в осенний период составляет 15-30 м с температурой 8 - 9 °С, в горизонтах до 220 м – максимальные вертикальные градиенты температуры с плавным понижением до глубин 200 м от 6 до 2 °С.

Наиболее существенными особенностями распределения солёности по акватории моря в течение всего года являются ее высокие значения (до 35 ‰) в атлантической водной массе и пониженные – во всех прибрежных районах.

а)



б)

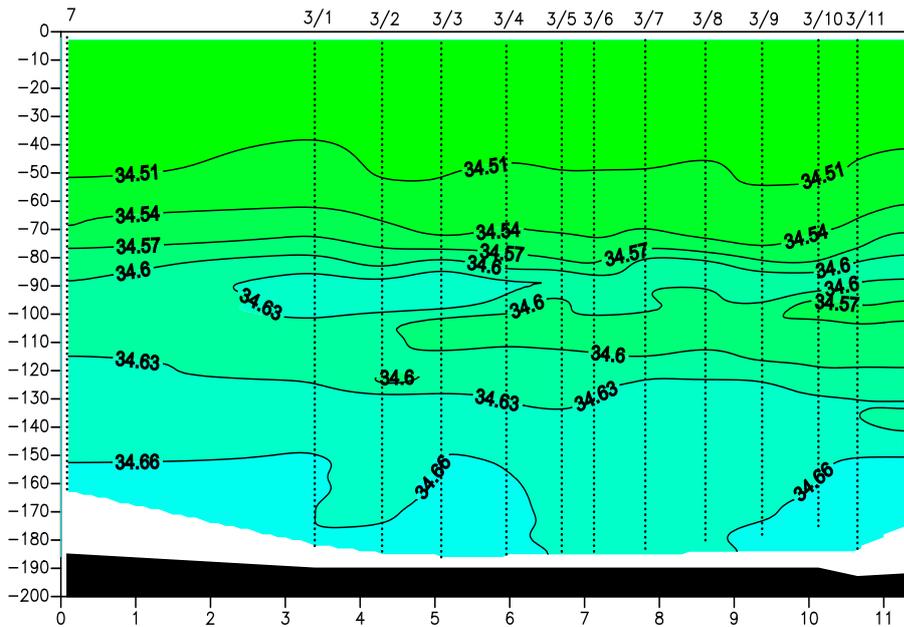


Рисунок 2.4.10. Вертикальное распределение температуры (а) и солёности на 3 профиле (структура 9) (б)

Однако вдоль побережья Кольского полуострова, где глубина возрастает до 200 м и объем речного стока сравнительно невелик, солёность даже на крайних южных станциях стандартных разрезов в поверхностной водной массе обычно не бывает ниже 3 ‰ и плавно повышается с глубиной до 35 ‰. На разрезах температуры воды выделен слой термоклина. За границу термоклина был принят градиент температуры 0,006 град./м. На структуре 1 верхняя граница

термоклина находилась в пределах 85-112 м, нижняя – 136-185 м. На структуре 9 положение верхней границы изменялось в пределах от 46 м до 93 м, нижней – от 118 м до 151 м.

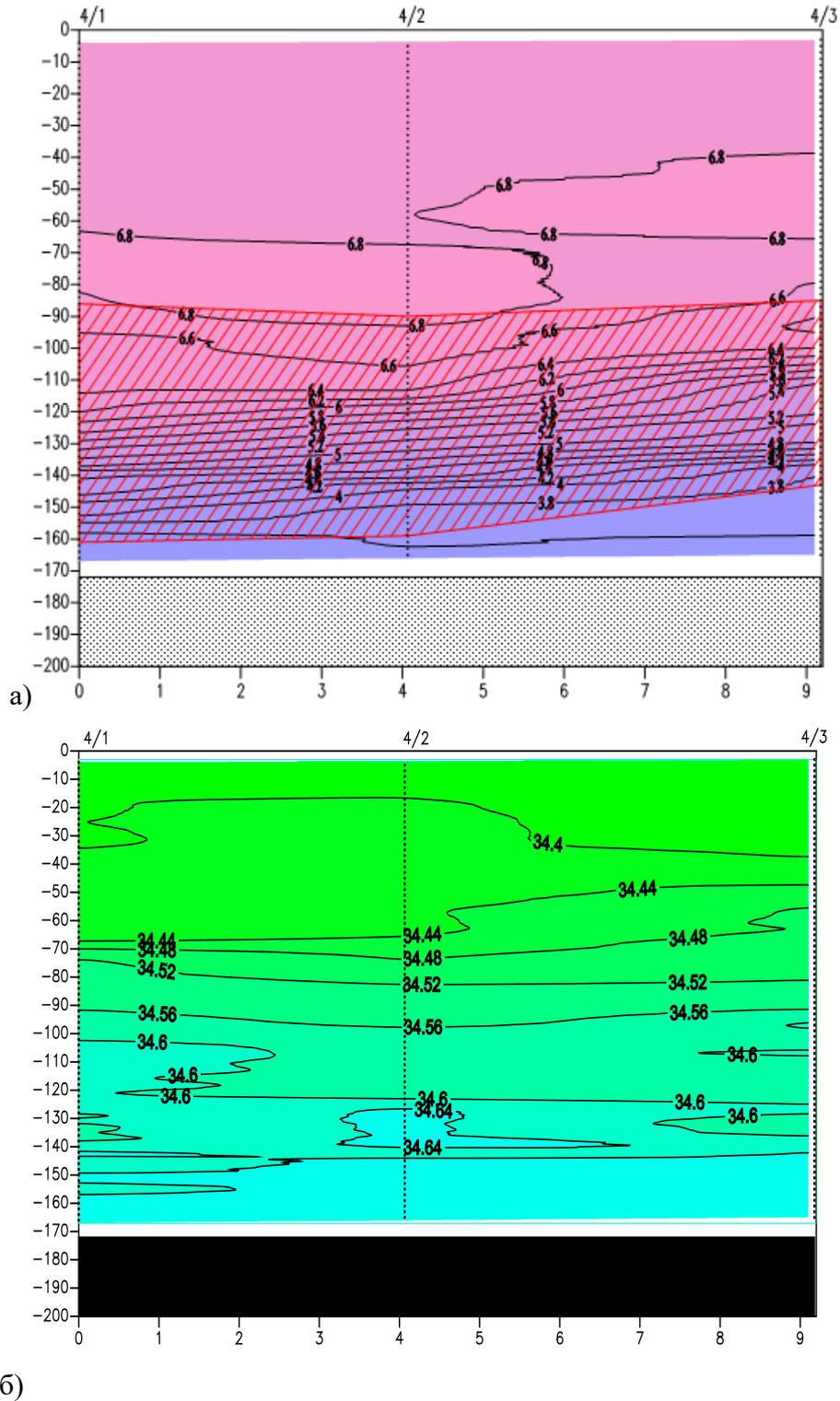


Рисунок 2.4.11. Вертикальное распределение температуры (а) и солёности (б) на 4 профиле (структура 12)

На структуре 12 верхняя граница находилась в слое от 44 до 98 м, нижняя – от 109 до 171 м. В среднем, мощность термоклина по всем структурам составила 50-70 м, что характерно для осеннего сезона [Гидрометеорология, 1990].

Анализ результатов наблюдений за температурой придонной воды

Временной ход температуры придонной воды по наблюдениям на станциях приведен на рисунке 2.4.12.

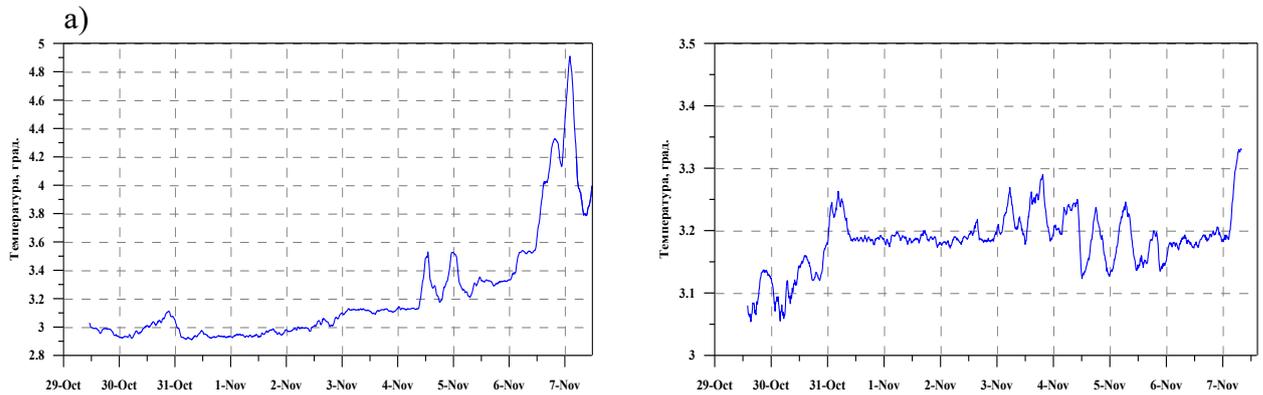


Рисунок 2.4.12. Временной ход температуры придонной воды на станции № 1 (а) и № 2 (б) [по данным ФГБУ ВНИИОкеангеология]

Температура придонной воды на станции № 2 находилась в пределах от 3,1 до 3,3 °С. Во временном ходе температуры на станции № 2 выделяется два периода, в течение которых отчетливо прослеживаются колебания приливной природы: 30-31 октября и 3-6 ноября. Амплитуда этих колебаний находилась в пределах 0,1 °С.

По данным ФГБУ «ВНИИОкеангеология» во временном ходе температуры придонной воды на станции № 1 обращает на себя внимание существенное повышение температуры, начавшееся с 4 ноября, на фоне которого также прослеживаются приливные колебания с амплитудой от 0,1 до 0,3 °С. Можно предложить две гипотезы происхождения данного феномена. Первая заключается в предположении адвективной природы явления.

На рисунке 2.4.13 приведена реализация течений на станции № 1 в виде прогрессивно-векторного графика, показывающего в пространственном представлении движение вод в точке наблюдений. Как видно из рисунка, в период работы станции в точке № 1 происходило устойчивое перемещение вод в северо-северо-западном направлении с характерными приливными изгибами траектории, т.е. увеличение температуры могло быть связано с приближением прибрежных вод и связанной с ними фронтальной зоны. Перемещение вод в период наблюдений составило 127 км. Для сравнения, на рисунке 2.4.13 (б) показан прогрессивно-векторный график течений на станции № 2, где подобного увеличения

температуры придонных вод не зафиксировано. Рисунок показывает, что в районе станции № 2 отсутствовал устойчивый перенос вод, а ареал перемещения вод находился в пределах 10-20 км. Если принять адвективную гипотезу, то фронтальная зона, с которой связано повышение температуры, должна иметь ширину 20-25 км с горизонтальным градиентом температуры около 0,07-0,09°C/км. Данные величины являются достаточно характерными для Баренцева моря [Гидрометеорология, 1990].

Вторая гипотеза заключается в том, что повышение температуры произошло при взаимодействии придонных вод с подстилающей поверхностью, а именно в результате флюидной разгрузки в районе разлома. В пользу данного предположения могут свидетельствовать результаты зондирования водной толщи проведенные 7 ноября, результаты зондирования приведены на рисунке 2.4.14. Расстояние между точками зондирования составляло около 6 км, ближайшей к донной станции № 1 является точка 90/2 (расстояние 1,3 км). По результатам зондирования видно, что повышение температуры придонной воды было локальным, и наблюдалось оно именно в районе постановки донной станции. Отметим, что по батиметрическим условиям профиль 90 можно признать однородным, следовательно, в случае адвективной природы, феномен должен был проявиться и в точках 90/1 и 90/3.

Оба приведенных предположения о природе локального повышения температуры придонной воды в районе постановки донной станции № 1 остаются гипотезами. Окончательный ответ на вопрос о генезисе данного явления могут дать результаты анализа параметров донных отложений в этом районе.

Растворенный кислород

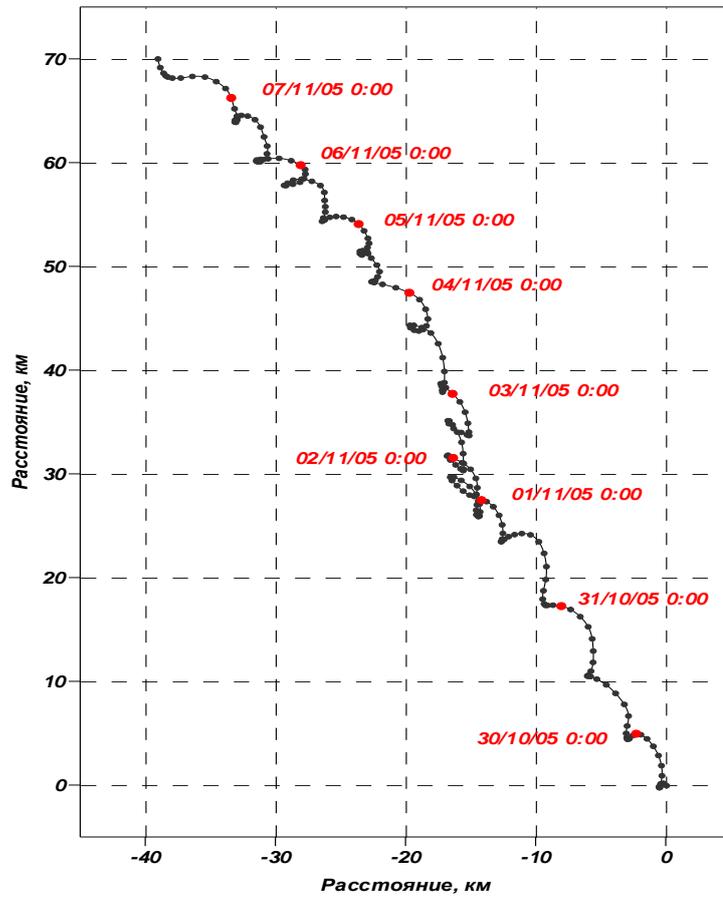
Результаты первичного анализа наблюдений за растворенным кислородом по каждой из структур приведены в таблице 2.4.12. В долях от насыщения в поверхностном слое концентрация кислорода в среднем составляет 93%, в придонном уменьшается до 85%.

Таблица 2.4.12. Концентрация растворенного кислорода на структурах по данным наблюдений на станциях (мл/л) [по данным ФГБУ «ВНИИОкеангеология»]

Структура	Поверхность		Дно		Минимум (горизонт, м)	Максимум (горизонт, м)
	Минимум	Максимум	Минимум	Максимум		
1	5,64	6,39	6,19	6,46	5,64 (2)	6,51 (99)
9	4,78	6,59	6,26	6,39	4,98 (4)	6,60 (40)
12	5,22	6,46	6,30	6,36	5,22 (1)	6,64 (102)

Профили вертикального распределения растворенного кислорода на отдельных профилях по структурам приведены на рисунках 2.4.15 – 2.4.17.

а)



б)

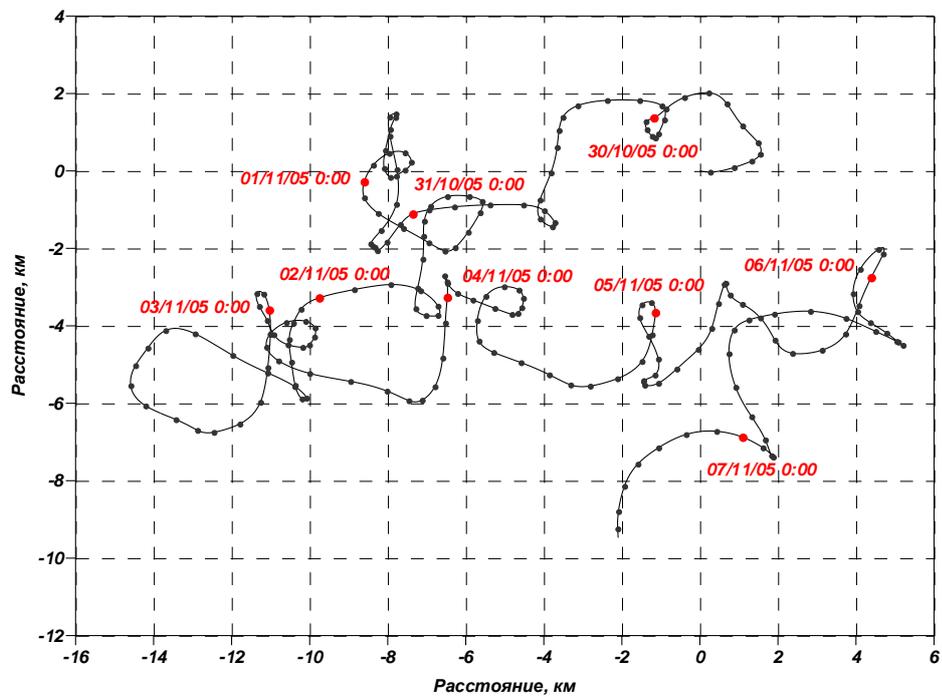


Рисунок 2.4.13. Прогрессивно-векторный график течений на станции №1 (а) и №2 (б)

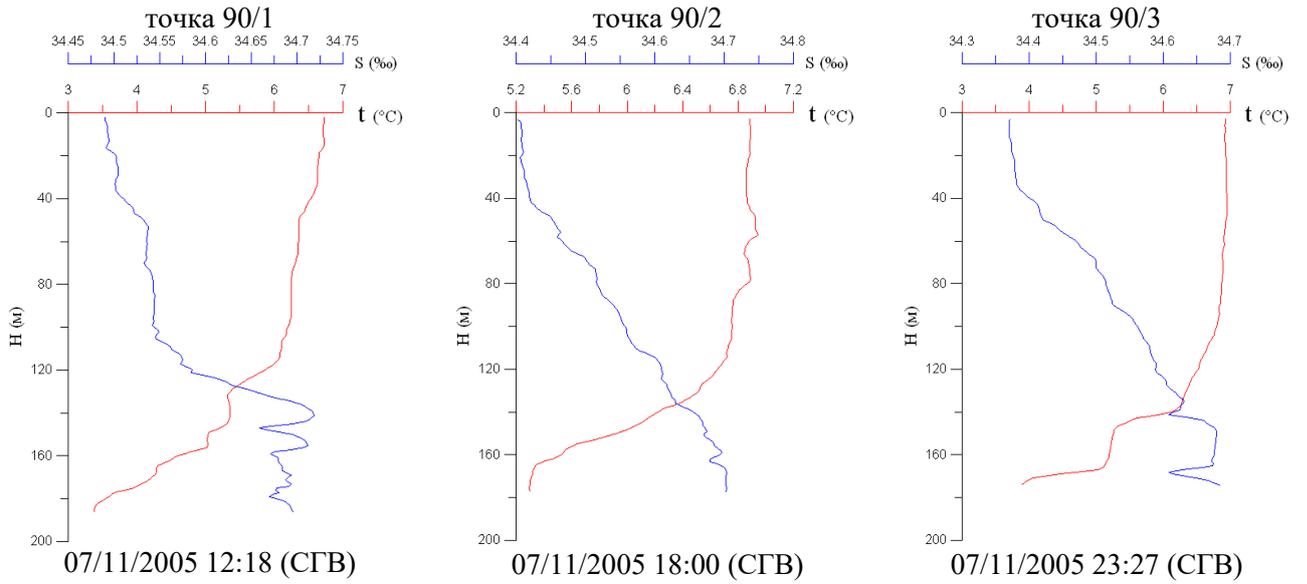


Рисунок 2.4.14. Вертикальное распределение температуры и солености на профиле 90 структуры 1

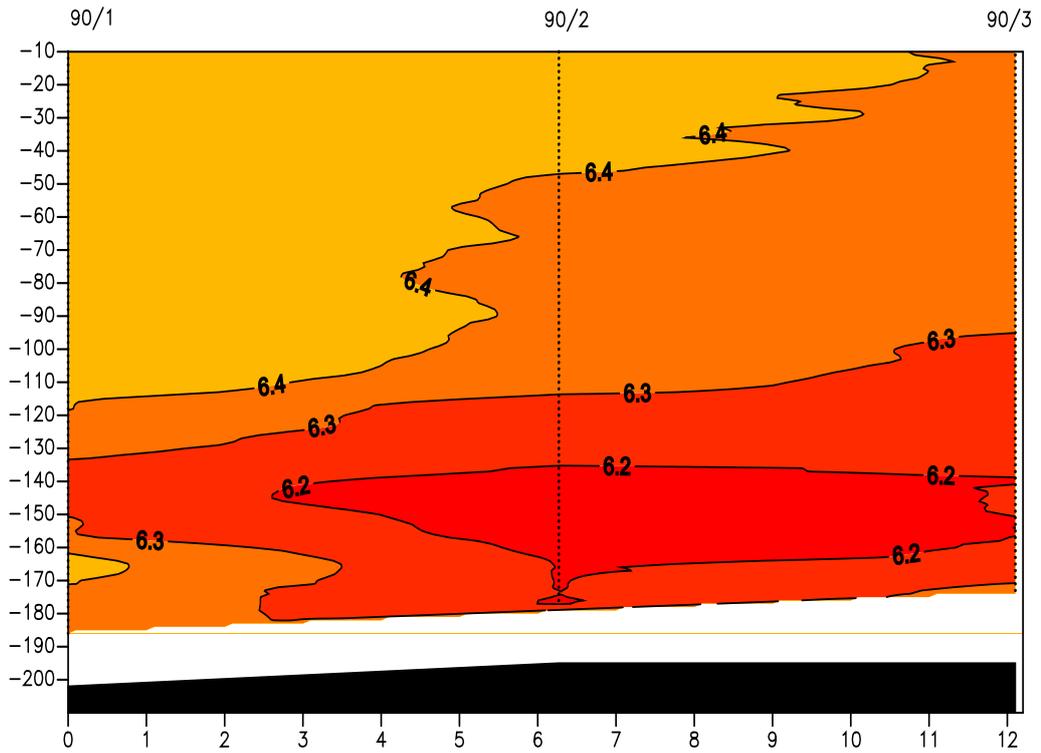


Рисунок 2.4.15. Вертикальное распределение растворенного кислорода (мл/л) на 90 профиле (структура 1)

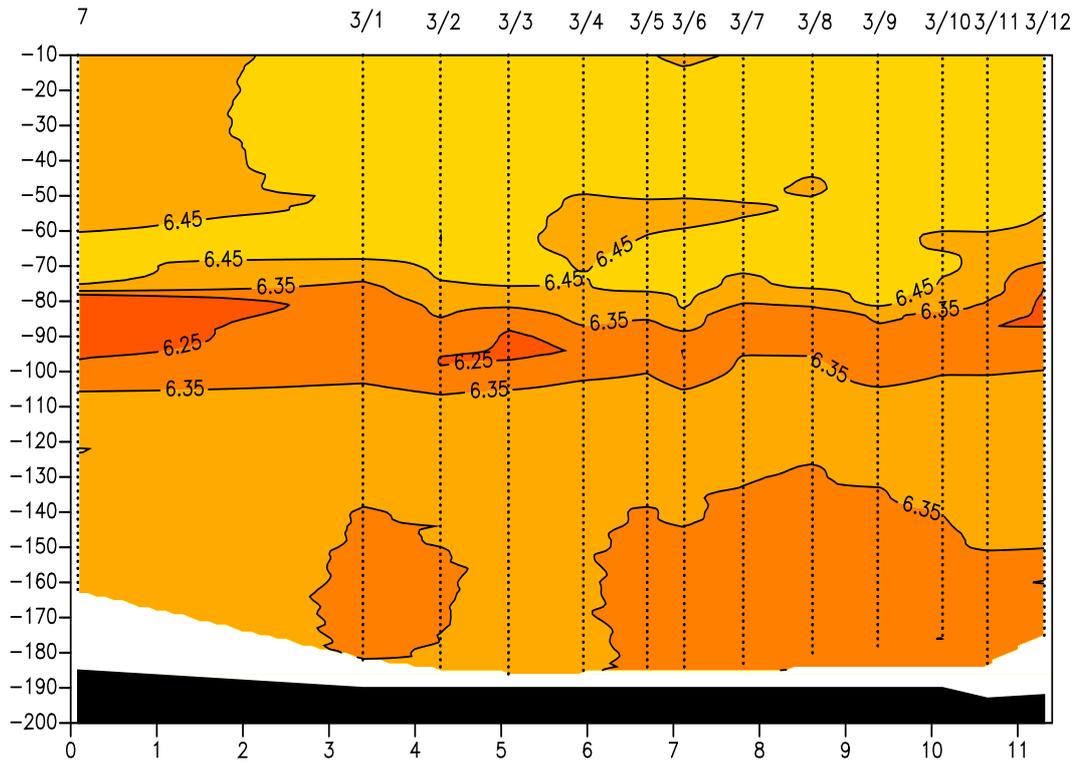


Рисунок 2.4.16. Вертикальное распределение растворенного кислорода (мл/л) на 3 профиле (структура 9)

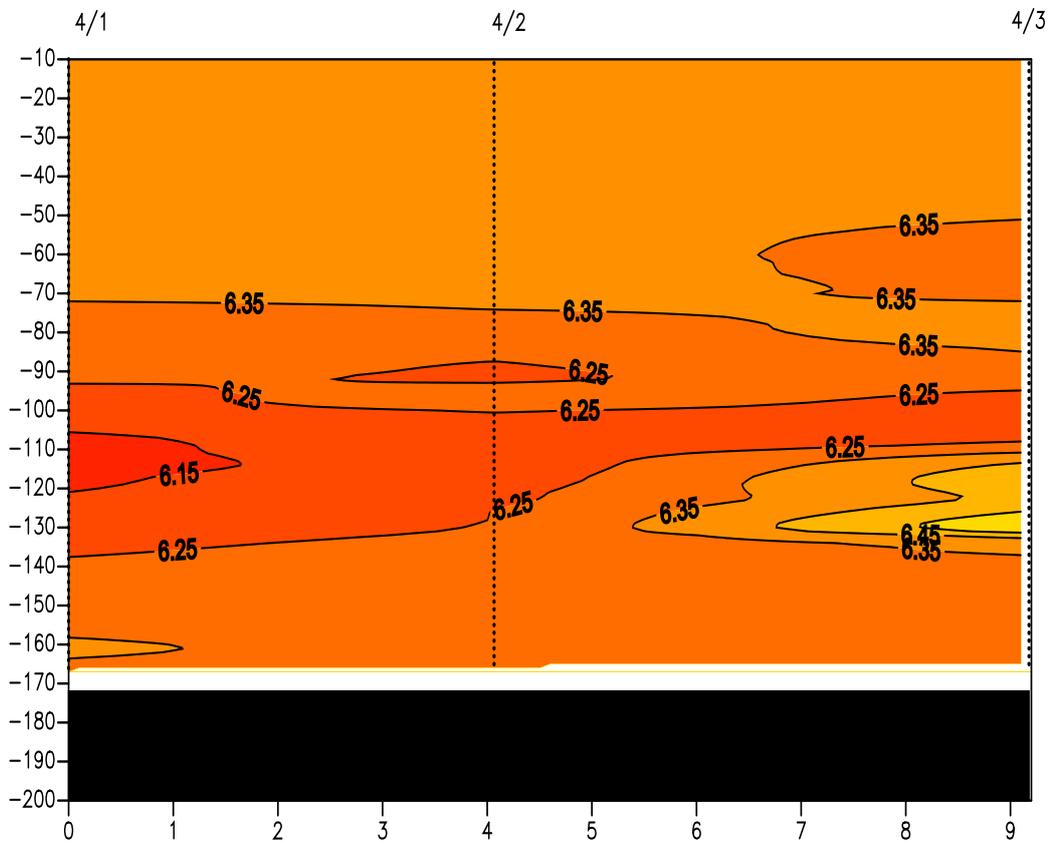


Рисунок 2.4.17. Вертикальное распределение растворенного кислорода (мл/л) на 4 профиле (структура 12)

2.5 Заключение к Главе 2

На основе совместного анализа многолетних данных судовых наблюдений и данных РЛ-зондирования показано, что пространственное распределение УВ в Баренцевом значительно подвержено изменчивости, которую представилось возможным установить, применив в комплексе радиолокационную съемку и стандартные судовые методы наблюдения.

Пространственное распределение РЛИ-пятен, их количество и концентрация, сопоставление с данными АИС и трафика судов, в частности, танкеров, рыболовных судов, указывает на вклад антропогенной нагрузки, особенно в южной части моря, включая акваторию, примыкающую к Кольскому заливу. Содержание УВ в районе нефтедобычи в Печорском море оказалось близко к фоновым значениям.

Наряду с существующими на сегодняшний день различными выводами о сравнительно небольшой степени загрязнения морской среды Баренцева моря, очевидна необходимость проведения региональных мониторинговых работ и дальнейшего изучения пространственно-временной изменчивости распределения углеводородов в море в связи с влиянием хозяйственной деятельности.

По результатам изучения РЛИ и географического картирования прибрежных районов с потенциальными для возможного загрязнения нефтяной пленкой уязвимыми зонами вблизи судоходных линий, определенных АИС [marinetraffic.com] установлено, что особое внимание следует уделить юго-восточной части Баренцева моря, Печорскому морю, как одному из главных арктических морских нефтедобывающих регионов с объектами МНГК, Кольскому заливу.

Результаты, полученные на основе анализа многолетнего распределения пленочных загрязнений, согласуются с результатами, полученными на основе анализа данных судовых подспутниковых измерений, что говорит об эффективности применяемых научно-методических подходов.

Результаты гидрометеорологических исследований на участке детализации показали:

синоптические условия в период проведения работ отличались повышенной циклоничностью, следствием чего были периодические усиления ветра и волнения и в целом, погодные условия можно отнести к разряду неблагоприятных для проведения морских работ;

районы постановки донных станций в период наблюдений довольно существенно различались по характеристикам придонных течений;

на станции № 1 (структура 1) максимальная скорость суммарных течений составила 39,3 см/с в направлении 350°, средний перенос – 10,3 см/с в направлении 331°, распределение по направлениям вытянуто в ССВ направлении. 80,8% изменчивости течений в период наблюдений на станции № 1 приходится на приливную составляющую;

на станции № 2 (структура 9) максимум скорости суммарных течений (32.0 см/с) зафиксирован в направлении 301°, средний перенос (1,3 см/с) направлен на 192°, течения распределены по направлениям достаточно равномерно. 58,1 % изменчивости течений в период наблюдений определялся приливными силами;

максимальная скорость придонных течений на структуре 12, по результатам модельных расчетов, составила 44, 0 см/с в направлении 304°. Основная доля изменчивости течений приходится на приливную компоненту (63,7 %). Средний перенос в точке расчета направлен вдоль изобат (123°) и составляет 3,7 см/с. Максимальная скорость приливных течений за период моделирования составила 19,3 см/с;

средний уровень в период наблюдений в губе Териберская составил 475 см БС, размах уровенных колебаний – 381 см. 96 % изменчивости уровня приходится на приливы. Размах приливных колебаний за период работ составил – 334 см;

размах колебаний суммарного уровня на донной станции № 1 составил 294,6 см, непериодической составляющей – 66,1 см. На станции № 2 для суммарного уровня размах достиг 362,7 см, непериодической составляющей – 108,2 см. Подавляющая часть изменчивости уровня в обоих случаях приходится на приливную составляющую. Приливные колебания уровня моря имеют полусуточный характер. Средняя сизигийная величина прилива составляет 267 см и 273 см на станциях 1 и 2. Средняя квадратурная величина прилива в 2 раза меньше величины среднего сизигийного прилива;

поверхностная температура на станциях зондирования находилась в пределах от 5,68°С до 7,08°С, придонная – от 2,85°С до 5,29°С. Верхняя граница термоклина на всех структура находится в пределах 44 – 112 м, нижняя граница 109 - 185 м;

поверхностная соленость в период работ находилась в пределах от 34,37 ‰ до 34,54 ‰, придонная – от 34,59 ‰ до 34,70 ‰. Слой скачка в вертикальном распределении солености отсутствует;

концентрация растворенного кислорода в среднем составляет 93% от концентрации насыщения, в придонном уменьшается до 85 %. В вертикальном распределении концентрации растворенного кислорода на большинстве станций в слое скачка температуры наблюдается минимум.

Таким образом, в главе 2 представлен анализ результатов гидрометеорологических исследований, океанологических, гидрогеологических данных на участке детализации, совместный анализ многолетних данных РЛ-зондирования и данных судовых наблюдений, анализ результатов многолетних исследований содержания нефтяных углеводородов во фьордах и других экспедиционных исследований в районе изучения. Результаты выполненных работ дают основание предполагать, что влияние на распределение и состав УВ в толще донных осадков и в

придонном слое воды могли оказывать разгрузки флюидных источников и позволяют сформулировать первое защищаемое положение, полное и детальное обоснование которого представлено далее во взаимосвязи с последующими главами и положениями.

ЗАЩИЩАЕМОЕ ПОЛОЖЕНИЕ 1: Пространственное распределение углеводородов в донных осадках шельфов Норвежско – Гренландского и Баренцевоморского бассейнов носит закономерный характер и обусловлено геологическим строением, тектоническими и гидрогеологическими факторами, контролирующими содержание углеводородов в пределах изучаемых районов, что позволяет прогнозировать их скопления в верхней части осадочного чехла.

ГЛАВА 3. ОСНОВНЫЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ О ГЕОХИМИЧЕСКИХ ПОЛЯХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ В ОБСТАНОВКАХ ИЗУЧАЕМЫХ УЧАСТКОВ

Углеводороды нефтяного ряда являются важнейшими источниками информации при геохимических исследованиях, направленных на решение многих проблем нефтегазопроисследовательской геологии. Характер их распределения может также диагностировать участие эпигенетических процессов в формировании ОВ осадков.

В изучаемом районе трудно предположить непосредственное высачивание нефти или ее широкомасштабное техногенное поступление. Следовательно, должен существовать дополнительный фактор, определяющий специфику их углеводородного состава. Таким фактором может являться газовая эманация из нижележащих толщ. Согласно механизму сипинговой миграции [England W.A., 1987], УВ могут двигаться как отдельная фаза по порам осадочных пород и оставлять геохимический след в поверхностных осадках благодаря аккумуляции, особенно в местах газовой разгрузки. Совершенно не исключено поступление в придонные воды веществ, обладающих достаточной растворимостью, в том числе бензолов, фенолов при наличии повышенного содержания ароматических соединений в придонных водах изучаемого района.

С целью изучения возможных природных поступлений углеводородной разгрузки представлены результаты по оценке изменчивости геохимических параметров углеводородных газов (метана и его гомологов) на основе анализа данных по результатам профильной газогеохимической съемки методом непрерывного профилирования на Кольско-Канинской моноклинали и на Долгинском лицензионном участке в Печорском море и в норвежском секторе моря.

С циклом метана связана одна из наиболее важных фундаментальных проблем - проблема глобальных климатических изменений, которую невозможно решить без количественных оценок потока метана (CH_4) в атмосферу не только с суши, но и из океана.

В общем потоке метана с поверхности Земли только 2 % поступает из океана: больше 40% выделяется из переувлажненных почв; 22,5 % связано с жизнедеятельностью животных и термитов; около 33% имеет антропогенное происхождение. Данная величина потока метана из океана в атмосферу определена по разности концентраций метана в приповерхностных водах океана и в приводном слое, и по разным оценкам колеблется от 4 до 71 млн т в год [Леин и др., 2009; Cicerone, 1988] и нуждается в уточнении, при этом данных по открытым водам Мирового океана недостаточно. Неопределенность в отношении количества метана, выбрасываемого и потребляемого океанами, в значительной мере объясняется неоднородностью распределения

морских источников метана, источником метана являются современные морские осадки [Reeburgh, 2007; Boetius et al., 2000; Dickens, 2001], скопления субмаринных газогидратов [Suess et al., 1999, 2018], зоны свободного газа, который располагается ниже зоны стабильности газогидрата [Paull et al., 2003]. «Холодные» очаги подводной дегазации обнаружены вдоль континентальных окраин, где развиты мощные толщи осадков [Posewang, 1999; Powell, 1999]. Необходимым условием для углеводородной дегазации таких участков, как правило, являются разрывные нарушения, дополнительными составляющими процесса служат складчатые дислокации, геодинамическая активность, а также повышенная сейсмичность некоторых районов активных континентальных окраин [Шакиров, 2003]. Предполагается также возможность выбросов значительных количеств метана через толщу вод в атмосферу в результате катастрофических геологических событий [Fischer et al., 2013]. Активные выходы метана, связанные в том числе с областями скоплений газовых гидратов, сосредоточены в основном в зонах, подверженных процессам активного тектогенеза. Подводная газовая разгрузка встречается обычно в областях глубокого прогибания, в окраинных бассейнах и перед дугами в зонах субдукции [Nelson et al., 1979; Suess, 2018]. Экспериментально установлено, что высокая изменчивость потока метана определяется пространственным распределением и активностью подводных источников метана, а также связана с сезонными изменениями гидрологических и гидрохимических параметров морской воды и структурой течений в исследуемом регионе [Шакиров, Мишукова, 2019; Обжиров и др., 2016, 2019]. Однако, источники выброса метана в водную толщу океана плохо поддаются количественной оценке. Все еще требуют изучения процессы влияния подводных активных геологических источников на распределение метана, величину его потока. По этим причинам, для оценки роли океанов в углеродном цикле в контексте изменения глобального климата необходимы дополнительные экспедиционные данные.

На примере газогеохимических исследований на континентальном шельфе Баренцева и Печорского морей в пределах исследованных площадей показано соотношение региональных закономерностей распределения углеводородных газов (УВГ), установлена газонасыщенность донных осадков.

По условиям образования УВГ под разделяются на сингенетические и эпигенетические газы. К сингенетическим относятся УВГ, образовавшиеся в донных осадках в результате различных биохимических реакций и бактериальной деятельности в процессе деструкции органического вещества (ОВ). К эпигенетическим – поступающие в донные осадки из подстилающих углегазоносных, нефтегазоносных осадочных отложений и магматических образований в результате процессов диффузии и миграции УВГ по зонам разломов [Гресов 2017]. Для понимания процессов консервации и выбросов метана при проведении площадной

газогеохимической съемки наибольший интерес представляет выявление эпигенетической составляющей.

В главе обосновано второе и третье защищаемые положения.

ЗАЩИЩАЕМОЕ ПОЛОЖЕНИЕ 2: Полиmodalный характер распределения метана и суммы его гомологов в акватории Баренцева моря в пределах Кольско-Канинской моноклинали указывает на присутствие сингенетической (биогенной) и эпигенетической (глубинной) составляющей, среди которых преобладает эпигенетическая составляющая, обусловленная наличием скоплений углеводородов в разрезе осадочного чехла.

Это положение демонстрируется исследованиями корреляционных зависимостей метана и предельных и непредельных углеводородов. При разложении современной органики предельные и непредельные УВ не образуются и тогда, как правило, корреляция их с метаном отрицательная, что присуще низким значениям метана. В случае высоких содержаний метана отмечаются положительные корреляционные зависимости, что может свидетельствовать о их связи со скоплениями (залежами) УВ.

ЗАЩИЩАЕМОЕ ПОЛОЖЕНИЕ 3: Расчет объема поступления метана в придонно-пограничный слой водной толщи за счет разложения органического вещества в пределах локальных участков Баренцевоморского шельфа с последующим его окислением с выделением углекислого газа позволяет дать геоэкологический прогноз метановых разгрузок как на отдельных участках, так и для всей акватории.

3.1 Газогеохимические исследования как неотъемлемая часть комплекса нефтегазопроисловых работ

Цели геохимических исследований: геохимическое опробование мест наиболее вероятного выхода мигрировавших углеводородов в верхние слои донных отложений и вышележащие слои воды, изучение и уточнение расположения перспективных для геохимического пробоотбора точек с изучением аномалий в водной толще.

Современная методика нефтегазопроисловых исследований основана на комплексе геологических и геофизических данных, а также на использовании результатов глубокого бурения. Однако, если конфигурация ловушек и зоны локализации нефтяных резервуаров могут быть предсказаны с определенной долей уверенности по сейсмическим данным, то для прогноза состава углеводородных флюидов возможности ограничены. И, хотя отдельные геофизические методы, например метод AVO (Amplitude Variation with Offset) [Castanga at al., 1993; Castanga at al, 1997] обеспечивают определенный контроль природы залежи, интерпретация полученных данных не всегда адекватна, что доказывается получением сухих скважин и некорректным предсказанием типа флюида.

Подход, основанный на количественном изучении амплитуд отражений не по разрезам, а по сейсмограммам получил название AVO - изучение изменений амплитуд с удалением, т.е. с расстоянием между источником и приемником применяют, в основном, для поисков и разведки газовых резервуаров в молодых терригенных породах, а также для обнаружения новых залежей на уже разрабатываемых месторождениях. Между тем, геохимические исследования поверхностных осадков могут быть использованы для выявления и идентификации нефтяного или газового флюида, что весьма перспективно перед приобретением лицензионного участка и проведением разведочного бурения.

Многопрофильные исследования углеводородных маркеров в осадочном разрезе поверхностных донных отложений и придонных водах являются быстро развивающимися направлениями поисковых технологий, поскольку они обеспечивают информацию, способствующую оконтуриванию углеводородных систем перед бурением. Наряду с этим, они могут нести информацию о качестве, термальной зрелости, возрасте и латеральном распространении подстилающих нефтематеринских толщ. Таким образом, выявление углеводородных аномалий в компонентах геологической среды акваторий позволяет решать задачи прогноза нефтегазоносности недр и построения схем нефтегазоносности (рисунок 3.1.1). В то же время, создается основа для последующего геоэкологического контроля при разведочных и добычных работах.

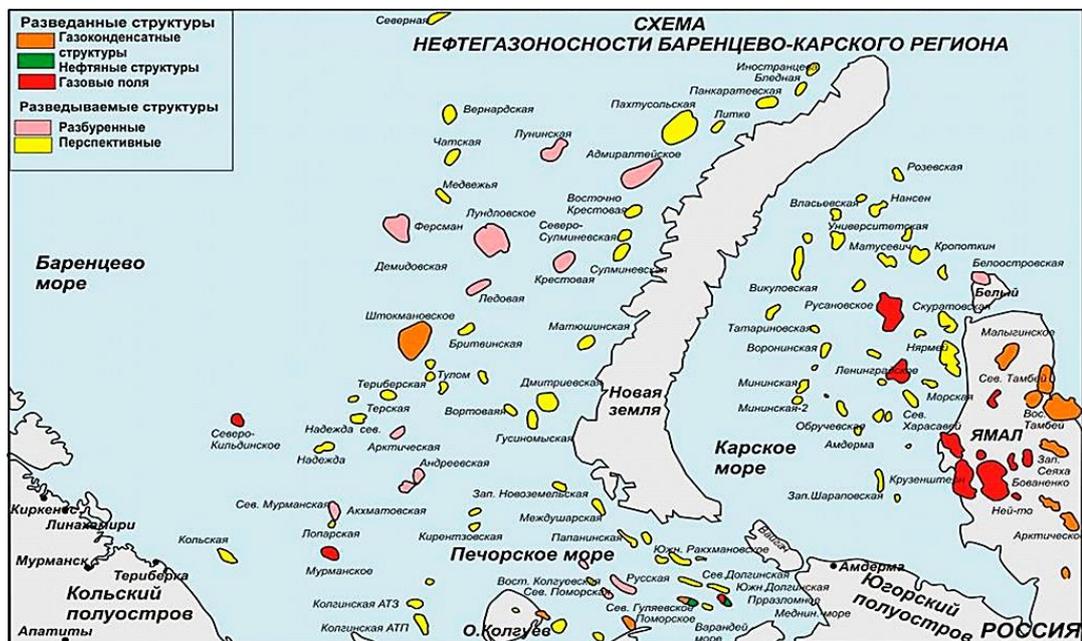


Рисунок 3.1.1. Схема нефтегазоносности Баренцево-Карского региона (по материалам ФГУП «Арктикморнефтегазразведка» (АМНГР) [russiancouncil.ru])

При этом необходимо учитывать, что углеводороды (УВ) в литосфере широко распространены и образуют устойчивый геохимический фон.

Нефть и рассеянное органическое вещество (РОВ) донных осадков и пород содержат сходные по составу классы органических соединений, в том числе и УВ. Источником их могут служить биогенные соединения морского и терригенного генезиса. Возможно также поступление УВ в поверхностные донные осадки при миграционных процессах из нижележащих толщ. Присутствие в осадках УВ нефтяного ряда может быть связано с размывом и переотложением древних осадочных отложений.

Следовательно, основная задача состоит в том, чтобы: выявить геохимический фон исследуемого района; разделить фон и наложенную составляющую, если она существует; определить природу наложенной составляющей (экзогенная, эндогенная). Возможности решения данной задачи заложены в геохимической методологии, поскольку лишь детальные органо-геохимические исследования на уровне молекулярных структур позволяют определить источники, пути поступления и трансформации УВ донных осадков.

Особенно актуально решение данной проблемы для нефтегазоперспективных районов акваторий, где миграционный поток УВ из продуктивных горизонтов является одним из существенных факторов формирования локального геохимического фона.

При этом его специфика во многом определяется природой углеводородной залежи (нефтяной, газоконденсатной, газовой). Кроме того, вариации состава и содержания УВ в поверхностных донных осадках, в значительной мере, обусловлены локальными геодинамическими и литолого-фациальными условиями.

На этапах последующих геологических и разведочно-поисковых работ наряду с прямым техногенным воздействием на осадки акватории, возможна интенсификация флюидного подтока УВ. Опережающий углеводородный мониторинг может послужить основой для определения сценария развития данного процесса.

Геологические и гидрогеологические особенности западно-арктического шельфа являются благоприятными для диффузии и/или фильтрации УВГ и создают основу для выявления фоновых и аномальных газо-геохимических полей [Яшин, 1981].

С точки зрения нефте-газоперспективной геохимии принципиальные значения имеют понятия о нормальном (НГП) и аномальном (АГП) геохимических полях, которые формируются в результате совокупного влияния разных геолого-геохимических факторов [Лавренова, 2001].

Генетический фактор зависит от палеогеографических условий накопления осадков и определяет наличие толщ, способных генерировать УВ, толщ с различными проводящими и сорбционными свойствами, т.е. определяет наличие генерационно-аккумуляционной системы (ГАУС). Тектонический фактор связан с древними и современными движениями земной коры, и

определяет структурное и геоморфологическое строение района. Постседиментационный фактор характеризует катагенные изменения, микробиологические процессы, вторичное минералообразование и изменения физико-химических свойств среды под влиянием скоплений УВ. В формировании геохимических полей принимают участие два вида миграции - диффузионный и фильтрационный (эффузионный). Если диффузия – медленно текущий процесс, характерный для неотектонически пассивных областей, то эффузия – это мгновенные выбросы, характерные для тектонически активных областей, где проводящими каналами для глубинных флюидов являются разрывные нарушения и зоны подводного грязевого вулканизма. В природе в той или иной мере проявляются оба механизма массопереноса. В нефтегазопроисковой геохимии рассматривается, в основном, формирование аномального газового поля, которое образуется в результате субвертикальной миграции УВ газов и других компонентов от аномалеобразующих объектов к дневной поверхности и распределения их в вышележащей осадочной толще. В качестве аномалеобразующих объектов могут выступать залежи УВ и области очагов генерации УВ. Контрастность аномального поля зависит от механизма массопереноса, который определяется геологическим строением толщи, залегающей выше аномалеобразующего объекта.

Первым из прямых геохимических методов поисков нефти и газа была *газовая съемка*, разработанная В.А. Соколовым и основанная на определении микрогазопроявлений в поверхностных слоях. Современные морские геохимические работы осуществляются на основе новейших теоретических, экспериментальных, методических, аппаратурных разработок и базируются на представлениях: о процессах генерации, аккумуляции и миграции УВ при формировании геохимических и геофизических полей над скоплениями нефти и газа. В настоящее время отработаны отдельные виды геохимических съемок на акваториях и показана эффективность их использования.

С появлением современной аналитической аппаратуры органической геохимии -газовой хроматографии и газовой хроматографии – масс-спектрометрии, общей сканируемой флуоресценции (TSF) стало возможным определение микроколичеств УВ-флюидов в поверхностных осадках.

Впоследствии, опыт использования методов на суше послужил основой для разработки их морских модификаций. При проведении работ на акваториях применяется два вида геохимической съемки.

В основе *гидрогазосъемки* лежит определение суммарного количества углеводородных газов (УВГ) в воде, путем непрерывной ее закачки, дегазации и анализе на хроматографе. Методом гидрогазосъемки покрыты большие площади в Черном, Азовском, Каспийском, Баренцевом и Охотском морях.

Второе направление геохимических поисков нефти и газа в море, по донным осадкам, носит комплексный характер и включает в себя *газометрию*, битуминологические, геомикробиологические и литогеохимические исследования.

Метод газометрии основан на определении концентрации УВГ в поверхностных осадках. Для отбора проб используются грунтовые трубки. Газы из осадка или породы извлекаются дегазатором, работающим по принципу фазового равновесия. Анализ углеводородных газов выполняется на хроматографах с пламенно-ионизационным детектором. Недостатком метода является то, что пробы не анализируются на борту судна, а хранятся в замороженном виде до 5 месяцев. Разработанная технология в настоящее время используется в нефтепоисковых работах ГНЦ ФГУГП «Южморгеология», ФГУНПП «Севморгеология», ВНИИОкеангеология, ЗАО «Черноморнефтегаз», ЗЛО «Пангея», в Тихоокеанском океанологическом институте ДВО РАН.

Геомикробиологический метод основан на изучении бактерий, окисляющих жидкие и газообразные УВ, а также микроорганизмов, продуцирующих метан, его гомологи и постоянные газы. Метод разработан Г.А. Могилевским (ВНИИЯГГ) и в 1970-х годах широко использовался на суше. На акваториях этот метод был использован для выявления и локализации зон или участков проявления газообразных или жидких углеводородов. В основе *битуминологических методов* лежит изучение органического вещества нефтяного типа в донных осадках. С развитием современной высокочувствительной аналитической аппаратуры стало возможным определение микросодержаний жидких углеводородов в осадках. Аналитический комплекс включает: пиролиз методом Rock Eval, метод суммарной сканируемой флюоресценции (TSF), газовую хроматографию (ГХ) и газовую хроматографию - масс-спектрометрию (ГХ-МС).

Литогеохимические исследования. Известна приуроченность целого ряда аутигенных минералов к разгрузкам углеводородных флюидов на дне моря (карбонаты, сульфиды, сульфаты, фосфаты). При этом в осадках с повышенным содержанием гомологов метана отмечаются карбонаты, арагониты, кальцит, агрегаты доломита, кристаллы гипса, гидроокислы железа. Миграционный тип аномалий с признаками жидких УВ-флюидов ассоциируется с обильной сульфидной минерализацией. Наличие аутигенных минералов в осадках рассматривается в качестве косвенного поискового признака залежей УВ.

3.2 Аномальное газовое поле

Геологические и гидрологические особенности Баренцевоморского шельфа оцениваются как благоприятные для образования фильтрационно-диффузионного потока УВ из залежей и формирования в верхних частях осадочного разреза зон их аномальных концентраций, создают основу для выявления фоновых и аномальных газо-геохимических полей [Яшин и др., 1980]. Естественные глубинные газовые высачивания (seeping) впервые были обнаружены в 1984 г.

[Kennicut et al., 1985] и к настоящему времени изучены недостаточно полно. Используемое название «холодные сипы» носит условный характер, поскольку температура газовых флюидов, как правило, превышает температуру придонной воды [Леин, Иванов, 2009]. Источники природных газопроявлений распределены в пространстве неравномерно, а их интенсивность может быть самой разной, вплоть до залповых выбросов. Зарегистрировать крупные природные выбросы газа (преимущественно метана) удастся достаточно редко [Богоявленский, 2012].

Углеводородные газы в донных осадках

Геохимический поиск и прогноз углеводородных залежей основан на свойстве углеводородных систем формировать газовые и/или литогеохимические аномалии не только непосредственно в коллекторах, экранах резервуаров, в осадочном чехле над резервуарами, но и в подпочвенных отложениях и приземном воздушном слое. В субаквальных условиях - это, прежде всего, поверхностные донные осадки.

Согласно существующим представлениям [Основы...,1993] распределение и состав углеводородных газов (УВГ), диспергированных в поверхностных донных осадках и носящих признаки эпигенетичности, могут служить показателем нефтегазоносности недр, а газо-геохимическая съемка является значимым компонентом «прямых» поисковых методов. Вместе с тем, необходимо учитывать специфику геологического строения осадочного чехла, которая в ряде случаев не способствует формированию диффузно-фильтрационного эндогенного углеводородного флюида.

Многопрофильные исследования углеводородных маркеров в осадочном разрезе поверхностных донных отложений и придонных водах являются быстро развивающимися направлениями поисковых технологий, поскольку они обеспечивают информацию, способствующую оконтуриванию углеводородных систем перед бурением. Наряду с этим, они могут нести информацию о качестве, термальной зрелости, возрасте и латеральном распространении подстилающих нефтематеринских толщ. Таким образом, выявление углеводородных аномалий в компонентах геологической среды акваторий позволяет решать задачи прогноза нефтегазоносности недр. В то же время, создается основа для последующего геоэкологического контроля при разведочных и добычных работах. Необходимо учитывать, что углеводороды (УВ) в литосфере широко распространены и образуют устойчивый геохимический фон. Нефть и рассеянное органическое вещество (РОВ) донных осадков и пород содержат сходные по составу классы органических соединений, в том числе и УВ. Источником их могут служить биогенные соединения морского и терригенного генезиса. Возможно также поступление УВ в поверхностные донные осадки при миграционных процессах из нижележащих толщ. Присутствие в осадках УВ нефтяного ряда может быть связано с размывом и переотложением древних осадочных отложений.

Для целей поисковой геохимии при проведении статистической обработки аналитических данных среди стандартного набора оценок параметров распределения УВГ особую важность имеют оценки «фона» и «аномалии». Фоновая составляющая определяется мощностью и возрастом отложений осадочного чехла (контролируются структурными зонами с различным возрастом и мощностью слагающих их отложений осадочного чехла).

Согласно Инструкции по геохимическим методам поисков рудных месторождений [Инструкция, 1983] за *фоновое* содержание параметра следует принимать оценку его среднего содержания (в случае нормального распределения) и среднее логарифмов содержания (в случае логнормального распределения). *Аномальным* считается значение элемента, превышающее сумму среднего и трех стандартных отклонений (в случае нормального распределения) – критерий трех сигм и превышающее произведение среднего логарифмического и куба антилогарифма стандартного отклонения логарифмов содержания (в случае логнормального распределения). Оценка параметров распределения каждого компонента газо-геохимического поля проводится в соответствии с законом распределения. Так как распределение всех изученных УВГ подчинено логнормальному закону, среднее значение логарифмов содержаний принималось за «фоновое». Для более точной оценки параметров распределения из первоначальной выборки исключались экстремально аномальные значения и параметры распределения пересчитывались. Значения, превышающие фоновые менее чем на одно стандартное отклонения рассматривались, как «флуктуации фона»; менее чем на два стандартных отклонения - как «слабоконтрастные аномалии»; менее чем на три стандартных отклонения - как «контрастные аномалии»; более чем на три стандартных отклонения - как «высококонтрастные аномалии».

В изучаемых районах определены фоновые значения, за аномальные приняты повышенные значения, отличающиеся от средних, при геохимических исследованиях фоновыми являются значения, варьирующие в пределах от -3 до +3 стандартов. Все, что выше трех стандартов являются аномалиями. Области возможного нефте(газо)накопления проявляются в газовом поле в виде контрастных аномалий не только метана, но и его гомологов. Часть аномалий контролируются областями региональных разрывных нарушений.

Отличие состава и интенсивности аномальных газогеохимических полей Баренцева и Норвежского морей определяется балансом источников углеводородов в этих морях и различной сеймотектонической активностью их геоструктур. Сходство фоновых газогеохимических полей и геологических типов газопроявлений указывает на региональный контроль распределения углеводородных и других газов. Газогеохимический режим этих морей закономерно зависит от сеймотектонической обстановки, которая контролирует газовые потоки и формирование газогеохимических полей. Выделяют комплекс газогеохимических критериев, который является

высокоэффективным для решения фундаментальных и поисковых задач, таких как картирование активных разломов, оценка генезиса газовых потоков, поиск углеводородных скоплений, газогеохимическое районирования, и др. Так, формирование промежуточных, подповерхностных и комбинированных вертикальных типов аномальных полей метана контролируется гидрологической структурой и динамикой вод моря. Подтверждено, что характеристики газогеохимических полей региона определяются его геологическим строением, что позволяет широко применять их как индикаторы геоструктур и углеводородных скоплений. Геоструктурное положение локальных долгоживущих выходов природных газов в Баренцевоморском регионе определяют узлы пересечений разнонаправленных разрывных нарушений, как правило, составляющих структурный план субмеридиональных разломных зон [Шакиров, 2003]. Также, пространственная взаимосвязь аномалий с дизъюнктивной тектоникой может являться косвенным признаком в пользу присутствия углеводородов в осадочном чехле и перспективности локальных антиклинальных поднятий в пределах площади работ. В зонах проницаемости существует вклад глубинных компонентов, основными источниками миграционных углеводородных газов являются нефтегазоносные толщи. Признаки термогенных флюидов указывают на их возобновляемость и возможность использования как важных индикаторов цикла метана.

В газовом поле определяются также аномалии, связанные с техногенными процессами, это аномалии метана и легких гомологов в прибрежной зоне близ побережья. Так, аномальное газовое поле Кольско-Канинской моноклинали, как предполагается, обусловлено наличием залежей УВ в разрезе и техногенными загрязнениями, в связи с чем, экологическим аспектом является обеспечение газобезопасности заселенных территорий: экологическая утилизация метана, который свободно выносится в атмосферу (по экспертным оценкам в количестве от 2-х до 5 млн. тонн в год из одной скважины) вместе с такими вредными компонентами как радон, углекислый газ и ртуть.

По результатам изучения оценки перспектив нефтегазоносности по критерию скорости осадконакопления, выполненным ВНИГРИ, в Баренцевом море в качестве интервалов с наибольшими скоростями прогибания и осадконакопления и наилучшими перспективами нефтегазоносности были показаны триасовый и юрско-меловой. В триасовых отложениях были открыты Мурманское и Северо-Кильдинское месторождения, в юрских – Штокмановское, Лудловское и Ледовое месторождения (рисунок 3.2.1).

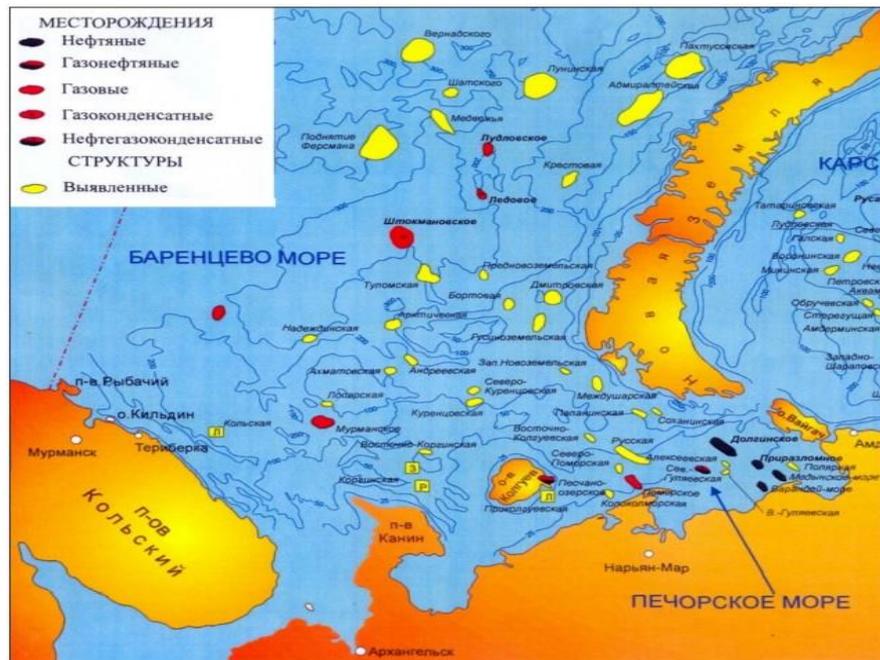


Рисунок 3.2.1. Обзорная карта нефтегазоносных структур Баренцевоморского региона [Галиева, 2009]

Геологоразведочные работы показали латерально-дифференцированный характер проявления скоростей осадконакопления, различную перспективность разновозрастных интервалов разреза на нефть и газ, преимущественную газоносность триасовых отложений в южной и юго-западной частях мегабассейна и основную газонасыщенность юрских толщ в центральной части нефтегазоносного бассейна – на акватории Штокмановско-Лунинской нефтегазоносной области. Наибольшее развитие коллекторов приурочено к юрскому и триасовому периодам, обладающими максимальными скоростями осадконакопления. Соответственно, накопившиеся в эти периоды толщи будут являться высокоперспективными нефтегазоносными частями осадочного разреза, что подтверждается данными по выявленным месторождениям. Быстрые погружения земной коры в области Баренцева моря обусловили образование некомпенсированных относительно глубоководных прогибов с накоплением в них осадков, богатых морской органикой, что привело к формированию нефтегазоматеринских пород. Существование периодов быстрого погружения, а также накопления высокобитуминозных пород являются достоверными признаками возможного накопления значительных объёмов углеводородов, этот же фактор максимального прогибания впоследствии предопределил высокую газоносность центральных районов Баренцевоморского региона [Галиева, 2009].

Ввиду высокой пространственной изменчивости таких явлений, как куполообразные выбросы газа, наличие пузырьков и трещин в ледовом покрове для их регистрации могут

использоваться приборы высокого пространственного разрешения видимого диапазона спектра, установленные как на спутниках, так и на низколетящих носителях. Уникальные, масштабные газопроявления, подобные кругам на льду, могут быть выявлены с помощью оптической аппаратуры среднего и даже низкого разрешения, установленной на спутниках типа Landsat, SPOT, Terra, Канопус и др. Многоспектральная и гиперспектральная космические съемки с высоким и средним пространственным разрешением (при условии проведения синхронных подспутниковых контактных измерений) позволяют определять абсолютные значения ряда характеристик морской среды по измерениям цвета океана (мощности восходящего излучения в узких спектральных интервалах) и в дальнейшем проводить анализ пространственно-временной изменчивости этих параметров [Бондур, Кузнецова, 2015]. Так, усреднение данных спутникового зондирования европейского орбитального интерферометра IASI/MetOp-A на спутниках MetOp-A и MetOp-B европейского космического агентства (European Space Agency (ESA) за 2010–2014 годы позволило приблизительно оценить скорости выброса метана от океана. Согласно источникам, сравнение аномалий метана, выделяющегося от поверхности морей, позволило сделать вывод, что суммарное количество метана, выделяемого Северным Ледовитым океаном, может доходить до двух третей от всего объёма метана, выбрасываемого сухопутной частью Арктики к северу от 60° с.ш. При этом отмечается, что для идентификации источника метана полезно сравнить спутниковые данные с результатами ультразвуковой эхолокации. В летний период года, когда проводилась эхолокация, почти весь метан «съедается» морскими бактериями. Спутники подтвердили незначительность эмиссии метана летом, но обнаружили аномальные концентрации его осенью и зимой. Изменение аномалии метана, выделяющегося от поверхности морей, от года к году в осенне-зимний период показано на примере морских районов к западу и востоку от Шпицбергена (Приложение А, рисунки 3.2.2, 3.2.3), в диапазоне широт 78–80° с.ш. аномалия метана к востоку от Шпицбергена росла быстрее, чем к западу от Шпицбергена (6,2 против 4,8 ppbv/год). Максимальный рост аномалии наблюдался к западу от Новой Земли: 9,4 ppbv/год. Более медленный рост аномалии метана в период максимальной эмиссии в июле-сентябре был характерен для Аляски: 2,6 ppbv/год [Юрганов, 2017].

Сезонное возрастание эмиссии начиная с ноября можно объяснить нарушением летней устойчивой температурной стратификации в океане и развитием ветрового и конвективного перемешивания [Добровольский, Залогин, 1982]. Если предположить, что скорость осенне-зимней эмиссии метана от морей Арктики пропорциональна его аномалии, то за семь лет она удвоилась. Конкретный механизм образования метана, выделяющегося от поверхности морей СЛО, до конца не ясен. Есть свидетельства образования метана в поверхностном слое океана в тающем льде [Damm et al., 2015]. Однако превалирует мнение о диссоциации метаногидратов вблизи дна морей СЛО [AMAP, 2015; Veloso et al., 2015]. Район к западу от Шпицбергена

исследован наиболее полно [Veloso et al., 2015]. В статье (Myhre et al., 2016) приведена карта зарегистрированных выходов пузырей метана и предсказанных эмиссий метана от метаногидратов к западу от Шпицбергена. По той же методике было рассчитано положение районов потенциальных выбросов метана к востоку от Шпицбергена (Приложение А, рисунок 3.2.4.). Согласно спутниковым данным для Арктики [Юрганов и др., 2017] подтверждается наличие существенных аномалий концентрации метана в этом районе начиная с ноября (ЮЛЛ-1, ЮЛ-2). К востоку от Шпицбергена аномалии метана растут с годами даже быстрее, чем к западу, что может быть связано с разложением органического вещества, выносимого с береговой части в летний период вследствие таяния ледников. Спутниковая информация имеет важное практическое значение для информационного обеспечения рационального природопользования, в том числе для поиска и разведки углеводородов, а также для обеспечения эффективного функционирования объектов нефтегазовой отрасли в прибрежно-шельфовых зонах арктических морей, было обосновано, что при проведении мониторинга газопроявлений на шельфе арктических морей целесообразно привлекать данные различных спутников и иную сопутствующую геофизическую и картографическую информацию [Бондур, 2015]. Особенно актуально решение данной проблемы для нефтегазоперспективных районов акваторий, где миграционный поток УВ из продуктивных горизонтов является одним из существенных факторов формирования локального геохимического фона. При этом его специфика во многом определяется природой углеводородной залежи (нефтяной, газоконденсатной, газовой). Кроме того, вариации состава и содержания УВ в поверхностных донных осадках, в значительной мере, обусловлены локальными геодинамическими и литолого-фациальными условиями.

На этапах последующих геологических и разведочно-поисковых работ наряду с прямым техногенным воздействием на осадки акватории, возможна интенсификация флюидного подтока УВ. Опережающий углеводородный мониторинг может послужить основой для определения сценария развития данного процесса. В связи с влиянием потоков метана и других газов на окружающую среду в районе изучения выделяются аномальные газогеохимические поля, коорые имеют полигенетический состав с различным сочетанием миграционных (термогенных, метаморфогенных, магматогенных) индикативных компонентов.

На дне Норвежского моря обнаружены многочисленные нефтяные и газовые поля, с которыми, как правило, связывают распространение покмарков [Judd, Hovland, 2007]. Поля гигантских покмарков зафиксированы в Зюйдкапском желобе (некоторые из них достигают 500 м в диаметре при глубине 10 м) [Леин, Иванов, 2010], покмарки районов Сторегга и Ньегга – 190 м [Anderson et al., 2009]. Небольшие структуры (до нескольких метров в диаметре), напоминающие покмарки, зафиксированы в районе хр. Вестнесе (76° с.ш.). В придонном слое воды над ними была зарегистрирована повышенная концентрация метана [Vogt et al., 1994; Леин

и др., 2000]. У берегов Норвегии на дне встречаются также положительные структуры высотой до 30 м и шириной в несколько сотен метров. Их образование связывают с движением поровых вод с легкими углеводородами, мигрирующих из осадков и просачивающихся через тонкий покров (менее 10 м) четвертичных отложений [Judd, Hovland, 2007]. Флюидопроявление на дне сопровождается не только выходом пузырьков газа, но и выносом вместе с ними питательных веществ из осадков, что способствует развитию бентосных и планктонных сообществ. В сериях морских экспедиций было установлено, что биологическая активность вод над газопроявлениями превышает фоновое значение на один–два порядка [Шнюков, 2009]. Это является критерием обнаружения потоков флюидов при ДЗ [Аэрокосмический мониторинг объектов..., 2012]. Выходы струйных метановых газовыделений проявляются на морской поверхности за счет различных механизмов, физические основы их дистанционного обнаружения подробно изложены [Бондур, 2010, 2012]. Рассмотрим некоторые основные особенности радиолокационного обнаружения естественных газовых проявлений. При слабом волнении или штиле в местах выхода естественных газовых компонент при наличии пузырьковой составляющей будут наблюдаться аномалии положительной контрастности по отношению к уровню собственного шума приемника. Возникновение газовых компонент в толще воды приводит к появлению градиента плотности по глубине, что может вызвать генерацию внутренних волн, которые, взаимодействуя с поверхностным волнением, приводят к появлению гладких полос (сликов), что в свою очередь отразится на РЛИ. Мощность обратно-рассеянного сигнала, попадающего в приемную антенну РЛС, зависит от поляризации излучения и от взаимного направления поляризаций при излучении и приеме [Аэрокосмический мониторинг объектов..., 2012]. В общем случае, коэффициент рассеяния водной поверхности при вертикальной поляризации выше, чем при горизонтальной или перекрестных поляризациях. Вертикальная поляризация (VV) применяется для изучения многочисленных процессов и явлений, которые проявляются на морской поверхности посредством модуляции гравитационно-капиллярной составляющей спектра поверхностного волнения [Бондур, 2012]. Горизонтальная поляризация (HH), будучи менее чувствительной к вариациям мелкомасштабной шероховатости морской поверхности, широко применяется для наблюдения морских льдов и разделения радиолокационных образов ледяного покрова и открытой воды. Поскольку интенсивность рассеяния морской поверхностью существенно понижается при использовании излучения и приема на перекрестных поляризациях (VH и HV), такие режимы используются для выделения на морской поверхности объектов, обуславливающих многократное рассеяние, таких, например, как корабли, объекты нефтегазовой инфраструктуры, деформации ледового покрова [Бондур, 2010, 2012].

При проведении мониторинга газопроявлений на шельфе арктических морей должны привлекаться данные метеорологических спутников, иная сопутствующая геофизическая и картографическая информация и применяться различные подходы к обработке и анализу спутниковых изображений с целью получения требуемых характеристик [Бондур, 2014].

Итак, комплексное использование данных, различных по своей физической природе, предоставляет возможность более полно восстановить целостную картину происходящих процессов и явлений в шельфовых зонах Арктики.

Возможности определения природы углеводородных аномалий заложены в геохимической методологии, поскольку лишь детальные органо-геохимические исследования на уровне молекулярных структур позволяют определить источники, пути поступления и трансформации УВ донных осадков. Тем более, что этому способствует сама природа углеводородных молекулярных маркеров, обладающих целым набором индикаторных функций, позволяющих определить: источники и генезис ОВ, молекулярный состав биогенных предшественников ОВ, рецикл ОВ, условия и глубину трансформации ОВ.

3.3 Региональная геохимическая характеристика органического углерода донных осадков Баренцева моря

Результаты исследований органического углерода ($C_{\text{орг}}$) в поверхностных современных донных осадках в данной главе приводятся с целью оценки потенциальных ресурсов метана при разложении органического углерода, содержащегося в настоящее время в поверхностных донных осадках.

Органо-геохимические исследования донных осадков Баренцева моря были начаты еще в начале 1970 гг. [Данюшевская и др., 1985]. Они проводились в трех основных направлениях: изучение зависимости состава ОВ от морфоструктуры акватории, от генезиса исходного ОВ, от условий осадкообразования. В результате были обоснованы представления о наличии в современных донных осадках Баренцева моря трех основных типов ОВ: смешанного гидробионтного и терригенного; преимущественно терригенного; глубоко преобразованного, с признаками эпигенетичности. Было показано распределение типов ОВ в связи с морфоструктурной принадлежностью осадков, выявлены основные фоновые органо-геохимические характеристики, изучение которых основывалось на литолого-геохимических исследованиях активного слоя современных отложений. При этом выделялись однородные парагенетические совокупности элементов, характеризующих определенные типы динамических обстановок современного осадконакопления.

Поступление нового фактического материала, а также совершенствование аналитической и информационной технологий позволяют перейти к молекулярному уровню исследования

компонентов рассеянного органического вещества (РОВ) (Петрова и др., 2000). Изучение распределения молекулярных маркеров в составе ОВ различного генезиса позволяет разработать принципы дифференциации сингенетичной, эпигенетичной и техногенной составляющих.

Сложный рельеф дна Баренцева моря, активный гидродинамический режим, пестрота фациальных условий осадконакопления несомненно отражаются на генезисе, распределении и составе всех компонентов осадков. Поэтому, с учетом различий физико-географических условий региона и литолого-фациальных особенностей осадконакопления, представляется целесообразным наряду с общей характеристикой акватории рассматривать вариации органо-геохимических параметров для локальных зон, приуроченных к системе опорных профилей.

Мозаичное распределение органического углерода ($C_{орг}$) в осадках региона определяется вариациями биопродуктивности и различиями в объеме и составе взвешенного терригенного материала.

Фактический материал (осадки) по данным многолетних наблюдений ФГБУ «ВНИИОкеангеология» в рейсах НИС «Академик Карпинский» (1991г), «Геолог Ферсман» (1992, 1993гг.), «Профессор Логачев» (1994г), «Яков Смирницкий» (1995), «Иван Петров» (2001, 2002, 2005 гг.), НЭС «Михаил Сомов» (2003г), ГиСУ «Гидролог» (2002, 2005гг.) показал, что в Баренцевом море, где на долю биопродуктивных атлантических вод приходится до 60% водного и солевого баланса, осадки с повышенным содержанием $C_{орг}$ ($> 1\%$) занимают 75-88% площади дна акватории (рисунок 3.3.1). Кроме того, в донных осадках Баренцева моря содержание метана в основном варьирует в пределах низких концентраций $< 0,30 \text{ см}^3/\text{кг}$ (рисунок 3.3.2), в составе тяжелых гомологов метана (ТУ) преобладает этан, а их суммарное среднее содержание $< 0,001 \text{ см}^3/\text{кг}$ (рисунок 3.3.3). Характер латерального распределения и числовые значения соотношения $\text{ТУ}/\text{CH}_4$ ($< 0,003$) (рисунок 3.3.4.), позволяют считать природу газовой составляющей донных осадков смешанной, с доминированием сингенетичной (биогеохимической) составляющей.

Наиболее высокое содержание УВГ фиксируется в осадках Предновоземельской структурной зоны, Печорского моря, а также ряда локальных структур Южно-Баренцевской синеклизы.

Наличие газовых аномалий эндогенной природы в осадках Печорского моря находится в полном соответствии с данными субрегиональных органо-геохимических исследований (Петрова и др., 2003).

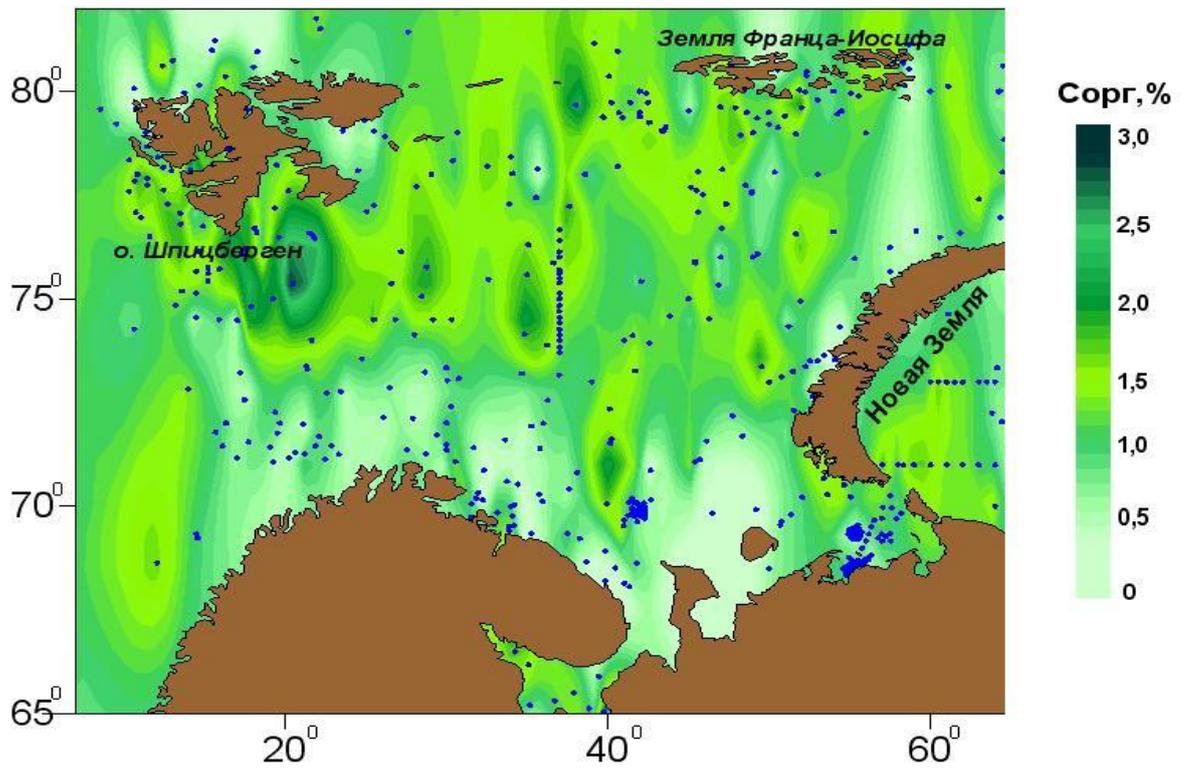


Рисунок 3.3.1. Распределение органического углерода ($C_{\text{орг}}$) в донных осадках Баренцева моря

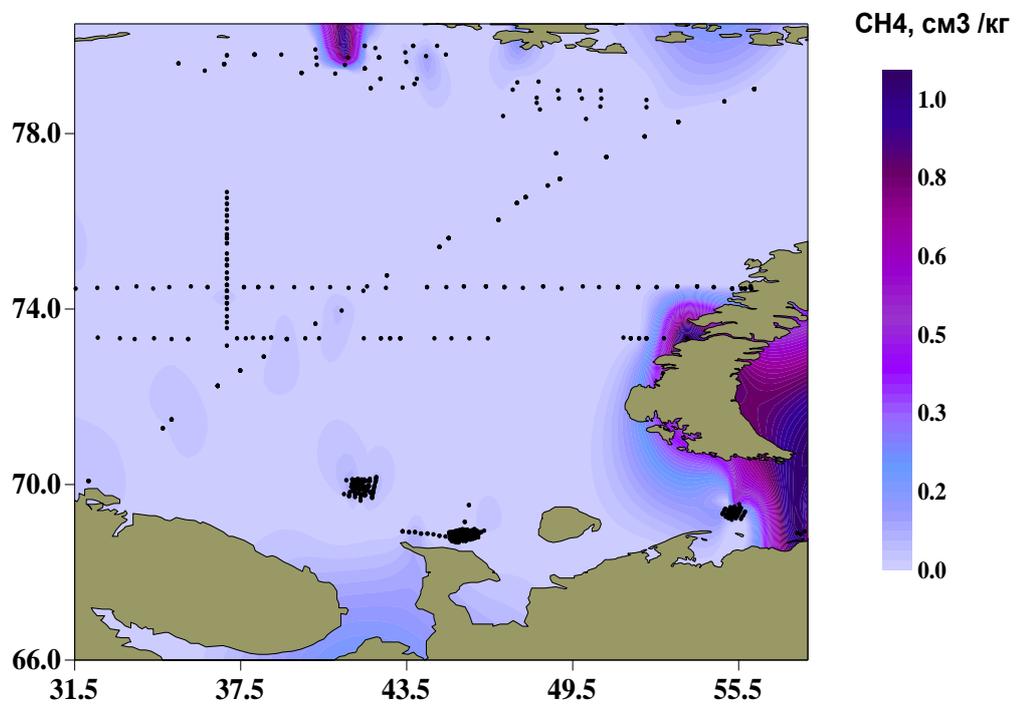


Рисунок 3.3.2. Распределение метана в донных осадках Баренцева моря

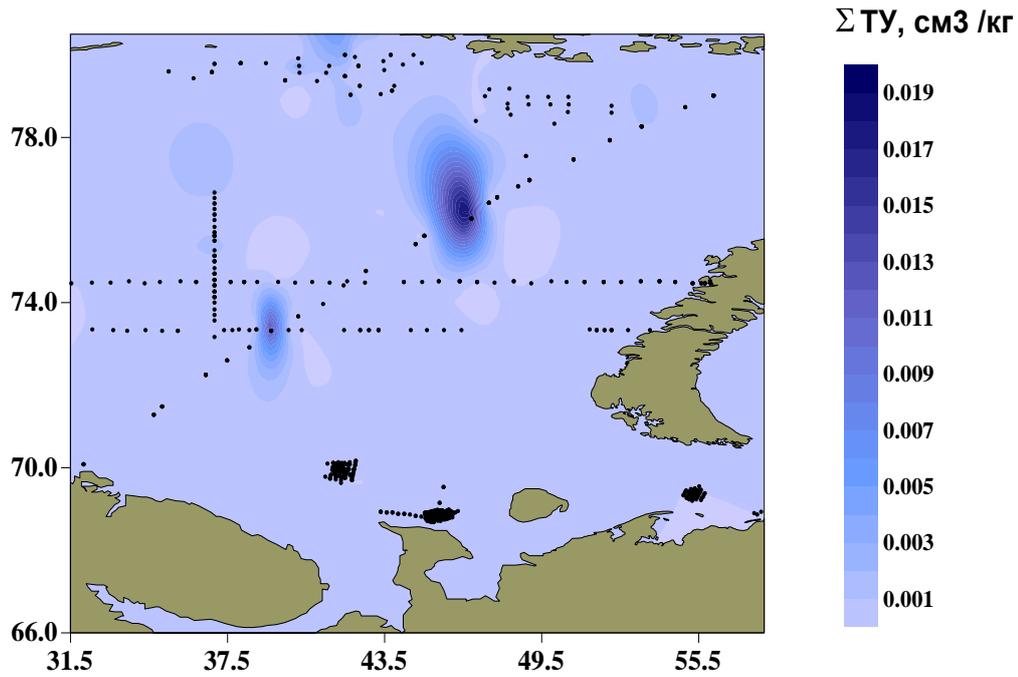


Рисунок 3.3.3. Распределение ТУГ в донных осадках Баренцева моря

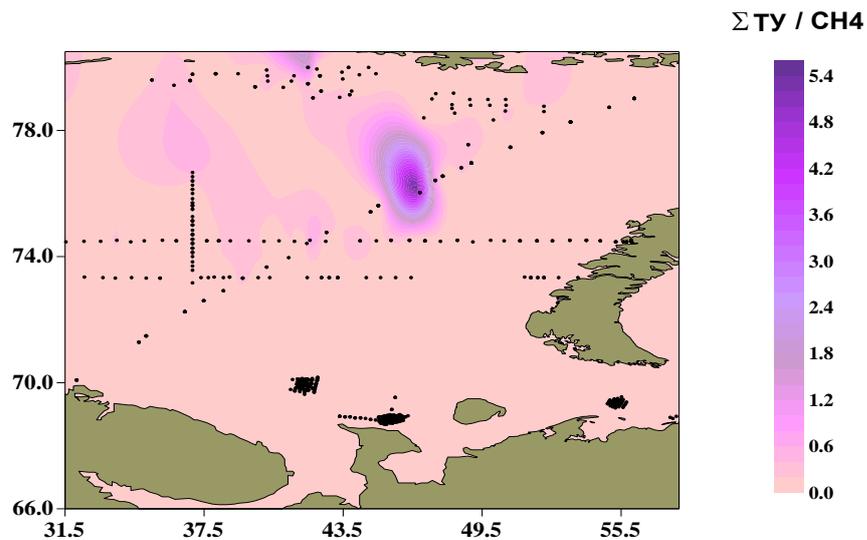


Рисунок 3.3.4. Отношение ТУГ и метана в донных осадках Баренцева моря

Органический углерод

Определение содержания органического углерода ($C_{\text{орг}}$) проводили методом Кюпа (химическое сжигание). В пределах изученных лицензионных участков Кольско-Канинской моноклинали распределение органического углерода в поверхностном слое осадков находится в прямой корреляционной связи с их гранулометрическим составом, что типично для осадков баренцевоморского региона (рисунок 3.3.5). Среднее содержание органического углерода для лицензионных участков в целом составляет 0,73%. Коррелированность содержаний $C_{\text{орг}}$ с

гранулометрическим составом осадков по разрезу колонок (0,1-1,8 м) нарушается, в соответствии с диагенетической утратой ОВ. Диапазон вариаций содержания $C_{орг}$ весьма незначителен ($\pm 0,40\%$) и свидетельствует о сходстве лито-фациальных условий осадконакопления в изученном районе. Незначительные вариации органо-геохимических характеристик обусловлены, очевидно, спецификой гранулометрического состава осадков. Содержание $C_{орг}$, в соответствии с гранулометрическим составом, варьирует в пределах характерных для песчанистых алевролитов, и составляет в среднем около 0,622%. Так, на Кольско-Канинской моноклинали в осадках структуры С-9, представленных алевритами пелитовыми, пелито-песчаными и песчано-пелитовыми, среднее содержание $C_{орг}$ является максимальным для осадков (0,89%), не достигая, однако, значений, типичных для алевропелитов арктического шельфа ($>1\%$). В осадках структуры С-1 содержание $C_{орг}$, в соответствии с гранулометрическим составом, варьирует в пределах характерных для песчанистых алевролитов, и составляет в среднем 0,65%, варьирует незначительно и находится в рамках фонового для Баренцева моря. Осадки структуры С-12 характеризуются минимальным содержанием $C_{орг}$, которое ниже наблюдаемого на других участках и колеблется от 0,34 до 0,78, составляя в среднем 0,56. Низкие значения содержаний в осадках $C_{орг}$ вполне согласуются с максимальным содержанием в них песчаной и минимальным пелитовой фракций. Таким образом, распределение основных геохимических параметров в пределах структур соответствует общим закономерностям, установленным для акватории Баренцева моря и его юго-западной части.

Вместе с тем, углубленный анализ органо-геохимических параметров осадочных разрезов по колонкам из гравитационных трубок, выполненный для всех трех структур, позволил выявить ряд специфических особенностей распределения ОВ и его компонентов (таблица 3.3.3, Приложение А).

Наблюдаемые изменения состава ОВ лишь отчасти отвечают данным закономерностям и могут быть обусловлены переотложением осадочного материала, содержащего ОВ постдиагенетической стадии зрелости и/или сипинговой миграцией.

Для выявления признаков эпигенетичности ОВ был применен анализ углеводородных молекулярных маркеров. Результаты статистической обработки позволяют заключить, что распределение $C_{орг}$ подчиняется логнормальному закону и зависит от литологического типа осадков и рельефа дна.

Наибольшее содержание $C_{орг}$ характерно для глинистых осадков желобов (до 3%). Высокая гидродинамическая активность акватории определяет интенсивную механическую дифференциацию различных литологических типов осадков и связанного с ними распределения $C_{орг}$.

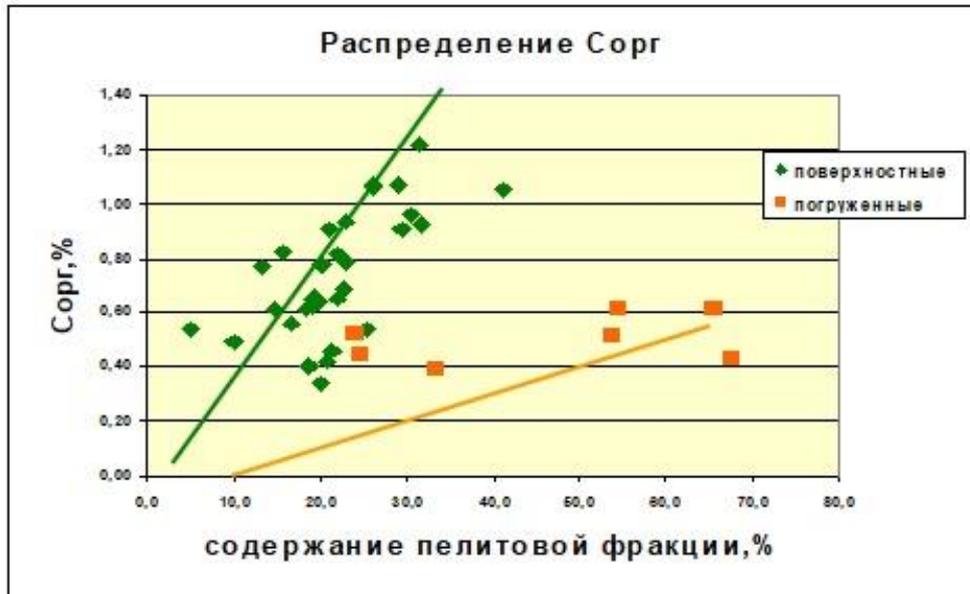


Рисунок 3.3.5. Гранулометрический контроль распределения $C_{орг}$ в осадочных отложениях лицензионных участков по данным многолетних наблюдений [по данным ФГБУ ВНИИОкеангеология]

Распределение органического углерода в донных осадках

В донных осадках юго-западной части Баренцева моря (южная фациальная зона) нарушена взаимосвязь содержания РОВ с литологическим типом осадков и морфоструктурой дна, характерная для современных осадков Мирового океана и Баренцева моря в целом (Данюшевская и др., 1980). Так, наименьшая величина $C_{орг}$ отмечается не в прибрежно-шельфовых осадках, как правило представленных песчаными разностями, обедненными органическим веществом, а в тонкозернистых осадках Кольского желоба. Соответственно, наибольшие значения $C_{орг}$ фиксируются не в тонкодисперсных осадках желобов, как можно было бы предположить, а в мелководных грубообломочных миктитах Мотовского залива. Высокие содержания $C_{орг}$ (2,0 %) в сочетании с большей карбонатностью миктита по сравнению с другими литологическими разностями этой акватории свидетельствуют о значительной роли остатков бентосных организмов в формировании ОВ.

В результате, осадки южной приматериковой части Баренцева моря, где наибольшее поступление терригенного осадочного материала сочетается с наибольшей биогенной продуктивностью, представлены преимущественно песчанистыми разностями обедненными $C_{орг}$. Сложный рельеф, активный гидродинамический режим и обусловленное этими факторами разнообразие фациальных обстановок осадконакопления находят отражение не только в распределении $C_{орг}$, но и в составе органического вещества. Диапазоны значений основных

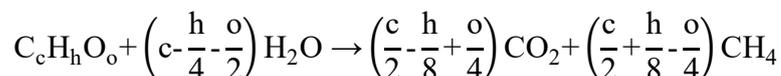
органо-геохимических параметров значительны и составляют для битумоидов (Ахл) – 0.01-0.04 %, гуминовых кислот – 0.05÷0.80 %, углеводов – 0.001-0.010 %, для группового состава УВ (Ме-Nf/Ar) – 2.0-5.9. Наблюдаемые вариации типичны для прибрежно-шельфовых зон Мирового океана с нестабильными условиями осадконакопления [Романкевич, 1977].

3.4 Расчет потенциальных метановых разгрузок на участках

Участки на Кольско-Канинской моноклинали и участки, расположенные в Печорском море, представляют определенный интерес при оценке ресурсов биогенного метана в современных донных осадках, образующего при разложении органического вещества.

В ходе газогеохимической съемки было проведено опробование современных донных осадков с последующей дегазацией проб и определением концентраций метана и его гомологов в газовой фазе. Также в донных осадках определялись содержания органического углерода. С этой целью выполняется расчет потенциального поступления биогенного метана за счет разложения органического вещества на изучаемых лицензионных участках в Кольском заливе и в Печорском море. Определяется величина потока метана из донных осадков в придонно-пограничный слой морской воды и далее.

При расчете объема метана, образующегося при полном разложении органического вещества (ОВ), нами использовалось упрощенное уравнение Басвелла:



Согласно литературным данным [Haeseler, Behar, 2011]: молекулярная формула керогена описывается следующими соотношениями, характерными для планктонного керогена (II типа):

$$H/C = 1,0 - 1,5$$

$$O/C = 0,1 - 0,2$$

Исходя из средних содержаний $C_{орг}$ (ТОС) и плотности осадка ($\rho_{ос}$) предварительно на основе полученных данных (таблицы 3.3.1, 3.3.2 Приложения А) рассчитывается масса органического вещества (mОВ) на 1 м³ осадка по формуле (2):

$$m_{ОВ} = \frac{ТОС \cdot \rho_{ос}}{12,0096 \cdot 100} \cdot (12,0096 + 1,008 \cdot a + 15,999 \cdot b), \text{ г} \quad (2)$$

где ТОС - содержание $C_{орг}$, %; $\rho_{ос}$ - плотность осадка, т/м³,

12,0096, 1,008 и 15,999 – атомные веса углерода, водорода и кислорода соответственно;

a и b – соотношения (H/C = 1,25) и O/C = 0,12 соответственно.

Далее используя уравнения (1), рассчитывается объем метана на 1 м³ (удельный объем метана V_{CH₄}) при полном разложении ОВ при нормальных условиях (н.у.) по формуле (3):

$$V_{\text{CH}_4} = \frac{22,4 \cdot m_{\text{ОВ}} \cdot \left(\frac{c}{2} + \frac{h}{8} - \frac{o}{4}\right)}{1000 \cdot (12,0096c + 1,008h + 15,999o)}, \text{ м}^3 \quad (3)$$

где 22,4 – молярный объем газа при н.у. л/моль; c, h и o – индексы в формуле ОВ C_cH_hO_o в уравнении Басвелла. (1). В расчетах массы ОВ нами приняты следующие соотношения:

H/C = 1,25 и O/C = 0,12 и плотность осадка - 1,7 т/м³.

При этом: н.у.-0 С (273 К), 1 атм. Толщина опробирования донных осадков (1) = 10 см.

$$\text{H/C (a)} = 1,25;$$

$$\text{O/C (b)} = 0,12;$$

Плотность осадка ($\rho_{\text{ос}}$) = 1,7 т/м³

Площадь участка в Печорском море равна 1173 кв.км. Площадь участков на Кольско-Канинской моноклинали в Кольском заливе: Кольский-1 (1150 кв.км), Кольский-2 (1100 кв.км) и Кольский-3 (2300 кв.км). Общая площадь трех участков составляет 4 550 кв. км.

Рассчитанный потенциальный объем метана при разложении органического вещества по модам ТОС равен изложенному в таблице 3.4.1.

Таблица 3.4.1. Потенциальный объем метана при разложении органического вещества по модам

Кольский залив (ККМ) S=4550 км ² , $\rho_{\text{ос}} = 1,7 \text{ т/м}^3$		
ТОС, %	V(CH ₄)уд, м ³ /м ³ осадка	V(CH ₄), м ³
0,91	18,07	8,22
0,62	12,31	5,6

Печорское море (Долгинское месторождение) S=1173 км ² , $\rho_{\text{ос}} = 1,7 \text{ т/м}^3$		
ТОС, %	V(CH ₄)уд, м ³ /м ³ осадка	V(CH ₄), м ³
0,16	3,18	0,37
0,37	7,35	0,86

3.5. Заключение к Главе 3

Итак, расчет объема поступления метана в придонно-пограничной слой водной толщи за счет разложения органики в процессе диагенеза в пределах локальных участков с последующем окислением и выделением углекислого газа позволяет получить геоэкологический прогноз метановых разгрузок как на отдельных участках, так и для всей акватории.

С учетом полученных расчетных результатов представлены объемы метановых разгрузок на участках и предположение о перспективности данных участков для поисков углеводородов.

Согласно Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утвержденной Минприроды России от 1 ноября 2013 года № 477 (зарегистрировано в Министерстве юстиции Российской Федерации 31 декабря 2013 года, № 30943), прогнозируемые ресурсы ККМ-категории D2 отражают потенциальную возможность открытия месторождений нефти и газа в регионе, промышленная нефтегазоносность которого не доказана, и используются для проектирования региональных геолого-разведочных работ на нефть и газ и по градации месторождений соответствуют средним (от 5 до 30 млрд.м газа). В Печорском море потенциальные ресурсы метана в пределах анализируемых участков при указанных значениях Сорг сопоставимы с очень мелкими месторождениями согласно утвержденной «Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов».

ГЛАВА 4. ОСОБЕННОСТИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОГЕОХИМИЧЕСКИХ ПОЛЕЙ В РАЙОНЕ ИССЛЕДОВАНИЙ

В Главе обосновано ЗАЩИЩАЕМОЕ ПОЛОЖЕНИЕ 4:

Наличие локальных аномалий концентрации углеводородных газов в донных осадках и в придонно-пограничном слое водной толщи в пределах южной части Баренцевоморского шельфа свидетельствует об унаследованности их эмиссии из донных осадков в придонно-пограничный слой водной толщи и указывает на наличие глубинных газовых эманаций, связанных с залежами углеводородов в разрезе осадочного чехла.

4.1 Распределение углеводородных газов в поверхностных донных отложениях

Вариации газонасыщенности в донных отложениях в районе МАРЕАНО

В данном разделе проведем анализ вариации содержаний газонасыщенности донных осадков в Норвежском море. Были получены статистические параметры распределения содержаний углеводородов в газовой фазе донных осадков. По характеру распределения значений газонасыщенности в донных осадках выделяются три группы донных осадков, статистические параметры распределения значений газонасыщенности которых приведены в таблице 4.1.1.

Таблица 4.1.1. Статистические параметры распределения газонасыщенности и глубины моря в трех совокупностях, выделенных по содержанию газонасыщенности донных осадков

	ТНС, mg/kg			Глубина (м)			
	X	S	V	N	X	S	V
X	6,47	18,04	47,87	301,28	407,86	586,01	
S	2,82	3,36	18,17	230,19	323,57	510,99	
V	22,19	18,61	37,96	76,41	79,33	87,20	
N	188	65	54	188	65	54	

Примечание: X – среднее значение; S – стандартное отклонение; V – коэффициент вариации; N – количество проб.

Рассчитаны значения t-критерия Стьюдента при сравнении средних значений газонасыщенности донных осадков и глубины моря отбора проб.

При этом различия средних значений являются статистически значимыми (Таблица 4.1.2).

Таблица 4.1.2. Значения t-критерия Стьюдента

Сравниваемые совокупности	Значение t-критерия Стьюдента	
	Газонасыщенность	Глубина моря
1-2	15,84	6,54
1-3	16,27	3,98
2-3	11,9	2,22

Примечание: при $k=200$, $t_{0,05}=1,97$

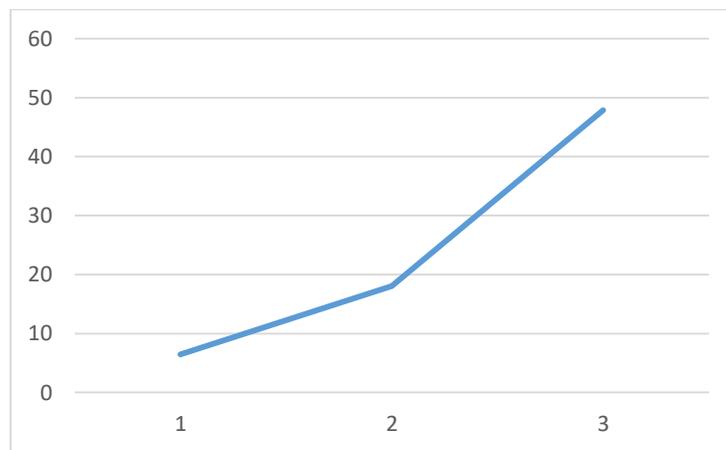


Рисунок 4.1.1. График изменения средних значений газонасыщенности в донных осадках. 1, 2, 3 – выборки в соответствие с таблицей 4.1.1. Выборки были выделены на основании распределения метана генеральной (сводной) выборки.

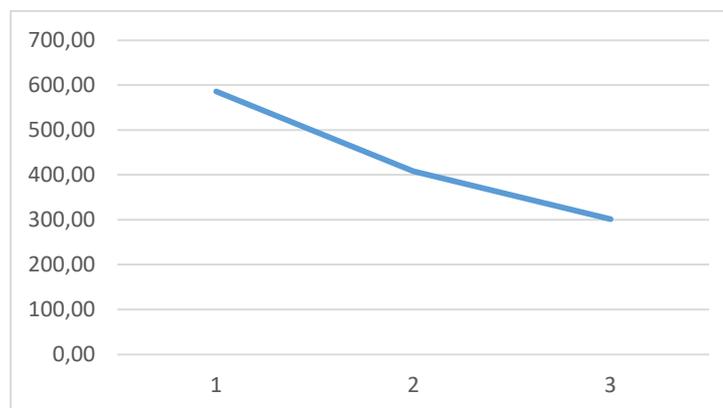


Рисунок 4.1.2. График изменения средних значений глубины отбора проб. 1, 2, 3 – выборки согласно таблице 4.1.1.

Анализ изменения газонасыщенности донных осадков позволяет сделать следующие выводы: в анализируемой выборке выделяется три интервала значений газонасыщенности: 0,8-12,72 mg/kg, 12,95-24,17 mg/kg > 25,0 mg/kg. Рассчитанные средние значения этих интервалов являются статистически значимыми при 0,05 уровне значимости; отмечается обратная линейная зависимость между средними значениями газонасыщенности и средними значениями глубины моря отбора проб; вышеуказанная закономерность согласуется с площадным распределением газонасыщенности, где минимальные значения газонасыщенности приурочены к глубоководной части акватории, а максимальные – к шельфовой зоне Шпицбергена и промежуточное среднее значение приурочено к шельфовой зоне Норвегии.

Вариации газонасыщенности в донных отложениях, Печорское море (октябрь, 2016)

В составе газа в донных осадках исследованных площадей в Печорском море определены метан и его предельные и непредельные гомологи.

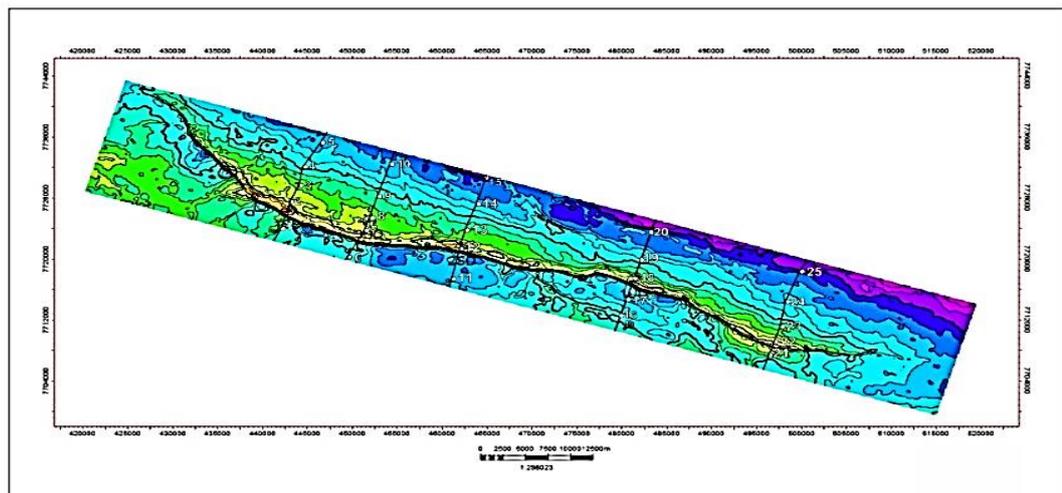


Рисунок 4.1.3. Расположение станций пробоотбора в пределах Долгинского нефтяного месторождения (Печорское море) [по данным ФГБУ ВНИИОкеангеология]

Получены статистические параметры распределения содержаний метана, предельных и непредельных углеводородов в газовой фазе донных осадков (Таблица 4.1.3).

Таблица 4.1.3. Статистические параметры распределения содержаний метана, предельных и непредельных углеводородов в газовой фазе донных осадков (Печорское море)

Выборка	параметры	Метан	Предельные УВ	Непредельные УВ
Газы донных осадков				
1	X _{ср}	1637,10	369,67	93,83
	S	356,10	88,79	28,06
	V (%)	21,75	24,02	29,91
	N	18	18	18
2	X _{ср}	3263,73	850,33	206,91
	S	403,66	266,90	55,28
	V (%)	12,37	31,39	26,72
	N	4	4	4
3	X _{ср}	4493,74	574,17	177,26
	S	647,32	155,68	62,16
	V (%)	14,40	27,11	35,07
	N	3	3	3

Примечание: X – среднее значение; S – стандартное отклонение; N – количество проб

Таблица 4.1.4. Оценка значимости значений t- критерия Стьюдента при сравнении средних содержаний метана, предельных и непредельных УВ в газовой фазе донных осадков в выделяемых совокупностях

Сравниваемые совокупности	t- критерий Стьюдента			Число ст-ей свободы (df)
	Метан	Предельные УВ	Непредельные УВ	
1-2	7,44**	2,93*	2,28*	20
1-3	7,46**	2,22*	1,98*	21
2-3	6,73**	1,72	0,65	5

Примечание: ** - различия значимы при 0,01 уровне значимости; * - различия значимы при 0,05 уровне значимости

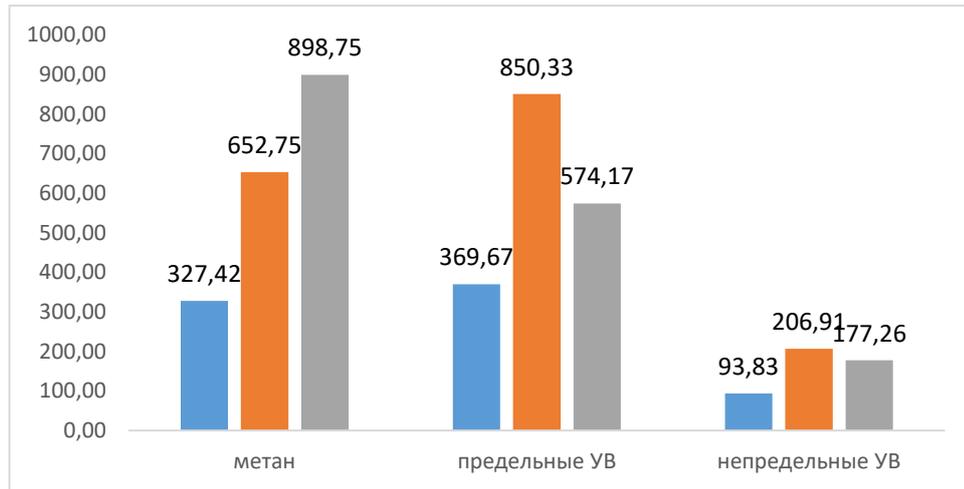


Рисунок 4.1.4. Изменение значений содержания метана, предельных и непредельных УВ в газовой фазе донных осадков. Примечание: значения содержаний метана уменьшены в 10 раз

Выводы: в пределах анализируемой сводной выборки по содержанию метана выделяются три совокупности. При этом различия по содержанию метана, предельных и непредельных УВ являются статистически значимы.

Наиболее отчетливо коррелированность содержаний метана и предельных УВ, метана и непредельных УВ, предельных и непредельных УВ отмечается на бинарных диаграммах этих переменных, а также рассчитанными коэффициентами корреляции, что свидетельствует о едином процессе поступления и, как следствие, наличие скоплений залежей УВ в разрезе осадочного чехла (рисунок 4.1.5 – 4.1.7).

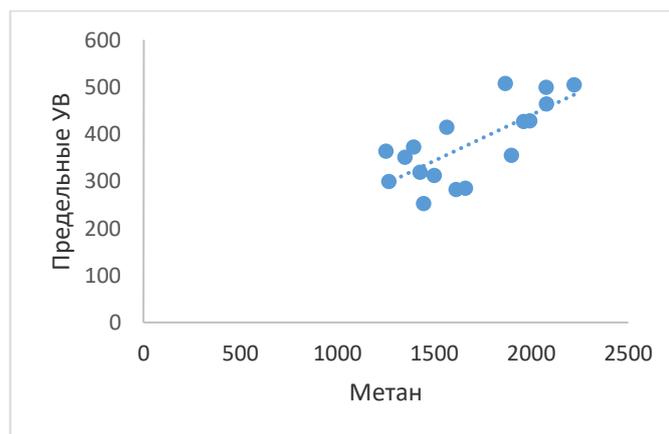


Рисунок 4.1.5. Соотношение содержаний метана и предельных УВ в газовой фазе донных осадков. Примечание: $r=+0,74$ – значим при 0,01 уровне значимости (выборка 1)

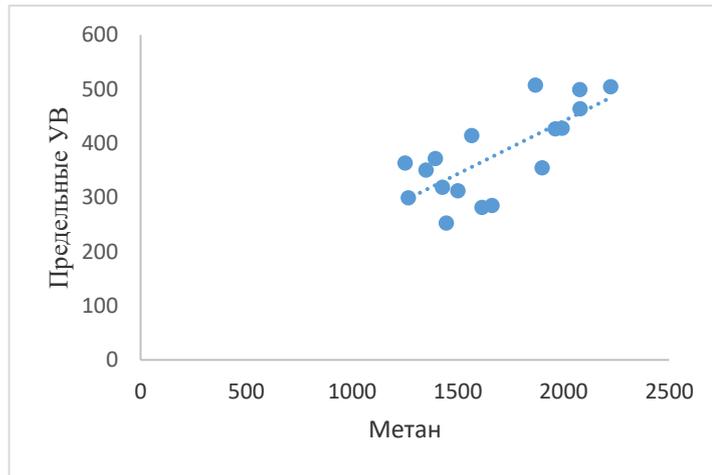


Рисунок 4.1.6. Соотношение метана и предельных УВ в газовой фазе донных осадков.

Примечание: $r=+0,55$ – значим при 0,05 уровне значимости (выборка 1)

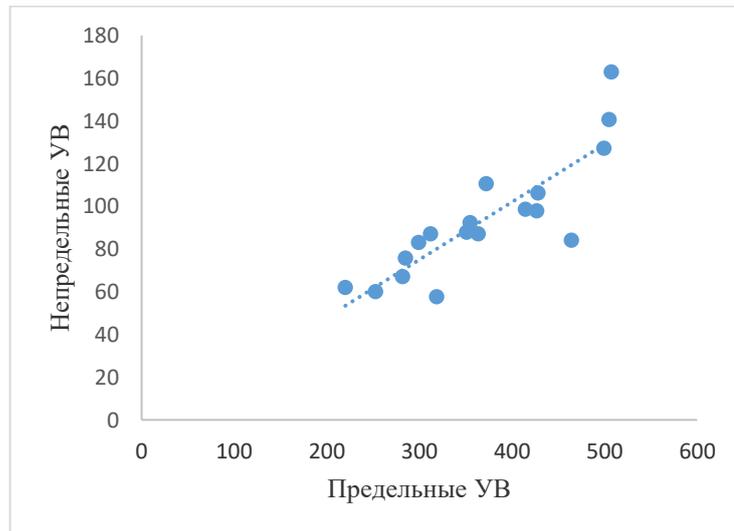


Рисунок 4.1.7. Соотношение предельных и непредельных УВ в газовой фазе донных осадков.

Примечание: $r = + 0,85$ – значим при 0,01 уровне значимости.

В составе газа в донных осадках исследованных площадей на Кольско-Канинской моноклинали определены метан и его предельные и непредельные гомологи.

Выполнен статистический анализ распределения газов. Получено соотношение содержаний метана и суммы его гомологов в газовой фазе донных осадков (таблица 4.1.4).

Анализ распределения метана в сводной выборке указывает на полимодальность, что и обязывает исследователя выделить конкретные выборки, характеризующиеся своими средними и дисперсиями. Выборки были выделены на основании распределения метана генеральной (сводной) выборки.

Кольско-Канинская моноклиналъ

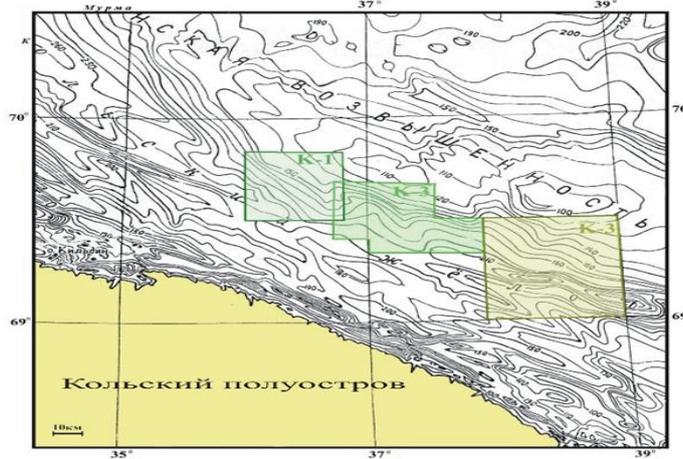


Рисунок 4.1.8. Схема расположения лицензионных участков «Кольский-1», «Кольский-2», «Кольский-3» [ФГБУ ВНИИОкеангеология]

Таблица 4.1.4. Статистические параметры распределения содержаний метана, предельных и непредельных углеводородов в газовой фазе донных осадков (Кольско-Канинская моноклиналъ, донные осадки)

	Метан	Сумма гомологов метана	Кoeffициент корреляции
Выборка 1			
X	1,96	1,16	
S	0,47	0,17	0,73
V	24,11	14,62	
N	4	4	
Выборка 2			
X	2,60	0,87	
S	0,80	0,06	0,94
V	30,94	6,62	
N	6	6	
Выборка 3			
X	4,42	0,70	0,92
S	2,37	0,17	
V	53,71	23,87	
N	33	33	
Выборка 4			

X	5,04	2,37	
S	1,87	0,66	0,69
V	37,09	28,01	
N	15	15	
Выборка 5			
X	5,53	1,11	
S	1,90	0,10	0,83
V	34,40	8,77	
N	10	10	
Выборка 6			
X	6,80	0,53	
S	2,03	0,08	0,90
V	29,87	15,26	
N	11	11	
Выборка 7			
X	15,11	1,10	
S	3,82	0,13	-0,51
V	25,25	11,96	
N	8	8	
Выборка 8			
X	15,39	6,67	0,51
S	3,21	1,71	
V	20,84	25,70	
N	5	5	

Примечание: X – среднее значение; S – стандартное отклонение; V – коэффициент вариации; N – количество проб. Выборки были выделены на основании распределения метана генеральной (сводной) выборки.

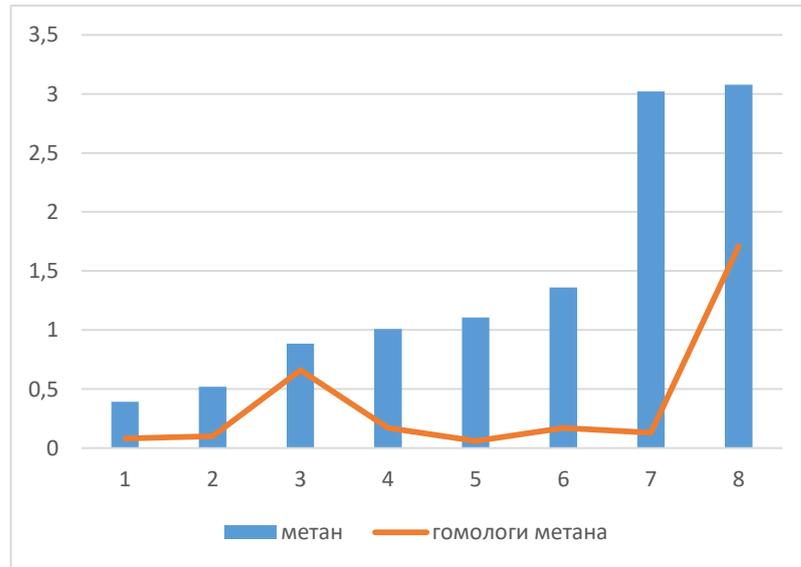


Рисунок 4.1.9. Изменение средних содержаний метана и суммы его гомологов в газовой фазе донных осадков

Сопоставление средних выделенных выборках с использованием t-критерия Стьюдента указывает на их значимые различия (таблица 4.1.5).

Таблица 4.1.5. Оценка значимости значений t- критерия Стьюдента при сравнении средних содержаний метана его гомологов в газовой фазе донных осадков в выделяемых совокупностях

Сравниваемые совокупности	t- критерий Стьюдента		Число ст-ей свободы (df)
	Метан	Сумма гомологов метана	
1-2	1,59*	3,28**	8
1-3	5,18**	5,11**	35
1-4	5,74**	6,36**	17
1-5	5,53**	0,55	12
1-6	7,38**	7,13**	13
1-7	7,00**	0,62	10
1-8	9,23**	7,16**	7
2-3	3,46**	4,42**	37
2-4	4,18**	8,71**	19
2-5	4,28**	6,00**	14
2-6	6,05**	9,89**	15
2-7	6,50**	4,42**	12
2-8	8,69**	7,58**	9
3-4	0,97	9,65**	46
3-5	1,52*	9,46**	41
3-6	3,22**	4,45**	42

3-7	7,57**	7,32**	39
3-8	7,34**	7,80**	36
4-5	0,64	7,27**	23
4-6	2,26**	10,69**	24,
4-7	7,02**	7,20**	21
4-8	6,83**	5,49**	18
5-6	1,48*	14,58**	19
5-7	6,48**	0,18	16
5-8	6,33**	7,26**	13
6-7	5,60**	10,98**	17
6-8	5,50**	8,02**	14
7-8	0,14	7,27**	11

Примечание: ** - различия значимы при 0,01 уровне значимости;

* - различия значимы при 0,05 уровне значимости

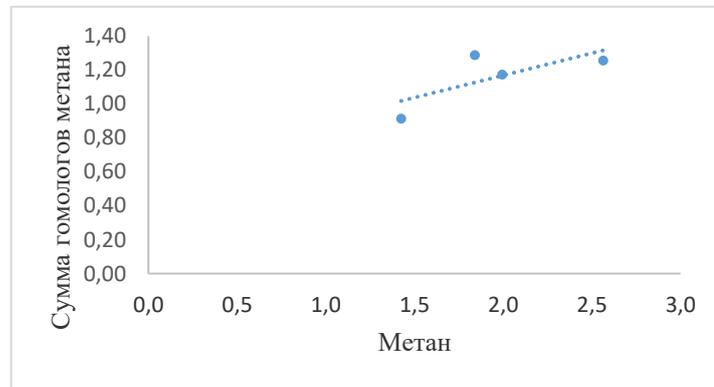


Рисунок 4.1.10. Соотношение содержаний метана и суммы его гомологов в газовой фазе донных осадков (выборка 1). Примечание: $r = + 0,73$ – значим при 0,10 уровне значимости

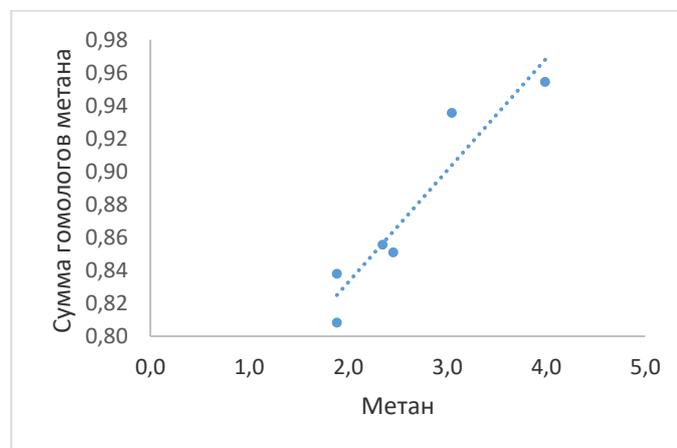


Рисунок 4.1.11. Соотношение содержаний метана и суммы его гомологов в газовой фазе донных осадков (выборка 2). Примечание: $r = + 0,94$ – значим при 0,01 уровне значимости

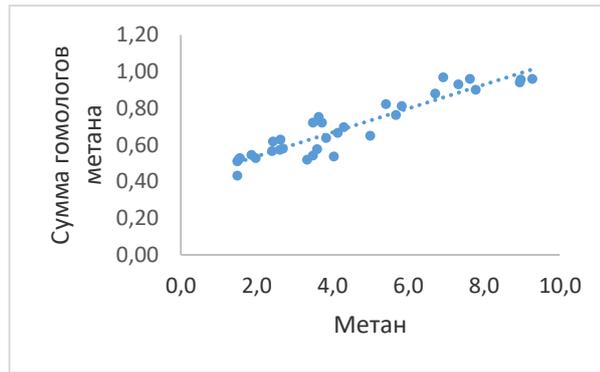


Рисунок 4.1.12. Соотношение содержаний метана и суммы его гомологов в газовой фазе донных осадков (выборка 3). Примечание: $r = + 0,92$ – значим при 0,01 уровне значимости

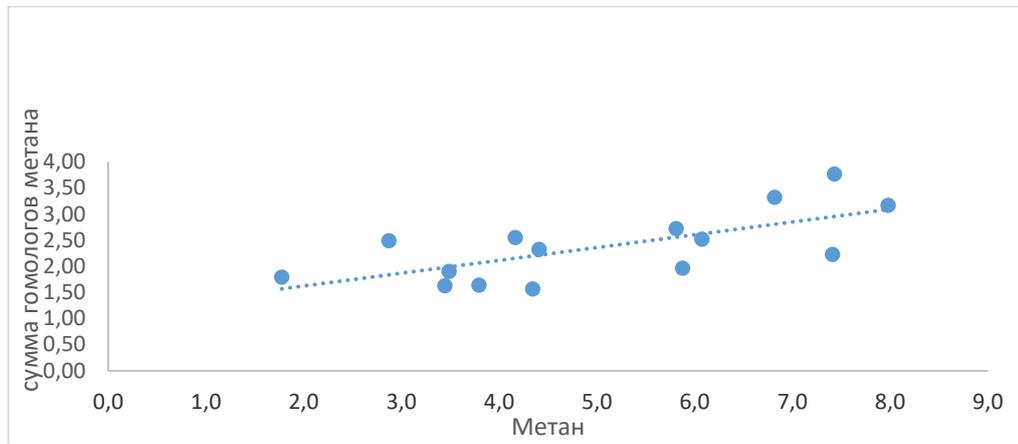


Рисунок 4.1.13. Соотношение содержаний метана и суммы его гомологов в газовой фазе донных осадков (выборка 4). Примечание: $r = + 0,69$ – значим при 0,01 уровне значимости

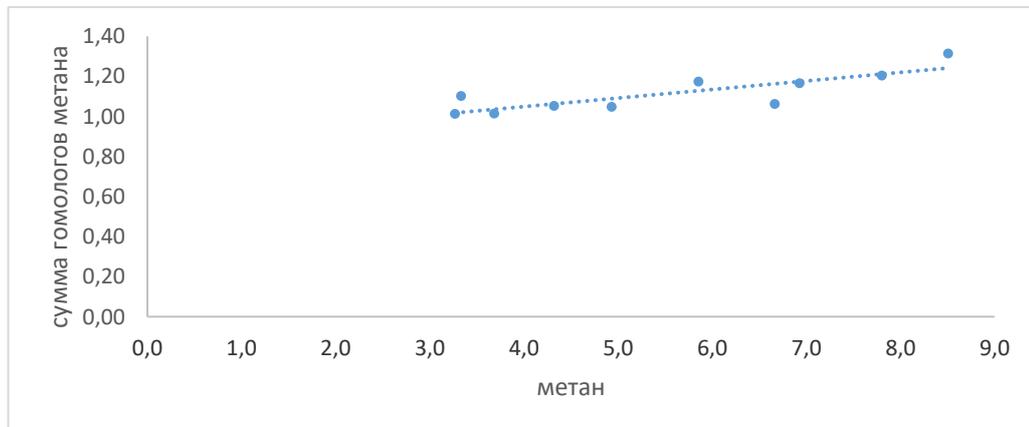


Рисунок 4.1.14. Соотношение содержаний метана и суммы его гомологов в газовой фазе донных осадков (выборка 5). Примечание: $r = + 0,83$ – значим при 0,01 уровне значимости

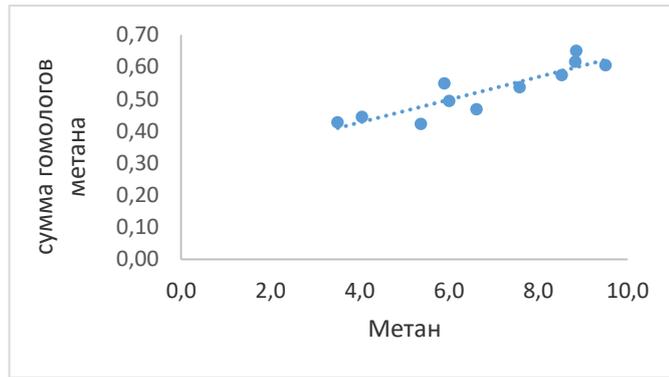


Рисунок 4.1.15. Соотношение метана и суммы его гомологов в газовой фазе донных осадков (выборка 6). Примечание: $r = + 0,90$ – значим при 0,01 уровне значимости

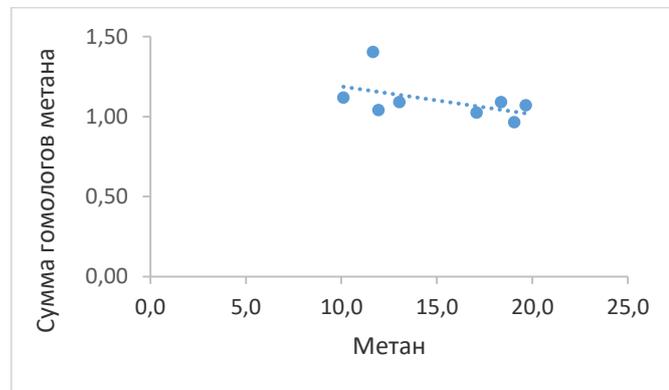


Рисунок 4.1.16. Соотношение метана и суммы его гомологов в газовой фазе донных осадков (выборка 7). Примечание: $r = - 0,51$ – значим при 0,10 уровне значимости

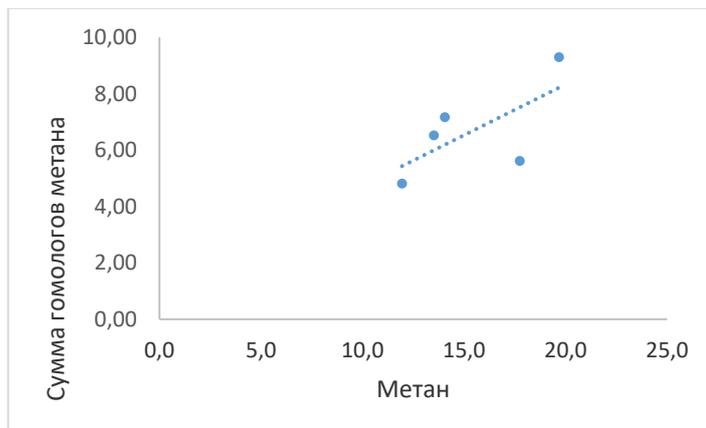


Рисунок 4.1.17. Соотношение содержаний метана и суммы его гомологов в газовой фазе донных осадков (выборка 8). Примечание: $r = + 0,51$ – значим при 0,10 уровне значимости

Выводы

Выделяются восемь совокупностей в пределах анализируемой сводной выборки по содержанию метана. При этом различия по содержанию метана и суммы его гомологов являются статистически значимы.

Сопоставление изменение средних содержаний метана и суммы его гомологов (рисунок 4.1.9) указывает на существенное влияние сингенетического (биогенного) накопления метана, что проявляется практически в отсутствии коррелированности средних значений метана и суммы его гомологов. Исключение составляют выборки 3 и 8, где отмечается резкое возрастание метана и суммы его гомологов, что отражает эпигенетическую составляющую в накоплении метана и суммы его гомологов, что может свидетельствовать о возможном наличии скоплений углеводородов нефтяного типа в разрезе осадочного чехла. Наиболее отчетливо последнее проявляется при рассмотрении коррелированности содержаний метана и суммы его гомологов на бинарных диаграммах (рисунки) этих переменных, а также рассчитанными коэффициентами корреляции, что свидетельствует о едином процессе их поступления и, как следствие, наличие скоплений залежей УВ в разрезе осадочного чехла. Выборка 7 – существенно проявлено поступление метана за счет разложение органики, что отражается в отрицательном значении коэффициента корреляции метана и суммы его гомологов.

4.2 Газы придонно-пограничного слоя водной толщи

В пределах сводной выборки из придонно-пограничного слоя водной толщи в обстановках указанных участков Кольско-Канинской моноклинали по содержанию метана выделяются шесть совокупностей (рисунок 4.2.1). На рисунках 4.2.1, 4.2.2 – 4.2.7 отмечается резкое возрастание метана и суммы гомологов, что отражает эпигенетическую составляющую в накоплении метана и суммы гомологов и может свидетельствовать о возможном наличии скоплений углеводородов нефтяного типа в разрезе осадочного чехла. Проведено сравнение содержаний метана его гомологов в газовой фазе в придонно-пограничном слое водной толщи в выделяемых совокупностях (таблицы 4.2.1.– 4.2.2).

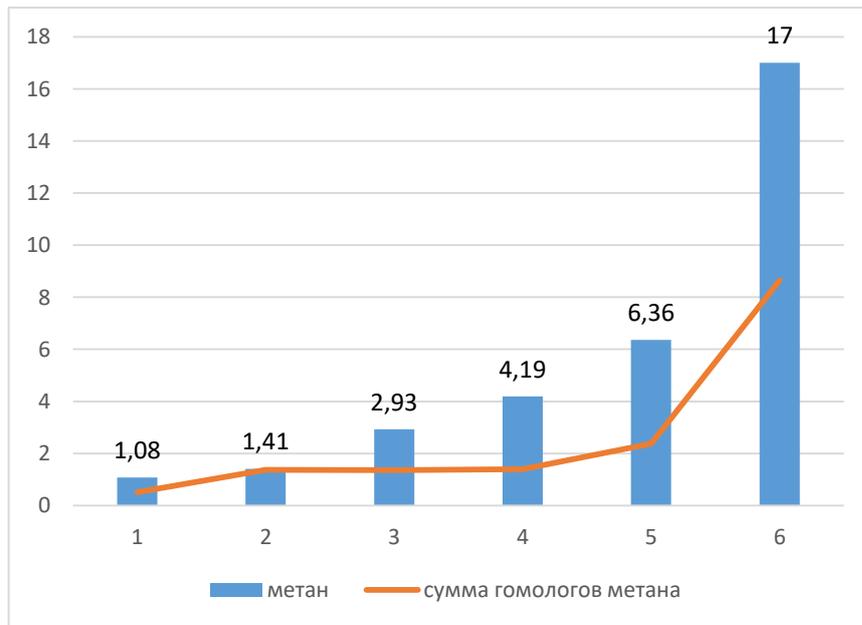


Рисунок 4.2.1. Изменение среднего содержания метана и суммы его гомологов в газовой фазе воды из придонно-пограничного слоя водной толщи, где 1 - 6 – выделяемые совокупности

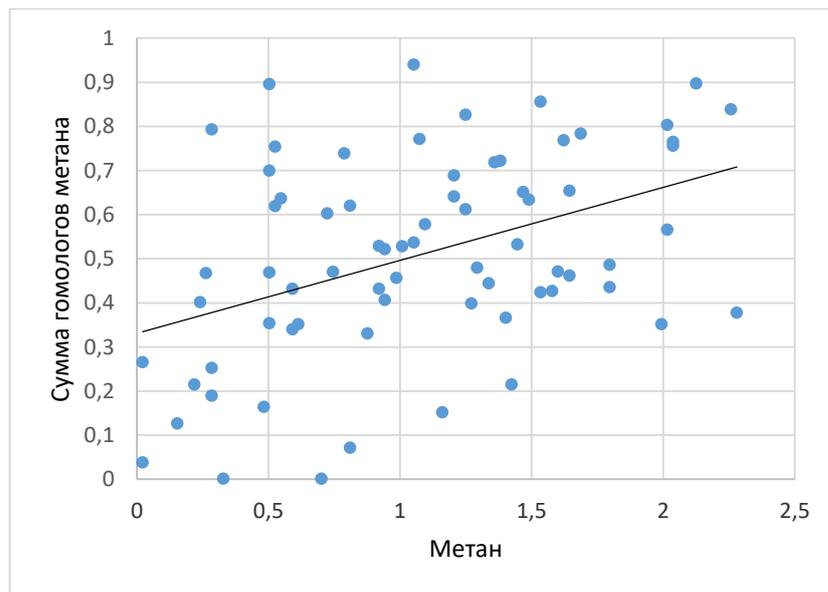


Рисунок 4.2.2. Соотношение содержания метана и суммы его гомологов в газовой фазе воды придонно-пограничного слоя водной толщи (выборка 1)

Примечание: $r = +0,55$ – значим при 0,01 уровне значимости

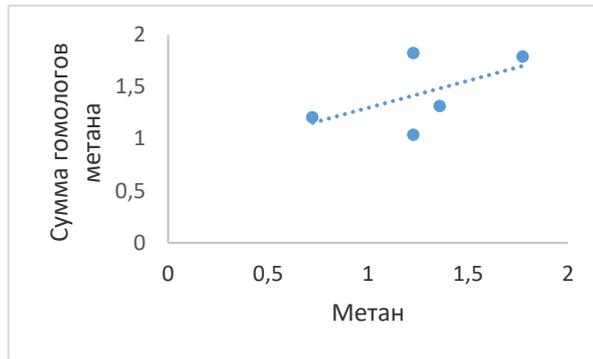


Рисунок 4.2.3. Соотношение содержания метана и суммы его гомологов в газовой фазе воды придонно-пограничного слоя водной толщи (выборка 2).

Примечание: $r = + 0,55$ – значим при 0,10 уровне значимости

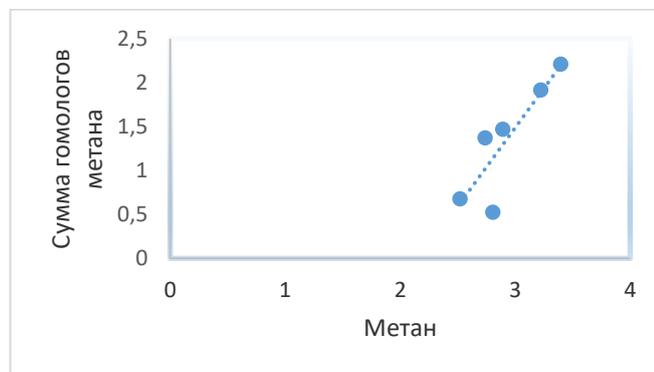


Рисунок 4.2.4. Соотношение содержания метана и суммы его гомологов в газовой фазе воды из придонно-пограничного слоя водной толщи (выборка 3). Примечание: $r = + 0,87$ – значим при

0,01 уровне значимости

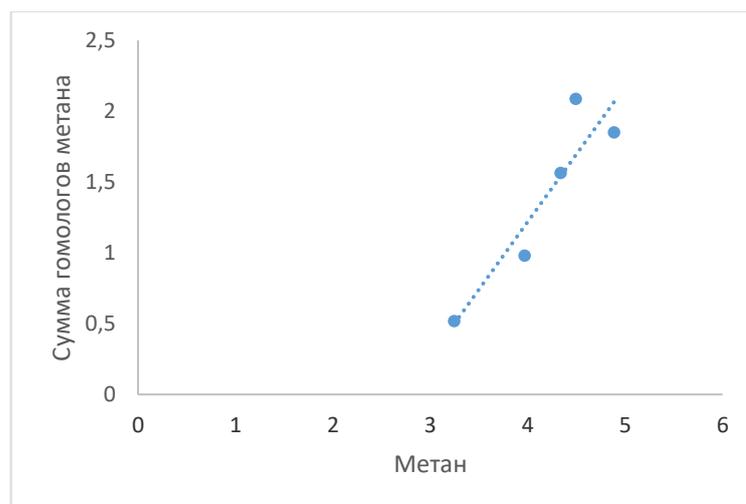


Рисунок 4.2.5. Соотношение содержания метана и суммы его гомологов в газовой фазе воды из придонно-пограничного слоя водной толщи (выборка 4). Примечание: $r = + 0,92$ – значим при

0,01 уровне значимости

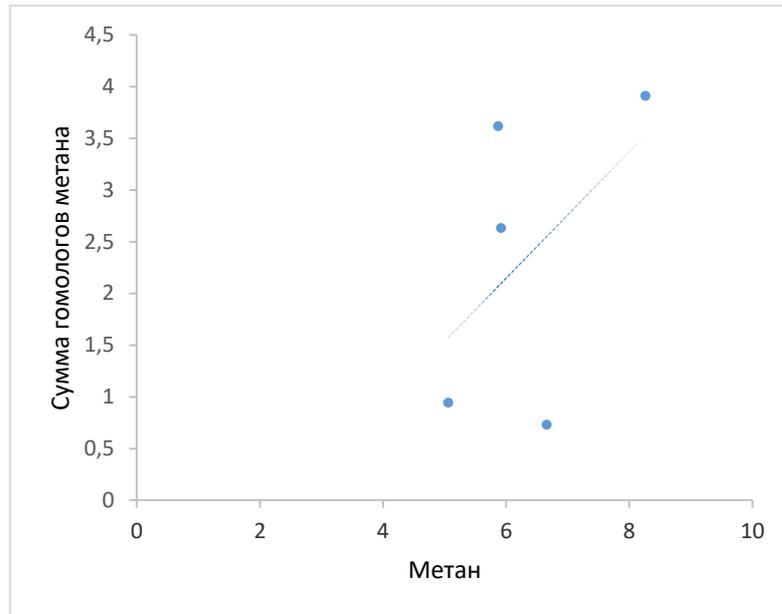


Рисунок 4.2.6. Соотношение содержания метана и суммы его гомологов в газовой фазе воды из придонно-пограничного слоя водной толщи (выборка 5).

Примечание: $r = +0,50$ – значим при 0,10 уровне значимости

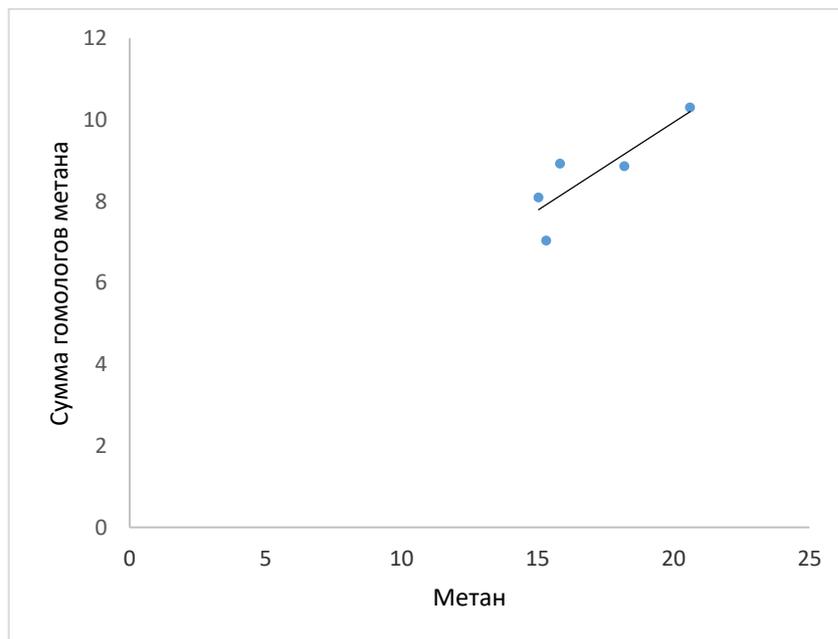


Рисунок 4.2.7. Соотношение содержания метана и суммы его гомологов в газовой фазе из воды придонно-пограничного слоя водной толщи (выборка 6). Примечание: $r = +0,85$ – значим при

0,01 уровне значимости

Таблица 4.2.1. Газы придонно-пограничного слоя водной толщи в обстановках указанных участков Кольско-Канинской моноклинали

	Метан	Сумма Гомологов метана	Коэффициент корреляции
Совокупность 1			
X	1,08	0,51	
S	0,59	0,23	0,55
V	54,72	45,18	
N	71	71	
Совокупность 2			
X	1,26	1,43	
S	0,38	0,36	0,55
V	29,78	24,77	
N	6	6	
Совокупность 3			
X	2,93	1,36	
S	0,32	0,67	0,87
V	11,05	48,88	
N	6	6	
Совокупность 4			
X	4,19	1,40	
S	0,62	0,64	0,92
V	14,85	46,06	
N	5	5	
Совокупность 5			
X	6,36	2,37	
S	1,21	1,48	0,50
V	18,99	62,42	
N	5	5	
Совокупность 6			
X	17,00	8,64	
S	2,37	1,20	0,85
V	13,94	13,90	
N	5	5	

Примечание: X – среднее значение; S – стандартное отклонение; V – коэффициент вариации; N – количество проб

Таблица 4.2.2. Оценка значимости значений t- критерия Стьюдента при сравнении средних содержаний метана его гомологов в газовой фазе в придонно-пограничном слое водной толщи

Сравниваемые совокупности	t- критерий Стьюдента		Число ст-ей свободы (df)
	Метан		
1-2	1,56*	5,75**	75
1-3	12,48**	3,09**	75
1-4	10,88**	3,09**	74
1-5	9,68**	2,81*	74
1-6	14,99**	15,13**	74
2-3	6,36**	0,03	10
2-4	8,13**	0,01	9
2-5	8,58**	1,47*	9
2-6	14,45**	13,06**	9
3-4	4,11**	0,1	9
3-5	6,16**	1,41*	9
3-6	13,18**	12,09**	9
4-5	3,57*	1,34*	8
4-6	11,69**	11,9**	8
5-6	8,94**	7,36**	8

Примечание: ** - различия значимы при 0,01 уровне значимости; * - различия значимы при 0,05 уровне значимости.

Выводы

В пределах анализируемой сводной выборки по содержанию метана выделяются шесть совокупностей. При этом различия по содержанию метана являются статистически значимы, в меньшей степени различия отмечаются для суммы гомологов метана. Сопоставление изменения средних содержаний метана и суммы его гомологов (рисунок 4.2.1) указывает на коррелированность средних значений метана и суммы его гомологов, что может свидетельствовать о едином источнике и свидетельствуют об унаследованности как по составу, так и по генезису газовой фазы донных осадков и также указывает на возможное наличие скоплений углеводородов нефтяного типа в разрезе осадочного чехла. Последнее

подтверждается и рассмотрением бинарных диаграммах (рисунки) метана и суммы его гомологов, а также рассчитанными коэффициентами корреляции.

Печорское море

Произведена оценка значимости значений t- критерия Стьюдента при сравнении средних содержаний метана, предельных и непредельных УВ в газовой фазе из водной толщи придонно-пограничного слоя водной толщи в выделяемых совокупностях .

В пределах анализируемой сводной выборки по содержанию метана выделяются две совокупности (Таблица 4.2.3). При этом различия по содержанию метана, предельных и непредельных УВ являются статистически значимы.

Таблица 4.2.3. Оценка значимости значений t- критерия Стьюдента

Сравниваемые совокупности	t- критерий Стьюдента			Число ст-ей свободы (df)
	Метан	Предельные УВ	Непредельные УВ	
1-2	11,01**	4,27*	3,06*	20

Примечание: ** - различия значимы при 0,01 уровне значимости; * - различия значимы при 0,05 уровне значимости.

Анализируется изменение средних содержаний метана и его гомологов в газовой фазе в воде придонно-пограничного слоя водной толщи (рисунок 4.2.8) и соотношение содержаний метана с предельными УВ в придонной воде (рисунок 4.2.9.), а также с непредельными УВ (рисунок 4.2.10) и соотношение предельных и непредельных УВ (рисунок 4.2.11) в газовой фазе в придонной воде.

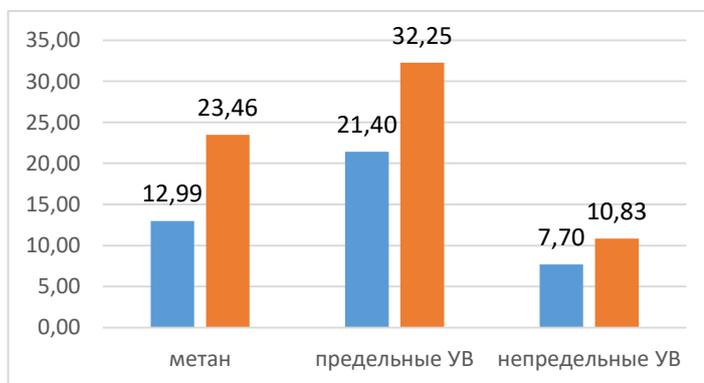


Рисунок 4.2.8. Изменение средних содержаний метана и его гомологов в газовой фазе в воде придонно-пограничного слоя водной толщи.

Примечание: значения содержаний метана уменьшены в 5 раз

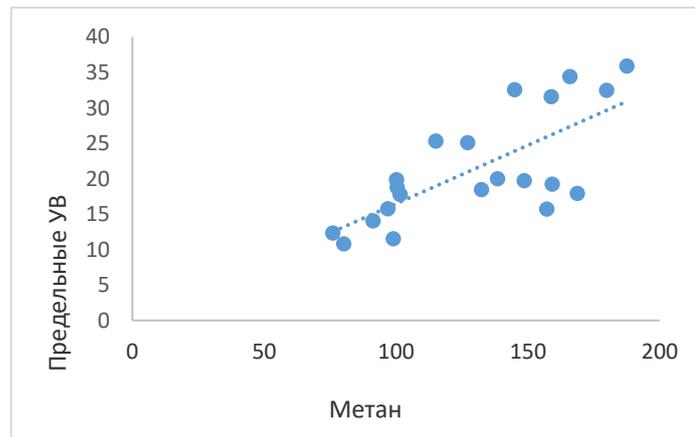


Рисунок 4.2.9. Соотношение содержания метана и предельных УВ в придонной воде.

Примечание: $r = + 0,72$ – значим при 0,01 уровне значимости

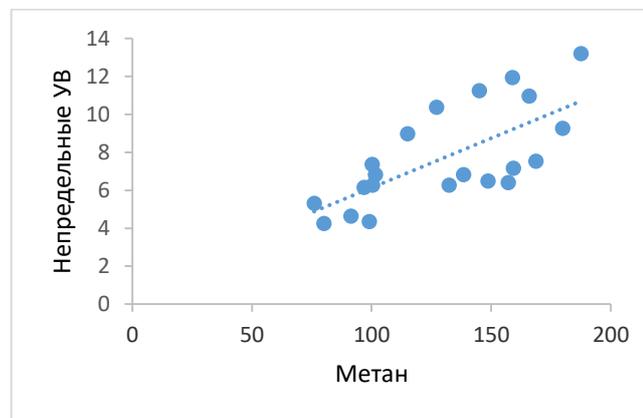


Рисунок 4.2.10. Соотношение содержания метана и непредельных УВ в придонной воде.

Примечание: $r = + 0,69$ – значим при 0,01 уровне значимости

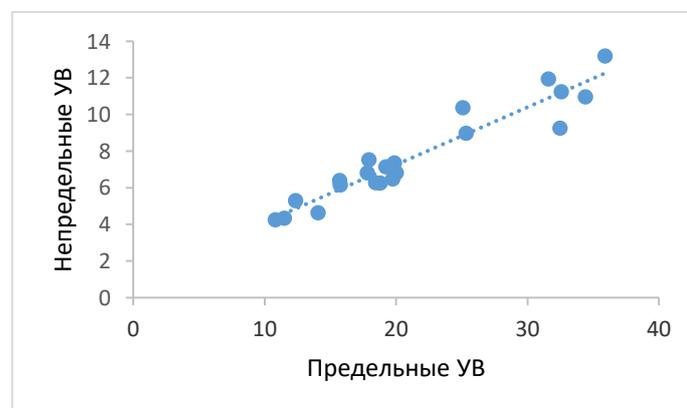


Рисунок 4.2.11 Соотношение содержания предельных УВ и непредельных УВ в газовой фазе в придонной воде. Примечание: $r = + 0,95$ – значим при 0,01 уровне значимости

В таблице 4.2.4 приводятся характеристики газов воды из придонно-пограничного слоя водной толщи для каждой выборки.

Таблица 4.2.4. Газы воды из придонно-пограничного слоя водной толщи

Газы воды из придонно-пограничного слоя водной толщи				
1	X _{ср}	129,94	21,40	7,70
	S	34,21	7,82	2,57
	V (%)	26,33	36,53	33,44
	N	23	23	23
2	X _{ср}	234,60	32,25	10,83
	S	7,97	2,60	1,19
	V (%)	3,40	8,06	11,01
	N	2	2	2

Примечание: X – среднее значение; S – стандартное отклонение; V – коэффициент вариации; N – количество проб.

Выводы

Сумма растворенных углеводородных газов на изучаемом полигоне в Печорском море колеблется в пределах от 1186,80 до 5841,26 нл/кг в донных осадках, от 93,61 до 365,06 нл/кг – в воде, содержание метана в воде на изучаемом полигоне в Печорском море колеблется в пределах от 75,96 до 255,39 нл/кг, в донном осадке – от 904,76 до 5229,39 нл/кг.

Результаты по оценке изменчивости геохимических параметров углеводородных газов (метана и его гомологов) показали, что в целом для всех структур наблюдается унаследованность распределений газов в осадках и придонной воде. Однако, следует отметить некоторое смещение повышенных по сравнению со средними значений (принятых за аномалии) в придонной воде вдоль профиля относительно аномалий в осадках. Наиболее отчетливо коррелированности содержаний метана и предельных УВ, метана и непредельных УВ, предельных и непредельных УВ отмечается на бинарных диаграммах этих переменных, а также рассчитанными коэффициентами корреляции, что свидетельствует с одной стороны об унаследованности основных свойств газовой компоненты донных осадков, и как следствие, является источником скоплений углеводородов нефтяного типа в разрезе осадочного чехла. При анализе газовой компоненты отмечаются повышенные содержания газов в морской воде, что еще

раз подчеркивает наличие повышенных содержаний газообразных углеводородов в разрезе осадочного чехла, что подтверждается и рассчитанными коэффициентами корреляции.

4.3 Локальные особенности строения по разрезам района структур по результатам комплексной газовой съемки (Кольско-Канинская моноклираль)

Для подтверждения полученных выводов рассмотрены детализированно структуры и особенности обстановок локальных участков Кольско-Канинской моноклинали.

Особенности строения верхней части осадочного чехла по данным сейсмоакустического профилирования

На сейсмоакустических разрезах в пределах исследуемых концессионных площадей ККМ и конкретных структур С-1 (рисунок 4.3.3, , 4.4.9 Приложения Б), С-9 (рисунки 4.3.4., 4.4.5 - 4.4.7 Приложения Б), С-12 (рисунок 4.3.5, 4.4.8 Приложения Б), выполненных ФГБУ «ВНИИОкеанология», уверенно выделяется толща рыхлых кайнозойских осадков предположительно плиоцен-четвертичного возраста. Толща имеет мощность от 5-10 м на унаследованных поднятиях коренного ложа, до 50-100 м в эрозионных понижениях поверхности мезозойского субстрата возраста (рисунок 4.3.1., 4.3.2).

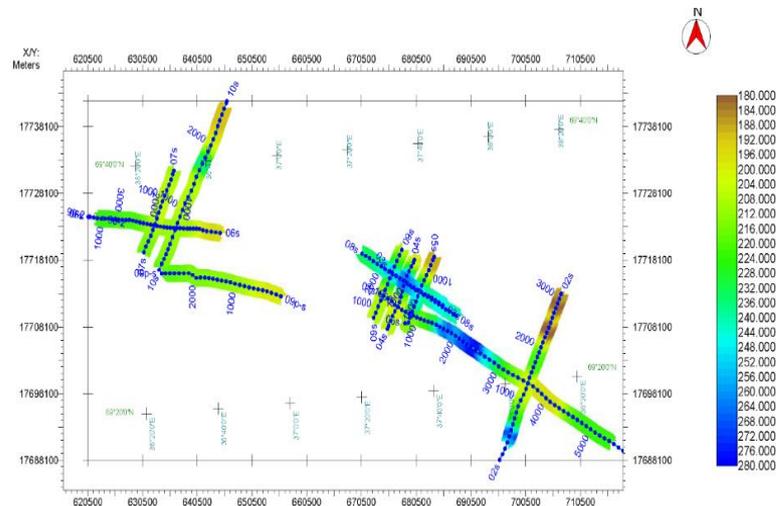


Рисунок 4.3.1. Карта положения кровли коренных отложений в районе исследований по данным сейсмоакустических исследований [по данным ФГБУ «ВНИИОкеанология»]

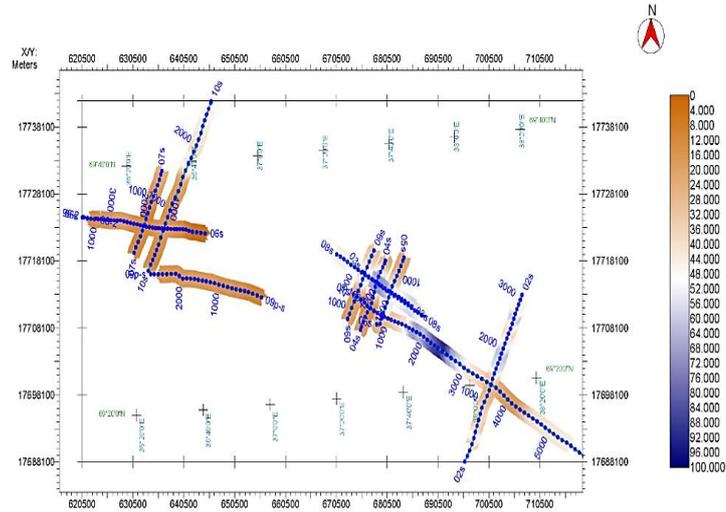


Рисунок 4.3.2. Карта мощности плиоцен-четвертичных образований в районе исследований по данным сейсмоакустических исследований [по данным ФГБУ «ВНИИОкеангеология»]

Волновая картина позднеплейстоценовой толщи в пределах исследованных комплексных профилей сложена разрозненными 2-3 фазными отражающими площадками, перемежающимися с многочисленными вертикальными зонами потери корреляции сейсмического сигнала. На отдельных участках отражающие площадки складываются в отражающие горизонты протяженностью до 5 – 8 км. Однако, наиболее характерной для данного района волновой картиной является хаотическая, слабо стратифицированная не расслоенная сейсмическая запись. Короткие, высоко амплитудные отражающие площадки наблюдаются только внутри толщи коренных пород.

Совместный анализ сейсмоакустических и сейсмических (МОВ ОГТ) данных, полученных в ходе работ ФГБУ «ВНИИОкеангеология» показал наличие уверенного контроля расположения вертикальных зон потери корреляции вертикальными тектонически-напряженными зонами внутри мезозойского субстрата.

В сейсмическом (МОВ ОГТ) волновом поле внутри толщи мезозойских образований подобные структуры ярко проявлены в виде вертикальных или наклонных дендровидных зон разломов и трещиноватости. Нередко наблюдается смещение внутренних рефлекторов по отдельным разломам, которое достигает нескольких метров. Разломные зоны прослеживаются вниз по разрезу на глубину до 1000 миллисекунд (TWT), достигая кровли отложений пермского возраста. Местами верхние части подобных дендровидных трещиноватых и разломных зон проникают в позднеплейстоценовую толщу, становясь доступными для освещения их строения сейсмоакустическими методами. Над такими участками сейсмоакустическое волновое поле имеет отчетливо хаотический характер с полной потерей корреляции внутренних рефлекторов.

Принимая во внимание сложность геологических условий в верхней части разреза, вскрытой сейсмоакустическим профилированием, дальнейшие выводы будут обосновываться на комплексной интерпретации сейсмических и сейсмоакустических данных по разрезам района структур.

По полученным сонарным изображениям (Рисунки 4.3.6 - 4.3.9, Приложение Б), характер поверхности морского дна в пределах рассматриваемых структур неодинаков. На участках С1 и С12 поверхность дна испещрена протяженными бороздами, имеющими, в основном, простирание СЗ-ЮВ. Борозды ориентированы преимущественно вдоль склона. При этом в распределении и очертаниях борозд на этих двух участках имеются некоторые различия, которые будут рассмотрены ниже при анализе сонарных мозаик отдельных площадей. На всех трех площадях выявляются мелкие изометричные или близкие к ним, реже - слабо вытянутые "оспины" (покмарки). На площадях С1 и С12 они встречаются лишь эпизодически за пределами борозд, а на площади С-9 развиты повсеместно.

Структура С-1. Участок, покрытый здесь съемкой сонаром, имеет длину 13,6 км при ширине 7,7 км. Глубины дна меняются от 190 м до 198,5 м, постепенно возрастая в юго-восточном направлении. На поверхности морского дна наблюдаются многочисленные борозды. Общее их количество составляет здесь около 150. Борозды распределены, в основном, равномерно, но наиболее изрезана ими юго-восточная часть площади (рисунок 4.3.6). Простирание большинства борозд 120° - 130° (300° - 310°), реже этот диапазон расширяется до 110° - 170° . Борозды поперечных направлений (около 45° , 60° и 90°) - единичны. Протяженность борозд составляет от 190 м до 1825 м. Чаще всего встречаются борозды длиной 300-400, 400-500, 500-600, 600-700, 700-800, 800-900 м, доля этих групп примерно одинакова и составляют 8 – 14 %. Глубины борозд, судя по отметкам, определенным под днищем буксируемого аппарата, составляют 1-3 м. Ширина борозд составляет от 50 до 150 м. Борозды в целом прямолинейны, однако наблюдаются и слабо извилистые, и изогнутые. Там, где дно не нарушено бороздами, встречаются покмарки. Общее их количество на участке С1 составляет около 500 (рисунок 4.3.7, Приложение Б). Это округлые впадины глубиной 1 м, имеющие в поперечнике 20-100 м. Распределены они относительно равномерно и, как правило, не образуют четких изометричных или линейных скоплений.

Вне зависимости от своего происхождения, борозды снижают показатели устойчивости донных грунтов, особенно в условиях газонасыщенности последних, которая повсеместно фиксируется не только по наличию покмарков, но и по акустической картине в верхней части разреза.

Сейсмоакустические особенности разреза района структуры № 1 (С-1)

В районе структуры С-1 были пройдены два профиля МОВ ОГТ № 050090 и № 099961 (Рисунок 4.3.3), а также сейсмоакустические профили (06, 07, 09р, 10). Волновая картина верхней части осадочного чехла в целом схожа с описанной выше для структуры 9, однако имеет также ряд отличий. Так кровля коренных отложений здесь имеет резко расчлененный характер, обусловленный многочисленными разрывными нарушениями с амплитудой смещения до 2 - 3 м. Разрывные нарушения в основном имеют СЗ-ЮВ простирание и хорошо прослеживаются в волновом поле МОВ ОГТ на глубину до 1100-1200 мс. Совместный анализ данных МОВ ОГТ и сейсмоакустики показывает, что разрывные нарушения имеют более прямолинейный и протяженный характер, чем на структурах С-9 и С-12. Кроме того, в отличие от дендровидных зон разломов и трещиноватости, характерных для С-9 (см ниже), нарушения здесь представлены преимущественно единичными линейными малоамплитудными разломами. Несколько протяженных разломов развиты на всю мощность разреза МОВ ОГТ и выходят к поверхности морского дна, смещая плиоцен-четвертичные осадки. Таким образом, сеть тектонических нарушений здесь образует систему путей миграции газовых флюидов от кровли пермских отложений непосредственно к поверхности морского дна. (4-5 ед на 5 км профиля). Плиоцен-четвертичные осадки, располагаясь на расчлененной поверхности коренных отложений имеют непостоянную мощность, колеблющуюся от 4 до 20 метров. Их волновая картина образована крайне нерегулярными короткими отражающими площадками низкой и средней интенсивности. Подобная волновая картина может свидетельствовать о значительной газонасыщенности новейших отложений.

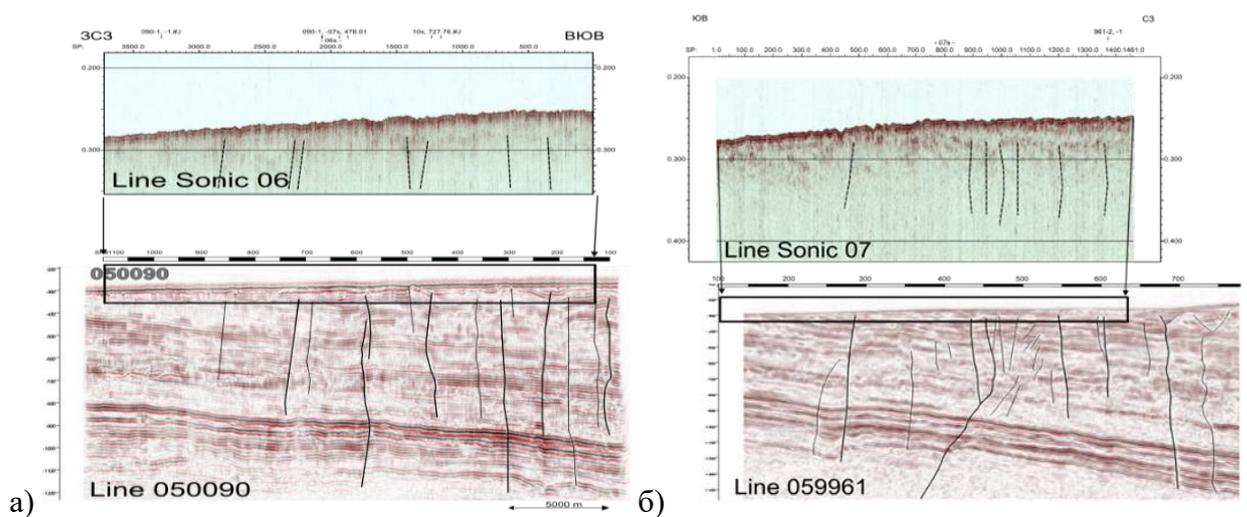


Рисунок 4.3.3. – Сейсмоакустический и сейсмический разрезы: структура С-1

а) по профилю 050090, б) по профилю 099961 [ФГБУ ВНИИОкеангеология]

Отсутствие более или менее протяженных рефлекторов внутри толщи новейших отложений говорит в пользу отсутствия скоплений газа внутри комплекса. Следовательно, новейшие осадки не содержат концентрированных скоплений газа, а скорее рассредоточенные газовые сипы.

Сейсмоакустические особенности разреза района структуры № 9 (С- 9)

Перспективная площадь структуры С-9 была вскрыта на этапе предварительных исследований четырьмя сейсмическими профилями МОВ ОГТ. На стадии детальных геохимических и геофизических работ непосредственно по этим профилям и рядом с ними были пройдены семь профилей высокоразрешающей сейсмоакустики (№№ 1,3, 4, 5, 8, 9, 10).

Сейсмоакустический комплекс плиоцен-четвертичных отложений в пределах района С-9 имеет резко расчлененный рельеф подошвы и обусловленную этим резко переменную мощность. Максимальной мощности плейстоценовые осадки достигают в местах пересечения профилей пр4 и пр3, пр5 и пр3 (рисунок 4.3.2), где подошва N-Q комплекса образует мульдообразное понижение на поддонной глубине 60-70 м.

Толща коренных отложений образует здесь моноклираль с видимым падением на северо-восток (СВ). Кровля мезозойского отложений разбита малоамплитудными (часто безамплитудными) тектоническими нарушениями в средних частях профилей, где они выходят непосредственно к подошве N-Q осадков и часто нарушают ее. Описанные разломы и трещины являются частью установленной по данным МОВ ОГТ субвертикальной зоны разломов и трещиноватости уходящий до пермских отложений. В сейсмическом поле МОВ эти трещины образуют отчетливую дендровидную структуру максимально развитую на глубинах 400-900 мс. Здесь наблюдается распадение основных разломов на сеть мелких и резкое увеличение числа безкоренных трещин. (до 5-8 ед на 5 км профиля).

В целом волновая картина N-Q комплекса свидетельствует о его сильной газонасыщенности. Уверенно удастся проследить только его подошву, и один внутренний рефлектор, расположенный на поддонных глубинах 5-10 м, представленный 2-х фазным отражением средней амплитуды. Его распространение контролируется мульдообразным понижением кровли коренных образований. Скорее всего, образование этого рефлектора следует связать с наличием пачки плохо проницаемых (более глинистых) осадков внутри N-Q комплекса. Эта же структура хорошо проявлена и на профилях МОВ ОГТ (159910 и 159914) (рисунок 4.3.4).

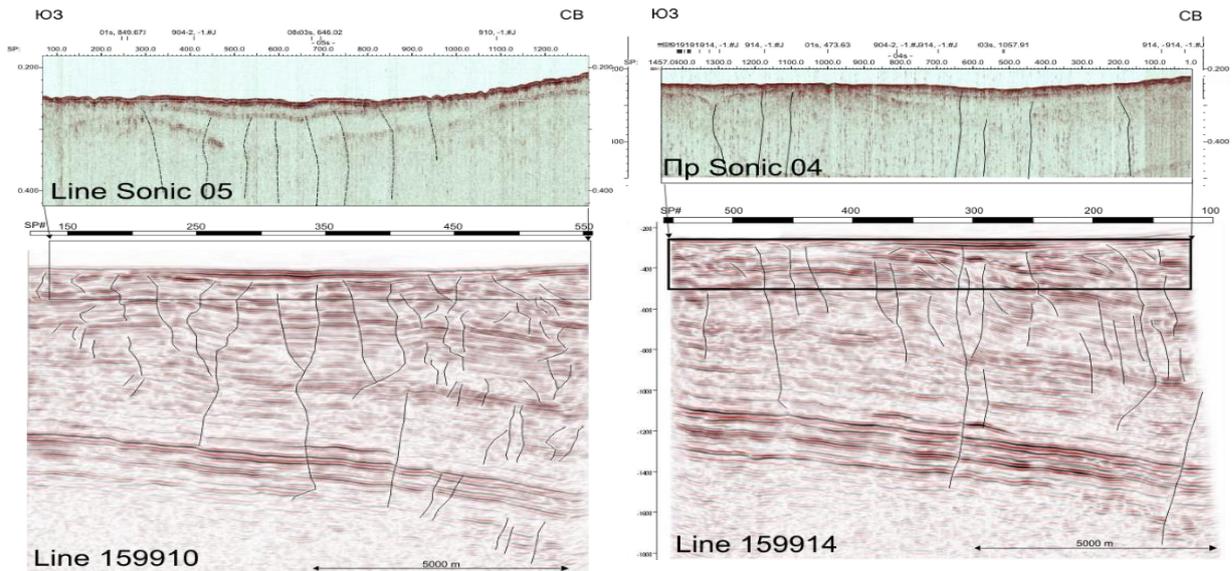


Рисунок 4.3.4. – Сейсмоакустический и сейсмический разрезы: структура С-9
 а) по профилю 050910, б) по профилю 050914 [ФГБУ ВНИИОкеангеология]

Она контролируется выходом к поверхности дна одной из вертикальных зон разломов и трещин, пересекающей на глубине 1100 - 1200 мс рифогенную структуру в пермских отложениях (рисунки 4.3.4, 4.4.5- 4.4.7, Приложение Б).

Таким образом, образование зоны резкого усиления амплитуды внутреннего рефлектора (яркое пятно) можно связать с просачиванием газовых флюидов по зоне трещиноватости и частичном их накоплении внутри N-Q комплекса ниже плохо проницаемого слоя осадков. Комплексный анализ сейсмических и сейсмоакустических данных показывает наличие многочисленных разломных нарушений и зон напряженности выраженных узкими субвертикальными, наклонными и извилистыми зонами резкого уменьшения амплитуды сигнала. Они уходят корнями в пермскую толщу отложений, а верхней частью часто достигают N-Q отложений.

Сейсмоакустические особенности разреза района структуры № 12 (С-12)

В районе С-12 пройдены два профиля МОВ ОГТ (ПР 059903 и ПР 059925), а также два сейсмоакустических профиля пр01 и пр02 (рисунок 4.3.1). Строение разреза осадочного чехла в целом схоже с районами С-1 и С-9. Толща коренных отложений образует здесь моноклиналь с видимым падением на СВ. Толща рассечена многочисленными трещинами и вертикальными зонами напряжений, выраженных зонами потери корреляции, практически не смещающими внутренние рефлекторы толщи триасовых отложений. Характер распространения зон разломов и трещиноватости несколько отличен от района С-1 и С-9. Так в районе С-12 разломы и трещины образуют достаточно равномерную неглубокую сеть, часто не достигающую кровли пермских

отложений. Сеть образована малоамплитудными, сбросами, безамплитудными нарушениями, трещинами (всего до 10-12 ед на 5 км профиля). Большинство из них проявлены в верхней части разреза и смещают подошву новейших отложений (рисунки 4.3.5, 4.4.8, Приложение Б).

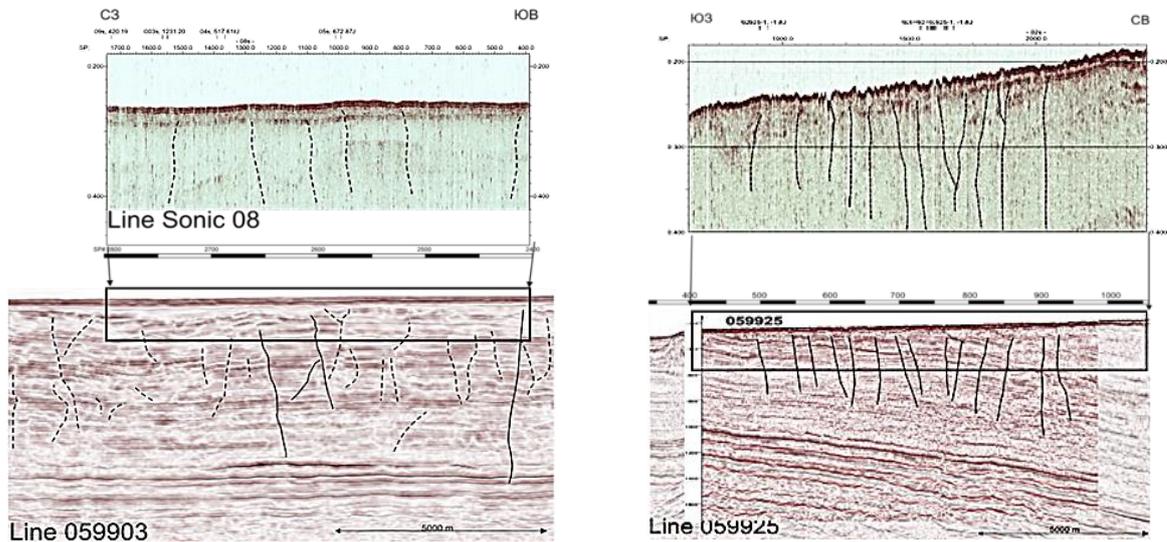


Рисунок 4.3.5. – Сейсмоакустический и сейсмический разрезы: структура С-12 а) по профилю 059903, б) по профилю 059925 [ФГБУ ВНИИОкеангеология]

Мощность новейших отложений колеблется в пределах первых десятков метров и достигает своего максимума (60 м) в понижениях кровли коренных пород (рисунок 4.3.2). Волновая картина комплекса представлена хаотической, прозрачной или полупрозрачной записью. Внутри N-Q комплекса наблюдаются фрагменты отражающей границы, сходной с рефлексором, описанным внутри толщи новейших отложений на С-9. Указанный рефлексор прослеживается на расстояние до 3-4 км вдоль линии профиля (пр01 и пр02) на поддонной глубине 2-3 м. На профиле 02 расположение рефлексора контролируется подходящей снизу разломно-трещинной зоной, образованной многочисленными малоамплитудными вертикальными нарушениями.

Совместный анализ, как сейсмоакустических, так и сонарных данных в комплексе с данными МОВ ОГТ позволяет произвести сравнение площадей структур с точки зрения путей миграции газовых флюидов и их характера.

Площадь С-1 характеризуется наличием достаточно редкой сквозной сети разломов и трещин, пронизывающих всю толщу мезокайнозойских образований и нарушающих залегание толщи новейших осадков. Такая сеть, а также достаточно расчлененный мезорельеф морского дна способствует скорейшему выходу газовых флюидов к поверхности дна и в водную толщу.

С-9 характеризуется наиболее сложной и развитой сетью разломов и трещин, как сквозных, так и «слепых». Имеется несколько основных разломов смещающих как мезозойские, так и

новейшие отложения, образующих сквозные каналы миграции флюидов. Ненарушенный характер залегания верхней части новейших отложений способствует частичной аккумуляции газовых флюидов в приповерхностных слоях осадков под слабопроницаемой глинистой пачкой отложений. Таким образом, наиболее перспективной с точки зрения возможности обнаружения просачивания флюидов следует считать структуру С-9.

С-12 имеет широко распространенную, но неглубокую сеть тектонических нарушений и напряжений. Большинство трещин и разломов выходят до подошвы новейших отложений. Разломы, вероятнее всего не достигают кровли пермских осадков.

Совместный анализ сейсмоакустических и сейсмических (МОВ ОГТ) данных показал наличие уверенного контроля расположения вертикальных зон потери корреляции вертикальными тектонически-напряженными зонами внутри мезозойского субстрата.

В сейсмическом (МОВ ОГТ) волновом поле внутри толщи мезозойских образований подобные структуры ярко проявлены в виде вертикальных или наклонных дендровидных зон разломов и трещиноватости. Нередко наблюдается смещение внутренних рефлекторов по отдельным разломам, которое достигает нескольких метров. Разломные зоны прослеживаются вниз по разрезу на глубину до 1000 мс, достигая кровли отложений пермского возраста. Местами верхние части подобных дендровидных трещиноватых и разломных зон проникают в позднеплейстоценовую толщу, становясь доступными для освещения их строения сейсмоакустическими методами. Над такими участками сейсмоакустическое волновое поле имеет отчетливо хаотический характер с полной потерей корреляции внутренних рефлекторов.

Таким образом, в сейсмоакустическом и сейсмическом волновых полях уверенно устанавливаются вертикальные разломные зоны, имеющие унаследованный характер и служащие потенциальными проводящими каналами разгрузки минерализованных вод, несущих газообразные и жидкие углеводороды, биогенные компоненты и тяжелые металлы. Обширное латеральное развитие акустически прозрачных зон предполагает газонасыщенности позднекайнозойских осадков.

Локальные особенности по результатам газовой съемки будут также далее рассмотрены при анализе эпигенетичных максимальных концентраций суммы углеводородных газов для каждой из структур, изучении литологических особенностей донных осадков и выхода фракций минеральной составляющей, их коррелированности с конкретными разрывными нарушениями, особенностей состава углеводородных маркеров ОВ осадочных отложений, характера распределения суммы жидких углеводородов, рН, ртути, солености для оценки перспектив нефтегазоносности и выполнения комплексного анализа полученных результатов гидрогеохимических исследований.

4.4 Карты эпигенетичных максимальных концентраций суммы углеводородных газов (наиболее перспективные участки для поиска углеводородов)

Анализ публикаций, суммирующих теорию и практику прогнозирования, оценки перспектив нефтегазоносности и выбора наиболее эффективных направлений поиска и разведки углеводородных скоплений показывает, что для принятия решения о перспективности того или иного района необходимо оценить вероятность реализации следующих некоторых главных функционально связанных условий, которые объединяются понятием нефтегазовой, или углеводородной системы и определяют возможность формирования и сохранения залежей: 1) наличие нефтегазоматеринских пород необходимого объёма, качества и состояния, способных генерировать УВ к перспективной площади; 2) наличие условий для миграции УВ от области развития нефтематеринских пород к району развития потенциальных ловушек, реализация процессов генерации, миграции, аккумуляции УВ; 3) наличие коллекторских пород, обладающих необходимыми фильтрационно-емкостными свойствами (мощность, пористость, проницаемость); 4) наличие замкнутой ловушки, в которой присутствует коллектор; 5) наличие надёжной покрывки, обеспечивающей сохранность залежи; 6) оптимальное соотношение времён генерации, миграции УВ и образования ловушек, область образования УВ скоплений (рисунок 4.4.1).

При этом, каждое из этих условий должно рассматриваться как критическое (рисунок 4.4.1). Это означает, что некачественная оценка каждого из них существенно снижает вероятность успеха и, соответственно, эффективность ГРП, а геологически доказанное отсутствие (невыполнение) любого из этих условий делает перспективность изучаемого района весьма сомнительной или маловероятной.

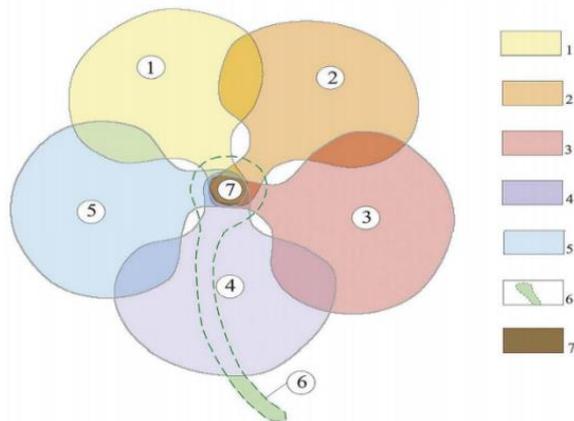


Рисунок. 4.4.1. Критические условия образования УВ месторождений (в рамках концепции нефтегазовых/углеводородных систем).

Источник: [«Neftegaz.RU», Афанасенков А.П. и др., 2013]

Это важное заключение следует принимать во внимание при оценке перспектив нефтегазоносности территории, начиная с установления границ нефтегазогеологических таксонов при районировании. Необходимым условием для углеводородной дегазации участков, как правило, являются разрывные нарушения, дополнительными составляющими процесса служат складчатые дислокации, геодинамическая активность, а также повышенная сейсмичность некоторых районов активных континентальных окраин [Шакиров, 2003; Пестрикова, 2008].

Углеводороды в донных осадках

Специфика работ по геологическому изучению строения шельфа в том, что шельф закрыт толщей воды, что обуславливает необходимость применения особых приемов организации работ и специальных технических средств, преобладанием косвенных наблюдений (в первую очередь разного рода геофизических) при ограниченной роли прямых геологических наблюдений выходов горных пород и морских отложений на дне и в буровых скважинах, а также необходимостью изучения некоторых специфических донных образований (деятельный слой донных осадков, постоянно перерабатываемый в процессе движения воды) и явлений (современная донная абразия и др.). Так, газо-геохимическое и битуминологическое изучение донных осадков Баренцева моря, проводившиеся НПО «Севморгеология» с начала 70-х годов показало высокую информативность данного вида исследований и позволило выделить ряд перспективных районов, в том числе локальные структуры Южно-Баренцевской фациальной зоны [Яшин и др., 1978].

Обобщение материалов, полученных в ходе ГСШ на листах R-36, 37, 38 и включающих информацию о содержании и распределении в донных отложениях битуминозных компонентов РОВ и УВ газов, легло в основу сводной карты газо-геохимических аномалий (рисунок 4.4.2) [Журавлёв и др., 2003], где битуминозная составляющая определялась по методике люминисцентно-капиллярного анализа, а содержание газообразных углеводородов определялось путем вытяжек (десорбирования) из проб.

В качестве основных нефтегазопоисковых признаков рассматривались содержания хлороформного битумоида А (ХБА), метана (CH_4) и суммы тяжелых углеводородов ($\Sigma\text{TГУ}$).

По результатам, было установлено, что для данного района в целом характерны низкие содержания ХБА, не превышающие 0.01%). Вместе с тем, в ряде локальных зон наблюдалось превышение субрегионального фона, в частности для осадков Мурманской площади и участков «Кольский 1, 2, 3». На отдельных участках, повышенное содержание ХБА сочеталось с повышенной газонасыщенностью донных отложений (район лицензионных участков Кольский 1, 3). Наиболее высокое содержания метана ($> 200 \times 10^{-3} \%$) по этим данным характерно

для донных осадков западной части южной фациальной зоны (R-36) (Рисунок 1.3.1 Приложения А, рисунок 4.4.2).

Содержание газообразных углеводородов определялось путем вытяжек (десорбирования) из проб. В качестве основных нефтегазопоисковых признаков рассматривались содержания хлороформного битумоида А (ХБА), метана (CH_4) и суммы тяжелых углеводородов ($\Sigma\text{TГУ}$).

Анализ приведённых материалов показал, что для данного района в целом характерны низкие содержания ХБА, не превышающие 0,01 % (рисунок 4.4.2). Вместе с тем, в ряде локальных зон наблюдалось превышение субрегионального фона, в частности для осадков Мурманской площади и участков «Кольский 1, 2, 3». На отдельных участках, повышенное содержание ХБА сочеталось с повышенной газонасыщенностью донных отложений (район лицензионных участков Кольский 1,3).

Наиболее высокие содержания метана ($> 200 - 10^{-3} \%$) характерно для донных осадков западной части южной фациальной зоны (R-36). Однако, соотношение содержания метана и $\Sigma\text{TГУ}$ ($\text{CH}_4/\Sigma\text{TГУ} > 500$) свидетельствует о преимущественно биогенно-диагенетическом генезисе газовой фазы осадков этого района. Осадки центральной части Кольско-Канинской моноклинали (R-37) характеризуются на порядок более низким содержанием метана. Однако, содержание ТУГ в них существенно выше. Соответственно, соотношение $\text{CH}_4/\Sigma\text{TГУ}$ достигает значений (< 50), характерных для глубинных УВ флюидов. Аналогии площадного распределения газовых и битуминозных аномалий дают основания предполагать их эндогенный генезис, тем более, что эти аномалии приурочены к потенциально нефтеперспективным структурам (Кольский 1, 2, 3).

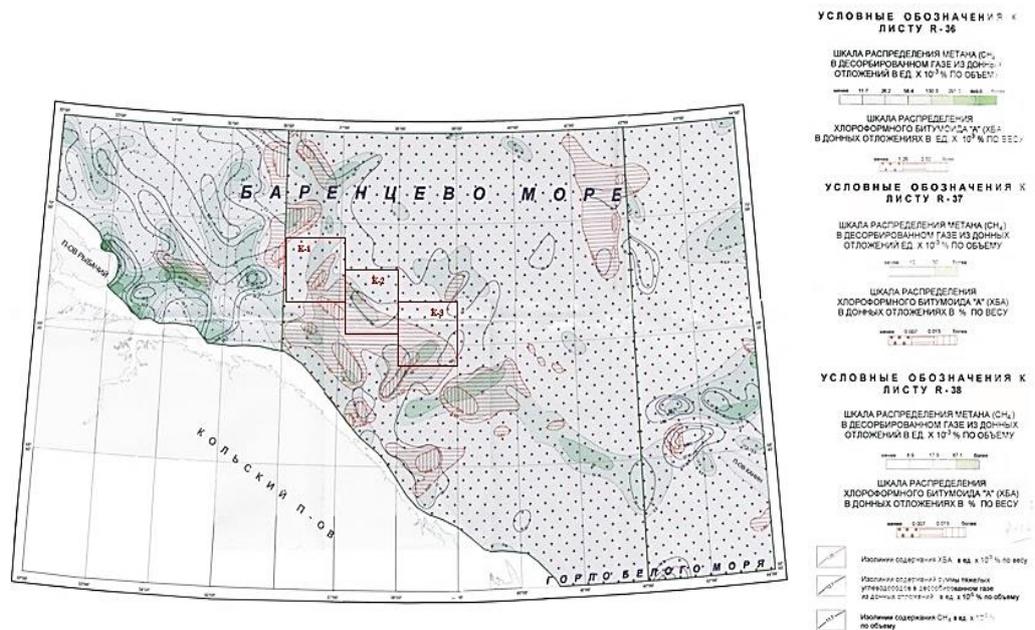


Рисунок 4.4.2. Карта газо-геохимических аномалий [Журавлев и др, 2003]

Алканы УВ. В составе ОВ осадков южной фациальной зоны Баренцева моря терригенные н-алканы присутствуют как основной компонент, как показали данные ФГБУ «ВНИИОкеанология» (далее – данные). Наряду с этим, большинство образцов содержат бактериальные и термально преобразованные н-алканы. В районе Кольско-Канинской моноклинали и в поверхностных, и погруженных осадках присутствуют термально преобразованные компоненты, что может быть обусловлено, как процессами переотложения древнего осадочного материала, так и приуроченностью осадков к нефтегазоперспективному району.

Ароматические углеводороды. Изучение группового состава органического вещества (РОВ) донных осадков позволяет судить о его генезисе и уровне трансформации. Наибольший интерес при этом представляет устойчивая к деструкции липидная фракция и ее компоненты, в том числе, ароматические углеводороды (АУВ), происхождение которых может быть, как сингенетичным, так и эпигенетичным. Суммарное содержание АУВ в осадках южной фациальной зоны варьирует в широких пределах: от 1 до 40 мкг/г осадка, составляя в среднем 10,2 мкг/г, что не превышает однако фоновых значений для донных отложений западно-арктического шельфа [Куршева, 2003].

Сопоставление спектральных характеристик АУВ поверхностных (< 50 см) и погруженных (> 50 см) (рисунок 4.4.3) осадков в соответствии с данными показал значительную обогащённость последних низкомолекулярными, моно- и биароматическими соединениями, что не типично для осадочных отложений стадии раннего диагенеза, в ходе которого происходит ароматизация нафтенных с образованием тетра- и пента- ароматических структур. Следует отметить, что преобладание в составе АУВ низкомолекулярных, миграционно способных аренов наиболее характерно для осадков, приуроченных к Мурманской и Корчагинской площадям, что позволяет предполагать их связь с эндогенными процессами. Данная специфика распределения АУВ наблюдалась и в ряде образцов, отобранных ФГБУ «ВНИИОкеангеология» в районе лицензионных участков. Доминирование в погруженных осадках низкомолекулярных АУВ в практике геохимической съёмки принято считать поисковым признаком [Барташевич и др, 1990].

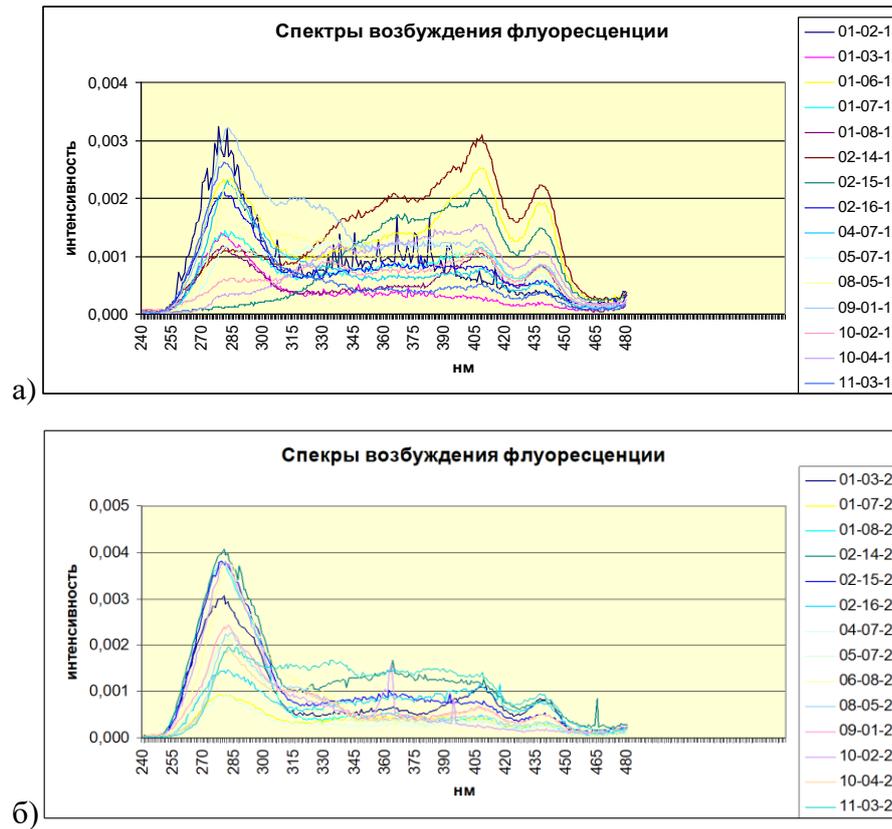


Рисунок 4.4.3. Интегральная спектральная характеристика АУВ

а) поверхностных донных осадков и б) погруженных донных осадков южной фациальной зоны [по данным ФГБУ «ВНИИОкеангеология»]

Для поверхностных осадков наблюдается отрицательная корреляция. В погруженных осадках корреляция положительная, что является нарушением указанной закономерности и может служить косвенным показателем эпигенетичности АУВ. Анализ корреляционных связей между содержанием S_{org} и низкомолекулярных АУВ по данным ФГБУ «ВНИИОкеангеология» показал обратные тренды для поверхностных и погруженных осадков (Рисунок 4.4.4).

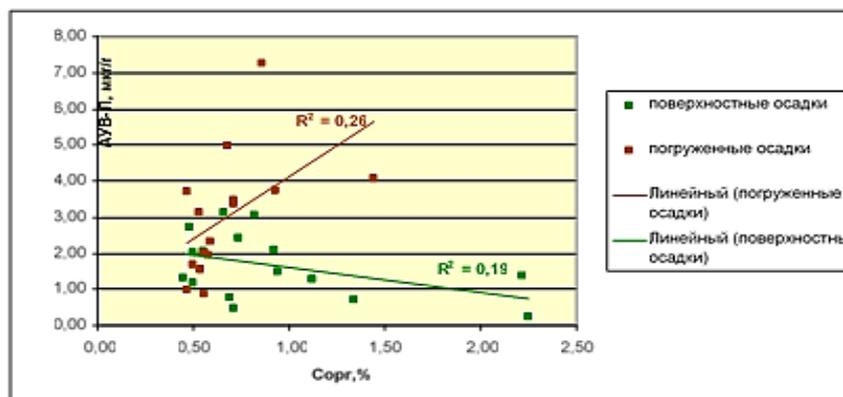


Рисунок 4.4.4. Корреляционная зависимость содержания S_{org} и АУВ

Следует отметить, что в осадочных колонках, отобранных севернее лицензионных участков «Кольский 1, 2, 3», на границе Кольско-Канинской моноклинали и Центральной впадины Баренцева моря, распределение ароматических углеводородов носит фоновый характер и отражает закономерный процесс трансформации РОВ этапа раннего диагенеза, сопровождающийся ароматизацией исходного ОВ и новообразованием сложных полиароматических УВ.

Литологические особенности донных осадков

Для западно-арктического шельфа, характеризующегося специфическими чертами полярного литогенеза, вещественный состав донных отложений определяется геологическим строением и литолого-петрографическим составом пород, слагающих побережье, дно и острова бассейна. Согласно данным выход тяжелой фракции минеральной составляющей в донных осадках структуры С-1 не превышает первые проценты (таблица 4.4.1 Приложения Б) и колеблется от 0,98 до 2,50 % алевритовой фракции, причем по поверхностным осадкам среднее содержание несколько ниже (1,28 %), чем по разрезам (2,1 %).

Минералогический состав поверхностных осадков довольно однообразный, но количественное соотношение отдельных минералов несколько изменчиво. В целом преобладают породообразующие минералы – амфиболы (обыкновенная роговая обманка), их содержание достигает 40 %, а также значительную роль играют эпидоты, гранаты и черные рудные минералы (в среднем от 7-10 до 20 %). С глубиной разрезов растет доля аутигенных минералов, причем изменения достаточно интенсивные - в нижних интервалах значительно увеличивается содержание железистых карбонатов (сидерита и Fe-карбонатных агрегатов) и гидроокислов. Минералогический комплекс свидетельствует о невысокой зрелости донных отложений, о чем говорит большое содержание таких не очень устойчивых минералов как амфиболы. Данный комплекс в сочетании с гранатами и цирконами характерен для материнских пород Кольского полуострова.

Минералогический состав поверхностных осадков довольно однообразный, но количественное соотношение отдельных минералов несколько изменчиво. В целом как показали данные преобладают породообразующие минералы – амфиболы (обыкновенная роговая обманка), их содержание достигает 39 %, а также значительную роль играют эпидоты, гранаты и черные рудные минералы (в среднем от 7-10 до 25 %).

Минералогический состав осадков по разрезам отличается более низким содержанием эпидотов (до 20 %), а с глубиной увеличивается доля аутигенных минералов, причем изменения достаточно интенсивные, но не имеют какой-либо определенной закономерности (рисунок 4.4.15 Приложения Б).

Выход тяжелой фракции минеральной составляющей в донных осадках структуры С-9 не превышает первые проценты (таблица 4.4.2 Приложения Б) и колеблется от 0,31 до 2,25 % алевритовой фракции, причем по поверхностным осадкам среднее содержание несколько ниже (0,93 %), чем по разрезам (1,7 %).

Выход тяжелой фракции минеральной составляющей в донных осадках структуры С-12 не превышает первые проценты (таблица 4.4.3 Приложения Б) и колеблется от 0,39 до 2,72 % алевритовой фракции, причем по поверхностным осадкам среднее содержание также несколько ниже (1 %), чем по разрезам (2,2 %). Кроме того, на севере участка в поверхностных пробах выход тяжелой фракции значительно меньше, чем в центральной и южной частях территории.

Судя по распределению минералов на изученных структурах можно сказать, что донные осадки района практически полностью формируются за счет пород аналогичных тем, что представлены на Кольском полуострове, а поскольку снос преимущественно идет со стороны Мурманской возвышенности, то можно предположить, что происходит переотложение сформировавшихся ранее мезозойских и четвертичных отложений. Увеличение аутигенной составляющей свидетельствует о диагенетических процессах, происходящих в осадках и увеличивающихся с глубиной их залегания. Особенно явно аутигенные изменения проявлены в разрезах структуры С-12, где с глубиной разрезов значительно увеличивается содержание железистых карбонатов (сидерита и Fe-карбонатных агрегатов) и гидроокислов. Наиболее ярко это выражено на ст. 4/1 и 4/2 (рисунок 4.4.10, Приложение Б), что может свидетельствовать о дополнительных глубинных факторах, влияющих на перераспределения вещества в осадках. Количество аутигенных минералов возрастает достаточно резко. С увеличением глубины разреза на 80-100 см содержание железистых карбонатов возрастает от 0,2-1 % до 7,5 %.

Распределение газообразных углеводородов

Рассмотрим распределение содержания отдельных газов в донных отложениях для каждой из структур.

Анализ средних содержаний различных газов в донных отложениях (Рисунок 4.4.11, Приложение Б) показывает увеличение содержаний всех газов (как по объемным процентам, так и по абсолютным содержаниям) при переходе от структуры С-1 к структуре С-9 и далее к структуре С-12. Средние значения приведены в объемных процентах $\times 10^4$ (ppm) и в абсолютных содержаниях – в см^3 на кг осадка.

Высокие средние содержания газов в донных осадках структуры С-12 возможно связаны с высокой газоносностью разреза осадочного чехла в пределах структуры. В то же время,

увеличение содержаний газовой компоненты в донных осадках структуры С-12 может быть обусловлено тем, что источники газов залегают на меньших глубинах по его разрезу.

Важным признаком, определяющим тип залежи – нефтяная или газовая является соотношение метана и суммы этана и этилена: низкие значения данного отношения характерны для нефтяных залежей. Как видно из рисунка 4.4.11 (Приложение Б) низкие значения отношения метана к тяжелым гомологам характерны для донных отложений структур С-1 и С-9 (а - в ppm, б - в см³/кг). Данные по распределению газовой компоненты в донных отложениях как района в целом, так и по отдельным профилям в конкретной структуре показывают: увеличение содержаний углеводородных газов (метана, этилена, этана и редко, пропана) в направлении от структуры С1 к структуре С-9 и далее к структуре С-12; высокие концентрации всех исследованных углеводородных газов на структуре С-12 может быть обусловлено более близким расположением относительно поверхности донных осадков источника этих газов, т.е. вероятным источником углеводородных газов могут быть газонасыщенные отложения триаса. Косвенно, последнее подтверждается и результатами интерпретации данных сейсморазведки и сейсмоакустики, по которым разрывные нарушения не прослеживаются ниже отложений триаса. В то же время однозначной зависимости между повышением содержаний газов и положением ослабленных зон на этом разрезе не выявлено; отличительной особенностью распределения газовой компоненты в донных отложениях структуры С-9 является повышение содержаний углеводородных газов в краевых частях рифогенной постройки и понижение значения над структурой, что может соответствовать контуру залежи.

Такое распределение углеводородов связано с наличием вертикальных, более проницаемых, трещиноватых зон в краевых частях рифогенной структуры и менее проницаемых непосредственно над структурой. Кроме того, усиление данного эффекта может происходить за счет присутствия приповерхностного газо-водоупорного пласта, расположенного непосредственно над рифогенной постройкой, который установлен по результатам интерпретации сейсмических данных. По отношению метана к сумме более тяжелых углеводородных газов можно предположить, что источник газов на структуре С-9 ближе к нефтяным углеводородам. В тоже время донные отложения структуры С-1 характеризуются минимальными значениями отношения метана к сумме более тяжелых гомологов, что может свидетельствовать о перспективности данной структуры на обнаружение нефтяных залежей. На структуре С-1 повышенные содержания углеводородных газов приурочены к протяженным разрывным нарушениям, пересекающих кровлю перми. Низкие значения содержаний углеводородных газов, наблюдаемые в северо-западной части структуры С-1, в основном за пределами контура залежи, вероятно, могут свидетельствовать или об отсутствии существенных скоплений углеводородов, или, что такие скопления УВ не имеют поверхностных проявлений.

Углеводороды в донных осадках

В литературе широко освещаются особенности состава углеводородных маркеров ОБ осадочных отложений, нефтегазоматеринских пород и нефтей. Рассматриваются также показатели, характеризующие геохимические условия формирования углеводородных систем различного генезиса и состава. Показано, что УВ маркеры являются важнейшим показателем литофациальных и фациально-генетических типов ОБ и условий их диагенетического и постдиагенетического преобразования. Наиболее значимыми среди УВ маркеров являются алканы, высокомолекулярные цикланы (стераны и гопаны) и полиароматические арены.

Источником УВ в составе ОБ донных отложений могут служить биогенные липиды гидробионтного и гумусового генезиса. Возможно также поступление УВ в поверхностные донные осадки при миграционных процессах из нижележащих толщ. Присутствие в осадках преобразованных УВ нефтяного ряда может быть связано с размывом и переотложением древних осадочных пород.

Возможности решения данной задачи заложены в *геохимической методологии*, поскольку лишь детальные органо-геохимические исследования на уровне молекулярных структур позволяют определить источники, пути поступления и трансформации УВ донных осадков. Тем более, что этому способствует сама природа углеводородных молекулярных маркеров, обладающих целым набором индикаторных функций: источники ОБ, молекулярный состав биогенных предшественников ОБ, трассирование континентального и морского потоков вещества в шельфовой зоне, трассирование аэрозольного потока, рецикл ОБ сохранение и преобразование ОБ, диагенетические трансформации, корреляция с глубинными глубинными элементами - разломами, локальными поднятиями и другими структурами неантиклинального типа.

Алкановые УВ

Парафиновые УВ биогенные предшественники которых содержатся в нативной биоте, являются генетическими маркерами, позволяющими определять происхождение исходного органического материала. Параметры, характеризующие распределение углеводородов алканового ряда - короткоцепочных (C_{17-19}) и длинноцепочных (C_{27-31}), позволяют оценить долю участия автохтонной и аллохтонной биоты в формировании ОБ донных осадков [Brassel et al., 1978; Saliot et al, 1982]. В частности, изменения в содержании короткоцепочных n-алканов позволяет выявить регионы с низкой и высокой морской продуктивностью, которая в полярных зонах приурочена главным образом к районам с тонким ледяным покровом, определяющим высокие скорости роста планктона.

Характер их распределения может также диагностировать участие эпигенетических процессов в формировании ОВ осадков. Предшествующие исследования состава и генезиса ОВ осадков Баренцева моря в целом показали, что характер распределения в них n-алканов отражает доминирование гумусовой составляющей. Об этом свидетельствует значительное преобладание длинноцепочных УВ (52-78 %) с максимумами C_{27}, C_{29} , типичных для восков высших растений. Наряду с этим, присутствие в осадках пристана и преобладание его над фитаном в соотношении >1 , а также наличие максимумов $C_{17}-C_{19}$ подтверждают участие гидробионтов в процессе формирования ОВ осадков. Индекс нечетности CPI варьирует в пределах 1,08 - 2,45, что отражает высокий уровень преобразованности ОВ.

В составе ОВ осадков южной части Баренцева моря терригенные n-алканы присутствовали как основной компонент. Наряду с этим, большинство образцов содержали бактериальные и термально преобразованные n-алканы.

Характер распределения n-алканов на структурах (рисунок 4.4.12, Приложение Б) соответствует представлениям о значительном вкладе современного гумусового материала в формирование состава ОВ осадков данного района. Интенсивные максимумы $C_{27}-C_{31}$ в сочетании со значительным преобладанием нечетных гомологов ($OEP = 2-20$) свидетельствует об интенсивном поступлении с осадки района продуктов деструкции наземных высших растений. Участие гидробионтов в формировании состава ОВ отражают слабоинтенсивные максимумы $C_{15}-C_{17}$. Низкое значение OEP (около 1) для короткоцепочечных n-алканов свидетельствует о значительной биodeградации автохтонного органического материала.

На высокую активность микробиальных процессов в осадках указывает и присутствие в составе n-алканов соединений $C_{20}-C_{24}$. Одним из показателей, свидетельствующим о сипинговой миграции УВ считают обогащенность фракции УВ алканами состава $> C_{15}$.

Тритерпеновые углеводороды (гопаны)

В геологических объектах гопаны присутствуют в виде гомологического ряда соединений состава $C_{27} - C_{35}$. Биогенными предшественниками гопанов являются тритерпеноиды, содержащиеся в клеточных мембранах (гопены, гопаноиды). На стадии седиментогенеза и раннего диагенеза образуются биогенные гопаны ($\beta\beta$ -гопаны). На более глубокой (постдиагенетической) стадии зрелости ОВ происходит структурная трансформация гопанов с формированием β - и $\beta\alpha$ -гопанов (диагенетические гопаны). В осадках Баренцева моря вариации состава гопанов имели четкий географический тренд и отражали региональные особенности осадконакопления (Yunker, 1996).

В целом, характер распределения гопанов в осадках изученных структур соответствует наблюдавшемуся ранее в осадках юго-западной части Баренцева моря. Вниз по разрезу колонок

наблюдается резкое снижение содержания биогенов и $\beta\beta$ - гопанов, в соответствии с уровнем диагенетической трансформации.

Вместе с тем, на ст. 4-2Т и 10-12Т (таблица 4.4.4, Приложение Б) и в поверхностных и в погруженных осадках присутствуют термально преобразованные компоненты, что может быть обусловлено их приуроченностью к нефтегазоперспективным структурам.

Полициклические ароматические углеводороды (ПАУ)

ПАУ не могут быть отнесены непосредственно к числу биопалеомаркеров, поскольку их прямые аналоги не были обнаружены в неактивной биоте. Полициклические арены, содержащиеся в донных отложениях акваторий могут иметь различное происхождение – нефтидогенное, биогенное и пирогенное. ПАУ нефтидогенного генезиса формируются в постдиагенетических процессах трансформации органического вещества осадочных пород [Yunker, Macdonald, 1995].

ПАУ биогенного происхождения могут образовываться на стадиях седиментации и раннего диагенеза (например перилен) [Venkatesan, 1988]. Образование ПАУ пирогенного генезиса может быть обусловлено высокотемпературными процессами как природными (вулканизм, гидротермальное или катагенное преобразование органического вещества), так и антропогенными (продукты сгорания ископаемых топлив, древесины и п.т.) [Kawka, Simoneit, 1994]. Идентификация, количественная оценка, и анализ существующих данных о распределении ПАУ в осадках западно-арктического шельфа, наряду с изучением композиционного состава ПАУ, делают возможным выявление их источников и путей переноса, а также природных аномалий и антропогенного влияния.

Выявлены следующие региональные особенности распределения ПАУ: Наиболее высокое содержание ПАУ на западно-арктическом шельфе было зафиксировано в донных осадках района архипелага Шпицберген (более 5000 нг/г), северо-западной части Баренцева моря и загрязненных заливов Кольского полуострова. Снижение суммарного содержания ПАУ в осадках западно-арктического шельфа наблюдается в южном и восточном направлениях. Юго-западная часть Баренцева моря. Состав ПАУ формируется под влиянием сложного седиментационного режима, включающего приток атлантических и североморских вод, береговых стоков, береговой эрозии и атмосферного переноса. Распределение ПАУ, в основном, соответствует фоновым значениям с низким, но заметным антропогенным влиянием.

Характер распределения индивидуальных ПАУ и соотношение их молекулярных масс может успешно применяться для интерпретации состава исходного ОВ, определения источников его поступления, путей преобразования, и формирования геохимического углеводородного фона донных осадков [Yunker et al., 1993].

В распределении ПАУ наблюдается и ряд специфических особенностей, обусловленных миграционными процессами. Так, соотношение, характеризующее нефтидогенную составляющую ($178/178+252$), возрастает в них по осадочному разрезу и достигает величин характерных для сырых нефтей $> 0,70$. Значение фенантроновых индексов ($MP1-1 = 0,60$ и $1MP+9MP/MP = 0,50$) также свидетельствуют о значительной роли нефтидогенной составляющей в составе ПАУ.

В осадочных отложениях, изученных структур в составе ПАУ доминирует соединения биогенного и нефтидогенного генезиса (м.м. 178, 228. 252) (Рисунок 4.4.17, Приложение Б). Основным компонентом является перилен, один из наиболее характерных ПАУ природного генезиса. Его образование связывают с низкотемпературными диагенетическими процессами (Venkatesan, 1988). Это согласуется со значительным (на порядок) увеличением содержания перилена в нижних горизонтах осадочного разреза. Пирогенная составляющая в среднем соответствует региональному фону. Фактором, определяющим специфику углеводородного состава, может являться газовая эманация из нижележащих толщ.

Высокая газонасыщенность осадков изученного района четко фиксируются на выше рассмотренных сейсмоакустических разрезах.

Остается объяснить, каким образом может влиять газовый флюид на состав ароматических УВ поверхностных донных осадков. Это становится понятным, если проследить изменение состава УВ маркеров по разрезу. В них заметно возрастает содержание нефтидогенной группы (фенентрена и его алкигомологов), в то время как в процессе диагенеза должен происходить обратный процесс.

Представить схематически механизм миграции ПАУ возможно, рассматривая особенности сверхкритической флюидной хроматографии [Киселев, Яшин, 1979], характерной чертой которой является использование в качестве подвижной, элюирующей фазы газов в сжатом состоянии. Известно, что газы при высоком давлении и умеренной температуре могут пребывать в так называемом сверхкритическом состоянии, приобретая свойства, промежуточные между свойствами газа и жидкости. При этом, их элюирующая способность резко возрастает, благодаря уменьшению коэффициента распределения (константы Генри) элюируемых веществ. Это вызвано тем, что взаимодействие в подвижной фазе между извлекаемыми веществами и молекулами флюида (подвижного газа-носителя) будет способствовать уменьшению взаимодействия этих веществ с адсорбентом, т.е. приведет к увеличению их подвижности. Этот эффект может быть весьма значительным - возможно увеличение элюирующей силы на четыре порядка. При этом будут сохраняться все основные закономерности хроматографического процесса, а именно, зависимость скорости и последовательности элюирования от молекулярного строения извлекаемых веществ. Теперь, если принять газовый флюид из залежи за газ-носитель,

а осадочные породы и содержащееся в них ОВ за сорбент и сорбат, легко представить, что извлекаться газовым потоком будут преимущественно низкомолекулярные вещества неразветвленного, компактного строения, каковыми, в том числе, являются и незамещенные фенантрены.

По мере продвижения к дневной поверхности, с понижением давления и температуры, и особенно, на границе раздела вода-дно, где резко меняются физико-химические условия среды, может происходить частичная утрата газовым флюидом наименее растворимых органических соединений, и соответственное обогащение ими поверхностных осадков. Вместе с тем, совершенно не исключено поступление в придонные воды веществ, обладающих достаточной растворимостью, в том числе бензолов, фенолов, очевидно, повышенное содержание ароматических соединений в придонных водах изученного района.

В юго-западной части Баренцева моря состав ПАУ формируется под влиянием сложного седиментационного режима, включающего приток атлантических и североморских вод, береговых стоков, береговой эрозии и атмосферного переноса. Распределение ПАУ, в основном, соответствует фоновым значениям с низким, но заметным антропогенным влиянием. Осадки центральной части Кольско-Канинской моноклинали (R-37) характеризуются на порядок более низким содержанием метана. Однако, содержание ТУГ в них существенно выше. Соответственно, соотношение $CH_4/\sum TUG$ достигает значений (<50), характерных для глубинных УВ флюидов. Аналогии площадного распределения газовых и битуминозных аномалий дают основания предполагать их эндогенный генезис. Тем более, что эти аномалии приурочены к потенциально нефтеперспективным структурам (Кольский 1, 2, 3).

Распределение содержания отдельных газов в придонной воде по профилям для каждой из структур.

Рассмотрим распределение содержания отдельных газов в придонной воде по профилям для каждой из структур.

Структура 9 (рисунок 4.4.14, Приложение Б) представлено совместно с распределением суммы ароматических углеводородов и рН).

На кривой распределения метана по профилю 059903 в придонной воде выделяется один максимум в центральной части профиля на ст. 3/7, над предполагаемой рифогенной постройкой. Распределения этилена и этана имеют сходный характер - на них выделяются два максимума в краевых частях профиля. Максимум в интервале ст. 3/6-3/3 соответствует повышенным значениям содержаний углеводородных газов в интервале ст. 10/7-10/13 на профиле 159910, а максимум в интервале ст. 3/8-3/11 является продолжением максимума содержаний газов на профиле 159914 в интервале ст. 14/10-14/3. Минимальные отношения метана к сумме гомологов

наблюдаются в тех интервалах, где отмечаются повышенные содержания этилена и этана. По профилю 159914 максимальные значения метана на ст. 14/22 соответствуют зоне разрывных нарушений, выделяемых по данным сейсмоакустики и сейсморазведки. Распределения метана и этилена имеют сходный характер, при этом максимальные значения газов приурочены к отмеченным выше интервалам. Пропан имеет один максимум на ст. 14/17. В распределении отношения метана к сумме гомологов интерес представляют два минимума, которые приурочены к краевым частям рифогенной постройки.

Наиболее выраженный максимум в распределении метана по профилю 159910 находится в интервале ст. 10/7-10/13 и располагается над предполагаемой рифогенной постройкой. Максимумы значений метана на ст. 10/4 и 10/27 приурочены к краевым частям водогазопорного пласта внутри толщи плиоцен-четвертичных осадков, располагающегося над вертикальной разломно-трещинной зоной, выделяемого по данным сейсмоакустики. Распределение этилена в целом повторяет распределение метана. В распределении этана прослеживается четкий максимум только в центральной части профиля в интервале ст. 10/7-10/13.

Структура 12 (рисунок 4.4.15, Приложение Б) представлено совместно с распределением суммы ароматических углеводородов и рН). Средние содержания газов в придонной воде характеризуются максимальными значениями. Интервалы изменения содержаний метана, этилена, этана и пропана ($\text{см}^3/\text{л} \times 10^{-5}$): 0,27-95,7, 0,19-3,8, 0-45,5, 0-20,1 соответственно.

Профиль 059925. Распределения метана, этилена и этана по профилю имеют сходный характер (рисунок 3.82), в них выделяется один широкий максимум в интервале ст. 25/17-25/6. Аналогичным распределением характеризуется пропан, содержания которого газа также повышены в центральной части профиля (ст. 25/16-25/9), при этом на ст. 25/14 отмечаются максимальные содержание пропана – $20,1 \times 10^{-5} \text{ см}^3/\text{л}$. В распределении отношения метана к сумме гомологов существенных вариаций не наблюдается. В центральной части профиля можно отметить небольшое понижение отношения в интервале станций 25/17-25/6.

Структура 1 (рисунок 4.4.16, Приложение В), представлено совместно с распределением суммы ароматических углеводородов и рН).

Как отмечалось ранее средние содержания газов в придонной воде имеют минимальные значения. Исключение составляет этилен, для которого наблюдаются максимальные значения. Интервалы изменения содержаний метана, этилена, этана и пропана составляют ($\text{см}^3/\text{л} \times 10^{-5}$): 0-11,3, 0,67-3,3, 0-2,0, 0, соответственно.

Профиль 059961.

На графике распределения метана выделяется один локальный максимум на станции 61/4, а начиная со станции 61/8 в юго-восточном направлении отмечается повышение содержаний до

ст. 90/2, которая находится на предполагаемой рифогенной постройкой. Этилена и этана имеют одинаковый характер распределения и характеризуются двумя максимумами: в интервале ст. 61/2-61/6 и в районе ст. 61/8. В районе этих станций отмечаются и минимальные отношения метана к сумме гомологов. В целом следует отметить, что распределение газов в придонной воде согласуется с распределением газов в донных осадках (с некоторым смещением по профилю в юго-восточном направлении).

4.5 Комплексный анализ полученных результатов гидрогеохимических исследований

Профиль 159910 – результаты полученных ФГБУ ВНИИОкеангеология данных по комплексному гидрогеохимическому профилю 159910 концессионной площади «Кольский-2», структуры С- 9 (рисунок 4.4.5, Приложение Б,) показывают, что на сейсмоакустическом разрезе волновая картина N-Q комплекса свидетельствует о его сильной газонасыщенности, обусловленной многочисленными малоамплитудными и часто безамплитудными тектоническим нарушениями в центральной части профиля, которые являются частью, установленной по данным МОВ ОГТ, субвертикальной зоны разломов и трещиноватости, уходящей корнями в пермские отложения. Они сконцентрированы в центральной части профиля и являются проводящими каналами для миграционноспособных компонентов жидких и газообразных углеводородов. Их распределение в донных осадках и контролируется упомянутыми разрывными нарушениями. В характере распределения суммы жидких углеводородов аномальный участок с содержаниями ПАУ коррелируется с рифогенной постройкой, что свидетельствует о наличии в ее пределах скоплений углеводородов нефтяного типа.

В распределении жидких углеводородов по разрезам колонок донных осадков в одних случаях наблюдается рост их концентраций с глубиной, в других – обратная тенденция, что может быть связано с влиянием газообразных углеводородов мигрирующих из разреза осадочного чехла, залегающего выше отложений пермского возраста. Аномалия по жидким углеводородам в придонной воде смещена к юго-западной части постройки, как и аномалия по газообразным углеводородам. Повышенные значения рН и аномальные концентрации Нg коррелируются друг с другом и с контуром рифогенной постройки. В структуре водной толщи над рифогенной постройкой наблюдается характерная картина температурной изменчивости, свидетельствующей о субмаринных разгрузках минерализованных вод.

В целом, приведенные результаты свидетельствуют о наличии в рифогенной постройке скоплений углеводородов нефтяного типа, которым сопутствуют, вероятно, скопления газообразных углеводородов в отложениях триаса.

Профиль 159914, как и в предыдущем случае, располагается вкострости простирания структуры С-9. На временном сейсмическом разрезе 159914 (Рисунок 4.4.6) рифогенная

постройка выделяется между ПК 353-239. Сводовая часть расположена на поддонной глубине в несколько метров и поэтому эта структура проявлена и на сейсмоакустическом профиле между ПК 1250-950. К фланговым частям описанной структуры приурочены разрывные нарушения, ярко проявленные в волновом поле в виде зоны потери корреляции сейсмоакустической записи. В районе между станциями прободобора 14/15 и 14/23 в сейсмоакустическом разрезе наблюдается понижение кровли коренных пород и связанная с ним акустически прозрачная зона, пространственно согласующаяся с рифогенной постройкой пермского возраста, установленной по данным МОВ ОГТ на глубинах TWT 1100 миллисекунд. К рифогенной постройке приурочены разломы, которые, по-видимому, разбивают ее на три блока. Эти разрывные нарушения проявлены и на сейсмоакустическом разрезе, которые также, как и на предыдущем профиле, являются проводящими каналами миграционных компонентов из скоплений углеводородов в разрезе осадочного чехла. Одна из вертикальных зон разломов и трещин, пересекающих на глубине 1100-1200 мс рифогенную структуру, характеризуется наличием «яркого пятна», связанного с просачиванием флюидов минерализованных вод. Донные осадки на профиле представлены однородными алевритовыми илами с примесью пелита. Корреляция литофациальных особенностей донных осадков со структурными неоднородностями в сейсмоакустическом и сейсмическом разрезах отсутствует. Характер распределения жидких углеводородов в донных осадках, аномалии которых нефтяного типа коррелируются с разрывными нарушениями, показанными на сейсмоакустическом разрезе, и, вероятно, отражает характер блокового строения рифогенной постройки. Газообразные углеводороды в аномальных концентрациях смещены к юго-западной части постройки, осложненной разрывными нарушениями с которыми коррелируются и аномальные концентрации ртути. Железо и марганец в донных осадках создает повышенные концентрации, также коррелирующиеся, в целом, с рифогенной постройкой.

В структуре водной толще проявлены все признаки субмаринной разгрузки минерализованных вод в виде температурных инверсий, коррелирующиеся с контурами рифогенной постройки. Аналогичная картина наблюдается и в характере распределения солености и концентраций кислорода.

Аномалии по жидким ароматическим углеводородам в придонной воде коррелируются с зоной разломов в юго-западной части рифогенной постройки. В распределении газообразных углеводородов интенсивная аномалия по метану полностью коррелируется с контуром рифогенной постройки. Аномальные значения pH и концентрации Hg коррелируются друг с другом и также целиком согласуются с контуром рифогенной постройки.

Приведенные данные однозначно свидетельствуют о связи выявленных аномалий со скоплениями нефти в рифогенной постройке и проявлениями газообразных углеводородов в разрезе осадочного чехла.

Профиль 059903 ориентирован в северо-западном направлении, пересекая профили 159910 и 159914 в ПК 2580 и 260 соответственно. Контуры рифогенной постройке на временном сейсмическом разрезе располагаются между ПК 2563-2713. Как и на предыдущих сейсмических профилях структуры С-9, в волновой картине наблюдаются многочисленные разрывные нарушения и зоны трещиноватости, корнями, уходящими в пермскую толщу, и достигают N-Q отложений на сейсмоакустическом разрезе (Рисунок 4.4.7, Приложение Б) и, в свою очередь, контролируют характер распределения аномальных концентраций миграционных компонентов. В характере распределения донных осадков, представленных более-менее однородными алевритовыми илами с примесью пелита, какие-либо литофациальные особенности, которые коррелируются со структурными неоднородностями на сейсмоакустических и сейсмических разрезах, отсутствуют.

Жидкие углеводороды в донных осадках в аномальных концентрациях нефтяного типа с ПАУ контролируются рифогенной постройкой. Газообразные углеводороды в аномальных концентрациях также согласуются с рифогенной постройкой, где метан в максимальных концентрациях прямо коррелируется с разломом, корневой частью уходящего в рифогенную постройку. Аномальные концентрации ртути тяготеют к юго-восточной части постройке, а железа и марганца – к северо-западной.

В структуре водной толщи наблюдаются некоторая изменчивость инверсионного характера, свидетельствующая о субмаринных разгрузках минерализованных вод. Концентрации жидких ароматических углеводородов в придонной воде несколько сдвинуты в сравнение с донными осадками в северо-западном направлении, согласуясь пространственно с наиболее контрастной частью рифогенной постройке на сейсмическом разрезе. В характере распределения газообразных углеводородов в придонной воде контрастные аномалии по метану, как и в донных осадках, коррелируются с указанным выше разломом, осложняющим рифогенную постройку.

Повышенные значения рН тяготеют к краевым частям постройке с минимальным значением в ее центральной части, что характерно при наличии залежи углеводородов. Аномальные концентрации ртути в придонной воде связаны с разломами в пределах контура рифогенной постройке.

Характеризуя, в целом, гидрогеохимические показатели, необходимо подчеркнуть их миграционный характер, свидетельствующий о наличии скоплений углеводородов нефтяного типа в пределах рифогенной постройке.

Профиль 059925 концессионной площади «Кольский-3», структуры С-12 располагается вкрест простираения структуры и проведен по сейсмическому профилю 059925 (Рисунок Рисунок 4.4.8, Приложение Б). На сейсмическом разрезе осадочный чехол имеет моноклиальное залегание и осложнен многочисленными малоамплитудными разрывными нарушениями, практически затухающими в отложениях триаса и недостигающих кровли пермских отложений. Это, по-видимому, связано с газонасыщенностью нижележащей толщи, миграционные компоненты которой достигают поверхности дна, что отражается на сейсмоакустическом разрезе и сонограммах. Отрезок сейсмического профиля между ПК 800-950 по волновой картине заметно отличается от остальной части разреза, что обусловлено влиянием тех же разломов, которые показаны в верхней части осадочного чехла и не трассируются через газонасыщенный участок осадочного чехла. Донные осадки представлены илами со значительной примесью алеврито-песчанистого материала, что свидетельствует о размыве донных отложений этой структуры придонными течениями и указывает на ее растущий унаследованный характер развития в современной тектонике.

В характере распределения жидких углеводородов в донных осадках аномальный участок в целом соответствует контуру протяженной рифогенной постройки, осложненной в своей северо-восточной части зоной разрывных нарушений, с которыми коррелируются наиболее интенсивные аномалии жидких углеводородов нефтяного типа. Содержание суммы жидких углеводородов нефтяного типа в колонках донных осадков 4/Т1 и 4/Т2 резко увеличивается с глубиной, указывая на их миграционный характер, а в колонке 4/Т3 наблюдаются примерно равные более низкие содержания на фоне увеличения долей масел, что свидетельствует о вероятном скоплении углеводородов газоконденсатного типа.

Аналогичная картина наблюдается в распределении концентраций газообразных углеводородов по метану и по сумме метана и этилена, аномальные концентрации которых коррелируются с максимальными концентрациями жидких углеводородов. Здесь же появляются повышенные концентрации пропана, что, в целом, также свидетельствует о наличии скоплений газообразных углеводородов в разрезе осадочного чехла. Не исключается также возможность наличия здесь скоплений газоконденсата.

Повышенные содержания ртути, железа и марганца в донных осадках также контролируются в большой или меньшей степени контуром рифогенных построек.

В структуре водной толщи над контуром рифогенной постройки поднимаются теплые придонные воды, сокращается толщина термоклина, а осложненный разломами участок между ПК 800-950 ярко проявлен в разрезах по солености и кислороду в виде контрастных подъемов более соленых вод, коррелирующихся с аномалией по кислороду.

В распределении суммарных концентраций жидких ароматических углеводородов в придонной воде повышенные концентрации также тяготеют к рифогенной постройке.

Газообразные углеводороды в аномальных концентрациях по всем компонентам особенно наглядно коррелируются с рифогенной постройкой, что свидетельствует о вероятном присутствии в разрезе осадочного чехла скоплений газа или газоконденсата.

В распределении концентраций Hg в придонной воде отдельные аномальные концентрации связаны с разрывными нарушениями, как в пределах, так и за пределами рифогенной постройки. Кривая распределения значений pH в придонной воде показывает, что рифогенной постройке пространственно соответствуют минимальные значения, а максимальные - приурочены к ее краевым частям, что также свидетельствует о наличии здесь скоплений углеводородов. Приведенные результаты комплексного анализа гидрогеохимической и гидрофизической информации однозначно свидетельствуют о миграционном характере всех проанализированных компонентов и их прямой связи со скоплениями углеводородов в структуре С-12.

Профиль 059961 концессионной площади «Кольский-1», структура С-1 располагается вкрест простирания структуры С-1. На сейсмическом профиле МОВ ОГТ волновая картина верхней части осадочного чехла имеет некоторое сходство с описанной структурой С-9. Кровля коренных отложений здесь имеет резко расчлененный характер (Рисунок 4.4.9, Приложение Б), обусловленный многочисленными разрывными нарушениями, которые хорошо прослеживаются в волновом поле МОВ ОГТ на глубину до 1100-1200 мс. В отличие от структур С-9 и С-12 разрывные нарушения представлены единичными малоамплитудными разломами, проявленными по всей мощности разреза МОВ ОГТ, и выходят к поверхности морского дна, смещая плиоцен-четвертичные осадки. В целом, сеть этих тектонических нарушений создает систему путей миграции жидких и газообразных углеводородов от кровли пермских отложений непосредственно до поверхности дна.

К сожалению, пробоотбором не был охвачен весь профиль, а только его северо-западная часть до рифогенной структуры. Непосредственно в проектной точке заложения поисково-разведочной скважины опробование донных осадков проводилось боксдором и грунтовой трубкой и сопровождалось гидрозондированием водной толщи.

В характере распределения жидких углеводородов в донных осадках в зоне сближенных разрывных нарушений, ограничивающих с северо-запада рифогенную постройку, наблюдается их закономерное повышение, коррелирующиеся с аналогичным повышением концентраций метана, железа, марганца и ртути. В точке проектного заложения глубокой скважины зафиксированы повышенные концентрации жидких углеводородов и метана на фоне несколько сниженных содержаний металлов. Повышенные концентрации жидких углеводородов с ПАУ

нефтяного типа зафиксированы и в колонке донных осадков с тенденцией их повышения к ее забою. В структуре водной толщи намечаются локальные выходы теплых вод, коррелирующиеся с разломами, что также отражается и в характере распределения кислорода.

Концентрации жидких ароматических углеводородов в придонной воде плавно повышаются в направлении рифогенной постройки с аномальной концентрации в проектной точке заложения глубокой скважины.

В характере распределения метана в придонной воде наблюдается корреляция его аномального всплеска с конкретным разломом в осадочном чехле, а сумма этана и этилена резко повышается над зоной сближенных разломов в краевой части рифогенной постройки.

Аномальные концентрации Hg и повышенные значения рН в придонной воде коррелируются с конкретными разрывными нарушениями. Полученная информация в общих чертах позволяет судить о перспективности структуры С-1 на наличие здесь скоплений углеводородов нефтяного типа. Здесь, как на структуре С-12, проведение дополнительного профиля вдоль простирания структуры, что позволит дать однозначную оценку о перспективах этой структуры на наличие нефтяной залежи с уточнением места заложения глубокой поисково-разведочной скважины.

4.6 Заключение к главе 4

Таким образом, по результатам геохимической углеводородной гидрогазосъемки были проведены аналитические измерения по содержанию газовой компоненты из дегазированной придонной воды и в газовой фазе донных осадков в Норвежском, Баренцевом море на Кольском шельфе, а также в пределах Долгинского лицензионного участка в Печорском море.

Как показал анализ распределения содержаний газов в придонной воде в целом по отдельным структурам максимальные содержания газов в придонной воде отмечаются на структуре С-12, что наблюдается и при анализе газовой компоненты в донных осадках. Это еще раз подчеркивает наличие повышенных содержаний газообразных углеводородов в разрезе осадочного чехла, в частности, в триасе. Вероятно, низкие концентрации газов в придонной воде структуры С-9 в первую очередь связаны с присутствием приповерхностного газо-водоупорного пласта, расположенного непосредственно над рифогенной постройкой, который установлен по результатам интерпретации сейсмических данных.

Полученные результаты исследований на концессионных площадях «Кольский-1, 2, 3» с соответствующими пермскими рифогенными постройками – структурами № 1, № 9 и № 12 позволяют сделать следующие выводы:

1. По комплексным гидрогеохимическим показателям все три лицензионных участка (Кольский-1 (со структурой № 1), Кольский-2 (со структурой № 12), Кольский-3 (со структурой

№ 12) характеризуются благоприятными перспективами на наличие здесь скоплений углеводородов нефтяного типа в рифогенной постройке и вероятным скоплением газов в отложениях триаса. Лицензионный участок «Кольский-2» со структурой № 9 является наиболее сложным в тектоническом отношении.

2. Полученные результаты говорят о том, что ККМ является районом устойчивой эмиссии метана в атмосферу. Потоки метана с поверхности моря наряду с газогеохимическими полями в осадках и морской воде могут являться индикаторами наличия углеводородных залежей.

4. Дополнительными косвенными признаками наличия скоплений УВ на изученных концессионных площадях являются концентрации железа, марганца и ртути в донных осадках и придонной воде, мигрирующие вместе с жидкими углеводородами в виде металлоорганические комплексы. Аномальные концентрации жидких и газообразных углеводородов в донных осадках и придонной воде, а также сопутствующие им тяжелые металлы, включая ртуть, создают природное загрязнение морской среды. Эти данные имеет важное природоохранное значение.

5. Содержание всех изученных гидрогеохимических компонентов по придонной воде и донным осадкам должны составить исходную фоновую основу многолетнего природоохранного мониторинга морской среды в районе лицензионных участков «Кольский-1, 2, 3» и в Печорском море.

6. В пределах анализируемых сводных выборок по содержанию метана выделены совокупности и установлены закономерности распределения полей их концентрации в обстановках указанных участков, благодаря чему представляется возможным дальнейшее практическое использования газовой составляющей как критерия для поиска и прогноза нефтегазовых залежей.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основные результаты, полученные в данной работе, следующие:

1. Создана цифровая база газогеохимических данных по изучаемым участкам за многолетний период наблюдений, охватывающая различные районы Баренцева моря, сформирована региональная база данных за изучаемый период, которая позволяет получить более детальное и достоверное, чем выполненные ранее, описание пространственной и временной изменчивости углеводородов.

2. Пространственное содержание УВ в воде обусловлено геохимическими процессами в каждом конкретном районе. По результатам совместного анализа центральная, северная и юго-восточная (Печорское море) части моря характеризуются, как относительно чистые по содержанию УВ и по их интегральному суммарному многолетнему покрытию нефтяными пленками (пятна, слики), так как концентрация и частота появления пятен здесь наблюдается в меньшей степени, чем в западной и юго-западной частях, по данным совместного анализа спутниковых и подспутниковых наблюдений отмечаются локальные участки предполагаемых нефтепроявлений, требующие дальнейшего изучения. В соответствии с подспутниковыми данными повышенные концентрации УВ наблюдаются здесь в придонном слое в зонах желобов и в шельфовой зоне в районе Кольского залива. Отмечается положительное соответствие в распределении повышенных значений в самой южной части между о. Колгуев и Мурманским берегом.

3. В соответствии с подспутниковыми данными повышенные концентрации УВ наблюдаются в придонном слое в зонах желобов и в шельфовой зоне в районе Кольского залива. Отмечается положительное соответствие в распределении повышенных значений в самой южной части между о. Колгуев и Мурманским берегом.

4. Фьорды (на примере залива Грен-фьорд и Кольского залива) являются достаточно репрезентативными районами в т.ч. позволяющих получить оценки влияния условий хозяйственной деятельности на состояние природной среды и мониторинга текущего гидрохимического состояния.

5. В пределах Западно-Арктической континентальной окраины на фоне латеральной изменчивости, УВ молекулярных маркеров выделяются углеводородные аномалии, характеризующиеся различным генезисом: в юго-западной части Баренцева моря аномалии связаны с техногенной составляющей, обусловленной влиянием теплых атлантических вод, берегового стока, береговой абразии, аэрозольного потока, в то же время отклонения от фонового распределения УВ в донных осадках северо-западной и северо-восточной частей Баренцева моря носят природный характер.

6. Сопоставление изменений средних содержаний метана и суммы его гомологов указывает на существенное влияние сингенетического (биогенного) накопления метана, а также наличия эпигенетической составляющей в накоплении метана и суммы гомологов и о возможном наличии скоплений углеводородов нефтяного типа в разрезе осадочного чехла и, следовательно, может свидетельствовать о связи локальных максимумов с газовыми эманациями из низлежащих горизонтов.

7. Произведен расчет геоэкологического прогноза метановых разгрузок на участках. По рассчитанному объему поступления биогенного метана представляется возможным определить объем поставок метана и наиболее перспективные участки для поисков углеводородов.

8. На примере Кольского залива (ККМ) Баренцева моря зафиксировано влияние потоков метана и других газов на окружающую среду контролирующихся гидрологической структурой и динамикой вод моря.

9. Установлено, что в основном характеристики газогеохимических полей региона определяются его геологическим строением, что позволяет широко применять их как индикаторы геоструктур и углеводородных скоплений. На этой основе в регионе выделены аномальные газогеохимические поля, имеющие полигенетический состав с различным сочетанием миграционных индикативных компонентов.

10. Подтверждается, что основными источниками миграционных углеводородных газов являются нефтегазоносные и угленосные толщи, в зонах проницаемости существует вклад глубинных компонентов. Признаки термогенных флюидов указывают на их возобновляемость и возможность использования как важных индикаторов цикла метана.

11. Сходство состава и интенсивности углеводородных и газогеохимических полей и геологических типов газопроявлений Баренцева и Норвежского морей определяется балансом источников углеводородов в этих морях и сейсмостектонической активностью их геоструктур, их отличия связаны с региональными особенностями, зависит от изменчивости окислительно-восстановительных условий осадконакопления и эндогенных потоков из осадочной толщи.

12. Гидрогеохимические показатели по жидким ароматическим и газообразным углеводородам в придонной воде и поверхностных донных осадках на всех участках носят миграционный характер. Пространственная приуроченность аномальных концентраций жидких и газообразных углеводородов, в частности, приуроченных к пермским рифогенным постройкам, однозначно позволяет рассматривать их в качестве прямых индикаторов наличия скоплений углеводородов нефтяного типа в этих структурах.

13. Комплексное использование данных, различных по своей физической природе, примененный в работе рациональный комплекс методов, включающий газовую съемку,

дополненный контактными наблюдениями и спутниковым мониторингом позволяет восстановить целостную картину процессов и явлений, происходящих в изучаемых нефтегазоносных районах. Выбраны участки на Арктическом шельфе, где могут наблюдаться естественные газопроявления с целью проведения их последующего мониторинга с использованием космических средств.

Таким образом, сформированная база океанографических и спутниковых данных позволяет достоверно описать пространственную и временную изменчивость содержаний углеводородов в изучаемых районах. Пространственное распределение углеводородов в современных донных осадках шельфов Норвежско – Гренландского и Баренцевоморского бассейнов носит закономерный характер и обусловлено геологическим строением, тектоническими и гидрогеологическими факторами, контролирующими содержание углеводородов в пределах изучаемых районов, что позволяет прогнозировать их скопления и распределение в верхней части осадочного чехла. Полиmodalный характер распределения метана и суммы его гомологов указывает на присутствие сингенетической (биогенной) и эпигенетической (глубинной) составляющей их накопления с преобладанием эпигенетической составляющей, обусловленной наличием скоплений углеводородов в разрезе осадочного чехла. Расчет объема поступления метана в придонно-пограничный слой водной толщи за счет разложения органики в пределах локальных участков Баренцевоморского шельфа с последующим его окислением с выделением углекислого газа позволяет дать геоэкологический прогноз метановых разгрузок как на отдельных участках, так и для всей акватории.

Наличие локальных аномалий концентрации углеводородных газов в донных осадках и в придонно-пограничном слое водной толщи в пределах южной части Баренцевоморского шельфа свидетельствует об унаследованности их эмиссии из донных осадков в придонно-пограничный слой водной толщи и указывает на наличие глубинных газовых эманаций, связанных с залежами углеводородов в разрезе осадочного чехла.

Благодарности

Диссертационная работа выполнена в Тихоокеанском океанологическом институте имени В. И. Ильичёва ДВО РАН, которому автор выражает глубокую признательность за предоставленную возможность.

Автор выражает искреннюю благодарность своему научному руководителю – доктору геолого-минералогических наук Р.Б. Шакирову за чуткое руководство научной деятельностью, за всестороннюю поддержку и помощь при написании работы, обучение и обсуждение результатов, за большое участие в формировании научного мировоззрения, за созданные условия для выполнения диссертации, ценные напутствия, а также коллективу лаборатории газогеохимии ТОИ ДВО РАН за помощь и ценные советы. Отдельная благодарность Е.В. Мальцевой за разбор работы, ценные замечания, рекомендации и практические советы в оформлении и презентации.

Автор благодарна ФГБУ «ВНИИОкеангеология» и особенно Б.Г. Ванштейну, В.Д. Каминскому, А.Н. Смирнову за обучение методам аналитической работы и приемам интерпретации результатов, практические навыки, методическую, информационную и консультативную поддержку, полезное обсуждение работы, ценные советы, а также ИО РАН – П.О. Завьялову, В.И. Шевченко, И.А. Немировской, А.Ю. Иванову, А.Г. Зацепину, С.К. Гулеву за наставничество, полученные знания и совместную работу над публикациями, возможность работы с первичными данными, за внимание, искренний интерес к работе и ценные рекомендации. Автор выражает глубокую признательность за многолетнюю поддержку и сотрудничество, за оказанную помощь в процессе работы над диссертацией и в обсуждении результатов заслуженному геологу Российской Федерации и заслуженному деятелю науки, доктору технических наук, академику Российской академии горных наук, Российской академии естественных наук, Российской академии технологических наук И.Ф. Глумову и всему коллективу АО «СЕВЕРНЕФТЕГАЗ».

Автор выражает особую благодарность НП «КОНЦ ЕЭС» и С.В. Мищерякову, а также В.Б. Черкасову за поддержку идей, критический анализ работы, помощь консультациями и бесценными советами, обмен мнениями.

Очень полезным и ценным для автора являлось сотрудничество с сотрудниками ФГБУ «ГОИН» А.Н. Коршенко и Н.А. Чекменевой. Проведение исследований было бы невозможно без информационной и консультативной поддержки наставников из ведущих научно-исследовательских геологических институтов, организаций и компаний: ФГБУ «ВНИГНИ», Морской филиал ФГБУ «РОСГЕОЛФОНД», ФГБУ «ВСЕГЕИ», ГЕОХИ РАН, а также ООО «ЦМИ МГУ», АО «МАГЭ», которым автор выражает свою сердечную благодарность и признательность за содействие и практическую поддержку. Автор благодарит за поддержку идей профессора Норвежского института морских исследований Гро ван дер Меерен. Огромная

благодарность семье за вдохновение, каждодневную помощь и поддержку в процессе подготовки работы, а также всем остальным, чье имя я не упомянула, но о ком помню с любовью, благодарностью и уважением.

Сбор спутниковых снимков и их обработка проводились в рамках тем № 0149- 2018- 0012, 0149-2019-0013, 0128-2021-0012 государственного задания ИО РАН. Радиолокационный мониторинг проведен в рамках проекта РФФИ № 18-55-20010, спутниковые данные ГК СКАНЭКС, исключительные права на которые принадлежат Европейскому космическому агентству.

Геохимические исследования, обобщение материалов, экспедиционные исследования частично поддерживались в рамках госзаданий Минобрнауки России (темы: 0149-2019-0007, 0128-2021-0006), при финансовой поддержке Российского научного фонда (проект № 19-17-00234), Российского фонда фундаментальных исследований (№ 20 35-90025), в рамках национального научно-исследовательского проекта «Трансарктика-2019» – комплексных экспедиций на НЭС «Михаил Сомов» (этап II), НИС «Профессор Молчанов» (этап III) и НИС «Профессор Мультиановский» (этап IV), а также в рамках выполнения работ профильными организациями (ФГБУ «ВСЕГЕИ», ООО «ЦМИ МГУ», газогеохимическая съемка проведена ФГБУ «ВНИИОкеанология»).

В рамках исследования были проведены работы, поддержанные грантом Российского Фонда Фундаментальных Исследований по Проекту «Экологический менеджмент нефтяных районов Баренцева моря: Норвежско-Российское сотрудничество» (Грант №14-04-93083).

Газохроматографические анализы выполнены в сертифицированной химико-спектральной лаборатории Аналитического центра ФГБУ «ВНИИОкеанология» (Свидетельство № САС «УКАРГЕО» RU0046.22, действительно по 28.01.2027 г.).

В рамках исследования представлены научные результаты, соответствующие основным задачам проекта «Геосистемы и минеральные ресурсы переходных зон «континент-океан» и открытого океана» (ГЕОМИР) “GEOSYSTEMS AND MINERAL RESOURCES IN THE TRANSITION “CONTINENT-OCEAN” ZONES AND OPEN OCEAN” (GEOMIR, ID 164), национального плана действий в рамках Десятилетия ООН наук об океане в интересах устойчивого развития (2021–2030 гг).

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ

- ГБЗПИ – Государственный баланс запасов полезных ископаемых
СЕБ – Северо-Европейский бассейн
ЗВ – загрязняющие вещества
AVO – (Amplitude Variation with Offset)
IMR – Институт морских исследований (Норвегия)
MIZ – пограничная ледяная зона
TSF – общей сканируемой флуоресценции
АГП – аномальное геохимическое поле
АИС – автоматические системы идентификации судов
АМНГР – Арктикморнефтегазразведка
ГАУС – генерационно-аккумуляционная система
ГАУС – генерационно-аккумуляционные системы
ГБЗПИ – государственный баланс запасов полезных ископаемых
ГМ – газовые месторождения
ГРР – геолого-разведочные работы
ГСШ – геологическое строение шельфа)
ХБА – хлороформный битумоид А
ГХ – МС газовая хроматография - масс-спектрометрия
ГХ – газовая хроматография
ДЗЗ – дистанционное зондирование Земли
ДК – допустимая концентрация
ИЗВ – индекс загрязненности вод
ККМ – Кольско-Канинская монолиналь
ЛМВ – лаборатория мониторинга загрязнения поверхностных и морских вод
МНГК – Морской нефтегазовый комплекс
НГК – нефтегазовый комплекс
НАО – Ненецкий автономный округ
НГБ – нефтегазоносный бассейн
НГО нефтегазоносная область
НГП – нормальное
НМ – нефтяные месторождения
НУВ – нефтяные углеводороды
ОВ – органическое вещество
ОВ – органическое вещество
ПАУ – полициклические ароматические углеводороды
ПДК – предельно допустимые концентрации
ПИНРО – Полярный филиал ФГБНУ «ВНИРО» («ПИНРО» им. Н. М. Книповича)

- ПП – первичная продукция
- РЛ – зондирование радиолокационное зондирование
- РЛИ – радиолокационные изображения
- РОВ – рассеянное органическое вещество донных осадков
- СОХ – срединно-океанический хребет
- СПГ – сжиженный природный газ
- ТНС – суммарная масса углеводородов
- ТОС – общий органический углерод
- ТПП – Тимано-Печорская газонефтяная провинция
- ТРИЗ – трудноизвлекаемые
- ТУ – тяжелые гомологи метана
- ТГУ – тяжелые углеводороды
- ТЭК – топливно-энергетический комплекс
- УВ – углеводороды
- УВГ – углеводородные газы
- УВС – углеводородные системы
- ХБА – хлороформного битумоида А,
- ЦМС – Центр мониторинга загрязнения окружающей среды
- НГП – нормальное геохимическое поле
- АГП – аномальное геохимическое поле
- AVO – Amplitude Variation with Offset
- N – неогеновая системы
- Q – четвертичная системы
- ЗПММ – зона прибрежно-морского мелководья
- ОЕР – общего электроэнергетический рынок
- UNEP – Программа ООН по окружающей среде (ЮНЕП)
- ГЭФ – Глобальный экологический фонд
- ITOPF – Международная федерация владельцев танкеров по предотвращению загрязнений (International Tanker Owners Pollution Federation)

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Агатова А.И., Лапина Н.М., Торгунова Н.И. Органическое вещество Белого моря. В книге Белое море Т. 2. Водная толща и взаимодействующие с ней атмосфера, криосфера, речной сток и биосфера. М.: Научный мир, 2012. – С. 492–598.
2. Агатова А.И., Лапина Н.М., Торгунова Н.И., Кодрян К.В. Органическое вещество и скорости его трансформации в различных экосистемах Баренцева моря. Гидрология и гидрохимия. Глава 4 в кн. «Система Баренцева моря». отв. ред. А.П. Лисицын. ГЕОС. Москва. 2021.– С. 672.
3. Айбулатов Н.А. Динамика твердого вещества в шельфовой зоне. Л.: Гидрометеиздат, 1990. – С.27
4. Айбулатов Н.А., Гордеев В. В., Демина Л.Л. и др. Геоэкология шельфа и берегов морей России / Под ред. Н. А. Айбулатова; Неправительств. экол. фонд им. В. И. Вернадского [и др.] . – Москва: Ноосфера, 2001. – 427 с.: ил., табл.; 30 см.; ISBN 5-8126-0019-8. Алексеев Г. В., Кораблев А. А. и др. Структура и изменчивость крупномасштабных океанологических процессов и полей в Норвежской энергоактивной зоне. Л.: Гидрометеиздат, 1989. – 128 с.
5. Александрова А.Г., Демешкин А.С., Александрова Н.В. Региональная изменчивость содержания нефтяных углеводородов в заливе Грен-фьорд (Гренландское море, о-в Западный Шпицберген). ГеоРиск. – Том XVI. – № 2 – 2022. – с. 62 – 71. <https://doi.org/10.25296/1997-8669-2022-16-2-62-71>.
6. Александрова А.Г., Иванов А.Ю. Совместная интерпретация данных спутникового мониторинга пленочных нефтяных загрязнений и подспутниковых измерений углеводородов в Баренцевом море. Геология, география и глобальная энергия. – 2022. – № 3 (86).– С. 106-117. doi 10.54398/20776322_2022_3_106.
7. Александрова А.Г., Жердев П.Е. Мониторинг пленочных загрязнений в Кольском заливе. Экосистемы и климат арктических морей: материалы всероссийской научно-практической конференции, посвященной 125-летию векового разреза «Кольский меридиан» (г. Мурманск, 27-28 марта 2024 г.)/Полярный филиал ФГБНУ «ВНИРО» («ПИНРО» им. Н.М. Книповича); научный редактор А.Л. Карсаков. – Мурманск: ПИНРО им Н.М, Книповича. – 2024 – 254 с. ISBN 978-5-86349-292-6.
8. Александрова А.Г., Чекменева Н.А., Александрова Д.В., Долгова А.О. Вариации содержания нефтяных углеводородов в пределах нефтегазоносных бассейнов на Кольском шельфе (Кольский залив Баренцева моря). Мониторинг состояния и загрязнения окружающей среды: приземный климат, загрязняющие и климатически активные вещества. Материалы III

всероссийской научной конференции с международным участием. Москва, 15-17 ноября 2023 г. М.: ФГБУ «ИГКЭ», 2023. – 480 с.

9. Алексеев Г.В., Николаев Ю.В. Натурные исследования в Норвежской энергоактивной зоне. В. кн.: Итоги науки и техники. Атмосфера, океан, космос - программа «Разрезы» М: Изд. ВИНТИ. – Т.8. – 1987. – С. 233-240.
10. Антоновская Т.В., Зуйкова О.Н., Бабич Т.Ю. Тимано-Печорская провинция – форпост для разведки палеозойских углеводородных систем Баренцевоморского шельфа России. Neftegaz.ru. 5 (65) . – 2017.– С. 58-69. <https://magazine.neftegaz.ru/articles/geologorazvedka/549513-timano-pechorskaya-provintsiya-forpost-dlya-razvedki-paleozoyskikh-uglevodorodnykh-sistem-barentsevo>.
11. Арктика на пороге третьего тысячелетия (ресурсный потенциал и проблемы экологии). – СПб.: Наука. – 2000. – 247 с.
12. Арктический бассейн (геология и морфология)/под ред. В. Д. Каминский. - СПб.: Изд-во ВНИИОкеангеология. – 2017. – 291 с.
13. Архипов А. Я., Корчагина Ю. И., Файер М. М. Генерация и первичная миграция углеводородов в условиях катагенеза // Условия образования нефти и газа в осадочных бассейнах. – М.: Наука. – 1977. – С. 35-46.
14. Атлас течений Кольского залива. СПб.: Изд-во ГУНиО МО СССР. – 1992. 122 с.
15. Атласов И.П., Вакар В.А., Дибнер В.Д., др. Тектоническая карта Евразийской Арктики и принципы ее составления.-в кн.: Складчатые области Евразии. М. – Наука. – 1964.
16. Аэрокосмический мониторинг объектов нефтегазового комплекса / Под ред. В.Г. Бондура. – М.: Научный мир. – 2012. – 558 с.
17. Барташевич О.В., Зорькин Л.М., Зубайраев С.Л., Карус Е.В., Лопатин Н.В., Могилевский Г.А. и др. Геохимические методы поисков нефтяных и газовых месторождений. М. – Недра – 1990 – 300 с.
18. Белонин М.Д., Прищепа О.М., Теплов Е.Л. Тимано-Печорская провинция: геологическое строение, нефтегазоносность и перспективы освоения/М.Д. Белонин, О.М. Прищепа, Е.Л. Теплов и др. СПб.: Недра. – 2004. – 396 с.
19. Береснев А.Ф., Удинцев Г.Б., Беляев А.В. и др. Структура осадочного чехла и акустического фундамента дна океана. - В кн.: Исландия и срединно-океанический хребет: Строение дна океана. М.: Наука. – 1977. – с. 29-50.
20. Богоявленский В.И. Перспективы и проблемы освоения месторождений нефти и газа шельфа Арктики // Бурение и нефть. – 2012. – С. 4-10.
21. Бондур В.Г. Аэрокосмический мониторинг нефтегазоносных территорий и объектов нефтегазового комплекса. Реальности и перспективы // Аэрокосмический мониторинг объектов нефтегазового комплекса / Под ред. В.Г. Бондура. – 2012. – С. 15-37.

22. Бондур В.Г., Кузнецова Т.В. Выявление газовых сипов в акваториях арктических морей с использованием данных дистанционного зондирования. Исследования Земли из космоса. Наука. – 2015.– № 4. – с. 30–43. DOI: 10.7868/S020596141504003X
23. Бурлин Ю.К., Ступакова А.В. «Природные резервуары бассейнов Арктики и их нефтегазоносность» // Разработка месторождений Арктического шельфа. Тронхейм, Норвегия. – 2000. – С 15-35.
24. Вассоевич Н. Б. Принципиальная схема вертикальной зональности в генерации углеводородных газов и нефти // Изв. АН СССР. – 1974. – С. 17-29.
25. Витязев Я.Д., Савенок О.В. Булатовские чтения. Сборник статей. Геолого-промысловая характеристика и анализ текущего состояния разработки Долгинского нефтяного месторождения. – 2021. <https://id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2021/1/PDF/2021-1-39-50.pdf>. <https://docs.yandex.ru/docs/view?tm=1698665485&tld=ru&lang=ru&name=2021-1-39-50.pdf&text=20>.
26. ВНИИ морской геологии и геофизики Науч.-техн. конф Научно-техническая конференция ВНИИморгео (Тез. докл.). Рига, ВНИИморгео. – 1981. 124 с.
27. Войнов Г.Н. Приливные явления в Карском море. – СПб. – Русское географическое общество. – 1999. – 110 с.
28. Гаврилов В.П. и др. Биостратиграфия и литофации нефтегазоносных отложений Баренцево-Карского региона / В.П. Гаврилов, Н.Б. Гибшман, С.М. Карнаухов, В.А. Холодилов, М.Л. Цемкало, Ю.В. Шамалов. М.: Недра. –2010. – 255 с.
29. Галиева Е.Р. Оценка перспектив нефтегазоносности Баренцевоморского бассейна по критерию скорости осадконакопления / Е. Р. Галиева // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2009. – Т. 4, № 3. – С. 9. – EDN KWEITB.
30. Геодекян А.А., Верховская З.И., Судьин А.В., Троцюк В.Я. Газы в водах и донных осадках. - В кн.: Исландия и срединно-океанический хребет: Строение дна океана. М.: Наука. –1977. – с. 144-155.
31. Геология Шпицбергена. Synnøve Elvevold, Winfried Dallmann, Dierk Blomeier. Norsk Polarinstittut Polarmiljøseneteret. NO-9296 Tromsø januar 2007.– P. 38. ISBN: 978-82-7666-239-9. www.npolar.no.
32. Геохимические особенности органического вещества донных отложений Баренцева моря. Океанология. –1985. – Т. 24. № 1. – С. 102-111.
33. Геоэкология шельфа и берегов России. М., под ред. проф. Н.А.Айбулатова. «Ноосфера» . – 2001. – 428 с.
34. Гидрометеорология и гидрохимия морей СССР. Том 1. Баренцево море. ... /Редактор(ы): Гирдюк Г.В., Дженюк С.Л., Зыкова Г.Г., Терзиев Ф.С. – Издание: Гидрометеоиздат. – Ленинград. – 1990 . – 280 с.

35. Глумов И.Ф., Глумов А. И., Казмин Ю. В., Юбко В. М. Минеральные ресурсы Международного района морского дна Мирового океана. Геология и полезные ископаемые Мирового океана. – 2005. – № 1(1). – С. 11-27. – EDN OXHKBJ.
36. Гончаров И. В., Веклич М. А., Обласов Н. В., Самойленко В. В., Фадеева С. В., Кашапов Р. С., Жердева А. В., Смирнова Н. А. Природа углеводородных флюидов месторождений севера Западной сибери (геохимические аспекты)// Геохимия. – 2023. – Т. 68. – № 2. – стр. 115-138.
37. Государственная геологическая карта РФ. Масштаб 1: 1 000 000 (новая серия). Лист R-(35)–37-Мурманск. Объяснительная записка. СПб.: Изд-во ВСЕГЕИ, 2000. 233с.
38. Гресов А.И., Обжиров А.И., Яцук А.В., Мазуров А.К., Рубан А.С. Газоносность донных осадков и геохимические признаки нефтегазоносности шельфа Восточно-Сибирского моря. Тихоокеанская геология. – 2017. – том 36. –№ 4. – с. 77-84.
39. Григоренко, 2016 Григоренко Ю.Н. Зоны нефтегазонакопления как объект накопления и прогноза // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2016. № 4. [Электронный ресурс] URL: http://www.ngtp.ru/rub/6/49_2016.pdf (дата обращения: 27.03.2020).
40. Данюшевская А. И. Козлова И.С., Кириллов О.В., Матвеева В.А., Яшин Л.С. Геохимия органического вещества донных осадков Баренцева и Карского морей, СПб. – ВНИИО. – 1978.
41. Данюшевская А.И. и др. Геохимические особенности накопления и преобразования ОВ в донных отложениях различных геоструктурных зон Мирового океана, СПб., ВНИИО. – 1984.
42. Диагностический анализ состояния окружающей среды арктической зоны Российской Федерации (расширенное резюме).– М.: Научный мир. – 2011.– 124 с. .
43. Дибнер В.Д. Генеральные особенности морфоструктуры Арктического шельфа Евразии и критерии для оценки перспектив его нефтегазоносности. Уч. Зап. НИИГА. Сер.регион.геол. – 1970. – вып. 17.
44. Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А., Шабалин Н.А. SPE-166815-RU. Углеводородный потенциал Енисей-Хатангской НГО в пределах Таймырского АО и степень его освоения. //The second SPE arctic and extreme environment technical. Conference and exhibition. Moscow. 15-17 October 2013 (SPE AEE 2013).– с.1-6.
45. Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А., Шабалин Н.А., Кондратюк А.Т. Состояние и перспективы освоения углеводородных ресурсов Арктического шельфа России»// «Neftegaz.RU». – № 1. – 2017. <https://magazine.neftgaz.ru/articles/rynok/538351-sostoyanie-i-perspektivy-osvoeniya-uglevodorodnykh-resurov-arkticheskogo-shelfa-rossii/>.
46. Додин Д.А. 2000 Арктика на пороге третьего тысячелетия (ресурсный потенциал и проблемы экологии). – СПб.: Наука. – 2000. – 247 с.

47. Доклад о состоянии и об охране окружающей среды Мурманской области в 2022 году. Мурманск. – 2022. – 166. <http://mpr.gov-murman.ru>.
48. Евтушенко Н. В., Иванов А. Ю. Методические рекомендации по организации мониторинга пленочных загрязнений Кольского залива по данным спутниковых радиолокационных наблюдений // Кольский залив и нефть: биота, карты уязвимости и загрязнение / под ред. А. А. Шавыкина. Санкт-Петербург: Реноме. – 2018. С. 495–512.
49. Еремин Н.А., Кондратюк А.Т., Еремин А.Н Ресурсная база нефти и газа арктического шельфа России //Геосурсы. Геоэнергетика. Геополитика . – 2010, вып.1 (1); с. 23-34.
50. Журавлев В.А., Неупокоев В.В., Устинов Н.В., и др./МАГЭ ОАО. Переобработка и комплексная интерпретация гравимагнитных, сейсмоакустических, сейсмических (МОВ ОГТ) данных по всей зоне Кольско-Канинской моноклинали в 2001-2003 гг. Отчет по объекту М_31, Мурманск. МАГЭ.– 2003. Электронный каталог геологических документов – Российский Федеральный Геологический Фонд. <https://www.rfgf.ru/catalog/docview.php?did=3d90b942e2cf1d7b11a6a2299a7b4b0b>.
51. URL:<https://marine.rfgf.ru/w/Моргеолфонд>.
52. Захаренко В.С. Особенности осадконакопления и палеогеография Шпицбергенского шельфа в плейстоцене: Автореф. дис. канд. геогр. наук. Мурманск: ММБИ КНЦ РАН. – 2008.
53. Захаренко В.С., Шлыкова В.В., Тарасов Г.А. Особенности формирования газогидратов на континентальной окраине Западного Шпицбергена.//Разведка и охрана недр. 2010.– № 8. – С. 6-9.
54. Зуйкова О.Н., Шлыкова В.В., Васильева О.А., Колюк О.А. Условия формирования и перспективы нефтегазоносности резервуаров углеводородов северной части Баренцева моря на основе литогенетического и сейсмофациального анализа.-в сб. научных трудов под ред. В.Д. Каминского, Г.П. Аветистова, В.Л. Иванова. СПб.:ВНИИОкеангеология. – 2018. – 554 с.
55. Иванов А.Ю. Естественные нефтепроявления в Каспийском и Баренцевом морях. Обнаружение и анализ по данным дистанционного зондирования. Океанологические исследования. –2019. –Том 47. –№ 5. – С. 52–64.
56. Иванов А.Ю., Александрова А.Г., Ивонин Д.В. По результатам спутникового радиолокационного мониторинга пленочных/нефтяных загрязнений Баренцева моря/А. Г. Александрова//Вторая всероссийская научная конференция с международным участием, 25-27 ноября 2020 – Институт глобального климата и экологии имени академика Ю.А. Израэля, Институт географии РАН.– Москва.– 2020.– С. 306-310.

57. Иванов А.Ю., Зятягалова В.В. Картографирование пленочных загрязнений моря с использованием космической радиолокации и географических информационных систем // Исследование Земли из космоса.– 2007.– № 6. С. 46 – 63.
58. Иванов Г.И. Методология и результаты экогеохимических исследований Баренцева моря. СПб, 2002. 155 с.
59. Израэль Ю.А., Цыбань А.В. Антропогенная экология океана. Л: Гидрометеиздат. – 2009.– 532 с.
60. Ильин Г. В., Усягина И. С., Касаткина Н.Е. Геоэкологическое состояние среды морей российского сектора Арктики в условиях современных техногенных нагрузок. Мурманский морской биологический институт КНЦ РАН//Вестник Кольского научного центра РАН. – 2015.–№ 2 (21) .– С. 82–93.
61. Инструкция по геохимическим методам поисков рудных месторождений / М-во геологии СССР. М., Недра.– 1983. – 191 с.
62. Информационный бюллетень о состоянии геологической среды прибрежно-шельфовых зон Баренцева, Белого и Балтийского морей в 2013 г. СПб.: Картограф. фабрика ВСЕГЕИ. – 2014.– 136 с.
63. Кабаньков В.Я. Рабочая стратиграфическая схема рыхлого чехла Баренцевоморского шельфа // Опыт системных океанологических исследований в Арктике. Москва, Научный Мир. – 2001.– с. 559-564.
64. Казанин Г.С., Кириллова-Покровская Т.А., Тарасов Г.А. и др. Перспективы нефтегазоносности Шпицбергенского шельфа в районе прогиба Атка в свете результатов сейсморазведочных работ//Комплексные исследования природы Шпицбергена. – Вып. 6. Апатиты: Изд-во КНЦ РАН. – 2006. – С. 65-76.
65. Калинин А.И., Слепцова М.И. Прямые признаки нефтегазоносности (проявления газов, битумов) северо-востока Якутии и прилегающего Восточно-Сибирского шельфа. Международный научно-исследовательский журнал № 8 (110) Часть 1, Екатеринбург, Выпуск: № 8 (110). – 2021. DOI:<https://doi.org/10.23670/IRJ.2021.110.8.033>.
66. Каминский В. Д., Супруненко О. И., Смирнов А. Н. и др. Современное ресурсное состояние и перспективы освоения минерально-сырьевой базы шельфовой области российской Арктики // Разведка и охрана недр. 2016. – № 9. – С. 136–142.
67. Каминский В.Д., А.К. Алексеева, Т.В. Антоновская, О.Н. Зуйкова, А.А. Черных. Карбонаты – первоочередной объект для поисков залежей нефти и газа в палеозойских отложениях Арктического шельфа России / В.Д. Каминский, Neftegaz.RU. – № 1. – 2017. – С. 85-90.
68. Каплин П. А. Фьордовые побережья Советского Союза. М.: Изд-во АН СССР. – 1962. –188 с.

69. Карты и данные программы МАРЕАНО. URL: <https://www.mareano.no/kart-og-data>.
70. Карта рельефа дна Северного Ледовитого океана. Масштаб 1:5 000000, проекция стереограф. - СПб.: Изд-во ГУНиО МО, ВНИИОкеангеология, РАН, 1998, Центральный Арктический бассейн. Масштаб 1:2500000, по параллели 75 О. Проекция стереограф. - СПб.: Изд-во ГУНиО МО РФ.– 2002.
71. Касаткина Н.Е., Усягина И.С., Павельская Е.В., Дерябин А.А. Искусственные радионуклиды в экосистеме//Кольский залив: освоение и рациональное природопользование. М.: Наука.– 2009. – С. 313- 332, 21.
72. Качество морских вод по гидрохимическим показателям. Ежегодник 2019. – под ред. Коршенко А.Н. – Москва.: Наука. – 2020. – 200 с.
73. Качество морских вод по гидрохимическим показателям. Ежегодник 2020. — под ред. Коршенко А.Н. – Москва.: Наука. – 2021. – 283 с.
74. Качество морских вод по гидрохимическим показателям. Ежегодник 2010. – под ред. Коршенко А.Н. – Обнинск.: Артифекс. – 2011. – 196 с.
75. Качество морских вод по гидрохимическим показателям.Ежегодник 2016. – под ред. Коршенко А.Н. – Москва.: Наука. – 2017. – 285 с.
76. Киселев А.В., Яшин Я.И. 1979. Адсорбционная газовая и жидкостная хроматография. М., Химия.
77. Киселев А. В., Яшин Я. И. Адсорбционная газовая и жидкостная хроматография. – Москва. – Khimiya. – 1979. – С. 278.
78. Кишанков А.В. Потенциальная газоносность верхней части разреза акваторий арктических регионов Восточной Сибири и Дальнего Востока России: диссертация ... кандидата геолого-минералогических наук: 1.6.11. / Кишанков Алексей Владимирович; [Место защиты: Институт проблем нефти и газа Российской академии наук ; Диссовет Д 002.076.XX (24.1.100.01)]. - Москва, 2023. - 180 с.
79. Клёнова М.В. Геология Баренцева моря. М., АН СССР, 1960, 368с.
80. Кодрян К. В., Торгунова Н. И., Агатова А. И. Растворенное и взвешенное органическое вещество в период изменчивости ледового покрова Баренцева моря // Труды ВНИРО. – 2017. – 169. – С. 191–203.
81. Кокошин А.А. Международная энергетическая безопасность. – М. – 2006. – С.43.
82. Кольский залив и нефть: биота, карты уязвимости, загрязнение / под ред. д-ра геогр. наук А. А. Шавыкина; ММБИ КНЦ РАН. – СПб. : Реноме. – 2018. – 520 с. ISBN 978-5-00125-067-8 DOI: 10.25990/genomespb.w0pj-zq52.

83. Кольский залив: океанография, биология, экосистемы, поллютанты / Отв. ред. Г. Г. Матишов. Апатиты: Изд. КНЦ РАН. –1997. – 265 с.
84. Конторович А. Э. Осадочно-миграционная теория нафтидогенеза: состояние на рубеже XX и XXI вв., пути дальнейшего развития // Геология нефти и газа. – 1998. – № 10. – С. 8-16.
85. Косминская И.П., Рыкунов Л.Н., Красильщикова Г.А. и др. Глубинное строение земной коры и сейсмичность. - В кн.: Исландия и срединно-океанический хребет: Строение дна океана. М.: Наука. – 1977 . – с. 50-74.
86. Куршева А. В., Петрова В. И. Спектрофлуориметрическое исследование распределения углеводородов в воде и донных осадках Баренцева и Печорских морей. Тезисы доклада, XV Международная школа морской геологии, Москва, «ГЕОС».– т.2. – 2003.
87. Куршева А. В., Петрова В. И., 2003г. Спектрофлуориметрическое исследование распределения углеводородов в воде и донных осадках Баренцева и Печорских морей. Тезисы доклада, XV Международная школа морской геологии, Москва, «ГЕОС», т.2, с.186-187.
88. Курьяков В.Н. Высокомолекулярные *n*-алканы. Перспективные теплоносители повышенной эффективности. Актуальные проблемы нефти и газа. – Вып. 4(39) 2022. <http://oilgasjournal.ru>. DOI 10.29222/ipng.2078-5712.2022-39.art1.
89. Кучейко А. Ю., Иванов А. Ю., Евтушенко Н. В., Александрова А. Г. и др. Пленочные загрязнения Баренцева моря по данным радиолокационного мониторинга 2017–2019 гг. // Экология и промышленность России. . – 2020. – Т. 24. – № 7. – С. 48–55.
90. Кремс А.Я. и др. Условия формирования и закономерности размещения залежей нефти и газа / А.Я. Кремс, Б.Я. Вассерман, Н.Д. Матвиевская. М.: Недра. – 1974. – 332 с.
91. Лавренова Е.А., Круглякова М.В., Метановые флюиды, как критерий при поисках залежей углеводородов на акваториях // Материалы пятой международной конференции Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа - Москва. – 2001. – С. 276-276.
92. Левитан М.А., Бяков А.Ф., Дмитриевский А.Н. Первая находка газового кратера на шельфе Российской Арктики // ДАН. 1999.– Т. 368. – № 3. – С. 364-367.
93. Левченко В.А. Изучение континентального шельфа СССР в связи с проблемой поисков нефти и газа.-в кн.: Второй междун.океанограф. конгресс. Тез.докл.М., Наука. –1966.
94. Леин А.Ю., Вогт П., Андрианова Л.Ф., Иванов Г.И, Миллер Ю.М., Павлова Г.А., Ульянова Г.А., Ульянова Н.В., Черкашев Г.А. О природе флюида на подводном газогидратном метановом проявлении в Норвежском море // Геология морей и океанов. Тез. докл. 12 Международной школы морской геологии. М. 1997. Т.1. С. 213-215. Леин А.Ю. Геохимические особенности газоносных (CH₄) отложений подводного грязевого вулкана в Норвежском море / А.Ю.Леин, П.Вогт, К.Крейн, А.В.Егоров, Н.В.Пименов, А.С.Савичев, Г.Д.Гинсбург, Г.И.Иванов,

Г.А.Черкашев, М.В.Иванов // Геохимия. 1998. № 3. С.230-249.

95. Леин А.Ю. Геохимические особенности газоносных (CH₄) отложений подводного грязевого вулкана в Норвежском море / А.Ю.Леин, П.Вогт, К.Крейн, А.В.Егоров, Н.В.Пименов, А.С. Савичев, Г.Д. Гинсбург, Г.И. Иванов, Г.А.Черкашев, М.В. Иванов // Геохимия. 1998. № 3. С. 230-249.

96. Леин, А. Ю. Биогеохимический цикл метана в океане / А. Ю. Леин, М. В. Иванов//Природа. – 2010. – № 3(1135). – С. 12-21. – EDN LILCBL.

97. Лисицын А.П. Потоки вещества и энергии во внешних и внутренних сферах Земли//Глобальные изменения природной среды. Новосибирск: Наука. – 2001.– С.163-248.

98. Лисицын А.П. Современные представления об осадкообразовании в океанах и морях. Океан как природный самописец взаимодействия геосфер земли // Мировой океан Т. 2 М.: Научн.мир. – 2014. – С. 331–571.

99. Литвинова М.Ю., Ильинский В.В., Семененко М.Н., Перетрухина И.В. Распространение и потенциальная активность углеводородокисляющих бактерий в воде среднего и северного колен Кольского залива. Вестник МГТУ. – том 15. – № 3. –2012. –с.533-540. 533 УДК 579 : 574.583(470.21)(26.04).

100. Матишов Г.Г. и др. Основные черты геоморфологии дна и осадочного покрова юго-восточной части Баренцева моря.- в кн.: Труды полярн. НИИ мор.рыб.х-ва и океаногр., 1978 № 40. Матишов Г.Г., Дженюк С.Л. Проблемы управления морским природопользованием и обеспечения экологической безопасности в российской Арктике // Вестник МГТУ. – Т. 17. – № 3. – 2014. – С. 531-539.

101. Матишов Г.Г. Климат и большие морские экосистемы Арктики. / Г.Г. Матишов, П.Р. Макаревич, Д.В. Моисеев. – Ростов-на-Дону: ЮНЦ РАН. – 2016. – 96 с.

102. Матишов Г.Г., Денисов В.В., Жичкин А.П. Морское природопользование в западном секторе Арктики. Проблемы и решения. – ВЕСТНИК Кольского научного центра РАН 2(21). – 2015 – ISSN: 2307-5228. С.: 103-112.

103. Мещеряков Н.И. Особенности седиментогенеза в заливе Грен-фьорд (Западный Шпицберген). Вестник МГТУ. – 2017. – Том 20. – № 1/2. – с. 272–279, <https://doi.org/10.21443/1560-9278-2017-20-1/2-272-279>.

104. Мишукова Г.И., Яцук А.В., Шакиров Р.Б. Распределение потоков метана на границе вода–атмосфера в различных районах Мирового океана. Геосистемы переходных зон, 2021, т. 5, № 3, с. 240–254. (На рус. и англ.). <https://doi.org/10.30730/gtr.2021.5.3.240-247.247-254>.

105. Морской портал «СКАНЭКС». URL:<https://www.scanex.ru/cloud/maritime/> URL:<https://www.scanex.ru/service/operativnyy-monitoring/monitoring-morey/>.

106. Набок С.Д. Энергетическая политика Норвегии (история освоения нефтегазового потенциала архипелага Шпицберген). Научно-технические ведомости СПбГПУ. Гуманитарные и общественные науки. – 2011. – С.191-195.
107. Немировская И. А., Александрова А. Г., Храмцова А. В. Изучение углеводов в четвертичных осадках Норвежского и Баренцева морей в рейсах НИС «Академик Мстислав Келдыш» (2016–2020 гг.) // Рельеф и четвертичные образования Арктики, Субарктики и Северо-Запада России. 2020. Вып. 7. – С. 124–128.
108. Немировская И. А., Храмцова А. В., Халиков И. С. и др. Углеводы в воде и осадках Норвежского и Баренцева морей // Труды Карельского научного центра РАН. – 2021. – № 4. С. 1 – 14. doi: 10.17076/lim1382.
109. Немировская И.А. Углеводы в океане (снег–лед–вода–взвесь–донные осадки). – М., Науч. Мир. – 2004. – 328 с.
110. Неручев С. Г. К изучению главной фазы нефтеобразования // Современные проблемы геологии и геохимии горючих ископаемых. – М.: Наука, 1973. – С. 43-49.
111. Нефть и газ арктического шельфа: Международная конференция «Нефть и Газ Арктического шельфа» 2008». Мурманск, 12-14 ноября 2008 г. Материалы международной конференции под общей редакцией Г.Г. Матишова. - Сер. Секция 5 Экология, мониторинг и охрана окружающей среды. Мурманский морской биологический институт КНЦ РАН. – 2008.– С. 356.
112. Новиков, М.А. Эколого-рыбохозяйственное картографирование акваторий Баренцева и Белого морей : теоретические основы и методические подходы / М. А. Новиков; Гос. ком. Рос. Федерации по рыболовству. Поляр. науч.-исследов. ин-т мор. рыб. хоз-ства и океанографии им. Н. М. Книповича (ПИНРО). – Мурманск : Изд-во ПИНРО. – 2002. – 91 с. ISBN 5-86349-112-4.
113. Обжиров А.И. 1993 Газогеохимические поля придонного слоя морей и океанов. М.: Наука. – 139 с.
114. Обжиров А.И., Мишукова Г.И., Шакиров Р.Б., Мишуков В.Ф., Мальцева Е.В., Соколова Н.Л., Окулов А.К., Яцук А.В., Лифанский Е.В. 2019. Межсезонная изменчивость концентраций и потоков метана на границе вода–атмосфера в западной части Охотского моря. Океанология, 59(6): 2019.– С. 944–951. doi:10.31857/S0030-1574596944-951.
115. Океанографические характеристики и процессы / С. Л. Дженюк, Д. В. Моисеев, Л. И. Боровая [и др.] // Кольский залив: освоение и рациональное природопользование. М.: Наука, 2009. С. 20–45.
116. Основы теории геохимических полей углеводородных скоплений / Под ред. Петухова А.В. - М.: Недра, 1993. – С. 331.

117. Отчет. Изучение радиоактивности морской среды и биоты в районах эвакуации радиоактивных отходов в прибрежье Мурмана. с сайта mmbi.info. Radioactivity_marine_areas_Murman_coast___Scientific_report_2017_2020_1.pdf. Мурманск, 2020. – С.109.
118. Павлидис Ю.А., Ионин А.С., Щербаков Ф.А., Дунаев Н.Н., Никифоров С.Л. Арктический шельф. Позднечетвертичная история как основа прогноза развития. М.: ГЕОС. 1998. –187 с.
119. Панов Д.Г. Геологическая структура Баренцева моря в связи с морфологией его берегов. – Уч.зап. МГУ. Сер.геогр.вып. 48. Берега. 1941.– С. 75-112.
120. Патин С.А. Нефть и экология континентального шельфа: в 2-х т. 2-е изд. переработанное и дополненное.— т. 1: Морской нефтегазовый комплекс: состояние, перспективы, факторы воздействия. – М.: изд-во ВНИРО, 2017. – 326 с.; цветн. ил. i–XVi с.
121. Патин С.А. Нефтяные разливы и их воздействие на морскую среду и биоресурсы / Патин С. А. - М.: ВНИРО, 2008. – 508 с.
122. Первая всероссийская научная конференция с межд. участием «Мониторинг состояния и загрязнения окружающей среды. Экосистемы и климат арктической зоны». Москва. 2020.– С. 306-308.
123. Перетрухина И.В., Ильинский В.В., Литвинова М.Ю. Определение скоростей биодegradации нефтяных углеводородов в воде литорали Кольского залива. Вестник МГТУ. Труды Мурманского государственного технического университета. @vestnik-mstu/Статья в выпуске: Вып. 5 т. 9. – 2006. – С. 830- 835.
124. Пестрикова Н.Л. Поля газогидратов в Охотском море и их геоэкологическое значение: автореф. дис. ... канд. геол.-минер. наук.: 25.00. 28 – Владивосток: ТОИ ДВО РАН. – 2008. 171 с.
125. Петрова В.И. Геохимия полициклических ароматических углеводородов в донных осадках Мирового океана: Автореф. дис. ... докт. геолого-минералогических наук: 04.00.10, 04.00.02/ Петрова Вера Игоревна ВНИИОкеангеология/ СПб., 1999. – 30 с.
126. Петрова В.И., Батова Г.И., Куршева А.В. и др. Органическое вещество донных осадков Обской губы: распределение, природа, источники. – Геохимия. № 2. – 2010. – с. 151–163.
127. Петрова В.И., Короткова Т.А., Батова Г.И., Галишев М.А., Куршева А.В. О природе углеводородных аномалий в водной толще и донных осадках нефте-газоперспективных акваторий – методика исследования и возможности интерпретации. Тезисы доклада, Всероссийская конференция «Генезис нефти и газа», Москва, 15-18 апреля 2003г. в сборнике Генезис нефти и газа / Редакторы: А.Э. Конторович/ Геос.– М.: 2003 С. 461.

128. Печорское море: системные исследования. под ред. проф. Романкевича Е.А., акад. Лисицына А.П., акад. Виноградова М.Е. Гидрофизика, гидрология, оптика, биология, химия, геология, экология, социо-экономические проблемы. М. – 2003. – С. 27-48, 174-180, 217-230, 266-269, 313-315, 362-363, 386-392.
129. Печуров, Л.В. Шпицберген. Издательство: Мысль.– 1983 г.– 125 с.
130. Пивоваров С.В. Распределение гидрохимических элементов в районе образования донных вод Гренландского моря. Тр. ААНИИ, Т. 409. Л.: Гидрометеоздат. – 1988.– с.71-76.
131. Последствия разливов нефти для морской экологии. ИРЕСА-IOGP, 2015. [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.oilspillresponseproject.org/wp-content/uploads/2017/02/Marine-ecology_RU.pdf. Дата обращения: 20.11.2022.
132. Приказ Минсельхоза России от 13.12.2016 № 552 Об утверждении нормативов качества воды водных объектов рыбохозяйственного значения, в том числе нормативов предельно допустимых концентраций вредных веществ в водах водных объектов рыбохозяйственного значения (Зарегистрировано в Минюсте России 13.01.2017 N 45203).
133. Пути миграции искусственных радионуклидов в окружающей среде. Радиозэкология после Чернобыля / Пер. с англ. / Под ред. Ф. Уорнера и Р. Харрисона/. М.: Мир. – 1999. – 512 с.
134. Рыбальченко В.В., Пятницкий Ю.И., Толстикова А.В., Астафьев Д.А., Кабалин М.Ю., Данилевская Н.С. Промежуточные итоги геолого-разведочных работ ПАО «Газпром» на Арктическом шельфе Баренцева моря и дальнейшие перспективы освоения региона. Газовая промышленность. № S 2 (833).– 2022.– С. 20-28.
135. Романкевич Е.А. Геохимия органического вещества в океане. 1977. – М.– Наука. – 256 с.
136. Романкевич Е.А., Ветров А.А., 2001, Цикл углерода в арктических морях России. М., Наука, 302 с.
137. Романкевич Е. А., Данюшевская А. И., Беляева А. Н., Русанов В. П.; Отв. ред. И. С. Грамберг, Е. А. Романкевич. Биогеохимия органического вещества арктических морей — Москва : Наука, 1982. — 240 с. : ил., карт. : 21 см.
138. Сенин Б. В. Особенности осадконакопления и распределения нефтеносных зон в Тимано-Печорской провинции//Разведка и охрана недр.– 1999.– № 7-8. – с. 15-20. <https://helion-ltd.ru/sedimentogenez-i-modeli-rezervuarov-basseynov-barencevo-karskogo-regiona>.
139. Сенин Б.В, Леончик М.И., Афанасенков А.П., Пешкова И.Н. Перспективы нефтегазоносности российского континентального шельфа. Деловой журнал «Neftegaz.RU». – № 6 (18). – 2013. – С. 18-23.
140. Соловьев В.А., Гинсбург Г.Д., Каулио В.В, Матвеева Т.В. Метан в газовых гидратах Мирового океана. ВНИИОкеангеология. 1999.– 267 с.

141. Стратегия изучения и освоения нефтегазового потенциала континентального шельфа Российской Федерации на период до 2020г. https://mnr.gov.ru/docs/strategii_i_doktriny/strategiya_izucheniya_i_osvoeniya_neftegazovogo_potentsiala_kontinentalnogo_shelfa_rossiyskoy_federa/?special_version=Y].
142. Ступакова, А. В., Фролов и др. Новые направления поисково-разведочных работ на нефть и газ. Газовая промышленность 714, 11.– 2014.– 29-33.
143. Суворова Е. Б., Супруненко О. И., Евдокимова Н. К., Ханова Э. Н., Гуцин А.С., Глубокое бурение на региональном этапе изучения – важный элемент развития ресурсной базы шельфа Арктики. ФГБУ «ВНИИОкеангеология», сборник тезисов докладов научно-практической конференции «Состояние и перспективы ГРП на нефть и газ на континентальном шельфе Российской Федерации», 1-2 июня 2023 года. Вып. 2. – СПб.:ВНИИОкеангеология. –2023. – 86 с.
144. Супруненко О. И., Кораго Е. А., Вискунова К. Г. ВКН: Геология и полезные ископаемые России. Арктические и Дальневосточные моря, 5, кн. 1. Ред. Грамберг И. С. и др. С.-Пб.: изд. ВСЕГЕИ. – 2004. – С. 161-190.
145. Сулова А. А. Коллекторские свойства, генерационный потенциал и перспективы юрских отложений Баренцевоморского шельфа. Деловой журнал Neftegaz.RU. 2017. – С. 96-105.
146. Сулова А.А. Сейсмостратиграфический анализ и перспективы нефтегазоносности юрских отложений Баренцевоморского шельфа. Нефтегазовая геология. Теория и практика. – СПб.– 2014. – Т. 9. – № 2. С. 1 – 19.
147. Тарасов Г.А., Мещеряков Н.И. Ледовый режим и процессы осадкообразования в заливах Шпицбергена. М.: ГЕОС. – 2015.– С. 319-322.
148. Тарасов Г.А., Мещеряков Н.И., 2015. Ледовый режим и процессы осадкообразования в заливах Шпицбергена. Геология морей и океанов, Материалы XXI Международной научной конференции (школы) по морской геологии, Том 4, Москва. – 2015. – С. 319-332.
149. Тиссо Б., Вельте. Д. Образование и распространение нефти: Пер. с англ. М.: Мир.– 1981.– 501 с.
150. Ткаченко Т.Г., Б.Г. Ванштейн. Основы эффективной методики нефтегазопроисковых геолого-гидрогеохимических исследований на Арктическом шельфе России. в сб. науч. трудов под ред. В.Д.Каминского, Г.П. Аветистова, В.Л. Иванова.СПб.:ВНИИОкеангеология.– 2018.– 554 с.
151. Удинцев Г.Б. Исследования подводных структур в районе Исландии. - Вестн. АН СССР.– 1972.– № 6.– с. 82-88.
152. Удинцев Г.Б. Норвежско-Гренландский бассейн: рифтогенез и океанизация // Доклады XXVII МКГ. Т. 4. М.: Наука. 1984.– С. 51-57.
153. Удинцев Г.Б. Примечание к разделу «Тектоника дна океана». - В кн.: Геология дна Мирового океана. Атлантика: Биостратиграфия и тектоника. М.: Наука.– 1982.– С. 182-189.

154. Удинцев Г.Б. Строение дна океана. - В кн.: Исландия и срединно-океанический хребет: Строение дна океана. М.: Наука. – 1977. – С. 178-196;
155. Фадеев А. Международное сотрудничество в освоении Арктики. РСМД. https://russiancouncil.ru/analytics-and-comments/analytics/mezhdunarodnoe-sotrudnichestvo-v-osvoenii-arktiki/?sphrase_id=44971461. 30.07.2012.
156. Фракционный состав нефти и методы его изучения: Учебно-методическое пособие по изучению фракционного состава нефтей для студентов специалистов, обучающихся по специальности 020305-Геология и геохимия горючих ископаемых, и студентов бакалавров, обучающихся по специальности 020700-Геология, профиль: геология и геохимия нефти и газа. – Казань: Казанский университет. – 2012. – 30 с.
157. Хахенберг Х., Шмидт А. Газохроматографический анализ равновесной паровой фазы. М.: Мир, 1979. 160 с.
158. Цехоцкая Л. К. Водные массы // Жизнь и условия ее существования в пелагиали Баренцева моря. Апатиты: Изд. КФ АН СССР, 1985. С. 42–46.; Ожигин В. К., Ившин В. А. Водные массы Баренцева моря. Мурманск: Изд. ПИНРО.– 1999. – 48 с.
159. Чекменева Н.А., Долгова А.О. Многолетняя динамика содержания нефтяных углеводородов в водах Кольского залива Баренцева моря. // «Метеорология и гидрология». – 2023. – № 4. – С. 111-118.
160. Шавыкин А.А. Оценка интегральной уязвимости акватории Баренцева моря от нефтяного загрязнения. / А.А. Шавыкин, Г.В. Ильин. – Мурманск: ММБИ КНЦ РАН.– 2010. –110. – с. 15.
161. Шакиров Р.Б. Аномальные поля метана в Охотском море и их связь с геологическими структурами: автореф. дис. канд. геол.-минер. наук.: 25.00.28/Шакиров Ренат Белалович.– Владивосток: ТОИ ДВО РАН, 2003. – 175 с. https://new-disser.ru/_avtoreferats/01002614491.pdf.
162. Шакиров Р.Б., Мишукова О.В. Пространственное распределение потоков метана на границе вода – атмосфера в Охотском море. Геосистемы переходных зон, 2019. – 3(1). – С. 107–123. doi.org/10.30730/2541-8912.2019.3.1.107-12.
163. Шакиров Р.Б., Веникова А.Л., Соколова Н.Л., Обжиров А.И., Веселов О.В., Мальцева Е.В., Кузив Ф.В., Лексин В.К. Особенности аномальных газогеохимических полей в Восточно-Дерюгинском грабене Охотского моря. Геосистемы переходных зон. – 2021. – т. 5. – № 3. – с. 229. – 239. <https://doi.org/10.30730/gtr.2021.5.3.229-239>. УДК 550.84 <https://doi.org/10.30730/gtr.2021.5.3.229-239>.
164. Шахвердов В.А., Шахвердова М.В. Оценка современного геоэкологического состояния Кольского залива по геохимическим данным // Арктика: экология и экономика. 2016.

– № 4 (24). – С. 22 – 31.

165. Шипилов Э.В., Шкарубо С.И. в сборнике Монография «Система Баренцева моря» / под ред. академика А. П. Лисицына. – М.: ГЕОС. – 2021. – 672 с. – с. 11-25. ISBN 978-5-89118-825-9, 978-5-6045110-0-8.

166. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2050 года, утвержденная распоряжением Правительства РФ от 12.04.2025 № 908-р. URL:<https://minenergo.gov.ru/ministry/energy-strategy>.

167. Юрганов Л. и др. // Спутники измеряют метан в Арктике. «НАУКА И ЖИЗНЬ». – 2016. № 8. С. 2-6. <https://elementy.ru>.

168. Юрганов Л. Л., Лейфер А., Вадаккепулиямбатта С. // Признаки ускорения возрастания концентрации метана в атмосфере после 2014 года: спутниковые данные для Арктики. Современные проблемы дистанционного зондирования Земли из космоса. – 2017. – Т. 14. – № 5. – С. 248–258.

169. Яковлева Т.В., Гуревич В.И., Хасанкаев В.Б. Геологическое строение и нефтегазоносность шельфа Баренцева моря. Рига, ВНИИморгео. – 1980. – 102 с.

170. Яковлева Т.В. Геологическое строение и нефтегазоносность шельфа Баренцева моря: Ретросп. указ. лит. (1935-1978 гг.) / (Библиогр. информ. / ВНИИ мор. геологии и геофизики, Специализир. информ. центр по мор. геологии, геофизике и освоению мор. месторождений нефти и газа). Геоморфологическая карта Северного Ледовитого океана 1: 5000000, 1963 г. / Сост. Т. В. Яковлева, В. И. Гуревич, В. Б. Хасанкаев. Рига: Специализир. информ. центр ВНИИморгео. – 1980. – 101 с. 20 см.

171. Яшин Д.С. и др., 1978, Разработка методики «прямых» геохимических поисков залежей нефти и газа в пределах Баренцева и Карского морей, СПб. – ВНИИО. – 1978.

172. Яшин Д.С. и др, Органическое вещество и углеводородные газы донных осадков Арктических морей СССР, СПб. – ВНИИО.– 1981.

173. Яшин Д.С. и др. Вещественный состав, геохимия и особенности седиментогенеза донных осадков полярных областей Мирового океана СПб. – ВНИИО. – 1990.

174. Яшин Д.С., Б.И. Ким. Геохимические признаки нефтегазоносности Восточно-Арктического шельфа России // Геология нефти и газа.– 2007.– № 4.– с. 24–35.

175. АМАР (Arctic Monitoring and Assessment Programme). Ch. 4 Sources, Inputs and Concentrations of Petroleum Hydrocarbons, Polycyclic Aromatic Hydrocarbons, and other Contaminants Related to Oil and Gas Activities in the Arctic. //Oslo: АМАР. – 2007. – 87 p.

176. Bernard B., Brooks J.M., Sackett W.M. (1976). Natural gas seepage in the Gulf of Mexico. *Earth Planet. Sci. Lett.* 31, 48-54. Chakhmakhchev A., Sampei Y., Suzuki N. (1994) Geochemical

characteristics of oils and source rocks in the Yamal peninsula, West Siberia, Russia. *Org. Geochem.* 22(2), P. 311-322.

177. Boitsov S., Klungsøyr J., Henning K.B. Jensen. Background concentrations of polycyclic aromatic hydrocarbons (PAHs) in deep core sediments from the Norwegian Sea and the Barents Sea: A proposed update of the OSPAR Commission background values for these sea areas. // *Chemosphere.* 251 (2020) 126344. 2020 Elsevier Ltd. doi: org/10.1016/j.chemosphere. 2020. 126344.

178. Boitsov, J. Klungsøyr and H. Jensen. Concentrations of petroleum hydrocarbons in sediments and seawater from the Barents and Norwegian Seas 2003-2005. // *IMR. №. 3, 2007.* <https://www.researchgate.net/publication/239917647>].

179. Boitsov, S., Jensen, H.K.B. & Klungsøyr, J. Geographical variations in hydrocarbon levels in sediments from the Western Barents Sea. // *Norwegian Journal of Geology Vol. 89, pp. 91-100, Trondheim 2009. ISSN 029-196X.*

180. Boetius A., Ferdelman T., Lochte K. Bacterial activity in sediments of the deep Arabian Sea in relation to vertical flux. *Deep-Sea Research. Pt II: Topical Studies in Oceanography, 2000. – 47(14): P. 2835–2875.* [https://doi.org/10.1016/s0967-0645\(00\)00051-5](https://doi.org/10.1016/s0967-0645(00)00051-5).

181. Bondarev V.N., Rokos S.I., Tarasov G.A. et al. Cryogenic processes and phenomena in the upper sediment layer of the Pechora Sea // *Berichte zur Polar- und Meeresforschung. – 2005. – V. 501. – P. 141-155.*

182. Brassell S., Eglinton G., Howell V. Paleoenvironmental assessment of marine organic-rich sediments using molecular organic geochemistry. From: Brooks J, Fleet A. *Marine Petroleum Source Rocks, Geological Society Special Publication. 1987. – № 26. – p. 79-98.*

183. Castanga J.P. and Backus M.M. Offset-dependent Reflectivity – Theory and Practice of AVO Analysis. Society of Exploration Geophysicists, Tulsa, OK. – 1997. Principles of AVO crossplotting: AAPG Mid-Continent Section Meeting; Abstracts // *AAPG Bulletin. – 81. – no. 8. – 1348.*

184. Cicerone R.Y., Oremland R.S. Biogeochemical aspects of atmospheric methane // *Glob. Biogeochem. Cycles. – 1988. – № 2. – P. 299-327.*

185. Dahle, S., Savinov, V., Petrova, V., Klungsøyr, J., Savinova, T., Batova, G. & Kursheva: Polycyclic aromatic hydrocarbons (PAHs) in Norwegian and Russian Arctic marine sediments: concentrations, geographical distribution and sources. // *Norwegian Journal of Geology, Vol. 86, pp. 41-50. Trondheim 2006. ISSN 029-196X.*

186. Dickens G.R. 2001 Modeling the global carbon cycle with a gas hydrate capacitor: significance for the latest Paleocene thermal maximum. In: C.K. Paull., W.P. Dillon (eds). (American Geophysical Union. *Geophys. Monograph Series; 124*). *Natural Gas Hydrates: Occurrence, Distribution, and Dynamics*, p. 19–38. <https://doi.org/10.1029/GM124p0019>.

187. Damm E., Rudels B., Schauer U., Mau S., Dieckmann G. Methane excess in Arctic surface water-triggered by sea ice formation and melting // *Scientific Reports*. 2015. Vol. 5. 16179.
188. Ehhalt D.H. 1974. The atmospheric cycle of methane. *Tellus*, 26(84): 58–70. <https://doi.org/10.3402/tellusa.v26i1-2.9737>.
189. England W.A., MacKenzie A.S., Mann D.M. and Quigley T.M. The movement and entrapment of petroleum fluids in the subsurface // *J. Geol. Soc.* – 1987. Vol.144. P. 327-347. <https://doi.org/10.1144/gsjgs.144.2.0327>.
190. England W. A., Fleet A.J. // *Petroleum Migration*. / Geological Society, London. – 1991. ISBN 13: 9780903317665.
191. Evseev et al, 2000Evseev A.V., Belousova A.P., Ivanov V.V. et al. Environmental hot spots and impact zones of the Russian Arctic. ACOPS, GEF PDF-B Project No.GF/1100-99-13. – Moscow, UNEP, 2000. 51 p.
192. Fernandes, Sicre, 2000Fernandes M.B., Sicre M.A. 1999. Polycyclic aromatic hydrocarbons in the Arctic: Ob and Yenisei Estuaries and Kara Sea Shelf. – *Estuarine, Coastal and Shelf*.
193. Fingas M.F., Hollebone B.P. Review of behavior of oil in freezing environments // *Mar. Pollut. Bull.* 2003 Vol. 47 № 9 – 12. – P. 333–340.
194. Fischer D., Mogollón J., Strasser M. et al. 2013. Subduction zone earthquake as potential trigger of submarine hydrocarbon seepage. *Nature Geoscience*, 6: 647–651. <https://doi.org/10.1038/ngeo1886>.
195. Forwick M. and Vorren T.O. Holocene mass-transport activity and climate in outer Isfjorden, Spitsbergen: marine and subsurface evidence // *The Holocene*. 2007.– V. 17.– N 6.– P. 707-710.
196. Frey D. I., Novigatsky A. N. Water structure and currents in the Bear Island Trough in July-August 2017 // *Rus. J. Earth Sci.* 2017.– Vol. 17.– ES3003.– P. 1–5. doi: 10.2205/2017ES000602.
197. Haeseler F., Behar F. Methanogenesis: A Part of the Carbon Cycle with Implication for Unconventional Biogenic Gas Resources. // *Conference Natural Gas Geochemistry, Beijing, China*, 9-12 May 2011.
198. Heezen B. C. Arctic Ocean Floor (Bathymetric Compilers) / B. C. Heezen, M. Tharp. // National Geographic Society. – 1971. – Scale 1 : 9 757000.
199. Heezen B. C. Map of the Arctic Region / B. C. Heezen, M. Tharp, M. Pinther. – 1975. // World 1:5 000 000.
200. Judd A., Hovland M. Seabed fluid flow. The impact on geology, biology and the marine environment// Cambridge: Cambr. Univ. Press. – 2007. – 475 p.

201. Ivanov A.Yu., Filimonova N.A., Kucheiko A.Yu. and others. Oil spills in the Barents Sea based on satellite monitoring using SAR: spatial distribution and main sources // *Int. J. Remote Sensing*. 2018 – V. 39. – № 13. – P. 4484-4498.
202. Jakobsson M. Physiographic provinces of the Arctic Ocean seafloor / M. Jakobsson, A. Grantz, Y. Kristoffersen, R. Mac // *Geological Society of America Bulletin*. [International Bathymetric Chart of the Arctic Ocean [Электронный ресурс]].
203. Kawka, Simoneit. Kawka O.E. and Simoneit B.R.T. Hydrothermal pyrolysis of organic matter in Guaymas Basin: I. Comparison of hydrocarbon distributions in subsurface sediments and seabed petroleum. *Org. Geochem.* – 1994. Vol.22.– № 6. – pp.947-978.
204. Kennicut M.C., Brooks J.M., Bidigare R.J.R. et al. Vent type taxa in a hydrocarbon seep region on the Louisiana slope // *Nature*. 1985. –V. 317 – P. 351-353.
205. Lemenkova P. Геоэкологическое картографирование Баренцева и Печорского морей (Geocological Mapping of the Barents and Pechora Seas). Bachelor's (B.Sc.). Thesis. Lomonosov Moscow State University, Faculty of Geography, Department of Cartography and Geoinformatics. Moscow, Russia. 2004. [Электронный ресурс]. https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=3335119.
206. Lemenkova Polina. Геоэкологическое картографирование Арктических морей России. [Research Report] PhD Report (Autoreferat) at Lomonosov Moscow State University, Faculty of Geography, Department of Cartography and Geoinformatics, Lomonosov Moscow State University. 2004. – pp.21. (hal-02023832).
207. Lipiatou E., Saliot A. Fluxes and transport of antropogenic and natural PAH in the western Mediterranean Sea // *Marine Chemistry*. 1991. V. 32. P. 51-71.
208. Longva O. And Thorsnes. Skaggerak in the past and in the present/ An intergrated study of geology, chemistry, hydrography and microfossil ecology, NGU special publication, issue 8, p.98, 1997 // *The handbook of Environmental Chemistry.*– vol. 3.– issue 3. – 1998.
209. Marcello Vichi. A statistical definition of the Antarctic marginal ice zone//*The Cryosphere discussions*. <https://tc.copernicus.org/preprints/tc-2021-307/tc-2021-307.pdf> .28/09/2023.]
210. Melnikov S.A., Vlasov C.V., Rishov O.V. et al. In: *Arctic Research of the United States*. 1994. –V. 8. – P. 277-283.
211. Myhre C.L., Ferré B., Platt S.M., Silyakova A., Hermansen O., Allen G., Pisso I., Schmidbauer N., Stohl A., Pitt J., Jansson P., Greinert J., Percival C., Fjaeraa A.M., O'Shea S.J., Gallagher M., Le Breton M., Bower K.N., Bauguitte S.J.B., Dalsøren S., Vadakkepuliambatta S., Fisher R.E., Nisbet E.G., Lowry D., Myhre G., Pyle J.A., Cain M., Mienert J. Extensive release of methane from Arctic seabed west of Svalbard during summer 2014 does not influence the atmosphere // *Geophysical Research Letters*. 2016. Vol. 43. P. 4624–4631.

212. NAS, 2003 и Effects. 2003. National Research Council. Washington, D.C.//The National Academies Press. – 2003. – 265 p.
213. Nelson C.H., Thor D.R., Sandstrom M.V., Kvenvolden K.A. Modern biogenic gas-generated craters (sea-floor "pockmarks") on the Bering Shelf, Alyaska. Geological Society of America Bull. – 1979. – 90(12): P. 1144 – 1152. [https://doi.org/10.1130/0016-7606\(1979\)90<1144:mbgcsp>2.0.co](https://doi.org/10.1130/0016-7606(1979)90<1144:mbgcsp>2.0.co).
214. Norwegian Industry Begg For More Acreage [Text] // Platts Oilgram News. – 2008. – 29 May.
215. Oil in the Sea III: Inputs, Fates, and Effects / National Academy of Sciences. Washington: NRC. – 2003. – P. 265.
216. Oil in the Sea. Inputs, Fates and Effects. Wash., D.C.: Nat. Acad. Press, 1995. P. 345.
217. Paull C.K., Brewer P.G., Ussler W., Peltzer E.T., Rehder G., Clague D. 2003. An experiment demonstrating that marine slumping is a mechanism to transfer methane from seafloor gas-hydrate deposits into the upper ocean and atmosphere. Geo-Marine Letters, 22: 198–203. <https://doi.org/10.1007/s00367-002-0113-y>
218. Petrova V.I., Batova G.I. Geochemistry of polycyclic arenes in bottom sediments of Barents Sea. Reports on Polar Research; Surface-sediment composition and sedimentary processes in the central Arctic Ocean and along the Eurasian Continental Margin. Alfred-Wegener-Inst., Bremerhaven. – 1996. – P. 219-229.
219. Posewang J., Mienert J. High-resolution seismic studies of gas hydrates west of Svalbard // Geo-Marine letters. 1999. № 19. P. 150-156.
220. Prebolt H. Geology des Barentsschelfes. Abhandlungen zur Geotektonik. № 4. – Berlin, Akademie-Verlag. – 1951. Геология Баренцевоморского шельфа // Science. – vol. 48. – pp. 725–737.
221. Råen, H.F. Hydrocarbons and Jurisdictional Disputes in the High North Explaining the Rationale of Norway's High North Policy [Text] / H.F. Råen // FNI Report. – 2008. – October.
222. Reeburgh W.S. 2007 Oceanic methane biogeochemistry. Chemical Reviews, 107: 486–513. <https://doi.org/10.1021/cr050362v>
223. Richardsen G., Knutsen S.-M., Vail P.R., Vorren T.O. Mid-Late Miocene sedimentation on the southwestern Barents Shelf margin // Arctic Geology and Petroleum Potential Norwegian Petroleum Society (NPF). – 1992. – P. 539-571.
224. Saliot A., Laureillard J., Scribe P. Evolutionary trends in the lipid biomarker approach for investigating the biochemistry of organic matter in the marine environment. // Marine Chemistry. 1992. – V. 39. – P. 235-248.

225. Skolotnev, S.G., Fedonkin, M.A. & Korniyuchuk, A.V. New data on the geological structure of the southwestern Mendeleev Rise, Arctic Ocean. *Dokl. Earth Sc.* 476, 1001–1006 (2017). <https://doi.org/10.1134/S1028334X17090173>.
226. Smythe O.K., Chalmers J.A., Skuce A.G. et al. Early history of the North Atlantic . I. Structure and origin of the Fareroe-Shetland escarpment// *Geophys. J. Roy. Soc.*, 1983. – vol. 72. – p. 373-394.
227. Suess E., Torres M.E., Bohrmann G., Collier R.W., Greinert J., Linke P., Rehder G., Trehu A., Wallmann K., Winckler G., Zuleger E. 1999. Gas hydrate destabilization: enhanced dewatering, benthic material turnover and large methane plumes at the Cascadia convergent margin. *Earth and Planetary Science Letters*, 170 (1-2): 1–15. [https://doi.org/10.1016/s0012-821x\(99\)00092-8](https://doi.org/10.1016/s0012-821x(99)00092-8).
228. Suess E. *Marine Cold Seeps: Background and Recent Advances // Hydrocarbons, Oils and Lipids: Diversity, Origin, Chemistry and Fate– Switzerland.* –. 2018. – pp. 1 – 21.
229. Talwani M., Eldholm O. Evolution of the Norwegian-Greenland Sea. - *Geol. Soc. Amer. Bull.* – 1977. – vol. 88. – № 7. – p. 969-999.
230. Tissot B. P., Welte D. H. *Petroleum formation and occurrence. A New Approach to Oil and Gas Exploration.* // – Springer-Verlag, 1984. – 699 p.
231. The physical nature and biological implications of the polar front A value and vulnerability assessment of the polar front in the Barents Sea. https://www.barentsportal.com/documents/Polarfront_EN.pdf.
232. Topouzelis N.K. Oil spill detection by SAR images: Dark formation detection, feature extraction and classification algorithms// *Sensors.* 2008. – V. 8: 6642– 6659.
233. Trofimov (PINRO), R. Ingvaldsen (IMR), V. Lien (IMR), K. Assmann (IMR) (03 December 2021). <https://www.barentsportal.com/barentsportal/index.php/en/status-2021/327-abiotic-ecosystem-components-data-from-2020>.
234. Veloso M., Greinert J., Mienert J., De Batist M. A new methodology for quantifying bubble flow rates in deep water using splitbeam echosounders: Examples from the Arctic offshore NW-Svalbard // *Limnology Oceanography Methods.* 2015. Vol. 13. P. 267–287.
235. Venkatesan M., Kaplan I. Distribution and transport of hydrocarbons in surface sediments of the Alaskan Outer Continental Shelf. *Geochim. Cosmochim. Acta.* – 1982. – V.46. – p. 2135-2149.
236. Venkatesan M. Occurrence and possible sources of perylene in marine sediments. *Marine Chemistry.* 1988. – v. 25. № 1. – p. 1-27.
237. Vogt P.R. *Geophysical and geochemical signatures and plate tectonics // The Nordic Seas.* N.Y.: Springer Verlag, 1986.– P.– 413–663.
238. Vogt P.R., Cherkashev G., Ginsburg G., Lein A.Yu. et al. Haakon Mosby mud volcano provides unusual example of Venting // *EOS 1997. Trans. AGU.* 1994. – V. 78. – P. 556 –557.

239. Warmer H., van Dokkum R. Neue Niederlandische Liste//Altlasten Spektrum 3/95, 2002.
240. Water masses. <https://www.barentsportal.com/barentsportal/index.php/en/status-2021/327-abiotic-ecosystem-components-data-from-2020/meteorological-and-oceanographic-conditions-2020/1049-water-masses>.
241. Whiticar, M.J. Carbon and Hydrogen Isotope Systematics of Bacterial Formation and Oxidation of Methane. *Chemical Geology*. 1999. – 161, 291-314. [http://dx.doi.org/10.1016/S0009-2541\(99\)00092-3](http://dx.doi.org/10.1016/S0009-2541(99)00092-3).
242. Yunker M.B., Macdonald R.W., Fowler B.R., Cretney W.Y., Dallimore S.R. and McLaughlin F.A. Geochemistry and fluxes of hydrocarbons to the Beaufort Sea shelf: A multivariate comparison of fluvial inputs and coastal erosion of peat using principal components analysis. // *Geochimica et Cosmochimica Acta*. – 1991. – Vol.55. – pp. 255-273.
243. Yunker M.B., Macdonald R.W. et al. Alkane, terpene and polycyclic aromatic hydrocarbon geochemistry of the Mackenzie River and Mackenzie shelf: Riverine contributions to Beaufort Sea coastal sediment. *Geochim.Cosmochim. Acta*. – 1993. – P. 57. 3041-3061.
244. Yunker M.B., Snowdon L.R., Macdonald R.W., Smith J.N., Fowler M.G., Skibo D.N., McLaughlin F.A., Danyushevskaya A.I., Petrova V.I., Ivanov G.I. Polycyclic aromatic hydrocarbon composition and potential sources for sediment samples from Beaufort and Barents seas. *Environmental Science & Technology*. 1996. – Vol.30. – № 4. – pp. 1310-1320.
245. Yunker M.B., Macdonald R.W., Ross P.S., Sophia C. Johannessen B., Neil D. (2015). Alkane and 412 PAH provenance and potential bioavailability in coastal marine sediments subject to a gradient of 413 anthropogenic sources in British Columbia, Canada. // *Org. Geochem.* 89–90, 80-116. – Country. – 2008. – pp. 154–196.

СПИСОК РИСУНКОВ

- Рисунок 1.1.1. Участки действующих лицензий компаний-недропользователей
[Neftegaz.ru, Состояние и перспективы..., 2020].стр. 26
- Рисунок 1.1.2. Доля арктических морей в начальные суммарные ресурсы углеводородов
шельфов Российской Федерации [Каминский и др., 2016]стр. 27
- Рисунок 1.1.3. Распределение начальных суммарных ресурсов углеводородов шельфов
Российской Федерации [Арктический бассейн., 2017]стр. 28
- Рисунок 1.1.4. Обзорная схема континентального шельфа Баренцева моря. Источник:
Газовая промышленность
[Спецвыпуск № 2(833)]стр. 29
- Рисунок 1.3.1. Геологическая карта Баренцево-Карского шельфа [<https://arcreview.esri-cis.ru/2003/10/15/geology-cartographic-model-barentsevo/>].....стр. 273
- Рисунок 1.3.2. Схема геохронологической изученности складчатого основания Шпицбергена.
<http://pmge.ru/index.php?id=666&lang=RUS>].....стр. 274
- Рисунок 1.3.3. Корреляционная и унифицированная схема плейстоцен-голоценовых отложений
Баренцевоморского шельфа [Кабаньков, 2001].....стр. 275
- Рисунок 1.3.4. Схема образования УВ в процессе катагенеза [Архипов и др., 1977; Кишанков,
2023]. Генерация УВ: 1 – газообразных термогенных (Неручев, 1973), 2 – жидких
(Вассоевич и др., 1969), 3 – газообразных биогенных (бактериальных) (Конторович,
Рогозина, 1967)стр. 41
- Рисунок 1.4.1 Температура и соленость на стандартных разрезах и в северных
приграничных регионах Источник: Баренцевоморский портал
[<https://www.barentsportal.com>]..... стр. 45
- Рисунок 1.4.2. Основанные на наблюдениях аномалии годового объемного переноса (в
свердрусах, Sv) через разрез «Фулёя — остров Медвежий». На верхней панели (а) показан
среднегодовой объемный перенос, а на четырех нижних панелях (b) — квартальный
объемный перенос (черная линия), а также средняя температура в марте (голубая линия)
и августе (красная линия)
[Трофимов и др., Баренцевоморский портал, 2020] стр. 53
- Рисунок 1.4.3. Объем, покрытый водой с различной температурой на глубине 50 м
(верхняя панель), 100 м (средняя панель) и вблизи дна (нижняя панель)
в Баренцевом море (71-79°Северной широты, 25-55°Восточной долготы)
в августе - октябре 2000-2020 годов. [Trofimov, Ingvaldsen at al, 2021],
Источник: [<https://www.barentsportal.com>]стр. 54
- Рисунок 1.4.4. Лицензионные участки на Кольско-Канинской моноклинали в Баренцевоморском
бассейне (в южной части Баренцевоморской нефтегазоносной провинции) Источник: АО
«Севернефтегаз» [<http://sng.nichost.ru>].....стр. 59

- Рисунок 1.4.5. Расположение станций и уровни содержания метана по газогеохимическим исследованиям по районам изучения: по проекту «МАРЕАНО», на Кольско-Канинской моноклинали, в Печорском море (а); геологические станции на Кольско-Канинской моноклинали (б)стр. 60
- Рисунок 1.4.6. Вековой стандартный разрез № 6 («Кольский меридиан»), положение разреза «Кольский меридиан» в Баренцевом море (вверху) и топография дна на разрезе (внизу).
Источник: <http://pinro.vniro.ru/ru/razrez-kolskij-meridian/vekovoj-standartnyj-razrez-6-kolskij-meridian>стр. 63
- Рисунок 1.4.7. Профиль наибольших глубин Кольского залива в проекции на осевую линию навигационных створов. За точку отсчета принята вершина кутовой части залива у места впадения р. Туломы [Кольский залив, 1997]стр. 64
- Рисунок 1.4.8. Месторождения нефти и газа прибрежной части Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции
Источник: [Neftegaz.ru: Антоновская и др., 2017]стр. 69
- Рисунок 1.4.9. Расположение Долгинского месторождения на карте. [Источник: <https://ripar.ru/assets/images/news1/92.png> <https://www.nedraexpert.ru/subsurface/210002644-2/1>стр. 70
- Рисунок 1.4.10. Схема расположения станций в районе наблюдений в заливе Грен-фьорд (о-в Западный Шпицберген)стр. 76
- Рисунок 1.4.11. Океанические течения и южная граница распространения морских льдов в районе Шпицбергена [карта Норвежского Полярного института
<http://miljo.npolar.no/temakart/pages/homeE.asp?category=2>]стр. 77
- Рисунок 1.4.12. Места отбора проб отложений в районе МАРЕАНО. Станции, на которых были взяты пробы в 2020 году, показаны синим цветом и отмечены номерами станций. Красными точками показаны все станции по состоянию на 2022 г. Источник: <http://www.mareano.no/kart/mareano.html#maps/4050>; www.mareano.no.стр. 81
- Рисунок 2.1.1. Станции во время рейса научно-исследовательского проекта «Трансарктика-2019», в рамках комплексных экспедиций НЭС «Михаил Сомов» (этап II). «Трансарктика-2019»стр. 84
- Рисунок 2.1.2. Станции научно-исследовательского проекта «Трансарктика-2019», полученные в рамках комплексных экспедиций НИС «Профессор Молчанов» (этап III)стр. 84
- Рисунок 2.1.3. Станции научно-исследовательского проекта «Трансарктика-2019», полученные в рамках комплексных экспедиций НИС «Профессор Мультиановский» (этап IV)стр. 85
- Рисунок 2.1.4. Станции в Кольском заливе Баренцева моря (ВПМ).
Источник: ФГБУ «Мурманское УГМС»стр. 87
- Рисунок 2.1.5. Схема расположения станций гидрологического опробованиястр. 92
- Рисунок 2.1.6. Схема гидрогеохимического опробования на структуре № 1стр. 94
- Рисунок 2.1.7. Схема гидрогеохимического опробования на структуре № 9стр. 94
- Рисунок 2.1.8. Схема гидрогеохимического опробования на структуре № 12стр. 95
- Рисунок 2.1.9. Разрез донных отложений, отобранных гравитационной трубкойстр. 95

Фото: ФГБУ «ВНИИОкеангеология»	стр. 97
Рисунок 2.1.10. Схема дегазатора для извлечения газов из воды и донных осадков	стр. 97
Рисунок 2.1.11. Пятилитровый батометр для взятия проб придонной воды	стр. 98
Рисунок 2.2.1. Содержание УВ в придонном слое воды, мкг/л	стр. 103
Рисунок 2.2.2. Распределение углеводородов в поверхностном слое донных осадков за период 2016-2020	стр. 105
Рисунок 2.2.3. Распределение в поверхностном слое донных осадков алифатических углеводородов (а) и ПАУ (б) в 2020 г., 80 рейс НИС «Академик Мстислав Келдыш»	стр. 106
Рисунок 2.2.4. Изменение содержания УВ в составе Сорг (%) с глубиной захоронения на отдельных станциях (2017 г., 68 рейс НИС «Академик Мстислав Келдыш»).....	стр. 108
Рисунок 2.2.5. Многолетние изменения максимальной и средней концентрации нефтяных углеводородов в мкг/дм ³ в поверхностном слое воды в различных районах залива Грен-фьорд (по станциям) за период 2012–2021 гг.	стр. 111
Рисунок 2.2.6. Многолетние изменения максимальной и средней концентрации нефтяных углеводородов (мкг/дм ³) в придонном слое воды отдельных районов залива Грен-фьорд (по станциям) за 2012-2021 гг.	стр. 114
Рисунок 2.2.7. Акватория Кольского залива Баренцева моря. Южное, Среднее и Северное «колена», станция ВПМ в торговом порту г. Мурманск (определение НУ)	стр. 116
Рисунок 2.2.8. Картосхемы содержания НУ в акватории Кольского залива на станции ГСН в Южном и Среднем «коленах» (мг/дм ³) [Чекменева и др, 2023]	стр. 118
Рисунок 2.2.9. Карта распределение нефтяных углеводородов в донных осадках по данным проекта МАРЕАНО с 2011 по 2021 гг., (мкг/дм ³)	стр. 119
Рисунок 2.2.10. Карта станций МАРЕАНО [https://www.mareano.no/kart-og-data/kjemidata], распределение нефтяных углеводородов в донных осадках в (мкг/дм ³), дана на фоне нефтяных пятен - сликв на поверхности моря за период 2015-2020 гг.	стр. 120
Рисунок 2.2.11. Уровни ТНС в поверхностных отложениях. Источник: NGU RAPPORT 2021 [https://www.mareano.no/kart-og-data/kjemidata]	стр. 124
Рисунок 2.2.12. Диапазон концентраций различных компонентов ПАУ в отложениях поверхностного слоя (0-1 см). Границы прямоугольника указывают на 25-й и 75-й процентиля, усы указывают на 10-й и 90-й процентиля, в то время как точки указывают на все выбросы. Тонкой линией внутри рамки отмечены медианные значения, в то время как толстая линия указывает на среднее значение [Boitsov, 2007]	стр. 126
Рисунок 2.3.1. Сводная карта пленочных загрязнений всех типов, обнаруженных в Баренцевом море (а) и в Кольском заливе и на подходах к нему (б) в рамках радиолокационного мониторинга 2017–2019 гг. (красный цвет – 2017, зеленый – 2018, синий – 2019; фиолетовый – границы моря, черный – граница территориальных вод, светло-коричневый – разграничение морских зон в Баренцевом море).....	стр. 130

Рисунок 2.3.2. а) – крупные пятна пленочных загрязнений (судовые разливы) в российском секторе моря. Слева: 7.08.2017 (03:49 UTC) (81.3 км, 29.5 км²); справа: 29.05.2017 (03:32 UTC) (154 км, 73 км²) [ESA]. б) – крупные пятна пленочных загрязнений, обнаруженные в районах рыболовства. Слева: российский сектор 20.09.2017 (04:21 UTC) (12 км²); справа: норвежский сектор 26.09.2018 (06:18 UTC) (64.7 км²); с) – пятна прочих пленочных загрязнений, слева: 9.08.2018 (04:30 UTC) судовой разлив в территориальных водах РФ на подходах к Кольскому заливу (34 км, 3.2 км²). Справа: 28.06.2019 (04:21 UTC) пятно загрязнений в районе платформы «Приразломная» (3 км²). [Источник: ESA].стр. 132

Рисунок 2.3.3. Совместный анализ:

а) интегральная карта пленочных/нефтяных загрязнений (черные пятна), обнаруженных и идентифицированных по результатам радиолокационного мониторинга Баренцева моря в 2015–2020 гг.: дана на фоне карты годового судового трафика (интенсивность судоходства) по данным АИС сервиса marinetraffic.comстр. 132

б) Сводная карта распределения пленочных загрязнений и содержания углеводородов (в мкг/л) в поверхностном слое воды по данным судовых измерений 2016-2020 [Кучейко и др., 2020].стр. 133

Рисунок 2.3.4. Содержание углеводородов (в мкг/л) в придонных водах Баренцева моря (в мкг/л) и в верхнем слое донных осадков (мкг/г; синий пунктир) по данным судовых измерений 2016 - 2020 гг.стр. 133

Рисунок 2.3.5. Нефтепроявления (красные квадраты), обнаруженные в норвежском и российском секторах Баренцева моря в рамках радиолокационного мониторинга пленочных загрязнений.стр. 134

Рисунок 2.3.6. Положение группы грифонов на обзорной карте Баренцева моря (звездочка на врезке) и на батиметрической карте, данные Norgeskart [Иванов, 2019].стр. 134

Рисунок 2.3.7. Пространственно-временная группировка пятен-сликов, обусловленная активностью обнаруженной группы подводных источников НУ (звезды), на фрагменте РЛИ спутника Sentinel-1A от 4.08.2017 (центральная часть моря, норвежский сектор) [Иванов, 2019].....стр. 135

Рисунок 2.3.8. Сводная карта распределения пленочных загрязнений и содержания углеводородов (в мкг/л) у дна по данным судовых измерений 2016-2020 гг.стр. 137

Рисунок 3.1.1. Схема нефтегазоносности Баренцево-Карского региона (по материалам ФГУП «Арктикоморнефтегазразведка» (АМНГР) [russiancouncil.ru]стр. 164

Рисунок 3.2.1. Обзорная карта Баренцевоморского региона [Галиева, 2009]стр. 171

Рисунок 3.2.2. Измеренные IASI и усредненные за ноябрь-декабрь 2010 г. аномалии концентрации метана в слое 0-4 км на сетке с шагом 0,5 x 0,5 (а); то же для ноября-декабря 2016 г. (б) [Юрганов и др., 2017].стр. 275

Рисунок 3.2.3. Широтные зависимости аномалии концентрации метана для двух районов — к западу (черным цветом) и к востоку от Шпицбергена (Свальбарда). Вертикальными

штрихами показаны удвоенные среднеквадратичные отклонения для среднего. Границы районов показаны на рис. 4.4.25 [Юрганов и др., 2017].....	стр. 275
Рисунок 3.2.4. Обнаруженные к западу от Шпицбергена (красный цвет) положения факелов метана. Синим цветом показаны потенциальные районы эмиссии метана, рассчитанные с помощью моделирования нарушения стабильности метаногидратов при заданном повышении температуры придонной воды. Малиновым цветом показаны изобаты [Юрганов и др., 2017].....	стр. 276
Рисунок 3.2.5. Некоторые месторождения природного газа (в том числе Норвегии) в Баренцевом море. Красная стрелка: месторождение Белоснежка (Норвегия). Зеленый квадрат – расположенные на ранее спорной линии границы [Источник: MGIMO, ФГБУ РЭА].....	стр. 276
Рисунок 3.3.1. Распределение органического углерода ($C_{орг}$) в донных осадках Баренцева моря.....	стр. 177
Рисунок 3.3.2. Распределение метана в донных осадках Баренцева моря	стр. 177
Рисунок 3.3.3. Распределение ТУГ в донных осадках Баренцева моря	стр. 178
Рисунок 3.3.4. Отношение ТУГ и метана в донных осадках Баренцева моря	стр. 178
Рисунок 3.3.5. Гранулометрический контроль распределение $C_{орг}$ в осадочных отложениях лицензионных участков.....	стр. 180
Рисунок 4.1.1. График изменения средних значений газонасыщенности в донных осадках. 1, 2, 3 – выборки в соответствии с таблицей 4.1.1.	стр. 185
Рисунок 4.1.2. График изменения средних значений глубины отбора проб. 1,2,3 – выборки согласно таблице 4.1.1. 1, 2, 3 – выборки согласно таблице 4.1.1.....	стр. 185
Рисунок 4.1.3. Расположение станций пробоотбора в пределах Долгинского нефтяного месторождения (Печорское море).....	стр. 186
Рисунок 4.1.4. Изменение значений содержания метана, предельных и непредельных УВ в газовой фазе донных осадков. Примечание: значения содержаний метана уменьшены в 10 раз.....	стр. 188
Рисунок 4.1.5. Соотношение содержаний метана и предельных УВ в газовой фазе донных осадков. Примечание: $r = +0,74$ – значим при 0,01 уровне значимости (выборка 1).....	стр. 188
Рисунок 4.1.6. Соотношение метана и предельных УВ в газовой фазе донных осадков. Примечание: $r = + 0,55$ – значим при 0,05 уровне значимости (выборка 1).....	стр. 188
Рисунок 4.1.7. Рисунок 4.1.7. Соотношение предельных и непредельных УВ в газовой фазе донных осадков. Примечание: $r = + 0,85$ – значим при 0,01 уровне значимости.	стр. 189
Рисунок 4.1.8. Схема расположения лицензионных участков «Кольский-1», «Кольский-2», «Кольский-3».....	стр. 190
Рисунок 4.1.9. Изменение средних содержаний метана и суммы его гомологов в газовой фазе донных осадков.	стр. 192

- Рисунок 4.1.10. Соотношение содержаний метана и суммы его гомологов в газовой фазе донных осадков (выборка 1). Примечание: $r = + 0,73$ – значим при 0,10 уровне значимости.стр. 193
- Рисунок 4.1.11. Соотношение содержаний метана и суммы его гомологов в газовой фазе донных осадков (выборка 2). Примечание: $r = + 0,94$ – значим при 0,01 уровне значимости.стр. 193
- Рисунок 4.1.12. Соотношение содержаний метана и суммы его гомологов в газовой фазе донных осадков (выборка 3). Примечание: $r = + 0,92$ – значим при 0,01 уровне значимости.стр. 194
- Рисунок 4.1.13. Соотношение содержаний метана и суммы его гомологов в газовой фазе донных осадков (выборка 4). Примечание: $r = + 0,69$ – значим при 0,01 уровне значимости.стр. 194
- Рисунок 4.1.14. Соотношение содержаний метана и суммы его гомологов в газовой фазе донных осадков (выборка 5). Примечание: $r = + 0,83$ – значим при 0,01 уровне значимости.стр. 194
- Рисунок 4.1.15. Соотношение метана и суммы его гомологов в газовой фазе донных осадков (выборка 6). Примечание: $r = +0,90$ – значим при 0,01 уровне значимости.....стр. 195
- Рисунок 4.1.16. Соотношение метана и суммы его гомологов в газовой фазе донных осадков (выборка 7). Примечание: $r = -0,51$ – значим при 0,10 уровне значимости.стр. 195
- Рисунок 4.1.17. Соотношение содержаний метана и суммы его гомологов в газовой фазе донных осадков (выборка 8). Примечание: $r = + 0,51$ – значим при 0,10 уровне значимости.стр. 195
- Рисунок 4.2.1 Изменение среднего содержания метана и суммы его гомологов в газовой фазе в воде из придонно-пограничного слоя водной толщи. 1-6 – выделяемые совокупности.стр. 197
- Рисунок 4.2.2. Соотношение содержания метана и суммы его гомологов в газовой фазе в воде придонно-пограничного слоя водной толщи (выборка 1).стр. 197
- Рисунок 4.2.3. Соотношение содержания метана и суммы его гомологов в газовой фазе в воде придонно-пограничного слоя водной толщи (выборка 2). Примечание: $r=+0,55$ – значим при 0,10 уровне значимости.стр. 198
- Рисунок 4.2.4. Соотношение содержания метана и суммы его гомологов в газовой фазе в воде из придонно-пограничного слоя водной толщи (выборка 3). Примечание: $r = +0,87$ – значим при 0,01 уровне значимости.стр. 198
- Рисунок 4.2.5. Соотношение содержания метана и суммы его гомологов в газовой фазе в воде из придонно-пограничного слоя водной толщи (выборка 4). Примечание: $r = + 0,92$ – значим при 0,01 уровне значимости.стр. 198

- Рисунок 4.2.6 Соотношение содержания метана и суммы его гомологов в газовой фазе в воде из придонно-пограничного слоя водной толщи (выборка 5). Примечание: $r = + 0,50$ – значим при 0,10 уровне значимости.стр. 199
- Рисунок 4.2.7. Соотношение содержания метана и суммы его гомологов в газовой фазе в воде придонно-пограничного слоя водной толщи (выборка 6).стр. 199
- Рисунок 4.2.8. Изменение среднего содержания метана и его гомологов в газовой фазе в воде придонно-пограничного слоя водной толщи. Примечание: значения содержаний метана уменьшены в 5 раз.....стр. 202
- Рисунок 4.2.9. Соотношение содержаний метана и предельных УВ в придонной воде. Примечание: $r = + 0,72$ – значим при 0,01 уровне значимости.стр. 203
- Рисунок 4.2.10. Соотношение содержаний предельных УВ и непредельных УВ в газовой фазе в придонной воде. Примечание: $r = + 0,95$ – значим при 0,01 уровне значимостистр. 203
- Рисунок 4.2.11 Соотношение содержаний предельных УВ и непредельных УВ в газовой фазе в придонной воде. Примечание: $r = + 0,95$ – значим при 0,01 уровне значимости.стр. 203
- Рисунок 4.3.1. Карта положения кровли коренных отложений в районе исследований по данным сейсмоакустических исследований.стр. 205
- Рисунок 4.3.2. Сейсмоакустический и сейсмический разрезы по профилю 050090..... стр. 206
- Рисунок 4.3.3. – Сейсмоакустический и сейсмический разрезы: структура С-1
а) по профилю 050090, б) по профилю 099961.стр. 208
- Рисунок 4.3.4. – Сейсмоакустический и сейсмический разрезы: структура С-9
а) по профилю 050910, б) по профилю 050914.стр. 210
- Рисунок 4.3.5. – Сейсмоакустический и сейсмический разрезы: структура С-12
а) по профилю 059903, б) по профилю 059925стр. 211
- Рисунок 4.3.6. Монтаж сонограммы гидролокатора бокового обзора. Структура С 1 (Кольско-Канинская моноклиналь). Внизу: увеличенный фрагмент с показом отдельных борозд – юго-восточная часть [ФГБУ «ВНИИОкеангеология】.....стр. 280
- Рисунок 4.3.7. Распределение покмаркеров (точки желтого цвета) на монтаже сонограммы ГБО. Структура С 1. [ФГБУ «ВНИИОкеангеология】.стр. 281
- Рисунок 4.3.8. Распределение покмаркеров (точки желтого цвета) на монтаже сонограммы ГБО. Структура С 9. [ФГБУ «ВНИИОкеангеология】.стр. 282
- Рисунок 4.3.9. Монтаж сонограммы гидролокатора бокового обзора. Структура С 12. [ФГБУ «ВНИИОкеангеология】.стр. 283
- Рисунок. 4.4.1. Критические условия образования УВ месторождений (в рамках концепции нефтегазовых/углеводородных систем). [«Neftegaz.RU», Афанасенков А.П. и др., 2013].стр. 213
- Рисунок 4.4.2. Карта газо-геохимических аномалий [Журавлев и др, 2003]стр. 216

Рисунок 4.4.3. Интегральная спектральная характеристика АУВ а) поверхностных и б) погруженных донных осадков южной фациальной зоны	стр. 217
Рисунок 4.4.4. Корреляционная зависимость содержания $C_{орг}$ и АУВ-Л	стр. 218
Рисунок 4.4.5. Комплексный гидрогеохимический профиль 159910, структура С-9.....	стр. 284
Рисунок 4.4.6. Комплексный гидрогеохимический профиль 159914, структура С-9.....	стр. 285
Рисунок 4.4.7. Комплексный гидрогеохимический профиль 059903, структура С-9.....	стр. 286
Рисунок 4.4.8. Комплексный гидрогеохимический профиль 059925, структура С-12.....	стр. 287
Рисунок 4.4.9. Комплексный гидрогеохимический профиль 059961, структура С-1.....	стр. 288
Рисунок 4.4.10. Минералогическая характеристика донных осадков структуры С-12.....	стр. 290
Рисунок 4.4.11. Изменение содержания углеводородных газов в донных осадках по структурам (а - в ppm, б - в $см^3/кг$).	стр. 291
Рисунок 4.4.12. Распределение n-алканов в донных осадках структур	стр. 291
Рисунок 4.4.13. Распределение газообразных углеводородов в придонной воде по Структурам (а- содержания в ppm, б- содержания в мл/л). Структура С-9.....	стр. 292
Рисунок 4.4.14. Распределение содержаний углеводородных газов, суммы ароматических углеводородов и рН в придонной воде по профилям структуры С-9.	стр. 293
Рисунок 4.4.15. Распределение содержаний углеводородных газов, суммы ароматических углеводородов и рН в придонной воде. Профиль 059925. Структура С-12..	стр. 294
Рисунок 4.4.16. Распределение содержаний углеводородных газов, суммы ароматических углеводородов и рН в придонной воде. Профиль 059961. Структура С-1.	стр. 294
Рисунок 4.4.17. Распределение суммы ПАУ в донных осадках Баренцева моря.	стр. 295
Рисунок 4.4.18. Распределение органического углерода ($C_{орг}$) в донных осадках южной фациальной зоны Баренцева моря.....	стр. 295

СПИСОК ТАБЛИЦ

- Таблица 2.1.1. Пример перечней станций гидрологических измерений в Баренцевом море, сделанных в июле 2019 года, с географическими координатами, глубинами во время экспедиции проекта «Трансарктика 3».
- Таблица 2.2.2. Содержание нефтяных углеводородов в поверхностном и придонном слое воды залива Грен-фьорд в 2012-2021 гг.
- Таблица 2.2.3. Классы состояния в соответствии с нормами Норвежского агентства по охране окружающей среды – предельно допустимые концентрации органических загрязнителей в морских отложениях, в мкг/кг (Дирекция по охране окружающей среды 2016, 2020). Источник: NGU RAPPORT 2021.018 [<https://www.mareano.no/kart-og-data/kjemidata>].
- Таблица 2.2.4. Классы качества вод и значения ИЗВ [Оценка загрязненности..., 2023].
- Таблица 2.2.5. Средний, минимальный и максимальный уровни углеводородов в поверхностных отложениях (0–2 см) (Норвежское агентство по охране окружающей среды).
- Таблица 2.3.1. Основные характеристики спутниковых снимков, используемых в исследовании (по данным сайта <https://www.scanex.ru/>).
- Таблица 3.3.3. Органо-геохимическая характеристика донных осадков лицензионных участков.
- Таблица 3.4.1. Потенциальный объем метана при разложении органического вещества по модам.
- Таблица 4.1.1. Статистические параметры распределения газонасыщенности и глубины моря в трех совокупностях, выделенных по содержанию газонасыщенности донных осадков.
- Таблица 4.1.2. Значения t-критерия Стьюдента.
- Таблица 4.1.3. Статистические параметры распределения содержаний метана, предельных и непредельных углеводородов в газовой фазе донных осадков (Печорское море).
- Таблица 4.1.3. Оценка значимости значений t- критерия Стьюдента при сравнении средних содержаний метана, предельных и непредельных УВ в газовой фазе донных осадков в выделяемых совокупностях.
- Таблица 4.1.4. Статистические параметры распределения содержаний метана, предельных и непредельных углеводородов в газовой фазе донных осадков (Кольско-Канинская моноклираль, донные осадки).
- Таблица 4.2.1. Газы придонно-пограничного слоя водной толщи в обстановках указанных участков Кольско-Канинской моноклинали.
- Таблица 4.2.2. Оценка значимости значений t- критерия Стьюдента при сравнении средних содержаний метана его гомологов в газовой фазе в придонно-пограничном слое водной толщи в выделяемых совокупностях.
- Таблица 4.2.3. Оценка значимости значений t- критерия Стьюдента.
- Таблица 4.4.1 Выход тяжелой фракции в донных осадках структуры С- 1
- Таблица 4.4.2 Выход тяжелой фракции в донных осадках структуры С-9
- Таблица 4.4.3 Выход тяжелой фракции в донных осадках структуры С-12
- Таблица 4.4.4 Характеристика гопановых углеводородов.

ПРИЛОЖЕНИЕ А. Материалы и характеристики данных

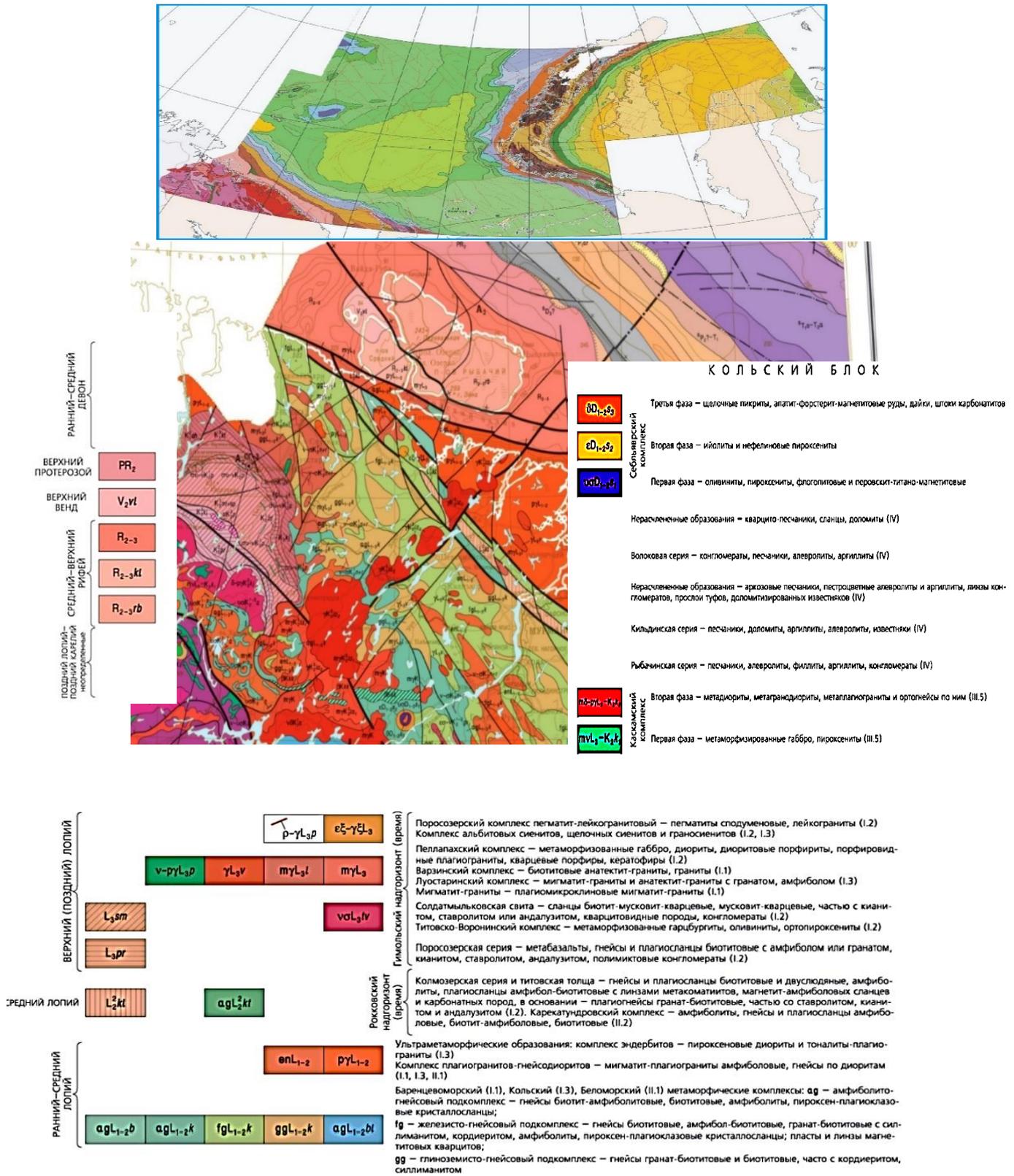


Рисунок 1.3.1. Геологическая карта Баренцево-Карского шельфа [https://arcreview.esri-cis.ru/2003/10/15/geology-cartographic-model-barentsevo/] и Государственная геологическая карта Российской Федерации масштаб 1: 1000 000. Геологическая карта дочетвертичных образований. R - (35), 36 Мурманск, Лист 1. [ВСЕГЕИ, 2007].

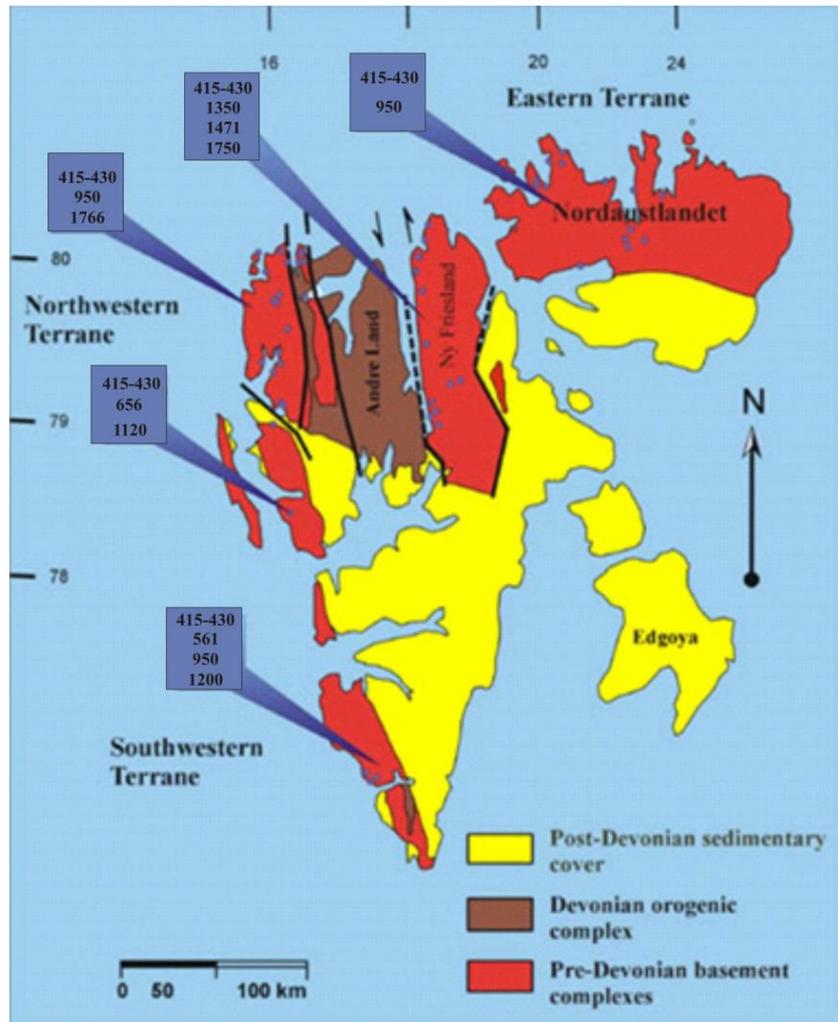


Рисунок 1.3.2. Схема геохронологической изученности складчатого основания Шпицбергена
 Источник: [<http://pmge.ru/index.php?id=666&lang=RUS>]

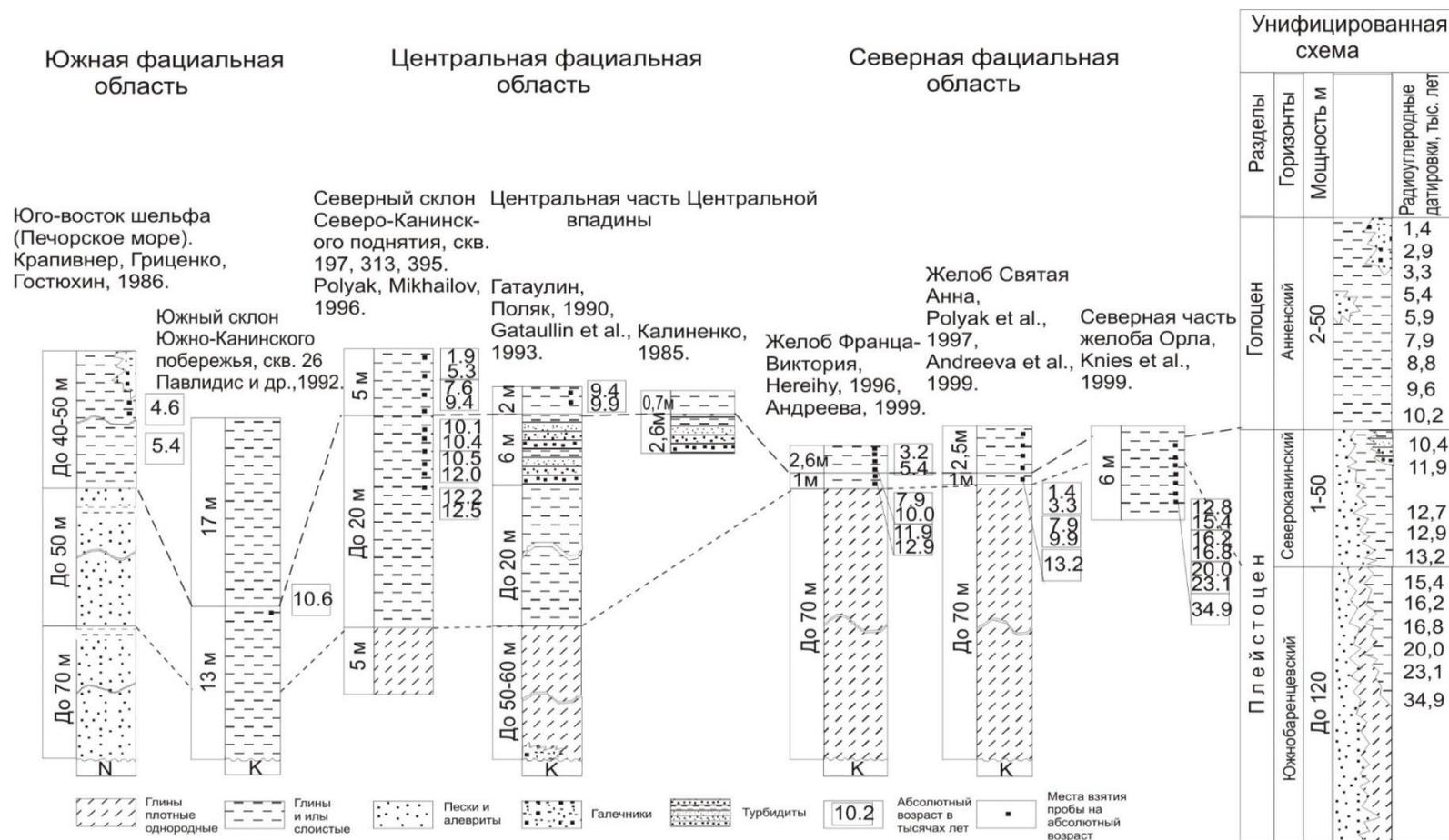


Рисунок 1.3.3. Корреляционная и унифицированная схема плейстоцен-голоценовых отложений Баренцевоморского шельфа

Взято из: [Кабаньков В.Я., 2001].

1 – глины плотные однородные; 2 – глины и илы слоистые; 3 – пески и алевриты; 4 – галечники; 5 – турбидиты; 6 – абс. Возраст в тыс. лет; 7-пробы

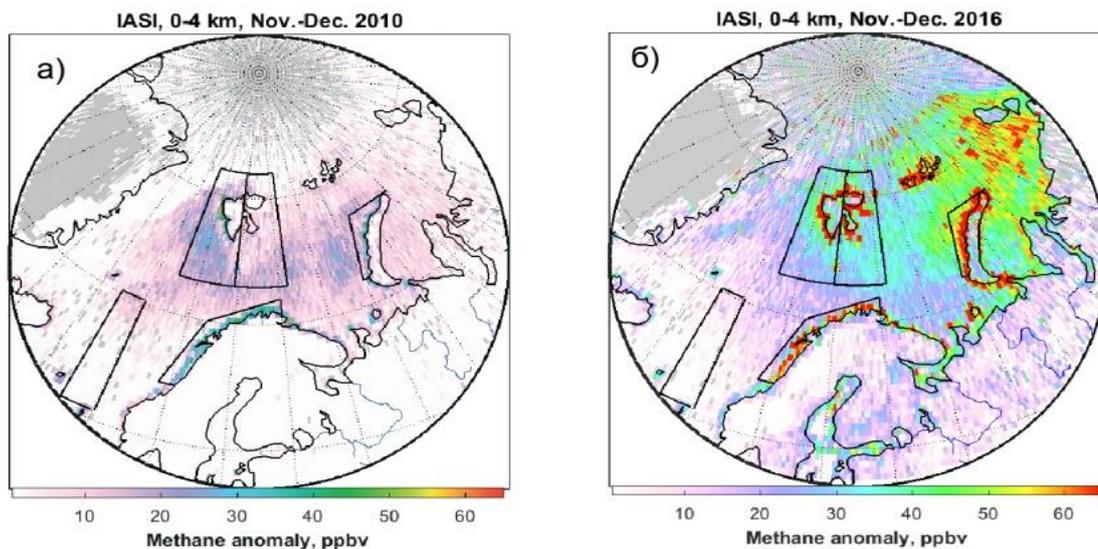


Рисунок 3.2.2. Измеренные IASI концентрации метана над открытой водной поверхностью и усредненные за ноябрь-декабрь 2010 г. аномалии концентрации метана в слое 0-4 км (нижний (приводный) слой атмосферы) на сетке с шагом 0,5 x 0,5 (а); то же для ноября-декабря 2016 г. (б) [Юрганов, 2017]

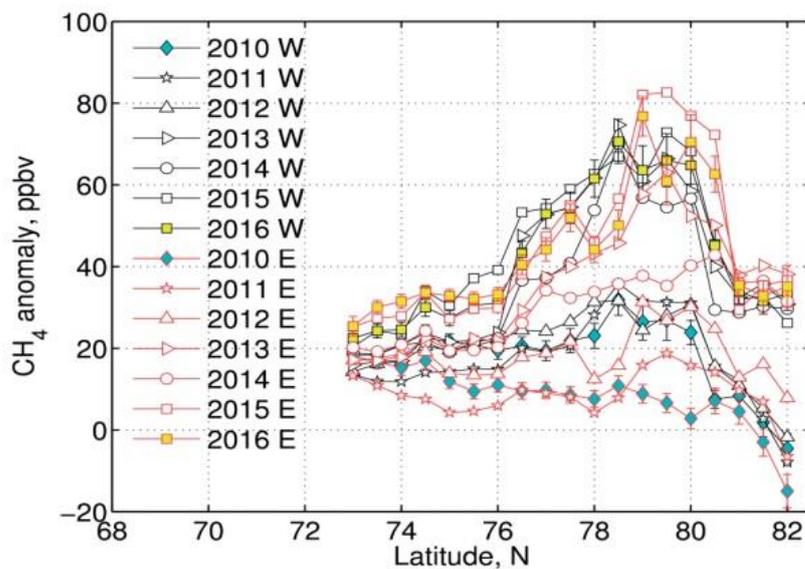


Рисунок 3.2.3. Широтные зависимости аномалии концентрации метана для двух районов – к западу (черным цветом) и к востоку от Шпицбергена (Свальбарда). Вертикальными штрихами показаны удвоенные среднеквадратичные отклонения для среднего.

Источник: [Юрганов, 2017]

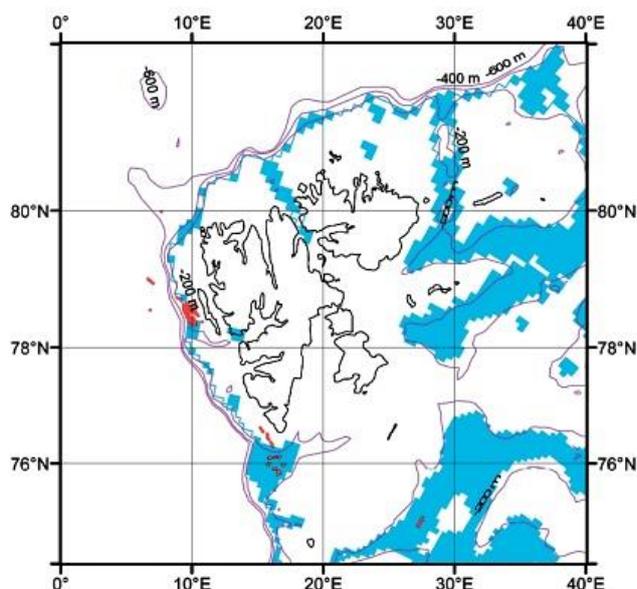


Рисунок 3.2.4. Обнаруженные к западу от Шпицбергена (красный цвет) положения факелов метана. Синим цветом показаны потенциальные районы эмиссии метана, рассчитанные с помощью моделирования нарушения стабильности метаногидратов при заданном повышении температуры придонной воды. Малиновым цветом показаны изобаты [Юрганов и др., 2017].

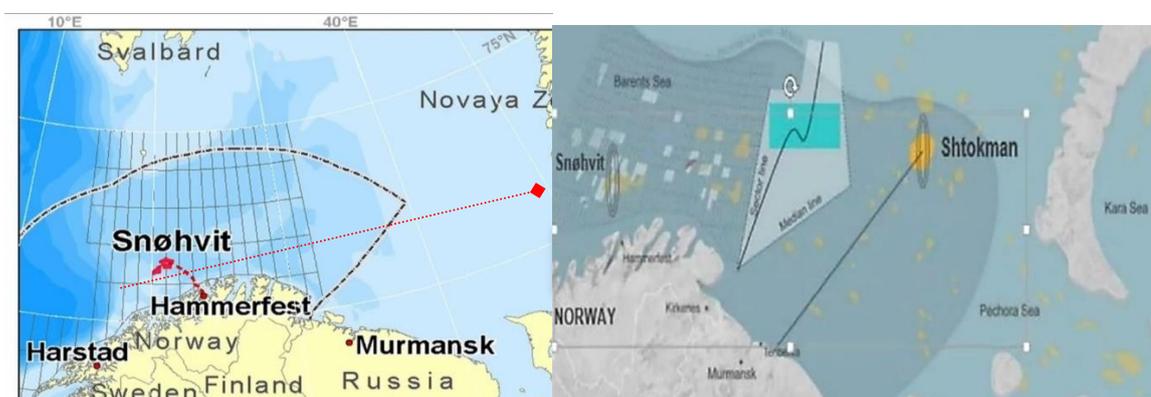


Рисунок 3.2.5. Расположение некоторых месторождения природного газа (в том числе Норвегии) в Баренцевом море. Красная стрелка: месторождение Белоснежка (Норвегия). Зеленый квадрат – расположенные на ранее спорной линии границы [Источник: https://rosenergo.gov.ru/learning/course1/lesson32/?LESSON_PATH=1.9.32. Университет МГИМО, Российское энергетическое агентство].

Таблица 2.3.1. Основные характеристики спутниковых снимков, используемых в исследовании (по данным сайта <https://www.scanex.ru/>).

Спутник	Оператор	Тип данных	Ширина полосы обзора, км	Пространственное разрешение в надире, м	Период повторной съемки
SENTINEL-1A/B	Европейское космическое агентство, ESA	радарные	от 250 до 400 в зависимости от режима съемки	от 4 до 40 в зависимости от режима съемки	1 раз в 1-3 дня

ПРИЛОЖЕНИЕ Б. Основные результаты комплексных геолого-гидрогеохимических исследований



Рисунок 4.3.6. Монтаж сонограммы гидролокатора бокового обзора. Структура С 1 (Кольско-Канинская моноклираль). Внизу: увеличенный фрагмент с показом отдельных борозд – юго-восточная часть. [ФГБУ «ВНИИОкеангеология»].

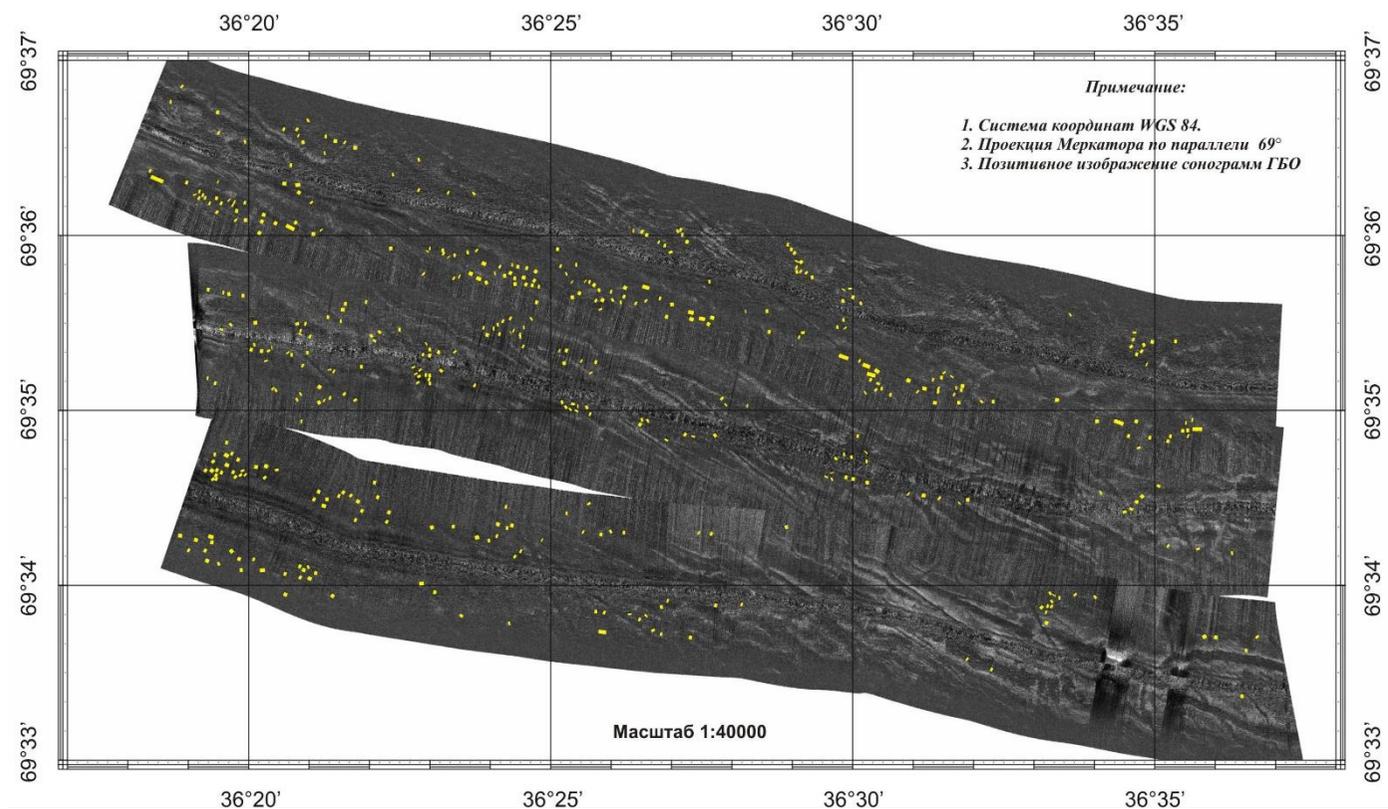


Рисунок 4.3.7. Распределение покмаркеров (точки желтого цвета) на монтаже сонограммы ГБО.

Структура С 1 [ФГБУ «ВНИИОкеангеология»]

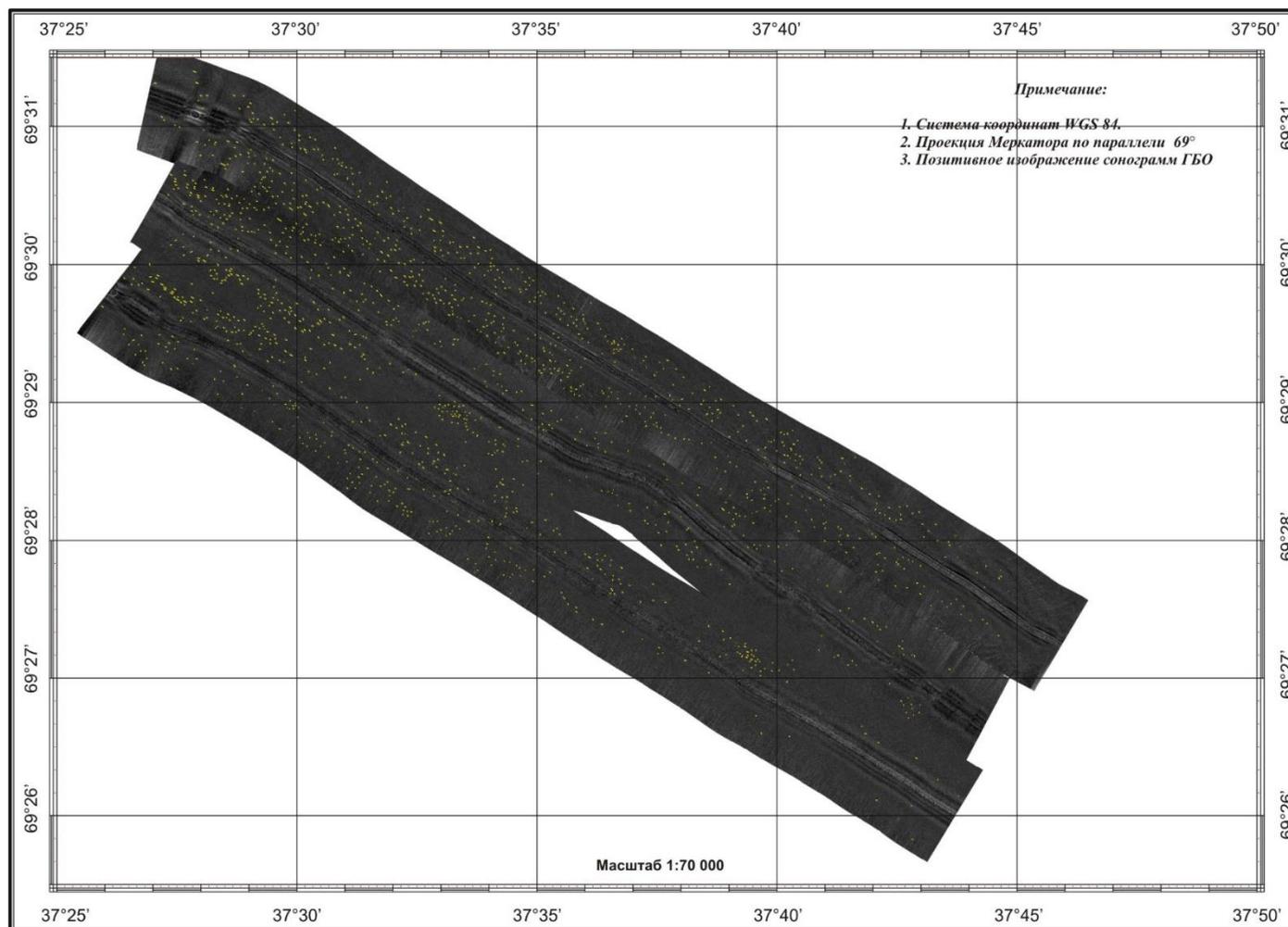


Рисунок 4.3.8. Распределение покмаркеров (точки желтого цвета) на монтаже сонограммы ГБО.

Структура С 9 [ФГБУ «ВНИИОкеангеология»]

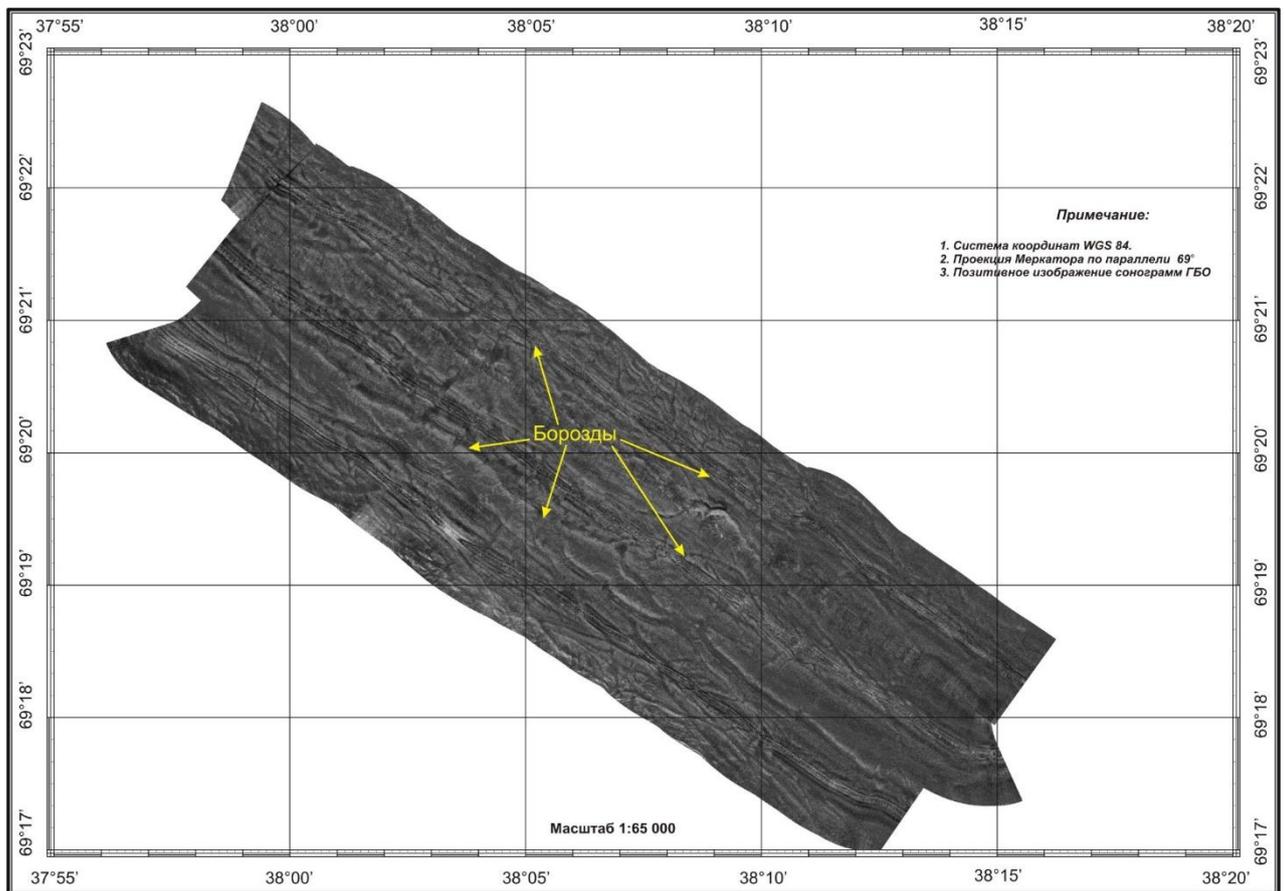


Рисунок 4.3.9. Монтаж сонограммы гидролокатора бокового обзора.

Структура С 12 [ФГБУ «ВНИИОкеангеология»]

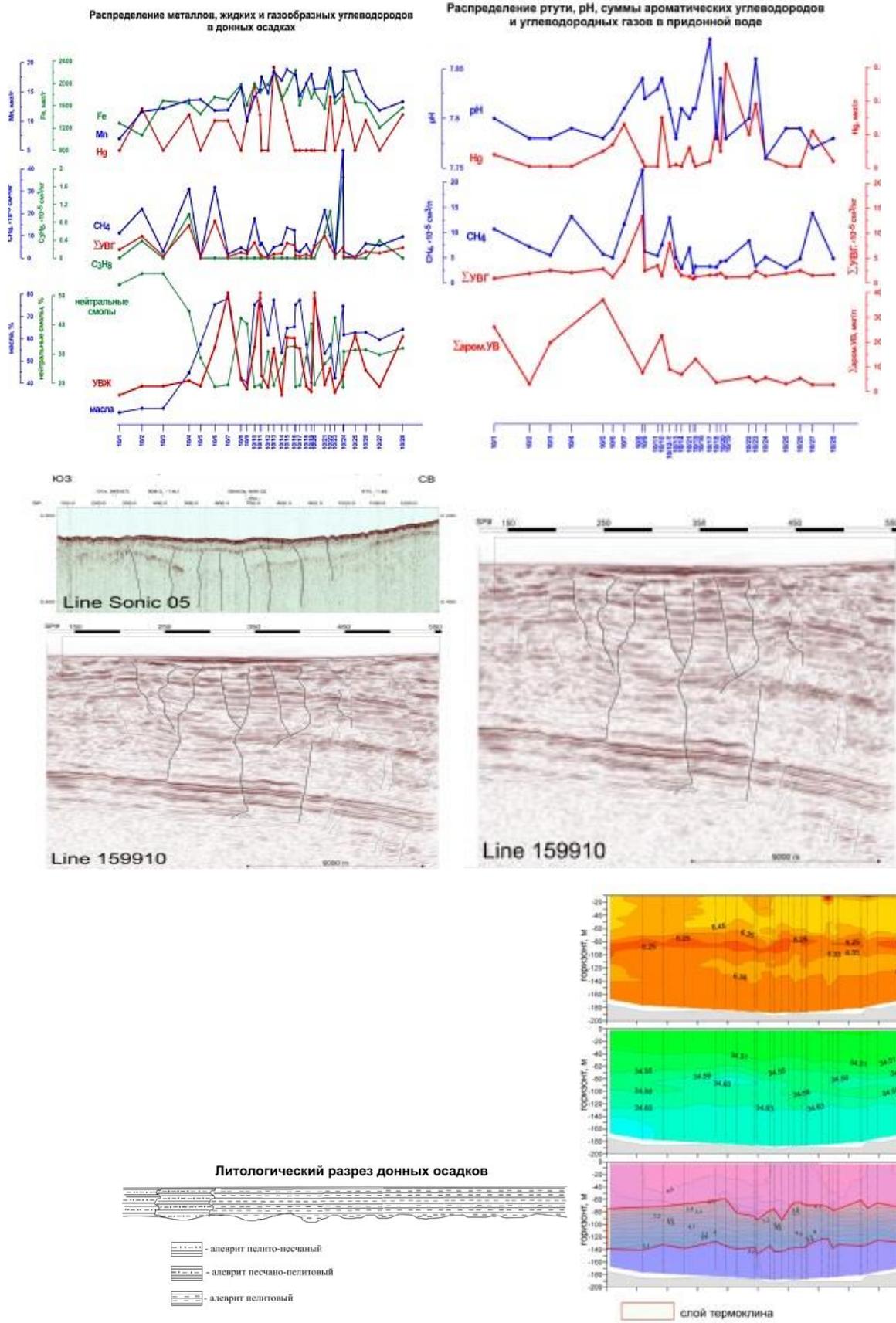


Рисунок 4.4.5. Комплексный гидрогеохимический профиль 159910, структура С-9 [ФГБУ «ВНИИОкеангеология»]

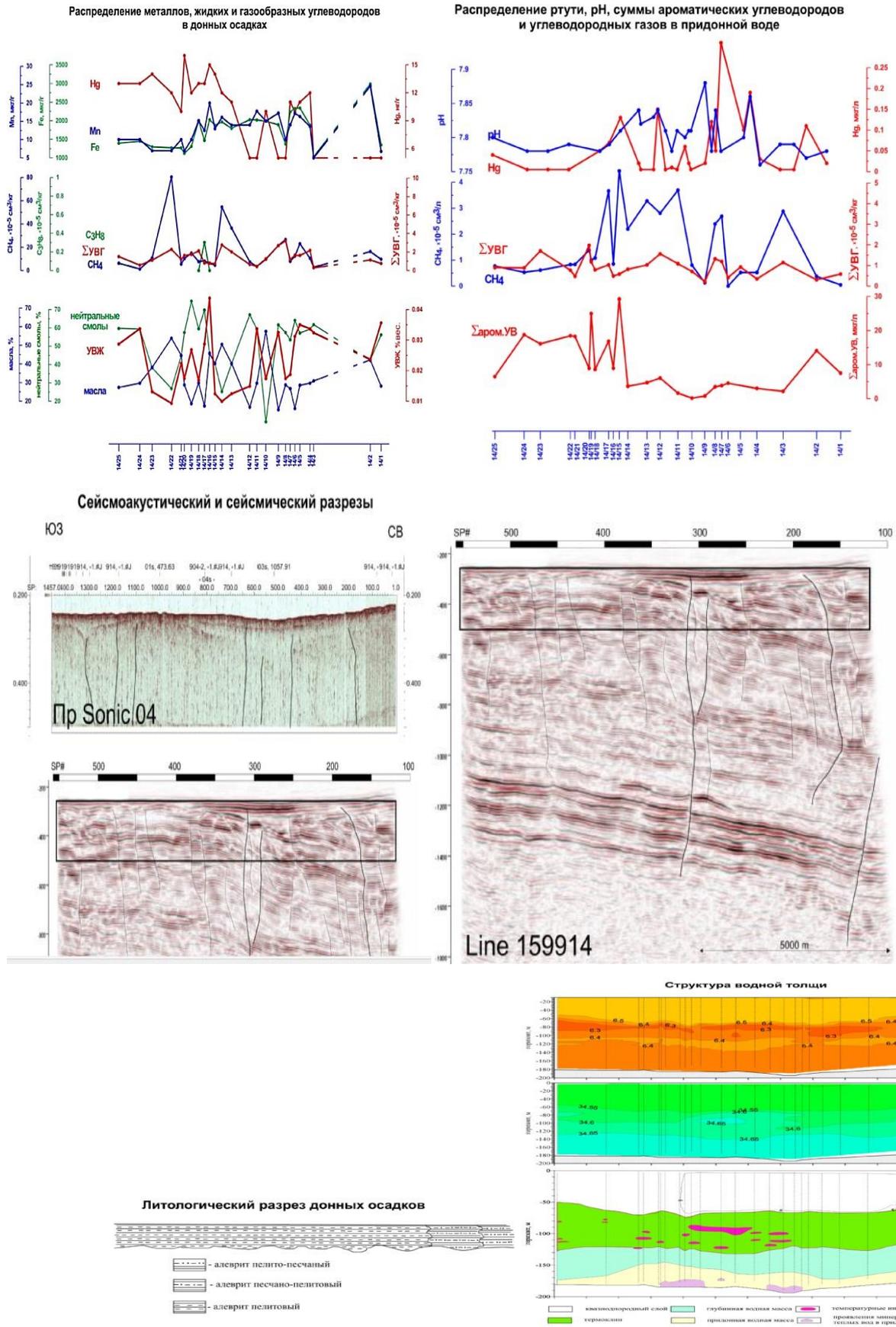


Рисунок 4.4.6. Комплексный гидрогеохимический профиль 159914, структура С-9 [ФГБУ «ВНИИОкеангеология»]

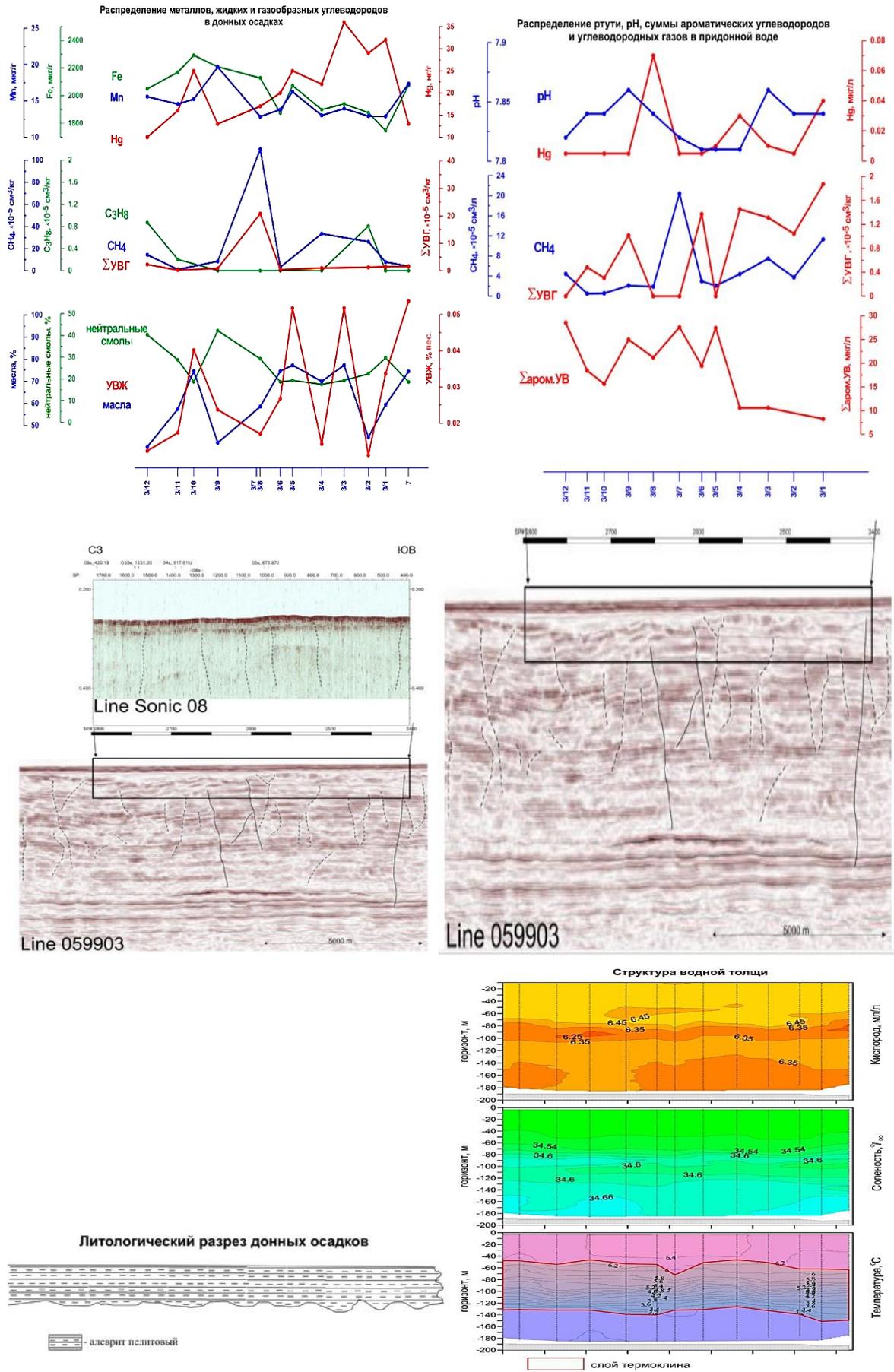


Рисунок 4.4.7. Комплексный гидрогеохимический профиль 059903, структура С-9 [ФГБУ «ВНИИОкеангеология»]

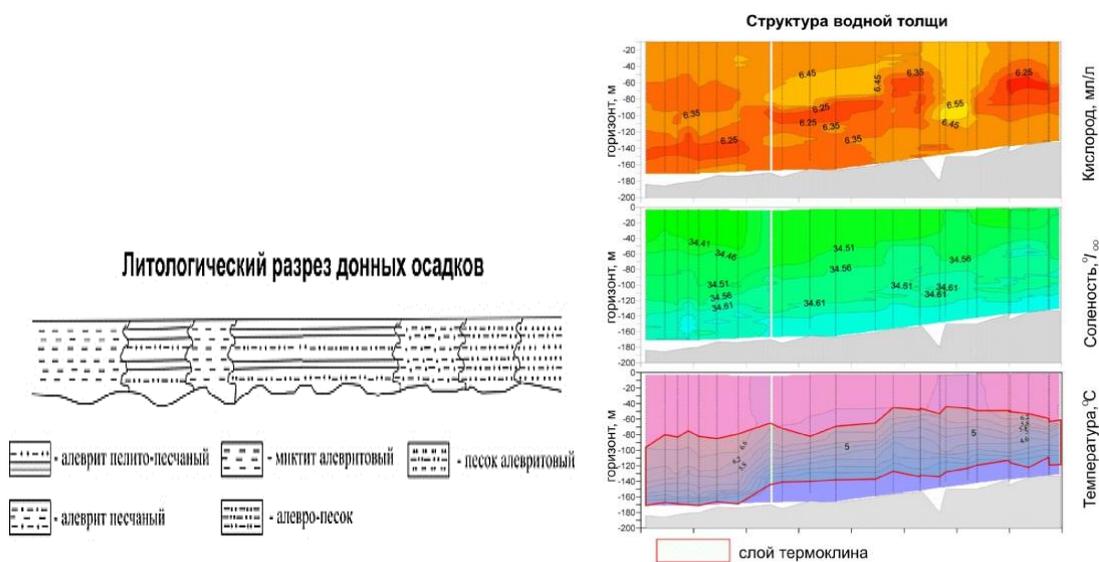
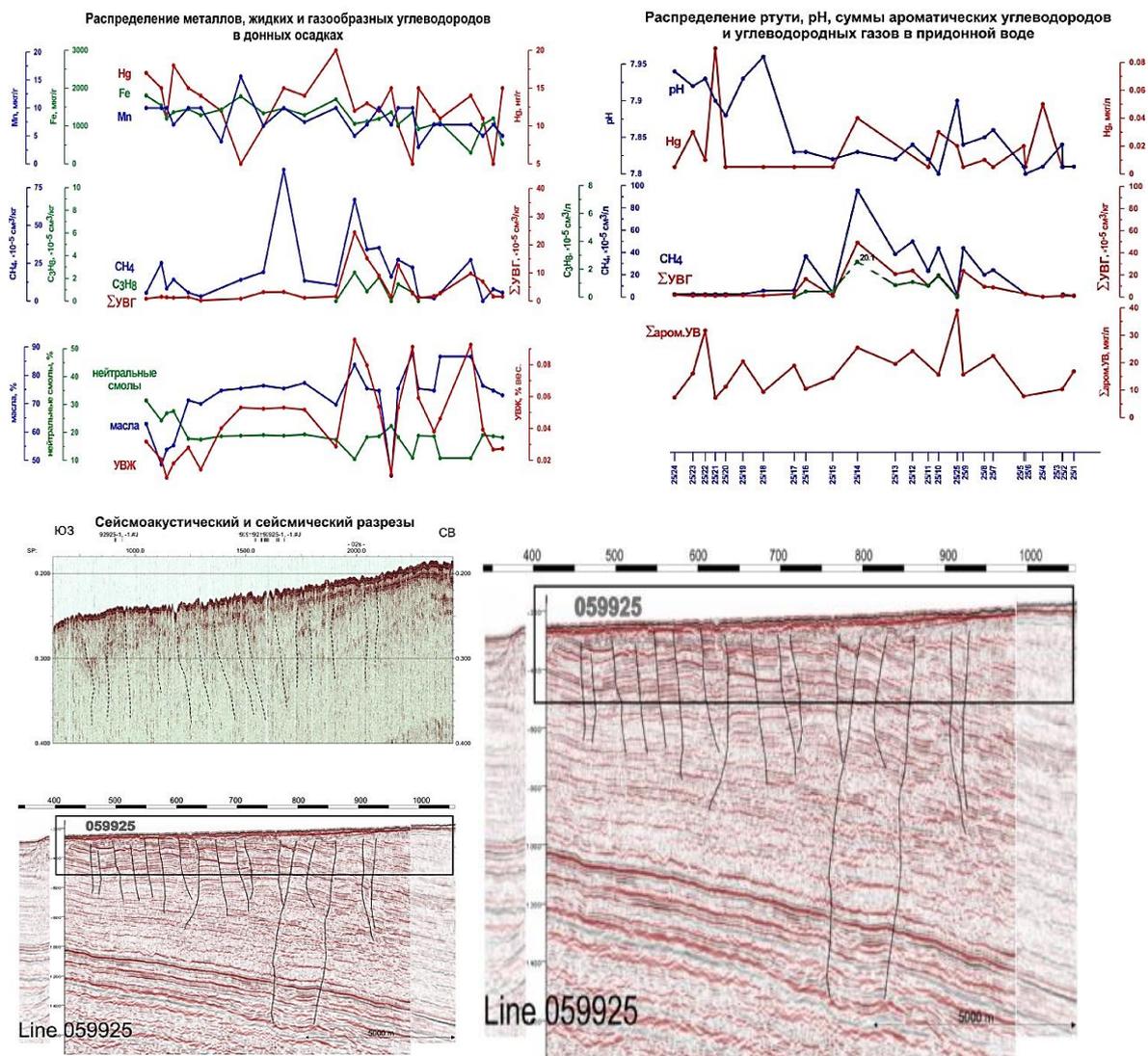
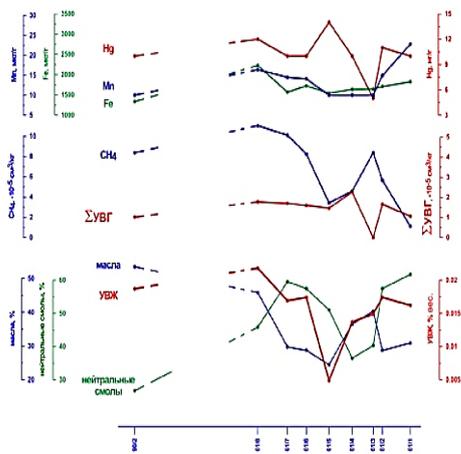


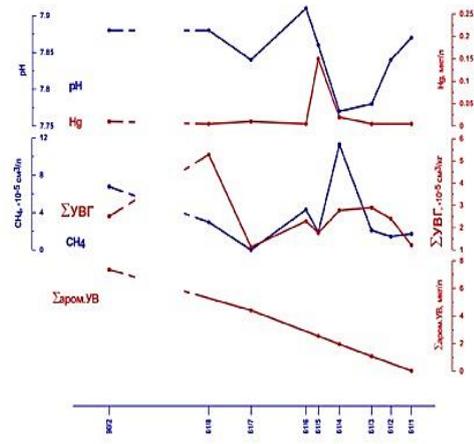
Рисунок 4.4.8. Комплексный гидрогеохимический профиль 059925, структура С-12

[ФГБУ «ВНИИОкеангеология»]

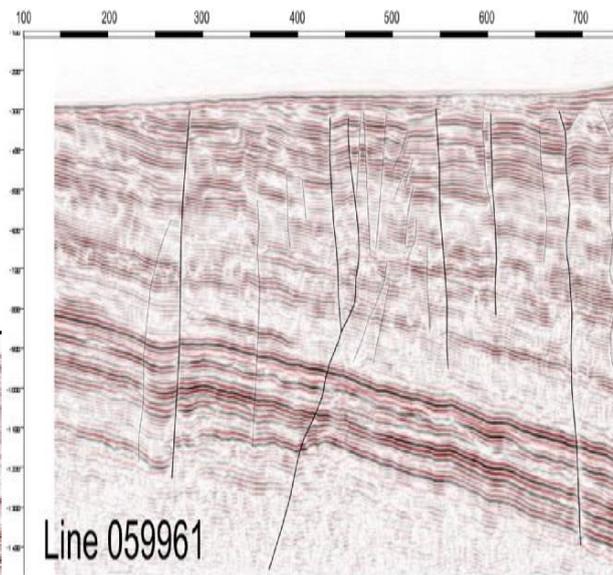
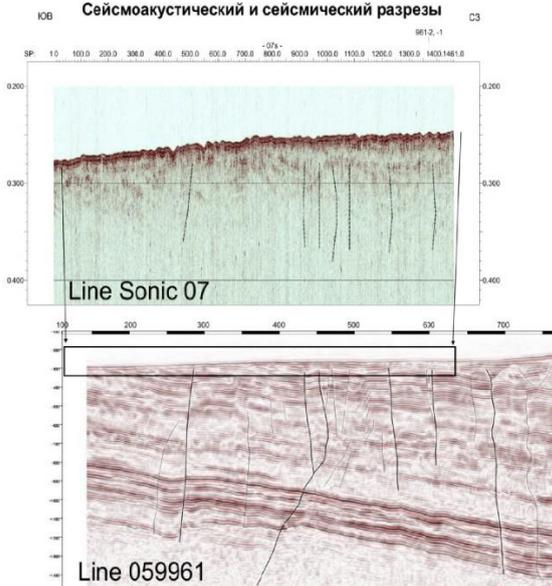
Распределение металлов, жидких и газообразных углеводородов в донных осадках



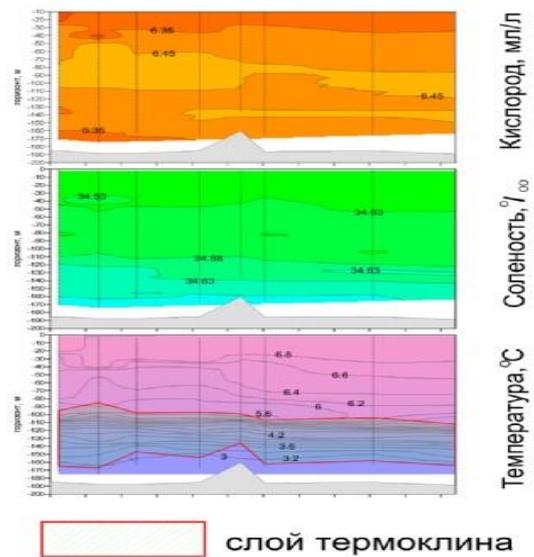
Распределение ртути, pH, суммы ароматических углеводородов и углеводородных газов в придонной воде



Сейсмоакустический и сейсмический разрезы



Структура водной толщи



Литологический разрез донных осадков

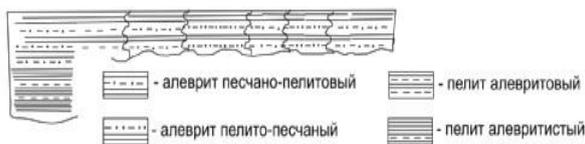


Рисунок 4.4.9. Комплексный гидрогеохимический профиль 059961, структура С – 1 [ФГБУ «ВНИИОкеангеология»]

Таблица 4.4.1 Выход тяжелой фракции в донных осадках структуры С- 1

№ п/п	№ пробы (по поверхности)	% выхода тяжелой фр.	№ п/п	№ пробы (по разрезу)	% выхода тяжелой фр.
1	61/3	1,1	7	90/1 Т1	2,50
2	61/4	1,27	8	90/1 Т2	2,03
3	61/5	1,37	9	90/2 Т1	2,16
4	61/6	0,98	10	90/2 Т2	2,2
5	61/7	1,67	11	90/2 Т3	1,61
6	61/8	1,3			

Таблица 4.4.2 Выход тяжелой фракции в донных осадках структуры С-9

№ п/п	№ пробы (по поверхности)	% выхода тяжелой фр.	№ п/п	№ пробы (по поверхности)	% выхода тяжелой фр.
1	3/1	1,43	12	3/12	0,82
2	3/2	0,88	13	10/1	1,96
3	3/3	0,88	14	10/5	0,89
4	3/4	1,49	15	10/9	0,87
5	3/5	1,02	16	10/13	0,72
6	3/6	0,44	17	10/17	0,93
7	3/7	0,67	18	10/22	1,22
8	3/8	0,42	19	10/25	1,32
9	3/9	0,89			
10	3/10	0,31			
11	3/11	0,44			
По разрезу					
20		10/12 Т1			1,31
21		10/12 Т2			2,25
22		10/17 Т1			1,07
23		10/17 Т2			2,12
24		10/24 Т1			1,23
25		10/24 Т2			1,76
26		10/24 Т3			2,35

Таблица 4.4.3 Выход тяжелой фракции в донных осадках структуры С-12

№ п/п	№ пробы (по поверхности)	% выхода тяжелой фракции	№ п/п	№ пробы (по разрезу)	% выхода тяжелой фракции
1	25/1	0,39	10	4/1 Т1	2,72
2	25/3	0,65	11	4/1 Т2	2,13
3	25/8	1,86	12	4/1 Т3	2,1
4	25/12	1,84	13	4/2 Т1	2,15
5	25/15	2,23	14	4/2 Т2	2,5
6	25/16	2,01	15	4/2 Т3	2,37
7	25/18	2,8	16	4/3 Т1	1,20
8	25/21	2,57	17	4/3 Т2	2,35
9	25/25	2,46	18	4/3 Т3	2,41

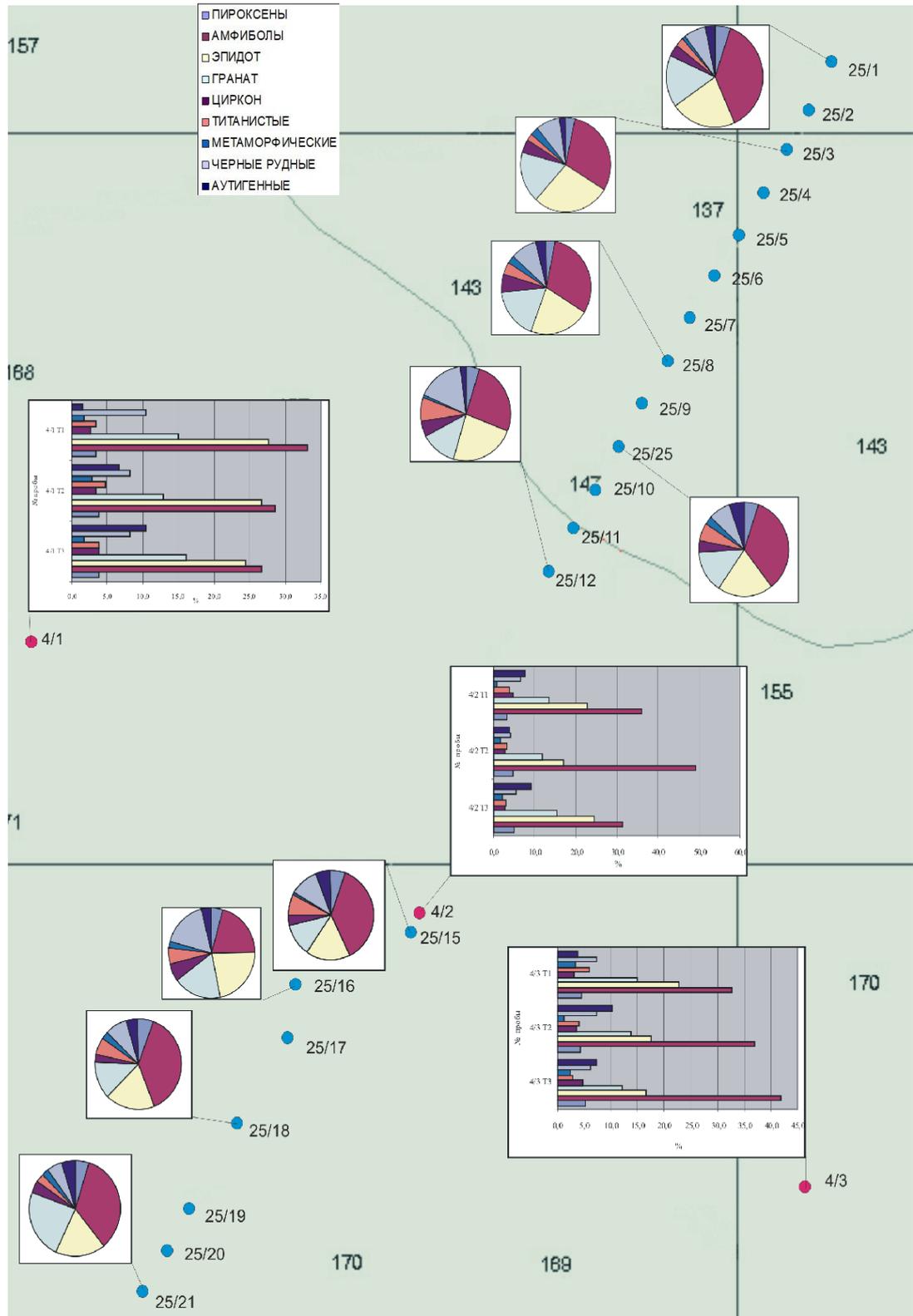
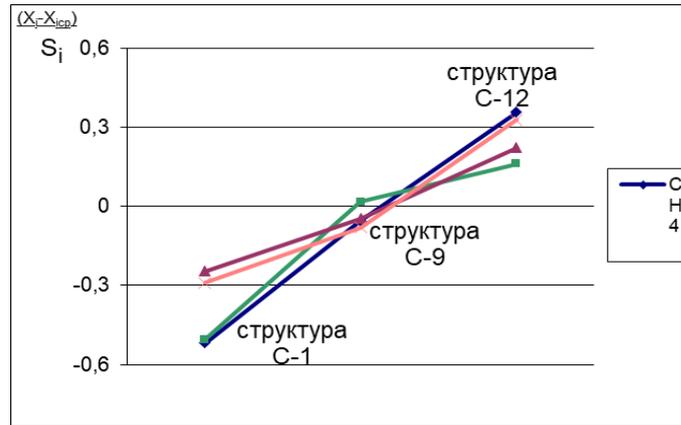


Рисунок 4.4.10. Минералогическая характеристика донных осадков структуры С-12 [по данным ФГБУ «ВНИИОкеангеология»].

а)



б)

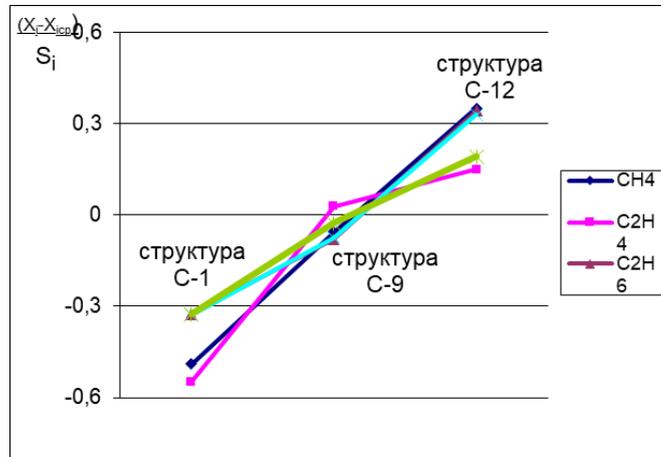


Рисунок 4.4.11. Изменение содержания углеводородных газов в донных осадках по структурам (а - в ppm, б - в см³/кг) [по данным ФГБУ «ВНИИОкеангеология»]

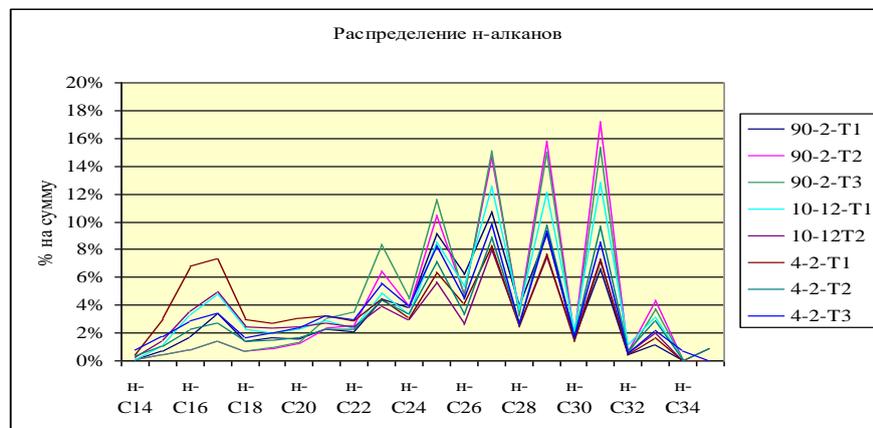
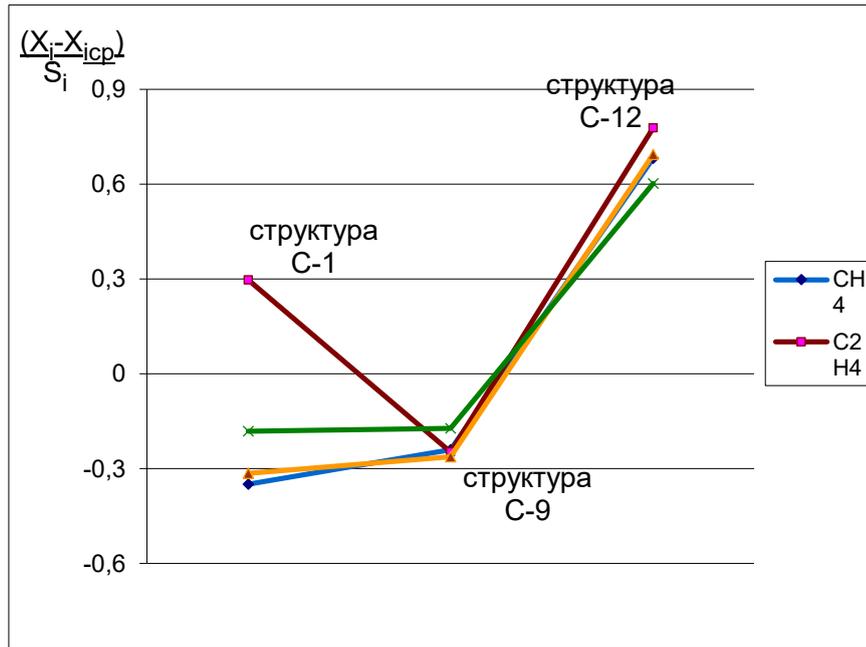


Рисунок 4.4.12. Распределение n-алканов в донных осадках структур [по данным ФГБУ «ВНИИОкеангеология»]

а)



б)

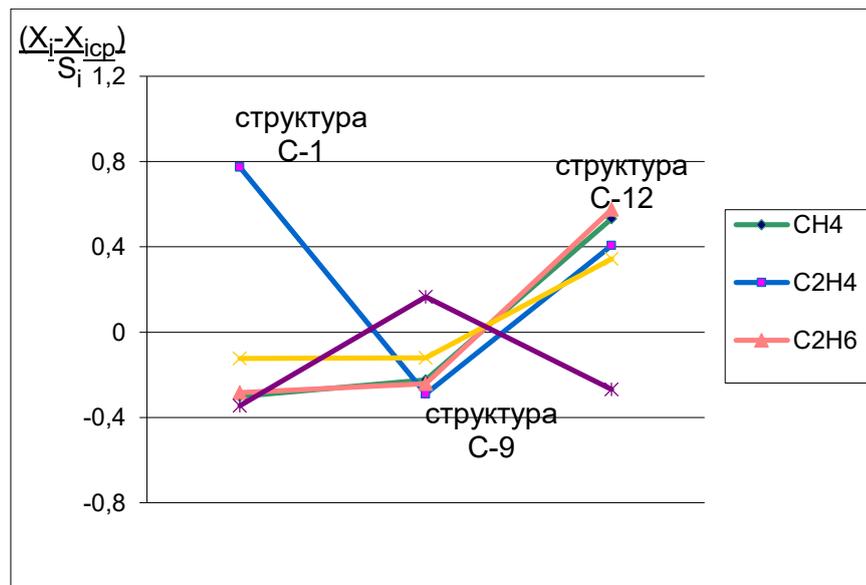
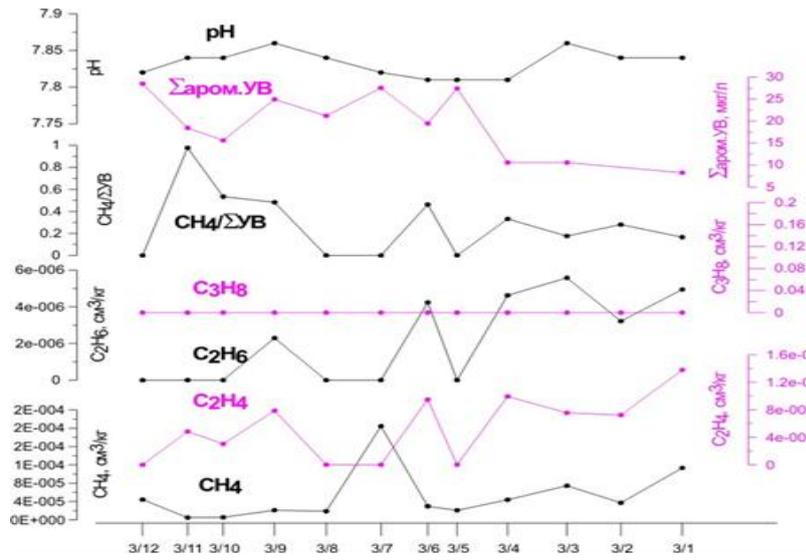
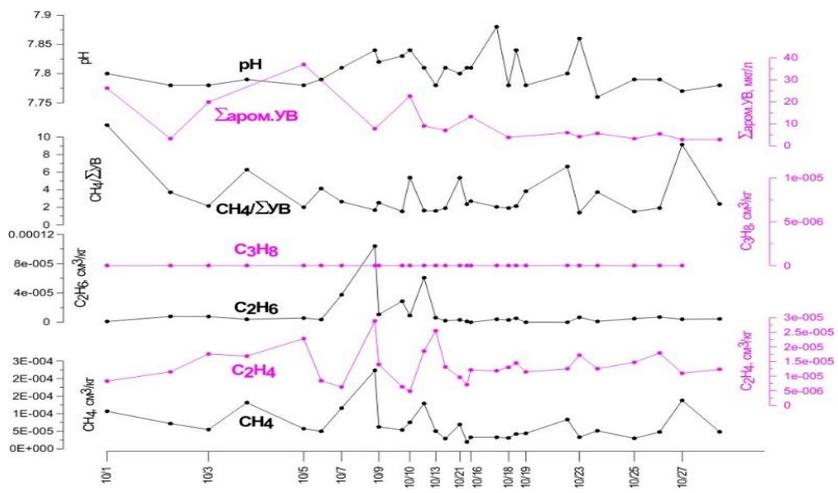


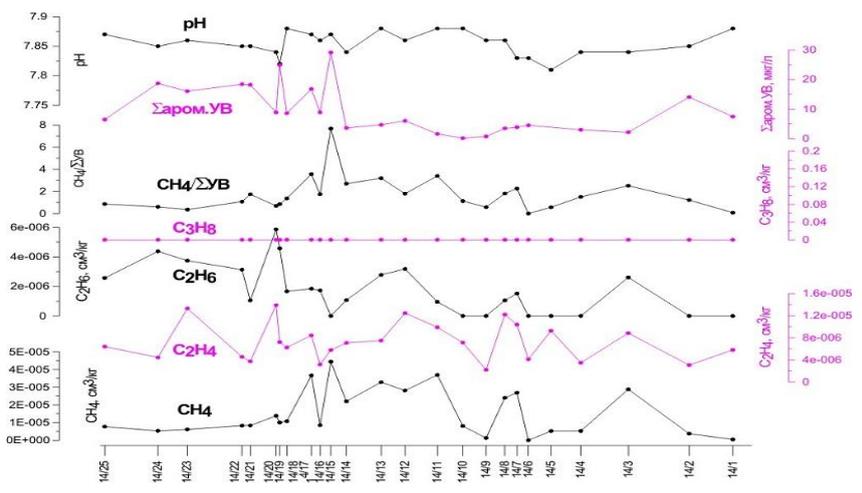
Рисунок 4.4.13. Распределение газообразных углеводородов в придонной воде по структурам
(а- содержания в ppm, б- содержания в мл/л)
[по данным ФГБУ «ВНИИОкеангеология»]



Профиль 095503



Профиль 159910



Профиль 159914

Рисунок 4.4.14 Распределение содержаний углеводородных газов, суммы ароматических углеводородов и рН в придонной воде по профилям структуры С-9 [по данным ФГБУ «ВНИИОкеангеология»]

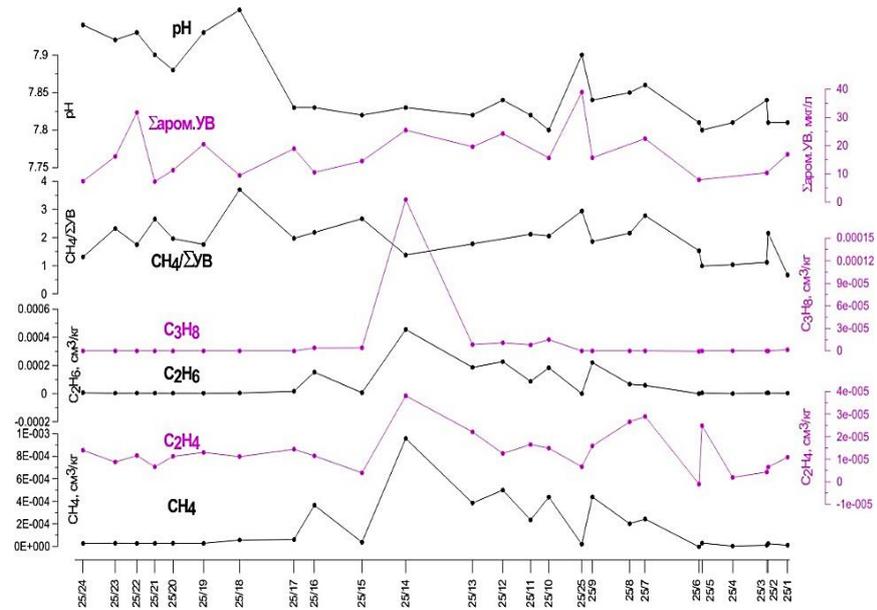


Рисунок 4.4.15. Распределение содержаний углеводородных газов, суммы ароматических углеводородов и рН в придонной воде. Профиль 059925. Структура С-12 [по данным ФГБУ «ВНИИОкеангеология»]

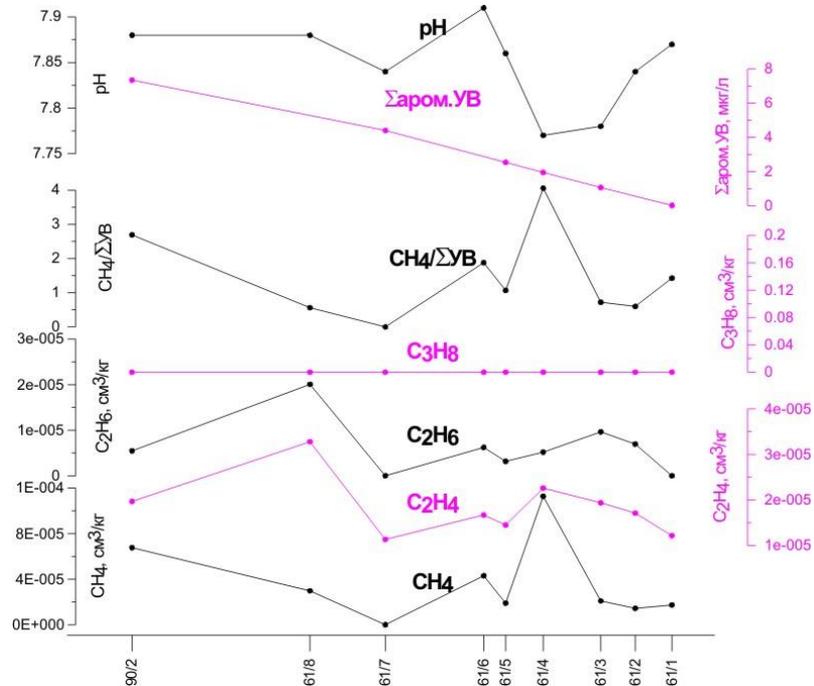


Рисунок 4.4.16. Распределение содержаний углеводородных газов, суммы ароматических углеводородов и рН в придонной воде. Профиль 059961. Структура С-1 [по данным ФГБУ «ВНИИОкеангеология»].

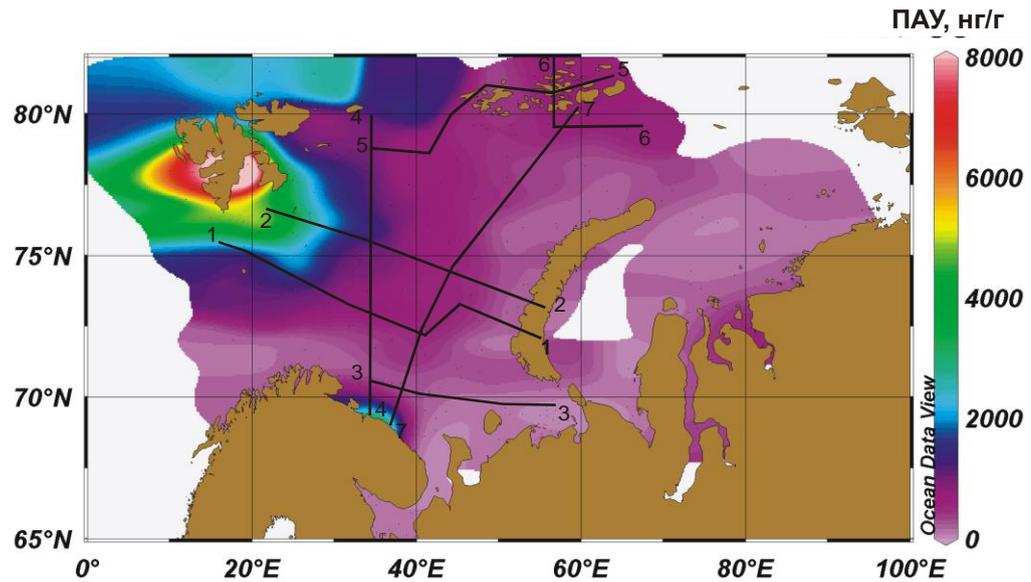


Рисунок 4.4.17. Распределение суммы ПАУ в донных осадках Баренцева моря за многолетний период [по данным ФГБУ «ВНИИОкеангеология»]

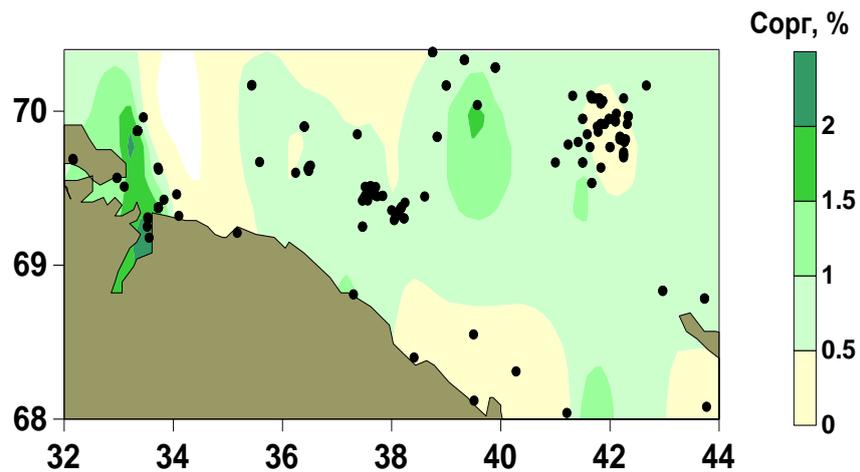


Рисунок 4.4.18. Распределение органического углерода ($C_{орг}$) в донных осадках южной фациальной зоны Баренцева моря [по данным ФГБУ «ВНИИОкеангеология»]

Таблица 4.4.4 Характеристика гопановых углеводородов [по данным ФГБУ «ВНИИОкеангеология»]

Гопановые коэффициенты	C-12			C-9		C-1		
	4-2Т-1	4-2Т-2	4-2Т-3	10-12Т-1	10-12Т-2	90-2Т-1	90-2Т-2	90-2Т-3
<u>β, β,-гопены</u>	0,37	0,08	0,12	0,34	0,11	0,82	0,22	0,22
ββ+αβ+βα-гопаны	-	-	-	-	-	-	-	-
<u>β, β,-гопаны</u>	0,24	0,16	0,24	0,18	0,10	0,37	0,34	0,37
ββ+αβ+βα-гопаны								
22S/22S+22R (для C31)	0,46	0,48	0,40	0,48	0,53	0,00	0,24	0,17
(Ts)/C27- (Tm)	0,47	0,47	0,46	0,52	0,51	0,00	0,00	0,00