



МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
«РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ  
ГИДРОМЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Кафедра природопользования и устойчивого развития полярных областей

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА**  
Магистерская диссертация

На тему Проблемы обеспечения экологической безопасности при добыче  
углеводородов на арктическом шельфе и пути их решения

Исполнитель Дубровин Михаил Васильевич

Руководитель кандидат геолого-минералогических наук

Яковлев Олег Николаевич

Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_

кандидат географических наук

Макеев Вячеслав Михайлович

«17» июня 2017г.

Санкт-Петербург  
2017



МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
«РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ  
ГИДРОМЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Кафедра природопользования и устойчивого развития полярных областей

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА**  
Магистерская диссертация

На тему Проблемы обеспечения экологической безопасности при добыче  
углеводородов на арктическом шельфе и пути их решения

**Исполнитель** Дубровин Михаил Васильевич

**Руководитель** кандидат геолого-минералогических наук  
Яковлев Олег Николаевич

**Заведующий кафедрой** \_\_\_\_\_

кандидат географических наук

Макеев Вячеслав Михайлович

«\_\_» июня 2017г.

Санкт–Петербург  
2017

## Содержание

Введение.....	4
1. Распределение запасов углеводородов на арктическом шельфе России. ....	7
1.1 Понятие шельфа.....	7
1.2 Полезные ископаемые шельфовой области.....	7
2. Современное состояние добычи углеводородов в мире на шельфе .....	12
2.1. Добыча углеводородов на шельфе арктических морей и ее особенности .....	12
2.2. Перспективы освоения нефтегазовых ресурсов на шельфе в том числе континентальном шельфе России .....	17
3. Экологические риски при добыче углеводородов на шельфе.....	20
3.1. Способы добычи углеводородов на шельфе .....	23
3.2. Особенности добычи углеводородов на арктическом шельфе .....	28
3.3 Источники загрязнения окружающей среды при морской добыче углеводородов .....	32
3.4. Оценка воздействия на морские экосистемы, при освоении нефтегазовых месторождений на шельфе .....	39
4. Анализ современных способов обеспечения экологической безопасности при добыче углеводородов на шельфе.....	47
4.1.Современные способы защиты окружающей среды.....	47
4.2 Анализ мероприятий по обеспечению контроля за экологической безопасностью окружающей среды в районах функционирования морских нефтегазодобывающих платформ. ....	48
4.3. Анализ мероприятий по обеспечению контроля за экологической безопасностью окружающей среды при работе подводных добычных комплексов и подводных трубопроводов.....	50

4.4. Анализ обеспечения экологической безопасности морской транспортировки углеводородного сырья.....	53
4.5. Анализ обеспечения экологической безопасности добычи углеводородного сырья с использованием робототехники.....	56
5. Правовая база обеспечения экологической безопасности при добыче углеводородов на шельфе.....	58
6. Необходимые мероприятия по обеспечению экологической безопасной добычи углеводородов на арктическом шельфе и возможности их осуществления. Предупреждение и ликвидация аварийных разливов .....	61
6.1. Разливы нефти при добыче углеводородов на морском шельфе.....	62
6.2. Ликвидация аварийных разливов нефти (ЛАРН).....	69
6.2.1. Ликвидация последствий аварийных разливов нефти.....	72
6.2.2. Сбор разлитой нефти при наличии льда на поверхности воды .....	80
6.3. Оценка возможных аварийных разливов нефти, и достаточности сил и средств для их локализации .....	82
Заключение .....	86
Список использованных источников .....	89
Приложение А. Оценка возможных аварийных разливов нефти, и достаточности сил и средств для их локализации .....	99

## Введение

В нашей стране существует необходимость все более широкого освоения нефтегазовых ресурсов морского дна, в нем сосредоточены больше запасы углеводородов. На данный момент перспективной для разработки месторождений является шельфовая зона. Мировой океан сейчас насчитывает сотни нефтегазоносных районов, предназначенных для промышленного освоения [23]. Запасы месторождений варьируются в разных пределах, ориентировочно до 2000 миллиардов тонн топлива в пересчете на нефть.

Существенная часть углеводородов России приходится на долю континентального шельфа. Основная доля суммарных ресурсов углеводородов всего российского шельфа расположена в недрах арктических морей. [83]. Между тем стоит сказать о двух обстоятельствах. Первое обстоятельство это суровые природно-климатические условия, в отдаленных арктических регионах. Что в свою очередь, затрудняет нефтегазовое освоение, повышаются риски возникновения аварийных ситуаций и возможных в связи с этим проблем для окружающей среды. Второе обстоятельство связано с недостаточно развитой геолого-геофизической изученностью российского шельфа, морской акватории. [43].

Стоит упомянуть об источниках загрязнения окружающей среды и технических трудностях, связанных с их контролем. В настоящее время актуальна проблема контроля, учета и нормирования выбросов от соответствующих источников и разработка, а так же совершенствование методологии по контролю загрязнения природной среды. Важность этих проблем в современном мире возрастает, опасные для человека и окружающей среды вещества поступают и накапливаются в её различных элементах при добыче углеводородов. Нефтяной комплекс занимает ведущую роль, в топливно-энергетическом балансе страны. Вопросы охраны окружающей среды, приобретают особую остроту и социальную значимость.

Наша страна отстает в разработке научных и инженерных основ экологически безопасного ведения работ, отвечающих требованиям экологически чистой технологии нефтедобычи. Требуется создание экологически чистой обстановки в районах разработки и эксплуатации месторождений нефти в том числе в Арктике. Арктические природные комплексы уязвимы, в свою очередь это обуславливает необходимость создания и утверждения стратегии развития Арктики с учетом климатических условий, и увеличением антропогенного воздействия в арктической зоне[10].

Целью данной работы является оценка экологических проблем нефтедобывающего комплекса на континентальном шельфе в арктических морях Российской Федерации. Для реализации поставленной цели необходимо решение следующих задач:

- оценить распределение углеводородных ресурсов на шельфе арктических морей;
- оценить современное состояние добычи углеводородов на шельфе;
- выявить основные проблемы обеспечения экологической безопасности при добыче углеводородов на шельфе;
- провести анализ современных способов обеспечения экологической безопасности при добыче углеводородов на шельфе, в том числе нормативно-правовое обеспечение;
- разработать рекомендации по внедрению мероприятий, направленных на обеспечение экологической безопасности добычи углеводородов на шельфе.

Основными защищаемыми положениями работы являются:

1. В настоящее время отсутствуют эффективные технологии ликвидации разливов нефти во льдах.
2. Все этапы разведки и добычи углеводородов имеют негативное воздействие на окружающую среду.

3. Среди методик расчета изменения радиуса растекания нефтяного пятна по поверхности воды с учетом времени наиболее эффективна в арктических условиях методика Букмейстера.

В работе были использованы такие научные методы как метод сравнения, метод экспертных оценок и другие.

Практическая значимость работы обусловлена возможностью использования материалов диссертационного исследования при разработке Планов ликвидации разливов нефти на месторождениях арктического шельфа Российской Федерации.

Личный вклад автора заключается в анализе литературных данных, выборе методов исследования, а также в оценке возможных аварийных разливов нефти, и достаточности сил и средств для их локализации. В качестве примера для расчетов в работе было выбрано несколько аварийных ситуаций. Среди методик расчета изменения радиуса растекания нефтяного пятна по поверхности воды с учетом времени были выбраны две методики: Фея и Букмейстера. В качестве исходных данных для проведения расчета изменения радиуса растекания нефтяного пятна по поверхности воды с учетом времени были взяты исходные данные об оборудовании с действующей платформы «Приразломная».

## 1. Распределение запасов углеводородов на арктическом шельфе России

### 1.1 Понятие шельфа

Шельф – в океанологии область затопленная морем, примыкающая к суше и характеризующаяся общим с ней геологическим строением. Шельф представляет собой выровненную часть подводной окраины материка. Общая площадь мирового континентального шельфа около 30 млн. км<sup>2</sup>, из 17% приходится на шельфы российских морей [43]. Шельф со стороны океана имеет чёткое ограничение выраженное бровкой, располагается она на глубине около 100-200 м (в редких случаях может достигать около 500-1500 м, примером могут служить: южная часть Охотского моря, и бровка Новозеландского шельфа).

Шельф наиболее обширен у северной окраины Евразии, в Беринговом море, Гудзоновом заливе, Южно - Китайском море, у северного побережья Австралии, их ширина достигает около 1-1,5 тыс. км, а у границ Чили ширина шельфа не более 2 км.

Широко распространены на шельфе работы по поиску и разведке полезных ископаемых. За короткий период времени (20-30 лет) добыча нефти и газа на морском шельфе выросла до 20% от мировых объемов добычи углеводородов в начале 90 –х годов. На шельфе ведутся так же поиски и эксплуатация рассыпных полезных ископаемых [10]. Шельф также используется в целях рыболовства и промысла морских животных. Лов рыбы в шельфовых водах составляет около 90%.

### 1.2 Полезные ископаемые шельфовой области

На шельфах морей и океанов выявлено около 2 тыс. месторождений нефти и газа с суммарными запасами нефти 40 млрд. т и газа 20 трлн. м<sup>3</sup>; пробурено более 300 тыс. скважин. Почти 100 стран ведут поисковые и эксплуатационные работы в акваториях при глубине воды до 1,5 км. Темпы

освоения морских месторождений нефти и газа ежегодно увеличиваются. История морской добычи нефти насчитывает более полутора веков.

*Северный Ледовитый океан.*

Относится к наименее изученному в нефтегазоносном отношении региону Мирового океана. Характеризуется сложными природно-климатическими условиями, сдерживающими освоение его нефтегазовых ресурсов. Относительно исследована юго-западная часть, где выделяют Северо-Аляскинский, дельты р. Макензи – моря Бофорта и Свердрупский нефтегазоносные бассейны. Кроме того, к потенциально нефтегазоносным относят бассейны на шельфе Гренландии и Евразии.

Северо-Аляскинский нефтегазоносный бассейн площадью 462 тыс. км включает в себя краевой прогиб Колвилл и две впадины (Умнат на востоке и Чукотскую на западе), разделенные сводом Барроу. В пределах бассейна выявлено свыше 30 месторождений углеводородов, большая часть которых располагается в акватории. Наиболее крупное, преимущественно нефтяное, месторождение бассейна Прадхо-Бей открыто в 1968 г. Большая часть залежей расположена на суше. Извлекаемые запасы нефти составляют 0,97 – 1,32 млрд. т, газа – 736 млрд. м<sup>3</sup>. Разработка месторождения началась в 1977 г. после сооружения Трансаляскинского нефтепровода протяженностью 1287 км. К востоку от месторождения Прадхо-Бей на побережье обнаружено три месторождения на шельфе (Сег-Дельта, Дак-Айленд, Флаксаман-Айленд), разведанные извлекаемые запасы углеводородов 16 морских месторождений Северо-Аляскинского бассейна составляют 1,5 млрд. т нефти и 750 млрд. м<sup>3</sup> газа. [26].

Нефтегазоносный бассейн дельты р. Макензи – моря Бофорта занимает площадь 120 тыс. км размеры его 120 x 500 км. Непосредственно на шельфе моря Бофорта бурение было начато в 1979 г. с искусственных островов в 10 – 15 км от дельты р. Макензи. Сразу же были открыты два газонефтяных месторождения – Адю и Гарри. В 1976 г. начато бурение с плавучих буровых установок, приведшее к открытию в 1978 г. крупнейшего

нефтяного месторождения Копаноар. Месторождение находится в 50 км от берега, глубина воды здесь 57 м. Извлекаемые запасы нефти оцениваются в 247 млн. т. Залежи залегают на глубине порядка 3,5 км.

В 74 км от берега при глубине воды 33 м выявлено нефтегазовое месторождение Амаулигак с запасами 83 – 100 млн. м<sup>3</sup> нефти и 42 млрд. м<sup>3</sup> газа. Всего доказанные запасы нефти, на шельфе – 500 млн. т и газа -100 млрд. м<sup>3</sup>.

Свердрупский нефтегазоносный бассейн имеет площадь 280 тыс. км<sup>2</sup> и занимает большую часть Арктического архипелага Канады. В бассейне открыто 19 месторождений углеводородов, в том числе одно нефтяное. В 1979 г. в процессе бурения с намороженных ледовых оснований на внутреннем шельфе архипелага Парри при глубине моря 277 – 318 м были открыты крупные газовые месторождения Уайтфиш и Чар. Разведанные извлекаемые запасы газа в бассейне достигли, почти 600 млрд. м<sup>3</sup>. углеводородов оцениваются в 250 млн. т нефти и 1,13 трлн. м<sup>3</sup> газа. Суммарная оценка потенциальных нефтегазовых ресурсов юго-западной части Северного Ледовитого океана (Арктический мега бассейн Северной Америки) составляет: 2,5 – 4,2 млрд. т нефти и 3,4 – 4,5 трлн. м<sup>3</sup> газа, или 5,2 – 7,8 млрд. т углеводородов в пересчете на нефть. Здесь уже выявлено 60 морских и прибрежно-морских месторождений, в том числе 35 нефтяных и нефтегазовых и 25 газовых и газоконденсатных.

Перспективные на нефть и газ шельфы акваторий Восточно-Арктических морей охватывают общую площадь 1080 тыс. км<sup>2</sup>. В их пределах расположены Лаптевская перспективная нефтегазоносная провинция, включающая Западно-Лаптевскую и Восточно-Лаптевскую перспективные нефтегазоносные области с входящими в нее перспективными нефтегазоносными областями Де-Лонга и Северо-Чукотской, а так же самостоятельные (вне провинций) Усть-Индибирская и Южно-Чукотская перспективная нефтегазоносные области. Начальные суммарные ресурсы акваторий морей Лаптевых, Восточно-Сибирского и

российского сектора Чукотского морей, хотя и относятся в силу их слабой изученности и категории проблематичных, составляет 19,7 миллиардов т.н.э. В соответствии с «Программой регионального геологического изучения нефтегазоносности и недропользования на континентальном шельфе РФ до 2020 года» в данный период в Восточно-Арктическом регионе предполагается проведение работ в ограниченных объемах и связанных, в основном, геологической рекогносцировкой и отчасти решением задач делимитации. [32]. Наибольшие объемы работ в труднодоступных восточных районах Арктики (около 85%) планируется в период 2018-2020 гг. Следует отметить, что из всей территории шельфовых зон восточно-арктических акваторий около 380 тыс. км<sup>2</sup> занимает транзитное мелководье до изобары 20 м, которая является первоочередным направлением в освоении углеводородного потенциала морей России.. По прогнозам ФГУП ВНИГРИ в Лаптевской нефтегазовой провинции ожидается открытие 12 месторождений крупнее 30 млн.т н.э. и 5 месторождений с ресурсом свыше 100 млн. т.н.э. В соответствии с этой Программой «Западно-арктический шельф, включающий акватории Баренцева, Печерского и Карского морей определен как стратегический регион геологоразведочных работ по нефти и газу за счет средств федерального бюджета в период с 2006-2010 гг. Месторождения Баренцева, Печерского и Карского морей составляют крупнейшую в мире Западно-Арктическую шельфовую нефтегазовую провинцию. Западно-Арктическая провинция представляет собой осадочный бассейн площадью около миллиона квадратных километров [13]. В российской части этой провинции находятся три крупных узла нефтегазоаккумуляции: Печороморский нефтегазоконденсатный, Южно-Карский, Центрально-Баренцевский газоконденсатные. В пределах последнего в частности находится Штокмановское газоконденсатное месторождение, запасы которого сопоставимы с запасами всего континентального шельфа Норвегии. На основании данных остановимся первоочередных районах работ Западно-Арктического шельфа России. К

этим районам относятся: Северо-восточный шельф Баренцева моря, здесь открыты уникальные и крупные запасы месторождения газа, газового конденсата Штокмановское, Мурманское, Северо-Кильдинское. Для обустройства месторождений рассматриваются варианты с применением плавучих ледостойких платформ либо подводных добычных комплексов [21]. На шельфе Печерского моря-открыты нефтяные месторождения Приразломное, Варандей-море; Медыньское море-2, Долгинское и др. Обустройство месторождений в данном районе возможно как со стационарных ледостойких платформ так и с мобильных ледостойких буровых установок с использованием подводных добычных комплексов.

На Приамальском шельфе открыты уникальные по запасам газа Ленинградское и Русановское газоконденсатные месторождения, освоение которых осложнено из-за крайне тяжелых ледовых условий. Наиболее вероятно применение подводных технологий и ледостойких платформ.

На акваториях Обской и Тазовской губ открыты четыре месторождения с залежами газа в меловых отложениях на глубинах 1000-2600 м (два крупных Каменномыское море и Северо-Каменномыское; одно среднее-Чугорьяхинское и одно мелкое Обское) с общими запасами более 1 трлн.м<sup>3</sup> газа, а также выявлен ряд перспективных структур. Данный район находится в непосредственной близости к уже разрабатываемому на суше Ямбургскому газоконденсатному месторождению. 90% запасов месторождений приурочены к неглубоко залегающим отложениям, глубина моря в местах добычи 17 метров.

Освоение ресурсной базы углеводородного сырья арктического шельфа представляют собой достаточно сложную задачу во всех ее проявлениях [78].

## 2. Современное состояние добычи углеводородов в мире на шельфе

### 2.1. Добыча углеводородов на шельфе арктических морей и ее особенности

#### *Российский арктический сектор.*

В пределах Российского сектора находится около 40% акватории Арктики туда же входит около 9 млн.км<sup>2</sup>ее площади, это около 30% мировых запасов углеводородов. К арктическому сектору России принадлежат восемь субъектов нашей страны: Мурманская и Архангельская области, Ненецкий национальный округ, Ямало-Ненецкий автономный округ, Республика Карелия, Республика Саха, Чукотский автономный округ. Ориентировочно 70% акватории морского арктического шельфа покрыта льдом согласно гидрометеорологическим данным. Прибрежные акватории морей Северного Ледовитого океана, имеют небольшие глубины в пределах от 15 до 45 метров и обрамляющий сильно изрезанный сибирский берег. Сектор нашей страны делится на Западный - Европейский район - Западная Арктика и Восточный – Азиатский район - Восточная Арктика. Западная часть занимает важное место в хозяйственной деятельности, особенно Северо-Западный регион России. В их число входят Архангельская и Мурманская области, Республика Карелия, Ненецкий автономный округ. Так же данные субъекты федерации объединяет многопрофильная производственная деятельность, нефтегазодобывающая, рыбопромысловая, транспортная и природоохранная отрасли. В регионах расположены открытые и готовящиеся к дальнейшей эксплуатации центры по добыче нефти и газа: Центрально-Баринцевский газоконденсатный (Штокмановское, Мурманское, Северо-Кальдинское). Южно-Карский газоконденсатный (Ленинградское, Русановское), Печерский нефтегазоконденсатный (Приразломное, Варандай-море, Медыньское море-2, Долгинское), Обско-Тазовский нефтегазоносный (Каменномысское море, Северо-Каменномысское, Чугурьяхинское [70]).

Как ключевой регион рассматривается и Восточная часть Арктики , формирующая природно-сырьевую базу, как нашей страны, так и ряда стран Азиатско-Тихоокеанского региона. Центральное положение в Восточной части занимает Республика Саха (Якутия) и наряду с ним Чукотский автономный округ. Республика Саха так же является одним из крупных и экономически мощных регионов России. Регион определяет состояние социально-экономического положения и уровень Дальнего Востока и Сибири. Газ и нефть являются богатствами не только на суше, но и на арктическом шельфе, так же как уголь, цветные металлы и алмазное сырье. Для интенсивного освоения нефтегазовых месторождений пока не привлекаются нужные средства, хотя в программах республики отражено освоение континентальных нефтяных месторождений (Талаканского и Средне-Ботуобинского).

Чукотский автономный округ представляет собой морской форпост нашей страны и Восточной Арктики. Его значимость обусловлена географическим положением, а так же высокой ресурсной базой, морскими коммуникациями, международными и межрегиональными связями. Территория округа входит в восточную часть северного нефтегазового пояса, где сосредоточены две трети запасов углеводородов России шельфовые нефтегазовые бассейны (Чукотский и Северо-Чукотский). Через территорию округа проходит Тихоокеанский оловорудный пояс. Компактно расположены месторождения: золота, серебра, ртути, сурьмы. Лаптевская перспективная нефтегазовая провинция, включающая Западно-Лаптевскую и Восточно-Арктическая нефтегазоносная провинция с входящими в нее областями Де-Лонга и Северо-Чукотской, а так же самостоятельные ( вне провинций) Усть-Индибирская и Южно-Чукотская. Области расположены в соответствии с принятым нефтегеологическим районированием. Значительный удельный вес в структуре начальных суммарных ресурсов Восточно-Арктических морей занимают нефтяные ресурсы. Чукотский автономный округ омывается тремя морями: Восточно-Сибирским,

Беринговым морем Тихого океана и Чукотское море Северного ледовитого океана. По Чукотскому и Беринговому морям пролегают участки северного морского пути и зарубежного Северо-Западного прохода [10].

#### *Арктический сектор США.*

Арктический сектор США определяют как территории расположенные к северу, а так же территории расположенные к северо-западу от границ формируемые реками Паркью-пай, Юнон и Кускокуим. Арктический сектор включает в себя цепь Алеутских островов, а так же все смежные моря, включая акватории Северного Ледовитого океана, Берингова и Чукотского моря, а так же моря Бофорта. К северу от полярного круга составляет около 2 млн. км<sup>2</sup> (около 8% площади Арктики). 49-й штат США Аляска представляет Американскую Арктику это самый большой и значимый экономически северо-западный форпост страны. Открытие и освоение нефтегазоносного месторождения Прадхонасевере нефтегазоносного бассейна и выявления сырьевых ресурсов континентального арктического шельфа роль штата в американской экономике возросла. После принятого решения сенатом США отменить запрет на разработку нефтяных месторождений в арктическом национальном заповеднике Аляска, национальные компании начали геологоразведочные работы на территории Аляски и ее акватории. Нефтегазовая промышленность является ведущей отраслью штата, это привело к созданию сети нефтеперерабатывающих заводов, терминалов и портов в Прадко-Бей, Пант-Лей, Барроу, а также объектов и других видов транспортных и коммуникационных структур [81].

#### *Арктический сектор Канады.*

В 1909 году Канада стала первой страной юридически закрепившей свой сектор арктического шельфа. Открытые земли и острова и те, что будут открыты впоследствии, расположенные к западу от Гренландии между Канадой и Северным ледовитым полюсом официально объявлено было считать собственностью Канады. Иностранным государствам без согласия с

Канадой, запрещалось заниматься какой либо деятельностью на данных территориях. Свой арктический сектор Канада определяет как территорию, включающую все земли севернее 60° с.ш. между крайними восточными и западными точками на самых северных побережьях страны. Это северо-восточный мыс на острове Элсмир и точка выхода к морю Бофорта канадско-американский границы.

Канадский арктический регион крупнейший, после российского. Создание горнорудной промышленности, предприятий по добыче никеля, вольфрама, золота, серебра, железных руд, минерального сырья обусловлено достаточно внушительными природными ресурсами. Углеводородные месторождения играют важную роль. Месторождения расположены на Арктических островах, в морях Баффина и Бофорта, в дельте реки Макензи. Канадская Арктика имеет развитую комплексную транспортную систему. Её важной составной частью, наряду с трубопроводными магистралями, железнодорожным и воздушным видами транспорта, являются речные и морские паропроходства. Ледокольный флот Канады насчитывает 17 единиц. Нефтяные компании для помощи в геологоразведке и добычи нефти и газа на буровых платформах используют частные ледоколы. Правительство Канады законодательно установило базисные линии в Арктическом архипелаге, положение 12-мильной зоны территориального моря, 100-мильной экологической зоны, 200-мильной рыбоохранной зоны, а так же границы арктического сектора [81].

#### *Арктический сектор Норвегии.*

В национальных нормативно-правовых актах Норвегия не дает определения своим арктическим территориям. В 1977 году при подписании руководства по проведению морских работ по добыче нефти и газа в Арктике было определено, что арктической территорией Норвегии следует признать районы Норвежского моря, части Гренландского и Баренцева морей. Страна занимает северо-запад Скандинавского полуострова, архипелаг Шпицберген, острова Медвежий и Ян-Матен.

На долю Норвегии приходится 2/3 незамерзающей акватории бассейна. Площадь арктического сектора Норвегии отсчитывается от Северного полярного круга, и составляет около 3 млн.км<sup>2</sup>(примерно 12-13% Арктики) включая акваторию окружающую Шпицберген. Богатейшие природные ресурсы: руды черных и цветных металлов, нерудные ископаемые-известняк, нефелин, кварц. По производству в Западной Европе алюминия Норвегия занимает первое место. Господствует в экономике страны нефтегазовая отрасль, судостроение, морской транспорт, нефтегазовое оборудование. Норвегия, как и Россия, ведущий экспортер и производитель углеводородов в мире. Норвегия по показателю экспорта нефти в сутки занимает 3 место в мире после Саудовской Аравии и России. По добыче газа Норвегия занимает 4 место в мире, после России, Канады и Алжира. Порядка 95% добытого газа уходит на экспорт. Норвегия так же является одним из лидеров мирового судоходства. Под ее контролем до 10% мирового флота и имеет около 1500 судов с суммарной грузоподъемностью около 53 млн. тонн, в том числе нефтетанкеры с суммарной грузоподъемностью до 300 тыс. тонн, газозовы вместимостью 40-70 тыс. м<sup>3</sup>.

#### *Арктический сектор Дании.*

В арктический сектор Дании входят Гренландия и Фарерские острова.

Общая площадь владений составляет около 3 млн. км<sup>2</sup>(14% площади Арктики).

Гренландия - остров в Северном Ледовитом и Атлантическом океанах, самый большой на Земле. Его протяженность с севера на юг около 2500 км, с запада на восток около 1200 км. До начала 18 века эта территория фактически принадлежала Норвегии. С 1721 года началась колонизация острова Данией, и Гренландия стала ее колонией. В 1953 году Гренландия была объявлена территорией Дании. В 1979 году Гренландии была предоставлена автономия.

В прибрежных водах Гренландии содержатся ценнейшие виды морепродуктов. В недрах острова и шельфа залегают такие полезные

ископаемы как: нефть, газ, уран, вольфрам, никель, серебро, слюда, графит, марганцевая и железные руды, антрацит.

Запасы нефти и газа в Арктике, по оценке аналитиков, составляет порядка 230 млрд. баррелей нефтяного эквивалента. По данным службы геологических исследований США, непосредственно на шельфе Гренландии находится около 160 млрд [81].

## 2.2. Перспективы освоения нефтегазовых ресурсов на шельфе в том числе континентальном шельфе России

Перспективы и освоение нефтегазовых месторождений на шельфе арктических, дальневосточных и южных морей выделяются как одно из наиболее перспективных направлений развития сырьевой базы нефтяной и газовой промышленности России. Предполагается ускоренный рост подготовки запасов углеводородов (УВ) после 2005-2010 г.г., в Баренцевом, Карском, Охотском морях, а так же российском секторе Каспийского моря. Доля морских месторождений в общем приросте запасов УВ в России к 2018 году может достигнуть 10-15% и будет расти и далее.

Основные показатели развития сырьевой базы УВ шельфовых зон определены в «Энергетической стратегии развития России на период до 2020 года (далее- Энергетическая стратегия). Достижение предусмотренных в стратегии показателей связано с технико-технологическим обеспечением морских геолого-разведочных работ, учетом роста потребления УВ и развития транспортной инфраструктуры, экономическими возможностями, эффективностью лицензионной политики, учетом экологических аспектов изучения и освоения УВ- ресурсов, совершенствовании законодательства о континентальном шельфе.

Начальные суммарные ресурсы (НСР) УВ шельфовых зон России по имеющейся сегодня оценке составляют около 136 млрд. т. у. т.. извлекаемые суммарные ресурсы – более 100 млрд. т. у. т НСР нефти и газа составляют в

общем объеме соответственно 13 и 87% . Анализ структуры распределения НСР по акваториям показывает, что наибольшая доля (около 67%) приходится на моря западной Арктики –Баренцево, Печерское. Карское. Следующие места в порядке убывания занимают Охотское, Восточно-Сибирское и Каспийское моря. Несмотря на столь значительные оценки НСР УВ, геолого-геофизическая изученность шельфа остается сравнительно низкой и в высшей степени неравномерной. Наряду с хорошо или относительно хорошо изученными российскими секторами Балтийского и южных морей, сахалинским шельфом, Печерским морем, южной частью Баренцева моря значительные площади арктического шельфа (северные районы Баренцева и Карского морей, моря Лаптевых. Восточно-Сибирское и Чукотское, изучены лишь одной сетью сейсмических профилей, от Таймыра до границы с США на российском арктическом шельфе не пробурено ни одной скважины. За последнее десятилетие на шельфах морских акваторий России отработано около 1 млн. км сейсморазведочных профилей. 2D и 5700км<sup>2</sup> сейсморазведки 3D, пробурено 197 скважин общим метражом более 440 тыс.м. Несмотря на столь слабую изученность, уступающую на 1-2 порядка таким известным морским нефтегазовым регионам, как Северное море, Мексиканский залив, шельф Западной Африки и другие, на шельфе России на сегодняшний день выявлено более 20 крупных нефтегазоносных провинций и возможно нефтегазоносных областей, из которых, по крайней мере, в 10 нефтегазоносность уже доказана. При проведении работ выявлено более 1000 локальных объектов, открыто 43 месторождения, в том числе супергиганты Штокмановское, Русановское, Ленинградско в Западной Арктике, и несколько крупных нефтяных на северо-восточном шельфе Сахалина и в Печерском море. По объемам разведанных и предварительно оцененных запасов лидирует Баренцево ( включая Печерское) море, Восточно-Сибирское и Охотское моря. Государственным балансом запасов полезных ископаемых учтены запасы углеводородов на 43 месторождениях на шельфе, включая 6 месторождений расположенных на шельфах частично

(Тата-Яхинское, Семаковское, Антипаютинское, Юрхаровское, Селекаптское в Тазовской губе, Избербаш –на побережье Каспийского моря.)

Шельф Баренцева (включая Печерское) моря – 11 месторождений, в том числе 4 нефтяных ( Приразломное, Варандей-море, Медыньское-море, Долгинское) 1 нефтегазоконденсатное (Северо-Гуляевское), 3 газоконденсатных (штокмановское, Поморское, Ледовое) 3 газовых (Северо-Кильдинское, Мурманское, Лудловское).

Шельф Карского моря ( в том числе в Тазовской и Обской губах)- 11 месторождений, в том числе 2 нефтегазоконденсатных ( Селекаптское, Юрхаровское), 2 газоконденсатных (Ленинградское, Русановское) 7 газовых (Антипаютинское, Семаковское, Тата-Яхинское, Каменомысское-море, Северо-Каменомысское. Чугурьяхинское, Обское) [77].

### 3. Экологические риски при добыче углеводородов на шельфе

Высокой степенью неопределенности характеризуется разработка морских нефтегазовых месторождений и особенно в арктическом регионе.

Практика управления проектами строиться здесь на принципе принятия решений с учетом риска, путем нахождения баланса между угрозами и возможностями, которые создает эта неопределенность.

В оценке экономического и экологического ущерба, который может иметь место в процессе освоения и последующей эксплуатации арктических нефтегазовых месторождений стоит остановиться на системе идентификации рисков, возникающих при реализации этих проектов.

Ведущие специалисты высказывают мнение о том что, вся сфера освоения и эксплуатации морских нефтегазовых месторождений может быть охвачена наиболее типичными значимыми группами рисков.

#### *Геологические риски.*

Риски, связанные с не открытием месторождения, состоящие в низкой вероятности того, что усилия и затраты, связанные с разведкой, приведут к открытию коммерческого месторождения нефти.

При истощении запасов нефти в мировом масштабе объективно вероятность наступления таких рисков с течением времени имеет место. Появление новых технологий, развитием научно-технического прогресса по разведке и оценке нефтегазовых месторождений, ведет соответственно к снижению геологических рисков.

Таким образом, появление новых технологий как разведки, так и разработки месторождений сопровождается тенденцией снижения общего уровня геологических рисков.

Во время промышленной эксплуатации месторождений может оказаться, что геологические, физические и другие его свойства сильно отличаются от прогнозируемых.

В этом случае риск проявляется в снижении рентабельности проекта вследствие низкого дебита скважин на данном месторождении, дополнительных расходов на очистку углеводородов, из-за использования дорогостоящих технологий для извлечения запасов.

Кроме того, при оценке запасов в проектах восстановления фонда скважин на месторождениях, где раньше велась добыча, точность этих оценок может быть ниже, чем соответственная погрешность в оценке запасов заново открытых месторождений.

Это объясняется ущербом, наносимым продуктивным пластам, вследствие чрезмерно интенсивной добычи [9].

#### *Инжиниринговые риски.*

Возникают на первой фазе реализации проекта и связаны с ошибками при проектировании, определении производительности, выборе необходимого оборудования, технологии.

Наибольшее значение влияния риска на реализуемость проекта приходится на стадию строительства основных объектов проекта, а так же в период постоянной (максимальной) добычи, когда сбои в производственном процессе по причине поломки оборудования могут привести к значительным потерям, как во времени, так и в деньгах. По мере снижения объемов добычи, степень данного риска снижается [90].

#### *Строительные риски.*

Строительные риски связаны с периодом до ввода в действие проекта, продолжающегося несколько лет.

Принято считать этот период наиболее критичной фазой проекта, поскольку здесь осуществляются большие затраты средств, а проект еще не приносит доходов.

Наибольшая вероятность возникновения риска задержки, ввода объектов проекта в эксплуатацию приходится на конец инвестиционной – начало эксплуатационной фазы реализации проекта. Данный риск охватывает практически всю инвестиционную вазу, поскольку при реализации

капиталоемких проектов разработки нефтегазовых месторождений ввод объектов происходит постепенно.

#### *Эксплуатационные риски.*

Как правило, возникают после завершения строительства. Они связаны с качеством оборудования и выполненными строительными работами, а также совместимостью установленного оборудования.

Если несовместимость оборудования может быть обнаружена достаточно быстро после завершения его установки, то недостаточный уровень качества проявится на более поздних этапах реализации проекта и, следовательно, прогнозировать возникновение такого риска весьма сложно.

Степень негативных последствий от проявления рисков несоответствия качества строительства может варьироваться от затрат на незначительный ремонт до необходимости пересмотра целесообразности дальнейшей реализации проекта, вследствие значительных затрат на возмещение потерь от риска.

Вторая группа эксплуатационных рисков – это риски, которые непосредственно связаны с эксплуатацией оборудования и объектов строительства, но со стадией строительства связаны не напрямую, а имеют, скорее, косвенное отношение к ней.

Это риск поломки оборудования и риск невыполнения подрядчиком после пусковых гарантийных обязательств.

Если риск несоответствия качества строительства и оборудования непосредственно связан со строительной фазой и полностью зависит от проводимых в это время работ, то эксплуатационные риски существуют при реализации любого объекта, неограниченного инвестиционной фазой и предсказать их появление практически невозможно в силу случайностей возникновения аварийных ситуаций.

Степень эксплуатационных рисков определяет размер материальных затрат на устранение последствий данных рисков и время, необходимое на проведение этих мероприятий [39].

### *Экологические риски.*

Экологические риски связаны с наступлением гражданской и уголовной ответственности за нанесение ущерба окружающей среде, а также жизни людей. Экологический риск может возникнуть на любой стадии реализации проекта в результате событий различного характера, в том числе:

- Природных – землетрясений, ураганов, штормов, ударов молний, соударений с айсбергами и т.д.;
- Техногенных – износа сооружений, машинного оборудования, ошибки при его проектировании, ошибки персонала, злоумышленного действия и т.д.;
- Смешанных – нарушение природного равновесия в результате техногенной деятельности человека (возникновение нефтяного фонтана при разведочном бурении скважин).

Учитывая вышеизложенное компании, предприятия, планирующие ведение работ на континентальном шельфе России обязательно в проектах учитывая риски, должны учитывать и эффективные, экологически безопасные способы добычи углеводородов. Вероятность реализации данных проектов приведет к экономическому эффекту и снизит риски как техногенного характера так и экономического.[57]

### 3.1. Способы добычи углеводородов на шельфе

Бурение - это процесс сооружения скважины через разрушение горной породы. Существует несколько способов бурения:

Механический; Термический; Электроискровой; Физико-химический.

Механический способ применяется, как правило в промышленности. Разрушение породы осуществляется с использованием силы человека (ручное бурение) или благодаря технике (механическое бурение). Механическое бурение с использованием двигателя, осуществляется

вращательными и ударно-вращательными способами. Нефть поступает через пробуренную скважину.

Скважина-это колодец круглого сечения, пробуриваемый в земле. Устьем называется верхняя часть скважины, нижняя часть скважины называется забой. Скважины подразделяются:

Опорные; Параметрические; Структурные; Поисковые; Разведочные; Эксплуатационные; Специальные.

Добыча начинается с обнаружения нефти в месте ее накопления в горной породе, проникновение (бурение скважины) через толщу горных пород, к нефтяному пласту и извлечение из него полезных ископаемых.

Геологи выделяют два этапа работ: бурение скважин и эксплуатацию скважин [44].

До появления новых технологий на этапе бурения скважины при прохождении горной породы использовалось ударное бурение - специальным долотом, закрепленным на длинной штанге.

Позднее данный метод заменил метод вращательного бурения, разрушение породы производилось бурильным инструментом, прикрепленным к бурильной трубе. Поток воды с глинистым раствором промывает скважину, вынося из нее разрушенную породу, это позволяет охладить инструмент, помимо закрепления стенок в скважине, создается гидравлический затвор, который препятствует выбросу нефти.

В XX-веке в СССР был предложен метод турбинного бурения, механизм, вращающий буровой инструмент, переносится в забой (место разрушения породы). Механизм представлял собой специальную турбину, вращающуюся подаваемым в нее под высоким давлением глинистым раствором. Применение данного механизма снизило необходимость вращать всю тяжелую колонну труб, что в свою очередь упростило процесс бурения и сделало его экономичным.

Позже в СССР был сконструирован электробур вращаемый электродвигателем. Благодаря данным инструментам появилась возможность

бурить вертикальные и наклонные скважины. Что позволяет пробуривать скважины под морское дно, бурение с одной площадки 8-10 расходящихся скважин (кустовое бурение).

На континентальном шельфе для бурения скважин в основном используются различные типы мобильных буровых установок. От глубины моря зависит выбор типа установки. Так что в зависимости от глубины моря могут применяться следующие технические средства:

- От 20 до 75 м - самоподъемные установки с выдвижными опорами;
- От 50 до 200 м – полупогруженные установки с якорной системой позиционирования;
- От 50 до 300 м – буровые суда с динамической системой позиционирования.

В результате практически не обеспечена средствами для бурения мелководная часть акватории до 20 м. Зато весь диапазон глубин моря от 20 до 300 м не только перекрыт, но и частично продублирован.

В России был опыт бурения при малых глубинах моря, ограничился он неудачной попыткой использования в качестве погружной установки затопленного и усиленного бетоном судна «Севастополь». Зарубежный опыт значительно успешнее. В море Бофорта был сооружен ряд искусственных островов и оснований различного типа. Приемлемыми для бурения считаются кессоны, обеспечивающие проходку скважин на глубинах моря от 6 до 30 м. Преимуществом этих систем служит возможность их многократного использования.

Добыча углеводород в Арктике считалась невозможной:

- Суровые климатические условия, продолжительная и очень холодная зима;
- Предполагаемые месторождения располагались далеко от береговой линии;

- Транспортные коммуникации практически отсутствовали;
- Толщина ледового покрова достигает двух и более метров;
- Образование и подвижность торосов.

В Арктике в настоящее время применяются надводные и подводные способы бурения, в России применяется смешанный тип бурения [5].

Иностранный опыт показал основной недостаток надводного способа бурения. Техничко-экономическую нецелесообразность использования конструкций объектов обустройства в сложных ледовых условиях.

Опыт эксплуатации искусственных островов в мелководной части Канадской Арктики продемонстрировал, что их основным недостатком является сложность обеспечения защиты откосов от волновой и ледовой эрозии. Применение же подводных способов является наиболее перспективным, в нем используются системы подводного закачивания скважин, устья которых располагаются на морском дне. Подводное бурение может быть полностью автономным, а так же функционировать вместе со стационарными и плавучими технологическими платформами, как комбинированный промысел. В сравнении с традиционными способами освоения данный способ можно считать как основной для освоения Арктических ресурсов. Редко при разработке морских нефтегазовых месторождений используется только один способ, как правило, используются несколько способов. Сочетают надводный и подводный способы, причем надводную часть устанавливают на ледостойких платформах, на них размещаются буровые и эксплуатационные скважины, системы дистанционного управления оборудованием подводных скважин. Применение подводных систем разработки месторождений является одним из наиболее развивающихся направлений, они позволяют избежать строительства стационарных или плавучих сооружений. Использование подводных технологий при освоении прибрежных месторождений газа, расположенных на относительно небольших глубинах, они значительно

сокращают капитальные вложения на строительство дорогостоящих гидротехнических сооружений. Так же это расширит площадь дренирования залежей эксплуатационными скважинами, тем самым повысим темпы добычи полезных ископаемых. В последние годы появилась перспектива создания подводного бурового комплекса с ядерной энергетической установкой. Подводный буровой комплекс представляет собой донную опорную плиту и подводное буровое судно. Донная опорная плита устанавливается на морском дне стационарно и на этапе бурения служит опорой для подводного бурового судна, а после завершения бурения на ней монтируется оборудование для промышленной добычи природного газа и его передачи на сушу для дальнейшей транспортировки.

Подводное буровое судно может иметь на борту оборудование для бурения куста из восьми скважин глубиной до 3500 м каждая при глубинах моря от 70 до 400 метров. Срок эксплуатации подводного бурового судна определяется в 30 лет.

Общие характеристики подводного бурового судна:

- длина – 99 м;
- ширина – 31 м;
- высота - 33 м;
- водоизмещение – 22 850 т;
- численность экипажа – 60 человек [96].

Важным моментом в освоении морских и прибрежно-морских месторождений является создание единого добывающего комплекса для их разработки. Использование такого подхода позволит разработать более мелкие месторождения в качестве спутников более крупных, что даст возможность полнее использовать уже готовую инфраструктуру и снизить затраты, задействовав облегченные и соответственно, более дешевые платформы с минимальным технологическим оборудованием.

В качестве энергетического снабжения установок добычи углеводородов на шельфе и в Западной Сибири на полуострове Ямал рассматриваются плавучие атомные станции. По расчетам специалистов «Газпрома», две станции понадобятся для освоения Штокмановского газоконденсатного месторождения и три – для месторождений на полуострове Ямал.

В создании АТЭС ММ принимают участие ведущие российские инжиниринговые фирмы и крупнейшие промышленные предприятия, в частности ЗАО «Атомэнерго» (г. Санкт-Петербург), ОАО «ЦКБ «Айсберг» (г. Санкт-Петербург) и др.

Разработан проект атомной станции малой мощности на базе плавучего энергетического блока с реакторными установками КЛТ -40С.

### 3.2. Особенности добычи углеводородов на арктическом шельфе

В северных морях существует проблема с разработкой скважин за один сезон, бурение осуществляется в течение нескольких лет. Технические средства обеспечивают возврат буровой установки на точку бурения. В удаленных и труднодоступных районах Восточной Арктики применяется межсезонный отстой буровых установок в ледовые периоды.

Создание эксплуатационной системы обеспечивающей эффективную добычу запасов из недр является основной целью обустройства месторождения. Многие авторы выделяют три основных способа обустройства морских месторождений:

- Первый ориентирован на стационарные основания различного типа;
- Второй ориентирован на мобильные установки;
- Третий ориентирован на подводные эксплуатационные системы.

Мобильные установки могут применяться только на свободных ото льда акваториях. Их использование широко развито в юго-западных незамерзающих акваториях Баренцева моря. Как было сказано ранее более активно в настоящее время во всем мире развиваются подводные системы обустройства месторождений с подводным устьевым оборудованием. В Арктике пока нет подобных скважин. Данная задача вполне решаема, проблема заключается в круглогодичном контроле и обслуживании подводного оборудования в ледовых условиях, что в первую очередь мешает обеспечению безопасности при проведении всего комплекса работ [7].

В комплекс добычи полезных ископаемых на шельфе так же входит этап транспортировки и доставки их к месту хранения и переработки. Этот этап при освоении месторождений является наиболее сложным, от него во многом зависят перспективы освоения ресурсов акватории. Для транспортировки полезных ископаемых важен выбор технологий и технических средств определяющихся целой группой факторов:

- Географическое положение акватории;
- Глубина моря;
- Объем транспортируемой продукции;
- Расстояние при транспортировке и др.

В отношении освоения ресурсов углеводородов выделяются две группы районов:

- Первая группа – глубоководные районы со средними или в некоторых случаях легкими ледовыми условиями, к ним относится большинство районов Баренцева моря;
- Вторая группа – это районы с малыми глубинами, а так же тяжелыми ледовыми условиями к ним относятся Охотское, Печерское, Карское и восточно-арктические моря.

Первая группа районов связана в первую очередь с гигантскими глубоководными месторождениями углеводородов, примером выступают

платформы Штокмановское и Ледовое. Транспортировка с подобных месторождений осуществляется по трубопроводу. Так же существует вариант сжижения на платформе газа и доставка его метановозами. Однако в глубоководной части акватории необходимы дополнительные крупные затраты для размещения завода по сжиганию газа, наливных причалов. У специалистов эти затраты вызывают сомнения в своей целесообразности.

Сложной является проблема контроля, и обслуживания части трубопровода расположенной в акватории в течение длительного времени покрытая льдами. Возможны три варианта технических решений:

- Создание судов обслуживания, которые смогут обеспечить круглогодичный доступ к трубопроводу;
- Создание автономных подводных технических средств;
- Дублирование участка газопровода, расположенного в ледовой части акватории, которое обеспечит возможность его обслуживания в наиболее благоприятный период года.

Рассмотрев проблемы транспортной системы первой группы районов, нужно учитывать, что значение транспортной магистрали не ограничивается конкретным объектом, она должна служить основой создания инфраструктуры для освоения месторождений. Например, к магистрали Штокмановского месторождения можно было бы в дальнейшем подключить месторождения спутники.

Вторая группа районов характерна специфическими проблемами прокладки газопровода. Связано это с преодолением протяженной, замерзающей мелководной зоны и выводом газопровода на сушу в условиях вечной мерзлоты. Задача усложняется тем, что на малых глубинах происходит «выпахивание» дна. Такое явление, как правило, можно увидеть на батиметрических отмелях до 50 м. Характерно оно проявляется при глубинах менее 25 м, там глубина «выпахивания» может превышать 5,5 м. Результатом является возникновение необходимости заглубления

трубопровода и установки автоматических задвижек на случай повреждения его части. В районах вечной мерзлоты осложнен вывод трубопровод на берег, возникает необходимость принимать специальные меры по защите окружающей среды. В данные меры входят работы:

- Выемка траншей и создание гравийной бермы, в которую укладывается трубопровод;
- Создание сооружений свайно-эстакадного моста.

Трудно решаемым остается вопрос контроля трубопровода на протяжении всего года и его обслуживания на мелководных участках ледовых акваторий. Выходом предоставляется дублирование систем, это позволит проводить работы в благоприятные времена года [31].

Перспективными для освоения ресурсов углеводородов являются районы с тяжелой и очень тяжелой ледовой обстановкой и большими глубинами моря. Сюда можно отнести Печерское море, и сахалинский шельф, Карское море и восточно-арктические акватории.

Все районы имеют существенные различия для создания транспортной инфраструктуры. Выделить можно Сахалинский шельф, имеющий наименьшее расстояние транспортировки углеводородов до берега. На побережье Сахалина, прилегающем к морским месторождениям, развита инфраструктура добычи углеводородов.

В остальных районах Арктики ситуация выглядит иначе. Коммуникации в этих районах на суше еще не проведены к береговой зоне. В частности из-за этого слабо развиты месторождения Тимано-Печерской нефтегазоносной провинции.

В этих условиях необходимо решение проблем транспортировки углеводородов, решением может стать сооружение погрузочных терминалов для танкеров. Для обеспечения круглогодичной транспортировки углеводородов из этих районов, где продолжительность без ледового периода ограничена 2 месяцами, требуется использование танкеров-ледоколов. При

создании погрузочных терминалов удастся избежать строительства трубопроводов с выходами на берег в условиях мерзлоты. Несмотря на значительные сложности, и технические проблемы транспортировки углеводородов с месторождений континентального шельфа, видятся разрешаемыми[ 82].

### 3.3 Источники загрязнения окружающей среды при морской добыче углеводородов

Нефтяная промышленность оказывает воздействия на многие компоненты окружающей среды (воздух, воду, растительный и животный мир) это обусловлено токсичностью углеводородов, разнообразием химических веществ которые участвуют в технологических процессах, возрастающих объемах добычи углеводородов, их транспортировки, хранения, переработке и использовании.

Технологические процессы нефтяной промышленности разнообразны, сюда входит:

Разведка; Бурение; Добыча; Сбор; Транспортирование; Хранение; Переработка углеводородов.

Все эти процессы при определенных условиях могут оказать негативное воздействие на экологическую обстановку в районах добычи углеводородов.

Отходы от добычи углеводородов, а это:

- Углеводороды нефти;
- Нефтяной и буровой шламы;
- Сточные воды;
- Различные химические соединения.

Проникновение в больших количествах в водоемы и другие объекты окружающей среды происходят:

- При бурении и аварийном фонтанировании разведочных скважин;
- При авариях транспортных средств;
- При разрывах трубопроводов;
- При нарушении герметичности в скважинах и оборудовании;
- При сбросе неочищенных промысловых сточных вод;

В процессе добычи углеводородов могут возникнуть фонтаны их принято делить на нефтяные и газовые. За нефтяные фонтаны принимают фонтаны с дебитом нефти (1500 т/сутки) и меньших количествах газа (около 700 тыс.м<sup>3</sup>/сутки). Газонефтяными фонтаны с содержанием газа около 60%, газовые - около 90%.

Фонтаны опасны во всех случаях и наносят вред окружающей среде. Отрицательные последствия каждого из фонтанов в одних и тех же условиях неодинаковы [15].

За последние годы наблюдается значительный рост танкерного флота, связано это с потреблением нефти и нефтепродуктов в мире. Намечилась тенденция по увеличению вместимости у нефтеналивных судов. Эксплуатация танкеров является выгодной с экономической точки зрения, но при этом повышается опасность потенциальной угрозы загрязнения окружающей среды при авариях. Часто отходы нефтепродуктов сбрасываются за борт судов со сточными водами, которые используются в качестве балласта или промывки танков. Так же загрязнение морей происходит при использовании по назначению танкеров:

- Во время загрузки и разгрузки нефти на конечных пунктах;
- За счет переливов при загрузке нефти в танкер;
- При аварийных столкновениях;
- При посадке судов на мель.

Большая часть поверхности мирового океана покрыта нефтяной пленкой толщиной 0,1 мкм.

Трубопроводы так же играют не малую опасность для окружающей среды. При строительстве трубопроводов в северных районах, оказывается влияние на окружающую среду. При прокладке траншей происходит изменения в режиме питания растительного покрова, нарушается теплофизическое равновесие, происходят оттаивание вечномерзлых грунтов, гибнет чувствительный к механическому воздействию растительный покров.

В период эксплуатации трубопроводов на их участках происходят утечки:

Нефти; Газа; Конденсата; Сточных вод; Метанола и др.

Механическим повреждением, нередко остаются незамеченными в течение длительного времени и наносят большой ущерб объектам окружающей среды.

Центр статистики приводит данные что в среднем при одном порыве нефтепровода выбрасывается 2 тонны нефти, приводящие в непригодность 1000 м<sup>2</sup> земли.

При разведывательных работах и при добыче на платформах загрязнение окружающей среды связано с утечками углеводородов через фланцевые соединения (сальниках, задвижках), разрывами частей трубопроводов, разливами нефти при опорожнении сепараторов и отстойников.

Загрязнение вод морей и почв береговой линии являются наиболее тяжелыми последствиями. Основными загрязнителями выступают вещества:

Нефть; Буровой шлам; Нефтяной шлам; Сточные воды.

Буровой шлам, образованный в процессе бурения скважины содержит до 8% нефти и до 10 % органических химических реагентов, применяемых в буровых растворах. В большом объеме нефтяной шлам накапливается при подготовке нефти. Шламы могут содержать в себе до 80% нефти, 45%

механических примесей, до 65% минеральных солей, и 5% поверхностно-активных веществ.

Основными загрязнителями окружающей среды при эксплуатации скважин являются промышленные и буровые сточные воды. В связи с отсутствием надежных систем канализаций промышленные стоки сбрасываются в моря.

Основными источниками выбросов в атмосферу являются:

- Скважины;
- Технологические установки;
- Резервуары нефти;
- Факельное сжигание, выпуск и продувка газа, выжигание разлитой нефти;
- Двигатели внутреннего сгорания;
- Утечки газа и испарение легких углеводородов.

Распространенными загрязняющими веществами атмосферного воздуха при добыче, подготовке, транспортировке, и переработке нефти и газа, а также при их сжигании относятся:

Углеводород; Сероводород; Оксид азота; Оксид серы; Механические взвеси.

Сернистый газ, углеводороды, сероводород - основные загрязняющие вещества при разработке нефтяных месторождений, содержащих сероводород [59].

Следующие случаи приводят к распространению загрязняющих веществ в атмосферном воздухе:

- Аварийное фонтанирование скважины;
- Опробование и испытание скважин;
- Испарения из резервуаров и мерников;
- Разрывы трубопроводов;
- При очистке технологических емкостей.

Поступление загрязняющих веществ в атмосферный воздух на установках комплексной подготовки нефти происходит:

При обезвоживании; При обессоливании; При стабилизации;

При деэмульсации нефти.

На очистных сооружениях:

С открытых поверхностей песколовок; С нефтеловушек; С фильтров;

С аэротенков.

Значительное количество углеводородов выделяется в атмосферу в результате не герметичности оборудования и арматуры.

Низкий уровень утилизации попутного газа является главной проблемой при добыче углеводородов. Сжигание попутного газа в больших объемах по-прежнему является основным источником загрязнения окружающей среды в районах нефтедобычи.

Соотношение составляющих выбросы веществ зависит от состава добываемой нефти. Основу технологической классификации нефти составляет содержание серы:

- класс I - малосернистые нефти, включающие до 0,5 % S;
- класс II - сернистые нефти с 0,5-2 % S;
- класс III - высокосернистые нефти, содержащие свыше 2 % S.

Около 1/3 всей добываемой в мире нефти содержит свыше 1% S. Примерно каждый третий факел в мире является источником загрязнения окружающей среды диоксидом серы, сероводородом, меркаптанами [17].

В состав выбросов факельного хозяйства входят:

Метан  $\text{CH}_4$ ; Этан  $\text{C}_2\text{H}_6$ ; Пропан  $\text{C}_3\text{H}_8$ ; Бутан  $\text{C}_4\text{H}_{10}$ ; Пентан  $\text{C}_5\text{H}_{12}$ ; Гексан  $\text{C}_6\text{H}_{14}$ ; Гептан  $\text{C}_7\text{H}_{16}$ ; Оксиды азота  $\text{NO}_x$ ; Диоксид углерода  $\text{CO}_2$ ; Диоксид серы  $\text{SO}_2$ , Сероводород  $\text{H}_2\text{S}$ . [ 22]. При добыче нефти, богатой ароматическими углеводородами, в выбросах факельного хозяйства содержится большое количество бензола, толуола, ксилола, фенола.

Если нефть содержит большое количество ароматических углеводородов - то и при работе факельной установки ароматические углеводороды будут входить в состав выбросов.

Нефтяной бензол относится к числу токсичных продуктов второго класса опасности. Пары бензола при высоких концентрациях вредно влияют на нервную систему, оказывая раздражающее действие на кожу и слизистые оболочки глаз.

Предельно допустимая концентрация паров бензола в воздухе рабочей зоны составляет 15/5 мг/м<sup>3</sup> (максимальная/среднесменная). Бензол проникает в организм через неповрежденную кожу. Аллергенными и кумулятивными свойствами не обладает [22].

Ксилол (диметилбензол) относится к третьему классу опасности, его пары при высоких концентрациях отрицательно воздействуют на нервную систему, кожные покровы и слизистые оболочки человека.

Нефтяной толуол (метилбензол) также относится к числу токсичных продуктов третьего класса опасности. Пары толуола при высоких концентрациях действуют наркотически, вредно влияют на нервную систему, оказывают раздражающее действие на кожу и слизистую оболочку глаз. Предельно допустимая концентрация паров толуола в воздухе рабочей зоны составляет 50 мг/м<sup>3</sup> [29].

Фенол по степени воздействия на организм относится к высоко опасным веществам.

При превышении ПДК возможны отравление, раздражение слизистых оболочек и ожог кожи. При хроническом отравлении возникает раздражение дыхательных путей, расстройство пищеварения, тошнота, слабость, кожный зуд, конъюнктивит.

К тяжелым металлам, присутствующим в выбросах факельных установок, относятся никель и ванадий.

Вдыхание пыли, содержащей ванадий, даже в небольших количествах приводит к раздражению и хрипам в легких, кашлю, болям в груди, насморку

и першению в горле. Иногда наблюдается удушье, зеленоватый налет на языке и побледнение кожных покровов. Правда, эти признаки исчезают уже вскоре после прекращения вдыхания загрязненного воздуха. Вредные вещества, попадая в атмосферу, подвергаются физико-химическим превращениям, рассеиваются или вымываются из атмосферы. Степень загрязнения атмосферы зависит от того, будут ли эти вещества переноситься на большие расстояния от источника или скапливаться в районе их выброса.

Источниками оксидов углерода, азота и серы, сажи, являются факельные системы, на которые подаются вредные газопарообразные вещества для сжигания из технологических установок, коммуникаций и предохранительных устройств. При невозможности их использования в качестве топлива в котельных установках.

Производственные объекты транспорта и хранения нефти, нефтепродуктов, природного газа вносят значительный вклад в загрязнение атмосферного воздуха. Основная часть загрязняющих веществ поступает в атмосферу из резервуаров и технологических аппаратов при сливноналивных операциях. Значительно загрязнение атмосферы и при хранении нефти и нефтепродуктов в резервуарах. В качестве загрязняющих веществ выступают сложные смеси большого количества индивидуальных углеводородов.

При хранении легкоиспаряющихся жидкостей в резервуарах различают два вида потерь: от так называемых «малых» и «больших дыханий». Эти выбросы дополняются потерями от «обратного выдоха» и от вентиляции газового пространства резервуаров.

Потери от «малых дыханий» возникнут при неподвижном хранении жидких углеводородов. Обусловлены они суточным изменением температуры или барометрического давления.

В дневное время при нагреве резервуара и верхнего слоя нефтепродуктов количество паров и давление в герметичной емкости увеличиваются. Когда давление превышает расчетное, предохранительный клапан выпускает часть избыточных паров в атмосферу.

В ночное, более холодное время, наблюдается противоположный процесс: частичная концентрация паров понижает давление в газовом пространстве резервуара, образуя вакуум, и создает условия для поступления в емкость наружного воздуха.

Потери от «больших дыханий» происходят при наполнении резервуара нефтью и вытеснении из него паро-воздушной смеси.

Предприятиями нефтедобывающей отрасли России в атмосферу выбрасывается около 2 млн.т вредных веществ, в числе которых на долю углеводородов приходится около 45 %, окиси углерода – 30 % и на твердые вещества (сажу) – 3 %. Суммарный выброс загрязняющих веществ предприятиями составляет около 10 % от валового выброса по стране. Страдает, прежде всего, воздушная среда - улавливается и обезвреживается лишь 15% загрязнителей.

Самыми значительными факторами, влияющими на распространение загрязняющих веществ, являются метеорологические условия:

направление движения воздуха и скорость ветра; количество и продолжительность штилей; влажность воздуха и осадки; интенсивность солнечной радиации.[6]

### 3.4. Оценка воздействия на морские экосистемы, при освоении нефтегазовых месторождений на шельфе

Добыча углеводородов в Арктике и ее последствия для окружающей среды ассоциируются с буровыми и промысловыми работами на платформах.

В настоящее время стационарные платформы на шельфе мирового океана, извлекающие со дна тонны нефти, сбрасывают в морскую среду жидкие и твердые отходы.

В морской нефтегазовый комплекс входят такие виды работ:

- Установка подводных хранилищ;

- Сейсмическая разведка;
- Прокладка морских трубопроводов;
- Строительство береговых терминалов;

В общих чертах можно выделить основные этапы освоения и разработки морских нефтегазовых месторождений:

- Геолого-геофизические изыскания и первичная оценка запасов;
- Разведочное бурение и уточнение запасов;
- Подготовка и обустройство месторождения;
- Промысловые работы;
- Завершение и ликвидация.

Каждый этап сопровождается набором определенных видов деятельности и факторов воздействия на окружающую среду, главные из которых перечислены в таблице 3.1 [57].

Этап	Вид деятельности	Тип и характер воздействий
Геолого-геофизические изыскания	Сейсмические съемки	Помехи рыболовству и другим пользователям, воздействие на морские организмы и биоресурсы
	Оценка стратиграфии дна (отбор проб грунта и кернов, поверхностные бурения)	Нарушения на морском дне, повышение мутности воды, технологические сбросы
Разведочно-поисковые буровые работы	Операции с передвижными буровыми установками, проходка глубоких скважин	Отчуждение акваторий, нарушения на дне, сбросы буровых и других отходов, повышение мутности воды, выбросы в атмосферу, аварийные ситуации
	Опробование скважин	Загрязнение атмосферы, аварийные ситуации
Подготовка и обустройство месторождения	Установка стационарных платформ, прокладка трубопроводов, судоходство, строительство береговых терминалов и др.	Помехи рыболовству, нарушения на дне, повышение мутности воды, загрязнения с судов
Эксплуатация	Буровые, технологические, транспортные и другие операции	Отчуждение акваторий, сбросы буровых отходов и пластовых вод, повышение мутности воды, аварийные разливы и выбросы, помехи рыболовству и другим пользователям
Завершение и ликвидация	Демонтаж платформ и трубопроводов, консервация скважин и другие операции	Взрывные работы, нарушения на дне и в толще воды, отчуждение акваторий

Таблица 3.1 - Этапы, виды деятельности и факторы экологического воздействия на разных этапах освоения морских нефтегазовых месторождений.



Рисунок 3.1- Характер, структура и последовательность биологических откликов при разных видах воздействия на морские экосистемы в процессе освоения нефтегазовых месторождений на шельфе.

По таблице можно увидеть, что это воздействие носит комплексный характер и проявляется в форме физических, химических и биологических нарушений в водной толще на дне и частично в атмосфере. По мере освоения новых и истощения старых запасов в пределах крупных месторождений, обычно происходит передислокация локальных нефтяных промыслов (среднее время их существования составляет около 25 лет) и расширение промысловой деятельности на новых акваториях [57].

Приведенная в таблице 3 последовательность смены этапов при разработке отдельно взятого месторождения становится не различимой на фоне общей картины в нефтепромысловой деятельности в регионе. Через

несколько лет после начала эксплуатации крупных нефтегазовых бассейнов на их акватории можно встретить и вновь сооруженные нефтяные платформы, и оставленные буровые конструкции, и технические средства для прокладки подводных трубопроводов, и нефтяные танкеры, и суда сейсмической разведки и т.д. Локальные (точечные) воздействия сопрягаются друг с другом и формируют поля площадных нарушений. Их характер и интенсивность, естественно, могут быть различны в зависимости от комбинации многих природных и техногенных факторов. В некоторых случаях промысловая эксплуатация месторождений начинается еще до завершения подготовительных работ - прокладки трубопроводов, строительства береговых терминалов, хранилищ углеводородов и т.д. Нефтяные компании прибегают к временным промысловым схемам. В рамках Сахалин-2 реализуется такая схема [23]. В качестве промежуточного хранилища продукции используется нефтеналивной танкер, пришвартованный к одноточечному якорному причалу. Нефть с платформы поступает по подводному трубопроводу к якорному причалу, затем перекачивается в танкер-хранилище, затем на челночные транспортные танкеры. Система без причального налива предусмотрена проектом обустройства Штокмановского месторождения в Баренцевом море. Вместо танкера там планируется установить на «мертвых якорях» подводное хранилище объемом 30 тыс. м<sup>3</sup>. Осуществление такого проекта и такой схемы в экстремальных природных условиях Арктики и Субарктики – дело не только сложное и дорогостоящее, но и сопряженное с повышенным риском аварийных ситуаций. В масштабах региональных нефтепромысловых работ можно судить по известным данным для Северного моря (ICES/1995;OSPAR/2000), где пробурено 4000 скважин, установлено более 500 платформ и других стационарных сооружений, а общая протяженность подводных трубопроводов приближается к 10 тыс. км. Сравнительный масштаб физических нарушений на дне Северного моря при разных видах деятельности показан в таблице 3.2 [57].

Площадь, %	Источник воздействия	Площадь нарушений	Количественные показатели
54,0	Рыболовство	302 204 км <sup>2</sup>	
0,03	Добыча песка и гравия	180 км <sup>2</sup> /год	30×10 <sup>6</sup> т
0,01	Сброс грунтов	72 км <sup>2</sup> /год	72×10 <sup>6</sup> т
0,001	Удаление отходов	5,5 км <sup>2</sup> /год	5,5×10 <sup>6</sup> т
0,001	Удаление шламов от стоков	5,5 км <sup>2</sup> /год	5,5×10 <sup>6</sup> т
0,05	Платформы	313 км <sup>2</sup>	399
0,05	Окончания скважин на дне	300 км <sup>2</sup>	382
1,5	Трубопроводы	8374 км <sup>2</sup>	8374 км
1,27	Кабели	7322 км <sup>2</sup>	7322 км
0,05	Оставленные сооружения	284 км <sup>2</sup>	7100
0,001	Буровые шламы	0,5 км <sup>2</sup> /год	593 741 т
56,95	Всего	327 000 км <sup>2</sup>	

Таблица 3.2 - Масштабы физических воздействий на дно в результате разных видов деятельности по статистическим данным для Северного моря.

По данным (OSPAR 2000) , общий объем буровых шламов, аккумулированных сейчас в донных осадках этого региона, оценивается величинами от 1 до 1,5 мил.т.[49].

Основываясь на вышесказанном имеющее прямое отношение к возможным последствиям нефтедобычи для морских биоресурсов и в первую очередь для рыбных запасов. Общую схему основных воздействий и сопутствующих им эффектов для таких ситуаций рассмотрим схематично.

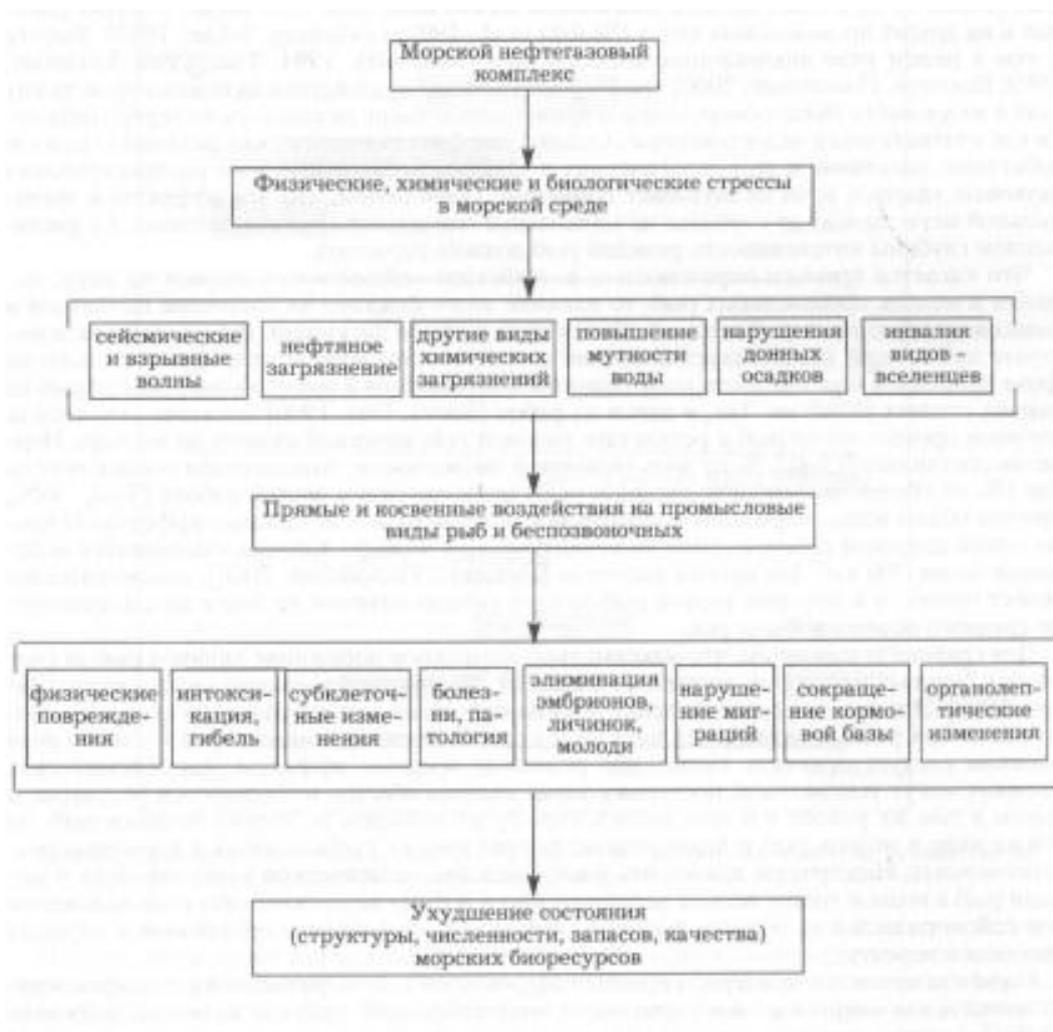


Схема 3.3 – Схема основных воздействий и сопутствующих им эффектов при добыче нефти на шельфе.

На схеме видно, что воздействие носит комплексный характер и может проявляться на всех этапах освоения нефтегазовых месторождений. Суть проблемы заключается, в конечном счете в масштабе таких процессов и их сопоставимости с масштабом соответствующих природных изменений биоресурсов на фоне всех других факторов антропогенного воздействия на морскую среду. Все рассмотренные выше материалы, относящиеся к экотоксикологии и поведению в море отходов буровых, промысловых и строительных работ, приводят к выводу об отсутствии поражающих эффектов для взрослых рыб даже в непосредственной близости от места таких работ. По мнению многих специалистов, международных организаций

и групп независимых экспертов [58], а так же рыбопромышленников воздействие нефтегазодобывающих комплексов на морскую среду и биоресурсы уступает по тяжести последствий многим другим видам деятельности на шельфе, включая рыболовство, судоходство, дноуглубительные работы, дампинг отходов, добычу песка и гравия. За 50-летнюю историю добычи нефти и газа на континентальном шельфе многих стран и регионов не были получены доказательства негативного воздействия на запасы и численность популяций промысловых организмов в районах разведки и эксплуатации нефтегазовых месторождений. Это относится также к загрязнению рыб и других объектов промысла, добываемых в таких районах. И к величине промысловых уловов[30].

Тем не менее проблема рыбохозяйственных последствий и ущербов от морской добычи углеводородов несомненно существует и должна оставаться предметом дальнейших исследований в силу ряда причин. К ним следует отнести:

- многофакторность воздействия нефтегазовой индустрии на морские экосистемы и биоресурсы:

- слабую изученность некоторых из этих факторов (например, сейсморазведки и сброса пластовых вод) и их совместных, в том числе синергических, эффектов на фоне уже существующего экологического неблагополучия во многих морских регионах:

- экологический риск и опасность аварийных ситуаций на различных этапах добычи и транспортировки углеводородов.

Реальное и общепризнанное сейчас негативное воздействие морского нефтегазового комплекса на рыбную отрасль заключается не столько в загрязнении, сколько в сокращении (отчуждении) рыбопромысловых акваторий и физических помех для траловых операций за счет сооружений платформ, прокладки подводных трубопроводов, сейсморазведки и других видов деятельности. Этот вывод подтверждается мнением рыбохозяйственных кругов ряда стран, где рыболовство в течении многих

лет соседствует на шельфе с нефтегазовым промыслом. Например, ежегодные промысловые потери рыбаков Великобритании и Норвегии за счет утраты рыбопромысловых участков в Северном море исчисляются суммами в 3-5 млн. долларов. Аналогичные оценки приводят российские эксперты для промысловых потерь при прокладке магистрального трубопровода длиной 500 км при разработке Штокмановского газоконденсатного месторождения в Баренцевом море [35].

#### 4. Анализ современных способов обеспечения экологической безопасности при добыче углеводородов на шельфе

##### 4.1. Современные способы защиты окружающей среды

Перспективным примером эффективной борьбы с загрязнением окружающего воздуха и эффективным использованием попутного нефтяного газа может служить нефтяные платформы: Draugen и Heidrum в Норвегии. Объем добываемого газа, на платформе не велик, тем не менее, его не сжигают, а утилизируют. В рамках проекта строиться интегрированный комплекс по выработке электроэнергии, тепла и улавливания диоксида углерода. Новая технология позволит улавливать 80% диоксида углерода. При этом размер установки будет в 8 раз больше существующих, где извлекалось около 30% диоксида углерода. Важно, что в рамках этого проекта новый комплекс будет обеспечивать теплом и электроэнергией платформы, в рамках этого проекта впервые в мире диоксид углерода будет использоваться для увеличения нефтеотдачи. Диоксид углерода планируется закачивать в скважины, он легко соединяется с углеводородами, чем например метан, то должно лучше осуществляться вытеснение нефти. Повышение нефтеотдачи планируется на 2-8% [69].

Полезны для защиты окружающей среды технологии приобретенные партнером « Роснефти» , а именно ВР круглогодичного бурения скважин в зонах с суровыми ледовыми условиями и высокой сейсмичности. Кроме того, в Арктике логично будет использовать технологии бурения скважин с плавучих сооружений с отклонением от вертикали на расстояние до 12-15 км. Целесообразны так же технологии ликвидации разливов нефти во льдах, знание особенностей танкерных операций и операций по отгрузке нефти в ледовых условиях.

Разработка первых крупных месторождений нефтяного Приразломного и газоконденсатного Штокмановского является плацдармом для широкого освоения всего арктического континентального шельфа [92].

4.2 Анализ мероприятий по обеспечению контроля за экологической безопасностью окружающей среды в районах функционирования морских нефтегазодобывающих платформ.

Предотвращение загрязнения морской среды закреплено в Морской доктрине России на период до 2020 года, утвержденной указом Президента РФ № ПР-1387 от 27.07. 2001 года, является основополагающими и относится к национальным интересам России в Мировом океане [64]. Перспектива промышленной добычи углеводородов на шельфе арктических морей России и транспортировка углеводородного сырья в северных морях неизбежно создает потенциальную угрозу негативных последствий техногенных загрязнений акватории в случае чрезвычайных ситуаций и тем самым актуализирует проблемы постоянного контроля окружающей среды в арктическом регионе. Поэтому обеспечение безопасности в процессе функционирования морских нефтегазодобывающих платформ требует введения специальных систем и технологий. К числу новейших технологий обеспечения безопасности эксплуатации морских нефтегазодобывающих платформ, а также ряда других объектов нефтегазодобывающего комплекса следует отнести оснащение их автоматическими контрольно-измерительными системами (АКИС), предназначенными контролировать состояние объекта, на современном уровне, своевременно реагировать на негативные изменения и оперативно принимать меры, предотвращающие или снижающие вероятность аварии с катастрофическими последствиями, или уменьшающие негативные последствия. В любых климатических и геологических условиях и при внешнем воздействии АКИС должна обеспечивать непрерывный контроль состояния несущих конструкций

платформ, конструкций ледозащиты, прогнозировать поведение конструкций и выдавать информацию для проведения мероприятий по ремонту поврежденных элементов. АКСИ по замыслу ее создателей, способна решать следующие задачи:

- контроль напряженно-деформированного состояния наиболее ответственных и нагруженных конструкций и узлов платформ во время их эксплуатации;

- обеспечение персонала платформы оперативной информацией о возможных опасностях, обусловленных внешними воздействиями, состоянием корпусных конструкций, для принятия своевременных мер по предотвращению или снижению размеров возможных последствий этих воздействий;

- сбор, хранение и анализ информации о внешней обстановке в районе размещения платформы, характер конструкций, влияющей на безопасность эксплуатации;

- обеспечение информацией других автоматизированных систем, функционирующих на морской платформе, диспетчерских систем управления береговых служб организаций, отвечающих за разработку месторождения в целом.

Главное отличительное достоинство АКИС - комплексное решение задач обеспечения безопасности функционирования объектов нефтегазодобывающего комплекса. Техническая структура системы сбора информации строиться на основе унифицированных приборов с достаточной для обеспечения высокой надежности степенью резервирования. Для учета и контроля накопленных повреждений в составе АКИС могут использоваться переносные ультразвуковые, рентгеновские и электромагнитные приборы, позволяющие контролировать образование и развитие трещин в сварных швах, а также повреждений в других наиболее напряженных металлических элементах конструкции. При анализе последствий ледовых воздействий, входной информацией являются направление и скорость движения ледяного

поля, толщина льда, размеры торосов. Эти данные позволяют не только оценить размер давления на поверхность обшивки в зоне контакта со льдом, но и с учетом многих других параметров (направление и скорость течения, ветра и т.д.) осуществить прогнозирование поведения ледяного поля вокруг платформы с высокой степенью достоверности. Измерение и анализ температуры конструкций обшивки опорного основания в зоне воздействия льда и силового набора корпуса позволяет не только существенно повысить точность моделирования поведения объекта, но может служить и косвенным источником информации о состоянии целого ряда других параметров. При оценке влияния внешних воздействий и прогноза состояния платформы, включая химическую электрохимическую обстановку, должны учитываться значения гидрологических и гидрометеорологических параметров, поскольку они влияют как на навигационную обстановку, так и на прочностно-усталостные характеристики конструкций платформы [85].

Таким образом, внедрение АКИС в России представляет возможность существенного снижения вероятности возникновения аварий или уменьшения их последствий. Основываясь на официальных версиях ряда крупнейших аварий с морскими платформами в качестве примера можно указать на катастрофу с платформой ALEXANDERKeiland. Подсистема контроля (АКИС, если бы таковая была установлена на платформе ) напряженно-деформированного состояния, а также косвенные методы оценки усталости материалов конструкций позволили бы предположить возможность образования трещины на ранней стадии и провести необходимые ремонтные работы, либо эвакуировать людей с аварийного сооружения [16].

4.3. Анализ мероприятий по обеспечению контроля за экологической безопасностью окружающей среды при работе подводных добычных комплексов и подводных трубопроводов.

При освоении арктических шельфовых месторождений, снижение рисков возникновения чрезвычайных ситуаций связано с внедрением подводных технологий нефтегазодобычи и подводной транспортировки углеводородов. На шельфовых месторождениях в последнее время в мировой практике определен значительный технологический прорыв, с выходом на принципиально новые схемы обустройства с использованием подводных добычных комплексов.

В настоящее время функционируют сотни подводных комплексов, из которых наиболее известные : «Скраб-Саффон» на Египетском шельфе, «Терра Нова» в Канаде, «Жирсол» в Анголе. Большинство современных глубоководных проектов таких, как «Белоснежка» (Баренцево море), «ОрменЛангсе» (Северное море), «Кариб» (побережье Ирландии), и другие, разрабатываются и строятся с полным или частичным использованием подводных добычных комплексов. Нефтегазовые компании BP, SHELL, Statoil, Total, ExxonMobil, Petrobras и другие признали освоение с помощью подводных добычных комплексов экономически эффективными и надежными способами добычи. Работы на шельфе как я уже отмечал в работе, сегодня нельзя представить без использования специального флота: морских буровых судов, платформ, судов для проведения геофизических исследований , судов обеспечения, подводной робототехники [89]. При этом главным является подводное добычное оборудование. В настоящее время в мире создан и эксплуатируется широкий перечень подводного добычного оборудования, позволяющего разрабатывать морские месторождения во всем диапазоне морских глубин. В разработке и опытной эксплуатации находятся подводные сепараторы, подводные компрессоры, обеспечивающие многофазную транспортировку углеводородов. В период с 1999 по 2008 год количество подводных добычных комплексов увеличилось в 25%. Данная цифра указывает на высокую надежность и эффективность подводных технологий, а также устойчивую тенденцию их распространения. Добычные комплексы управляются с берега или с платформы посредством

специальных управляющих гибких линий, которые представляют собой сложные инженерные сооружения. Помимо управляющих сигналов, то есть коммуникационных линий в отдельных трубах, скомпонованных с ними в общей оболочке, обычно подаются электроэнергия, гидравлика и необходимые реагенты для обеспечения работы скважины [96]. В России до настоящего времени подводные добычные комплексы не разрабатывались и не применялись. Это связано со сложными гидрометеорологическими условиями в большинстве перспективных районов нефтегазодобычи на шельфе, такими как лед и низкие температуры. В мире нет опыта работы и применения подводных добычных комплексов в таких условиях, в основном практика применения имеет место в незамерзающих морях.

Применительно к шельфовым углеводородным месторождениям Баренцева и Карского морей рассматривается трубопроводная транспортировка газа и газового конденсата с морских месторождений на береговые объекты. В настоящее время существующие методы прокладки морских трубопроводов делятся на два типа, зависящих от местонахождения месторождения.

1. Метод осушения прибрежной зоны при условии, что месторождения находятся на небольшой глубине в прибрежной зоне.

2. Метод непосредственной прокладки трубопровода на глубине.

Специфика этих методов заключается в сложности машин и оборудования, применяемых при освоении данных месторождений. Существуют технологии, где используется труд водолазов, и безводолазные технологии. Современные подводные добычные комплексы с их транспортной системой трубопроводов, находящихся на глубине более 1 км, могут осваиваться только с применением без водолазных технологий. Поэтому при освоении и обустройстве таких месторождений используются необитаемые подводные аппараты.

Морские трубопроводы, прокладываемые по морскому дну, сильнее подвержены коррозии и воздействию подводных течений, по сравнению с трубопроводами, заглубленными в грунт [14].

Необходимо отметить два основных метода заглубления трубопроводов:

-трубопровод укладывают в заранее разработанную траншею, а затем засыпают;

-трубопровод укладывают на дно, а специально оборудованное судно проходит вдоль трассы трубопровода, размывая и отсасывая из-под него грунт с помощью мощных струйных насосов.

Недостаток первого метода заключается в том, что земснаряды не могут работать на глубине свыше 60 метров.

Второй метод требует больших материальных затрат, из-за использования дорогостоящего оборудования с узкой областью применения.

Сейчас стал широко использоваться взрывной метод, позволяющий образовывать траншеи длиной 1000-2000 м и глубиной до 2 метров. Окончательная обработка траншеи осуществляется грейферным снарядом. Следует отметить, что для района Штокмановского нефтегазоконденсатного месторождения использование этого способа вызывает большие сомнения с точки зрения угрозы возникновения чрезвычайных ситуаций вследствие сильного ударно-волнового воздействия на соединения газогидратов метана, залегающих в осадочных слоях дна Баренцева моря данного месторождения[28].

#### 4.4. Анализ обеспечения экологической безопасности морской транспортировки углеводородного сырья

Одной из составных частей промышленной разработки нефтегазовых месторождений в Арктической шельфовой зоне является транспортировка

углеводородного сырья, которая в данных арктических районах сопровождается серьезными проблемами обеспечения экологической, так и общей безопасности, как в техническом, так и в организационном отношении. Применительно к существующим способам добычи нефти в прибрежных районах арктических морей, прежде всего, для месторождения Приразломное, танкерные перевозки считаются главным и единственным способом доставки нефти из района промысла на перерабатывающие предприятия и береговые районы Мурманска терминала. Для газоконденсатного Штокмановского месторождения и прилегающих к нему газовых и нефтяных месторождений рассматривается подводный трубопроводный способ транспортировки добываемого сырья на побережье для дальнейших действий с ним. Использование танкерного флота для транспортировки нефти в сложных гидрометеорологических условиях сопровождается угрозой возникновения чрезвычайных ситуаций в результате аварий с танкерами, особенно если эти аварии произошли в районе погрузки или по соседству с местами скопления нефти и нефтепродуктов (нефтехранилища, местные нефтепроводы и т.п.) По данным Морского регистра судоходства России основными причинами аварийности танкерного флота, занятого перевозкой сырой нефти, является посадка на мель, столкновения с другими судами. Каждый второй случай посадки судна на мель или столкновения является следствием неучета или неправильного учета влияния внешних факторов на маневренные характеристики судна.

Так Международная морская организация ИМО добила поставленной цели по вытеснению из перевозок танкеров с одинарным корпусом. Окончательно решение принято было после аварий с танкерами в 1989 и 2002 годах, которые обернулись крупными экологическими бедствиями и оказали сильное влияние на мировое общественное мнение. С 2003 года по настоящее время идет процесс планомерного вывода из международных перевозок наливных судов, не удовлетворяющих положениям I МАРПОЛ [25].

Россия как морская держава и страна, имеющая арктические шельфовые месторождения не может оставаться в стороне. Так . например, необходимость круглогодичного вывоза нефти и обслуживание морского промысла на месторождении «Приразломное» поставила задачу создания специализированных многофункциональных судов со свойствами ледокола. Созданы два многофункциональных ледокола снабженца. Один используется для дежурства вблизи платформы, обеспечивает безопасность и маневрирование других судов вблизи платформы. Другое судно используется для перевозки грузов и персонала. В случае возникновения чрезвычайных ситуаций эти суда будут обеспечивать безопасность отгрузки нефти, участвовать в ликвидации разливов нефти и в эксплуатации персонала МЛСП «Приразломная». Построены и эксплуатируются два уникальных судна танкеры-челноки ледового класса : «Михаил Ульянов» и «Кирилл Лавров», танкеры проекта Р-70046 предназначены для перевозки нефти с морской ледостойкой платформы «Приразломная» на перегрузочный терминал в районе Мурманска. Не могу не отметить важнейшее направление в добыче углеводородов на шельфе это добыча газа и его транспортировка в сжиженном состоянии, с использованием танкеров – метановозов. Экономичность транспортировки СПГ морем по сравнению с трубопроводным транспортом повышается по мере увеличения дальности перевозки. В России морская транспортировка СПГ от месторождений, расположенных на Арктическом шельфе, представляется наиболее экономически целесообразной. Для освоения Штокмановского ГКМ планируется, строительство завода по производству СПГ на побережье (п. Териберка). При разработке месторождений п-ова Ямала шельфа Карского моря экономически целесообразным представляется добытый газ вывозить морским транспортом в виде СПГ. Планируется построить завод и морской газовый терминал (п. Сабетта), которые могли бы обслуживать 20-25 криогенных морских метановозов грузоподъемностью по 125-135 тыс. куб.м. [24].

Транспортировка СПГ считается потенциально опасным мероприятием. Имеющийся на борту танкера-метановоза запас в количестве 135 тыс .м. кубических сжиженного газа , энергетический потенциал в случае взрывчатого превращения всего метана по расчетам может быть эквивалентен ядерному взрыву около 20 килотонн. ( <http://www.securpress.ru>). Использование танкеров-метановозов в функционировании перемещения углеводородов безусловно имеет экономические выгоды и может рассматриваться как эффективное средство обеспечения безопасности и предотвращения угроз возникновения чрезвычайных ситуаций на море. как.

4.5. Анализ обеспечения экологической безопасности добычи углеводородного сырья с использованием робототехники.

Снижение рисков экологических катастроф в процессе морской нефтегазодобычи и транспортировки углеводородного сырья может быть обеспечено при широком внедрении в эту отрасль промышленной подводной робототехники.

Значительные сдвиги в области высоких технологий создали современные управляющие системы, вышедшие на качественно новый этап развития, характеризуемый применением новейшей микропроцессорной компьютерной базы и созданием на ее основе автономных интеллектуальных интегрированных систем роботизированных структур.

При разработке углеводородных промыслов в Арктическом секторе России морские подводные роботы могут найти применение при решении следующих задач:

- изучение районов будущего строительства;
- выполнение сложных и тяжелых подводных работ по прокладке трасс трубопроводов и подготовка площадок для подводного строительства, ремонта возникающих повреждений;

-комплексный мониторинг текущего состояния районов морской нефтегазодобычи, наблюдение за их состоянием, обнаружение участков, требующих принятия срочных мер восстановительного характера, определение мест повреждений.

В настоящее время в мире насчитывается более 300 проектов подводных роботов. Идет параллельный процесс-создания подводных машин для промышленного освоения морского дна и подводных работ для защиты промыслов.

России принадлежит приоритет в первенстве введения термина «подводный робот». Разработанные в СССР отечественные беспилотные и пилотируемые подводные аппараты имели разнообразную поисково исследовательскую аппаратуру и широко применялись на практике. [56].

## 5. Правовая база обеспечения экологической безопасности при добыче углеводородов на шельфе

Участки подводных районов недр, находящихся за пределами территориального моря Российской Федерации на всем протяжении естественного продолжения ее сухопутной территории до внешней границы подводной окраины материка, являются участками недр федерального значения континентального шельфа Российской Федерации. Участки недр, расположенные на территории Российской Федерации и простирающиеся на ее континентальный шельф, имеют тот же правовой режим, что и участки недр российского континентального шельфа [88].

Субъекты права пользования недрами на указанных участках делятся на две категории: общие и специальные. К общим субъектам относятся лица, которым право пользования участками недр федерального значения было предоставлено до 5 мая 2008 года – дня вступления в силу Федерального закона от 29 апреля 2008 года № 58-ФЗ. [19]

Специальными субъектами являются юридические лица, отвечающие требованиям, установленным в части 3 статьи 9 Закона Российской Федерации «О недрах». Во-первых, такие юридические лица должны быть созданы в соответствии с законодательством Российской Федерации. Во-вторых, иметь опыт освоения участков недр континентального шельфа Российской Федерации не менее пяти лет. В-третьих, доля (вклад) Российской Федерации в уставных капиталах таких юридических лиц должна составлять более пятидесяти процентов и (или) в отношении которых Российская Федерация имеет право прямо или косвенно распоряжаться более чем пятьюдесятью процентами общего количества голосов, приходящихся на голосующие акции (доли), составляющие их уставные капиталы.

По законодательству Российской Федерации создание специальных субъектов обеспечивает нахождение лицензий только у российских юридических лиц, но не исключает участие в них иностранного капитала.

Участие иностранных компаний в качестве операторов не ограничено. К примеру, первая фаза по освоению уникального по запасам Штокмановского месторождения передана швейцарской компании ShtokmanDevelopment AG (доля ОАО «Газпром» – 51 %, Total– 25 %, StatoilHydro– 24 %), все финансовые, геологические и технические риски партнеры по совместному предприятию договорились делить пропорционально долям участия, а права на маркетинг продукции закрепили за ОАО «Газпром» [12].

Считаем возможным дополнить Часть 3 статьи 9 Закона Российской Федерации «О недрах», с целью устранения приведенных неточностей, определением понятия «опыт освоения участков недр континентального шельфа Российской Федерации». Рассматривать его как совокупность периодов времени самостоятельного (без привлечения иных лиц) осуществления юридическим лицом видов пользования недрами на участках недр континентального шельфа Российской Федерации и/или участках недр, расположенных в пределах территории Российской Федерации и простирающихся на континентальный шельф Российской Федерации, указанных в соответствующей лицензии либо соответствующих лицензиях на право пользования недрами в течение срока действия таких лицензий. выполнения недропользователями своих договорных и лицензионных обязательств возможно посредством введения ощутимых финансовых санкций для них и их руководства. Договоры об осуществлении совместного недропользования могут предусматривать ограничение участия конкретных его сторон в разработке и добыче полезных ископаемых после открытия месторождения в результате геологоразведки и соответствующий размер договорной компенсации. Необходимо создать государственную компанию, которая будет заниматься геологическим изучением, разработкой и добычей твердых полезных ископаемых, содержащихся в недрах континентального шельфа Российской Федерации, поскольку действующие условия доступа к пользованию шельфовыми месторождениями позволяют пользоваться его недрами только двум нефтегазовым компаниям « Роснефть» и «Газпром».

Предстоит нормами права определить правовой статус создаваемых компаний, установить для них необходимые основания предоставления недр в пользование, разработать систему норм, регламентирующих содержание договоров на совместное пользование недрами и порядок их заключения. Недра федерального значения, содержащие газ, предоставляются только собственнику Единой системы газоснабжения или организации – собственнику региональной системы газоснабжения без проведения конкурсов и аукционов в силу прямого указания в статье 12 Федерального закона от 31 марта 1999 года № 69-ФЗ «О газоснабжении в Российской Федерации». На основании изложенного, кроме ОАО «Газпром», являющегося таким собственником и отвечающим требованиям, предъявляемым к пользователям недр континентального шельфа Российской Федерации, никто более не может претендовать на получение газовых месторождений шельфа. ОАО «Газпром» могут быть предоставлены шельфовые месторождения нефти и иных полезных ископаемых. Имеющиеся в настоящее время технологии сжижения газа не требуют использования систем газоснабжения, что позволяет при применении указанной технологии предоставить право разведки и добычи газа государственной национальной компании, взаимодействующей с ОАО «Газпром» через систему договорных отношений. Предложенная правовая модель может быть реализована только при внесении соответствующих поправок в Федеральный Закон «О газоснабжении в Российской Федерации» и Закон Российской Федерации «О недрах» [86].

6. Необходимые мероприятия по обеспечению экологической безопасной добычи углеводородов на арктическом шельфе и возможности их осуществления. Предупреждение и ликвидация аварийных разливов

Система экологической безопасности включает в себя мониторинг, экспертизу и управление состоянием экосистем. В такой трактовке экологический мониторинг представляет собой одну из подсистем экологической безопасности.

Экологический мониторинг - проводимые по определенной программе наблюдения за природными средами, природными ресурсами, растительным и животным миром, источниками антропогенного воздействия, оценка состояния указанных объектов наблюдений и прогноз их изменений.

Целью экологического мониторинга является информационное обеспечение в области охраны окружающей среды (ООС), сохранения благоприятной для жизнедеятельности человека среды обитания. Основной задачей мониторинга является своевременное и достоверное выявление зон возможного экологического неблагополучия и доведение этой информации до заинтересованного потребителя для разработки соответствующих мер по обеспечению экологической безопасности.

Основными объектами Единой государственной системы экологического мониторинга (ЕГСЭМ) являются [46]:

природные среды и ресурсы (атмосферный воздух, воды, земля, почвенный покров, минерально-сырьевые ресурсы, растительный и животный мир);

экологические системы, природно-технические комплексы;

источники антропогенных воздействий, связанные с поступлением в окружающую среду (ОС) токсичных и экологически вредных веществ;

Основным назначением ЕГСЭМ является: оценка и прогноз состояния ОС, уровней антропогенного воздействия, показателей состояния биосферы, функциональной целостности экосистем;

## 6.1. Разливы нефти при добыче углеводородов на морском шельфе

Аварийные разливы нефти и нефтепродуктов могут происходить уже в начале своего пути к потребителю, при добыче на платформах, устанавливаемых на континентальном шельфе. Такие аварии в большинстве случаев вызываются взрывами и пожарами, следствием которых может быть разрушение конструкций, опрокидывание установок и человеческие жертвы. [33]. Как показывает мировой опыт, неуправляемые поступления пластовых флюидов по скважинам (открытые фонтаны и выбросы) представляют наибольшую опасность для стационарных платформ (МСП) и передвижных буровых установок (ПБУ). Они являются основной причиной нефтяного загрязнения морской среды. Вторым по значимости фактором экологической опасности среди нефтегазопромысловых объектов являются морские трубопроводы. Хотя загрязнение акваторий при добыче нефти и газа на шельфе существенно меньше, чем при морских перевозках и стоках с суши, они, концентрируясь в ограниченных акваториях, представляют серьезную экологическую угрозу.

Показатели экологического риска при освоении морских месторождений приведенные ниже рассмотрены применительно к условиям (геолого-физические параметры месторождений и природно-климатические характеристики региона) о. Сахалин.

Расчетные вероятности появления аварийных разливов жидких углеводородов в результате нефтегазовых выбросов и прорывов подводных трубопроводов с использованием «дерева событий» за период разработки двух (нефтяного и газоконденсатного) месторождений приведены в таблицах 6.1. и 6.2.

При эксплуатации подводных трубопроводов наиболее опасным является прорыв нефтесборного коллектора, транспортирующего газонасыщенную нефть со стационарной платформы на береговые

сооружения. Объем единичного выброса для указанного случая может достигать 2 500 м<sup>3</sup>.

Таблица 6.1 - Расчетные вероятности разливов нефти/конденсата для двух месторождений

Объем, м <sup>3</sup>	Вероятности разлива для нефтегазового месторождения		Вероятности разлива для газоконденсатного месторождения	
	нижний	верхний	нижний	верхний
< 1,6	1,0E(-2)	4,9E(-2)	2,9E(-3)	1,4E(-2)
>16	8,9E(-3)	4,4E(-2)	2,5E(-3)	1,3E(-2)
> 160	6,1E(-3)	3,1E(-2)	1,7E(-3)	8,6E(-3)
>1600	3,2E(-3)	1,6E(-2)	9,0E(-4)	4,5E(-3)
> 1,6E(4)	1,1E(-3)	5,5E(-3)	3,2E(-4)	1,6E(-3)
>1,6E(5)	4,2E(-4)	2,1E(-3)	1,2E(-4)	6,0E(-4)
>1,6E(6)	3,9E(-4)	9,3E(-4)	5,4E(-5)	2,7E(-4)

Таблица 6.2 - Вероятности разливов нефти\конденсата из трубопроводов

Объем, м <sup>3</sup>	>0,16	>8,0	>16	>160	>1600	>3200
Нефтегаз. м\р	5,3E(-2)	4,48E(-2)	2,99E(-2)	1,16E(-2)	2,69E(-3)	1,33E(-3)
Газоконден. м\р	1,3E(-2)	1,1E(-2)	7,3E(-3)	2,84E(-3)	0	0

Исходя из средних значений вероятности, приведенных в таблицах 6.1. и 6.2., вычислены математические ожидания объемов нефтяных углеводородов, попадающих в морскую среду при аварийных ситуациях за период разработки месторождений, которые составляют:

для нефтегазового месторождения - 24 786 м<sup>3</sup>;

для газоконденсатного месторождения - 8 452 м<sup>3</sup>[55].

Обобщенный анализ физико-химических свойств нефти и газоконденсатов присахалинского шельфа, показывает, что наиболее характерным загрязнителем морской среды будет легкая и маловязкая нефть

(62,5% ожидаемой вероятности) метано-нафтового или нафто-метанового типа с периодом полураспада 12 часов. Следующими по вероятности распространения (27,5%) являются газоконденсаты.

Наиболее тяжелые последствия имеют аварии сооружений нефтеналивных портов и танкеров, перевозящих нефть и нефтепродукты. Такие аварии сопровождаются разливами нефти по поверхности воды и существенным воздействием на гидро экосистемы. Только быстрые и эффективные меры по устранению этих загрязнений могут снизить воздействие их на морскую среду. В особенности это относится к акваториям северных морей, флора и фауна которых наиболее уязвимы.

Современные требования к оценке воздействий на окружающую среду (ОВОС) хотя и предусматривают необходимость интегральной оценки экологического риска намечаемых проектных решений, не содержат по этой процедуре никаких конкретных рекомендаций, поскольку методы количественного расчета риска при оценке экологических последствий разработаны недостаточно полно.

Тяжесть последствий загрязнения морской среды углеводородами в результате аварий судов, нефтепроводов и других технических средств транспортировки нефти, нефтепродуктов и газоконденсата определяется их объемами. Объемы разливов в свою очередь будут определяться самим объектом, содержащим углеводороды и условиями истечения [71]. Так, в случае нарушения целостности корпуса танкера, истечение будет определяться расположением пробоины относительно ватерлинии и количеством нефти в танках. При нарушении целостности нефтепровода проходящего по поверхности земли, истечение будет определяться размером трещины (свища) и давлением внутри нефтепровода. Существующие методы гидравлических расчетов позволяют определять объемы разлитой нефти за заданные промежутки времени с удовлетворительной точностью при соответствующей точности исходных данных.

Величину загрязненной области морской среды  $G$  при объеме выброса (разлива) можно определить исходя из физико-химических свойств разлитых углеводородов и концепции полураспада, согласно которой количество вещества уменьшается вдвое на протяжении равных интервалов времени.

Поддержание морской среды внутренних морских вод и территориального моря в состоянии, соответствующем экологическим требованиям, обеспечивается установлением и соблюдением нормативов предельно допустимых концентраций вредных веществ и нормативов предельно допустимых вредных воздействий на морскую среду и природные ресурсы внутренних морских вод и территориального моря, а также других требований и мер, установленных законодательством Российской Федерации об охране окружающей среды и водным законодательством Российской Федерации.

Следует отметить, что, согласно ФЗ 155 от 31.07.98, захоронение отходов и других материалов - любое преднамеренное удаление отходов или других материалов с судов, летательных аппаратов, искусственных островов, установок и сооружений, а также любое преднамеренное уничтожение судов и иных плавучих средств, летательных аппаратов, искусственных островов, установок и сооружений. Захоронением не считается:

удаление отходов или других материалов, присущих или являющихся результатом нормальной эксплуатации судов, летательных аппаратов, искусственных островов, установок и сооружений и не превышающих предельно допустимых концентраций вредных веществ (вредное вещество - вещество, которое при попадании в морскую среду способно создать опасность для здоровья людей, нанести ущерб живым ресурсам, морской флоре и фауне, ухудшить условия отдыха или помешать другим видам правомерного использования моря, а также вещество, подлежащее контролю в соответствии с международными договорами Российской Федерации) и нормативов предельно допустимых вредных воздействий на морскую среду и природные ресурсы, кроме отходов или других материалов,

транспортируемых судами, летательными аппаратами, установками и сооружениями, которые эксплуатируются в целях удаления таких материалов, или подвозимых к таким судам, летательным аппаратам, искусственным островам, установкам и сооружениям, а также кроме тех, что являются результатом обработки таких отходов или других материалов на таких судах, летательных аппаратах, искусственных островах, установках и сооружениях;

помещение материалов для целей иных, чем их простое удаление;

сброс вредных веществ или стоков, содержащих такие вещества, любой сброс с судов и иных плавучих средств, летательных аппаратов, искусственных островов, установок и сооружений, какими бы причинами они вызывался, включая любые утечку, удаление, разлив, протечку, откачку, выделение или опорожнение.

Сброс вредных веществ не включает выброс вредных веществ, происходящий непосредственно вследствие разведки, разработки и связанных с ними процессов обработки в море минеральных ресурсов внутренних морских вод и территориального моря, а также сброс вредных веществ для проведения правомерных морских научных исследований в целях борьбы с загрязнением или контроля над ним. Захоронение отходов и других материалов, а также сброс вредных веществ во внутренних морских водах и в территориальном море запрещаются[76].

К сожалению, в Российской Федерации до сих пор нет нормативно установленной классификации аварий на акваториях с использованием критериев ущерба. Имеется лишь федеральная классификация чрезвычайных ситуаций - таблица 2.5. [8].

Таблица 6.3 - Классификация чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера

Чрезвычайная Ситуация	Критерии классификации		Ответственный за ликвидацию
	Поражение людей	Материальный ущерб	
Локальная	не более 10 пострадавших, либо нарушены условия жизнедеятельности не более 1 00 человек	не более 1 .000 минимальных размеров оплаты труда, зона аварии не выходит за территорию объекта	Предприятие
Местная	свыше 10, но не более 50 пострадавших, либо нарушены условия жизнедеятельности свыше 100, но не более 300 человек	свыше 1 .000, но не более 5.000 минимальных размеров оплаты труда, зона аварии не выходит за пределы населенного пункта	органы местного самоуправления
Территориальная	свыше 50, но не более 500 пострадавших, либо нарушены условия жизнедеятельности свыше 300, но не более 500 человек	свыше 5.000, но не более 500.000 минимальных размеров оплаты труда, зона аварии не выходит за пределы субъекта Российской Федерации	субъект Российской Федерации
Региональная	свыше 50, но не более 500 пострадавших, либо нарушены условия жизнедеятельности свыше 500, но не более 1000 человек	свыше 500.000, но не более 5. 000. 000 минимальных размеров оплаты труда, зона аварии захватывает территорию двух субъектов Российской Федерации	субъекты Российской Федерации

Продолжение таблицы 6.3.

Чрезвычайная ситуация	Критерии классификации		Ответственный за ликвидацию
	Поражение людей	Материальный ущерб	
Федеральная	свыше 500 пострадавших, либо нарушены условия жизнедеятельности более 1000 человек	свыше 5.000.000 минимальных размеров оплаты труда, зона аварии выходит за пределы более, чем двух субъектов Российской Федерации	субъекты Российской Федерации
Трансграничная	поражающие факторы выходят за пределы Российской Федерации, либо авария произошла за рубежом и затрагивает территорию Российской Федерации		Правительство Российской Федерации

Проблема аварийных разливов в большей степени является проблемой организационной, логистической, а не чисто экологической. Связанные с ней риски могут быть рассчитаны, а значит, количественно учтены на всех стадиях реализации конкретного проекта, будь то добыча и транспортировка нефти, ее переработка и пр. Гораздо более опасными являются аварии, связанные с хроническими воздействиями загрязнений на гидро экосистемы. Статистика не катастрофических разливов нефти такова [2]: на 1 млн. т. перевозимой нефти разлив с танкера составляет около 160 куб.м, из них от 40 в принимающем и 70 в отправляющем портах; на 100 судо-лет эксплуатации приходится 3 аварии в открытом море и 7-8 аварий в портах; для одноточечных рейдовых причалов 1 разлив приходится на 18 судозаходов; средний объем разового разлива составляет 300 куб.м. ; на 160 млн. куб. м добытой на буровых платформах нефти приходится 0,6 разлива объемом свыше 160 куб.м.;

на танкерах при перевозке того же объема нефти происходит 0,9 разлива в открытом море при средней его величине 17 500 куб.м. и 0,4 разлива в порту.

## 6.2. Ликвидация аварийных разливов нефти (ЛАРН)

В специальных постановлениях Правительства Российской Федерации сформулированы основные требования к разработке планов по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов [94]. Требования определяют принципы формирования планов по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов, которые относятся к чрезвычайным ситуациям локального, местного, территориального, регионального и федерального значения, а также организации взаимодействия сил и средств, привлекаемых для их ликвидации.

Планы разрабатываются в соответствии с действующими нормативными правовыми актами с учетом максимально возможного объема разлившихся нефти и нефтепродуктов, который определяется для следующих объектов:

нефтеналивное судно - 2 танка;

нефтеналивная баржа - 50 процентов ее общей грузоподъемности;

стационарные и плавучие добывающие установки и нефтяные терминалы - 1500 тонн;

автоцистерна - 100 процентов объема;

железнодорожный состав - 50 процентов общего объема цистерн в железнодорожном составе;

трубопровод при порыве - 25 процентов максимального объема прокачки в течение 6 часов и объем нефти между запорными задвижками на аварийном участке трубопровода;

трубопровод при проколе - 2 процента максимального объема прокачки в течение 14 дней.

В зависимости от объема разлившихся нефти и нефтепродуктов и площади разлива выделяются чрезвычайные ситуации:

локального значения - 100 тонн разлившихся нефти и нефтепродуктов, площадь разлива охватывает территорию объекта;

местного значения - 500 тонн разлившихся нефти и нефтепродуктов, площадь разлива охватывает территорию населенного пункта, в котором расположен объект;

территориального значения - 1000 тонн разлившихся нефти и нефтепродуктов, площадь разлива охватывает территории субъекта Российской Федерации;

регионального значения - 5000 тонн разлившихся нефти и нефтепродуктов, площадь разлива охватывает территории двух субъектов Российской Федерации;

федерального значения - более 5000 тонн разлившихся нефти и нефтепродуктов, площадь разлива охватывает территории более двух субъектов Российской Федерации [62].

В зависимости от объема разлива нефти и нефтепродуктов на море выделяются чрезвычайные ситуации следующих категорий [93]:

локального значения - разлив от нижнего уровня разлива нефти и нефтепродуктов (определяется специально уполномоченным федеральным органом исполнительной власти в области охраны окружающей среды) до 500 тонн нефти и нефтепродуктов;

регионального значения - разлив от 500 до 5000 тонн нефти и нефтепродуктов;

федерального значения - разлив свыше 5000 тонн нефти и нефтепродуктов. Федеральный закон о континентальном шельфе Российской Федерации [86] определяет статус континентального шельфа Российской Федерации, суверенные права и юрисдикцию Российской Федерации на ее

континентальном шельфе и их осуществление в соответствии с Конституцией Российской Федерации, общепризнанными принципами и нормами международного права и международными договорами Российской Федерации.

Российская Федерация на континентальном шельфе, в частности осуществляет юрисдикцию:

в отношении таможенных, фискальных, санитарных и иммиграционных законов и правил, а также законов и правил, касающихся безопасности;

защиты и сохранения морской среды в связи с разведкой и разработкой минеральных ресурсов, промыслом живых ресурсов, захоронением отходов и других материалов;

В компетенцию федеральных органов государственной власти на континентальном шельфе входят:

проведение государственной экологической экспертизы, государственного экологического контроля и государственного мониторинга состояния континентального шельфа;

установление правового режима в зонах чрезвычайных экологических ситуаций и экологического бедствия; обеспечение немедленных действий по ликвидации последствий аварий, приводящих к загрязнению нефтью и веществами, иными, чем нефть;

установление экологических нормативов (стандартов) содержания загрязняющих веществ в отходах и других материалах, предназначенных к захоронению на континентальном шельфе, перечня вредных веществ, отходов и других материалов, запрещенных к захоронению на континентальном шельфе, регулирование и контроль захоронения отходов и других материалов.

В исключительной экономической зоне Российская Федерация осуществляет право защиты и сохранения морской среды от загрязнения из всех источников [86].

### 6.2.1. Ликвидация последствий аварийных разливов нефти

Чаще всего под ликвидацией последствий понимается сбор пленки нефтепродуктов, плавающей на поверхности воды. Однако, если пятно вышло на берег к этим мероприятиям добавляются очистка грунтов при урезовой зоны, эвакуация и переработка нефтепродуктов.

В современных международных соглашениях за редким исключением подразумевается, что разлитая в результате аварии нефть должна быть собрана и эвакуирована за пределы акватории. В некоторых случаях этот термин подменяется удалением нефти с поверхности воды. При этом подразумевается применение как современных технологий, таких как использование биосорбентов, так и традиционных - утапливание, сжигание, рассеяние с помощью химических средств. Последние позволяют с малыми затратами труда и средств избавиться от пленки на поверхности воды. В большинстве случаев такие технологии наносят больший ущерб окружающей среде, чем нанесло бы само нефтяное пятно без вмешательства человека [18].

#### *Утапливание нефти*

Утапливание нефти осуществляется с использованием малых судов, на которых устанавливаются роторные рассеиватели. В качестве материала для утапливания нефти обычно используется крупнозернистый песок. Проплывая по пятну, судно разбрасывает песок (Рисунок. 6.1). Отдельные песчинки, падая на нефтяную пленку, обволакиваются нефтью и тонут под действием силы тяжести. Песчинки с нефтью достигают дна и остаются там, воздействуя на бентические сообщества. Воздействие это существенно и ведет к гибели последних и уничтожению кормовой базы рыб.

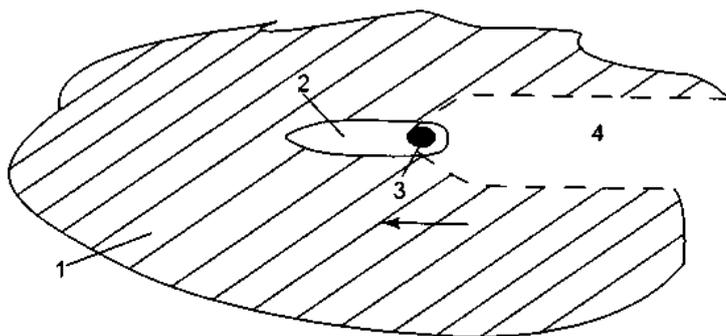


Рисунок 6.1 - Утапливание нефти, плавающей по поверхности воды

1 - пятно нефти; 2 - судно; 3 - роторный разбрасователь песка;  
4 - чистая поверхность

### *Сжигание*

Сжигание плавающей нефти приводит также к негативным последствиям для морской среды. Без применения специальных средств, поджечь пятно оказывается возможным только по прошествии короткого времени после его разлива, до того как испарились легкие фракции. При сгорании нефти в условиях низких температур (теплопроводность намного выше, чем у воздуха) образуются сильно токсичные и канцерогенные вещества, которые легко растворяются в воде, воздействуя на гидробионтов. В тех случаях, когда после разлива прошло значительное время, для поджигания пятна используются специальные пакеты, содержащие вещества, выделяющие кислород при взаимодействии с водой. Они могут сбрасываться с самолетов, судов или других средств. Пакеты облегчают поджигание и обеспечивают процесс горения.

Следует заметить, что горение пятна является неконтролируемым процессом и представляет опасность для судов и прибрежных сооружений. Особенно опасно поджигание пятен вблизи портов, якорных стоянок судов и других сооружений. При изменении направления ветра горящее пятно может направиться непосредственно к судам.

### *Химическая обработка пятен нефти*

На акваториях, где это разрешено действующими правилами МАРПОЛ, ХЕПКОМ и др. возможно применение химических средств.

По воздействию на плавающую пленку нефти их можно разделить на: сольвенты; флокулянты; сурфактанты; отвердители.

В большинстве случаев химические средства предназначены для применения совместно с механическими средствами сбора нефти с поверхности воды и лишь повышают эффективность работы последних.

*Сольвенты* - предназначены для растворения сырой нефти и вязких нефтепродуктов в воде. Применяются главным образом для очистки от нефтепродуктов набережных, опор мостов в городах и пр. Применяются в весьма ограниченных количествах, с тем, чтобы не ухудшить качество воды в водоеме.

*Флокулянты* - при воздействии на нефть образуют устойчивые хлопья, которые сравнительно легко могут быть собраны механическими средствами и эвакуированы для дальнейшей обработки на берегу.

*Сурфактанты* - вещества, изменяющие поверхностное натяжение нефти и нефтепродуктов. При нанесении сурфактантов поверхность пятна уменьшается в десятки раз при одновременном утолщении пленки. Это явление позволяет повысить эффективность сбора нефти механическими устройствами и одновременно уменьшить длину применяемых боновых ограждений.

*Отвердители* - вещества придающие нефти плавающей на поверхности свойства близкие к твердому веществу, что значительно облегчает ее сбор механическими средствами. Нанесенный по контуру пятна отвердитель может выполнять одновременно функции боновых ограждений.

Перечисленные вещества наносятся на поверхность воды с вертолетов или самолетов. Естественным ограничением при этом является скорость ветра и отсутствие осадков.

Несмотря на то, что многие фирмы производящие такие химические вещества гарантируют их экологическую безопасность, МАРПОЛ жестко ограничивает применение этих веществ районами, где отсутствуют промысловые виды птиц и морских животных [42].

## *Сорбенты*

Сорбенты принадлежат к классу веществ, облегчающих механический сбор нефти. Они должны быть гидрофобны и олеофильны (хорошо впитывать нефть и плохо воду). Обычно сорбенты выполняются из местных, широко распространенных и дешевых материалов. В Северо-Западном регионе России это высушенный торф, древесные опилки и другие подобные вещества. В южных регионах это хлопковые очесы. Сорбенты могут применяться для ликвидации пятен ограниченных размеров.

В ряде случаев перед применением, сорбенты подвергаются обработке, которая повышает их сорбирующую способность. Так, сорбирующая способность торфа может быть существенно повышена в результате термической обработки.

Важной характеристикой сорбента является время сорбции. Оно зависит от целого ряда факторов, в том числе таких, как природа сорбента, характеристики нефтепродуктов, степень турбулентности нефтесодержащей жидкости.

Сбор сорбентов, впитавших нефть производится достаточно простыми механическими средствами, в числе которых могут быть сети, нефтемусоросборщики и т.п. Эффективность сорбентов выполненных из различных материалов различна. В последнее время много внимания уделяется биосорбентам-веществам, объединяющим в себе свойства обычных сорбентов и биологической деструкции нефтепродуктов. Они представляют собой хлопья, изготовленные из органической массы с нанесенными на нее колониями бактерий, способными перерабатывать нефтепродукты, приводя их к виду нейтральному для окружающей среды. Биосорбенты могут храниться в течение достаточно длительного времени, не проявляя жизненной активности. В случае необходимости они могут быть нанесены на поверхность воды, покрытую нефтепродуктами. При наличии воды бактерии начинают взаимодействовать с нефтепродуктами, а основа, на которой они нанесены впитывает их. По прошествии некоторого времени,

хлопья растворяются в воде, а бактерии, используя нефтепродукты, находящиеся в воде прекращают свою жизнедеятельность [22].

#### *Механические средства для сбора нефти с поверхности воды*

Наиболее распространенными, экологически безопасными и в то же время эффективными средствами для борьбы с нефтяными разливами являются механические средства. К ним относятся, в первую очередь, боновые ограждения и нефтесборщики.

#### *Боновые ограждения*

Боновые ограждения предназначены для локализации пятен нефти, предотвращения их расползания по поверхности воды, с уменьшением толщины плавающей пленки. Чем больше толщина пленки, тем эффективнее сбор нефти. Количество модификаций боновых ограждений, выпускаемых промышленностью в настоящее время весьма велико. Они отличаются по назначению, размерам, материалам, оснащению дополнительными системами оповещения о проведении операции по сбору нефти (сигнальные фонари, звуковая сигнализация и пр.). Схема типового бонового ограждения приведена на рисунке 6.2.

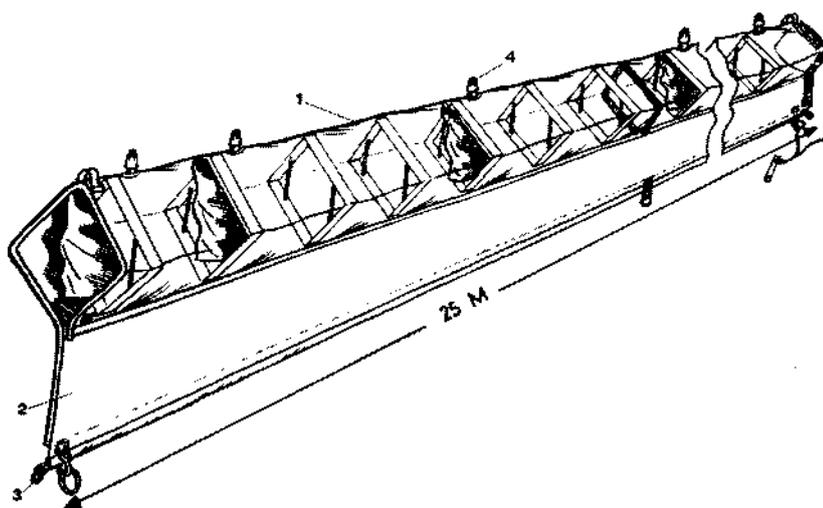


Рисунок 6.2 - Схема типового бонового ограждения

В определенной степени к постановке боновых ограждений можно отнести результаты мероприятий по предотвращению распространения нефти по поверхности воды. В частности, разработаны химические вещества, нанесение которых на пленку нефти делает ее практически твердой. Нанесение таких веществ по контуру пятна препятствует его распространению. В этом случае роль бонов играет затвердевшая пленка. Естественно, что толщина пленки должна быть значительна (5 мм и более). Однако и при такой толщине затвердевшая пленка легко рвется при воздействии волн высотой 0,2м и более [72].

Нефтяное загрязнение при наличии сплошного покрова льда на поверхности воды может быть локализовано путем с помощью прорезей (Рисунок 6.3).

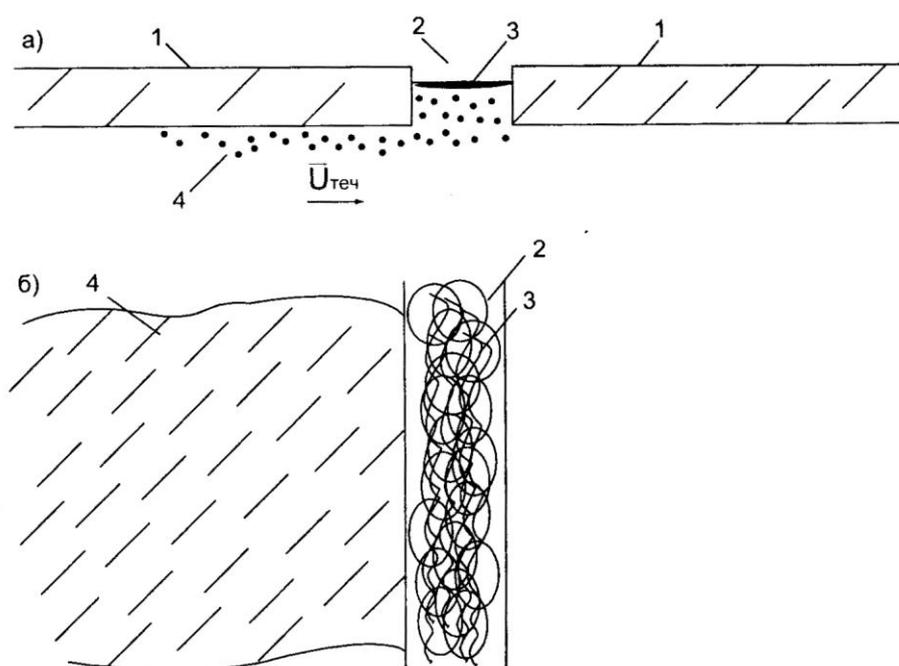


Рисунок 6.3 - Локализация пятен нефти, находящихся подо льдом и движущихся под действием течения с помощью прорезей

1 - лед; 2 - прорезь; 3 - пленка нефти, плавающая на поверхности воды; 4 - нефть в виде отдельных капель

Прорези препятствуют распространению нефти, которая всплывает на свободную поверхность воды, откуда она может быть откачана в сборные емкости. Размеры прорезей зависят от скорости течения и толщины льда и могут быть подсчитаны на основании зависимостей, изложенных в главе 4, исходя из времени всплывания отдельных капель. Нефть подо льдом может находиться как в виде пленки, так и в виде отдельных капель (при значительной скорости течения).

Экспериментальная проверка, проведенная на учениях по борьбе с нефтяными разливами в ледовых условиях в 1994 году вблизи финского города Оулу, показала, что эффективное удержание нефти происходит при ширине прорези 0,4м и толщине льда 0,7м. Прорези делаются специальными ледовыми пилами, устанавливаемыми на соответствующих транспортных средствах.

По назначению и по конструкции боновые ограждения можно разделить на:

локализирующие, предназначенные для удержания нефти в заданном районе в течение времени, необходимого для проведения операции по сбору нефтяной пленки направляющие (оперативные), предназначенные для направления пленки к нефтесборщику.

Количество конструкций локализирующих боновых ограждений, выпускаемых различными фирмами достаточно велико. Тем не менее, поиск оптимальной конструкции продолжается. Это обусловлено разнообразием требований, предъявляемых к бонов ввиду сложности условий их работы. К ним относятся:

необходимость противостоять действию волн и течений, при этом выполняя свое предназначение;

обеспечивать быстрое развертывание при действии тех же факторов;

предотвращать распространение нефти и нефтепродуктов с различными характеристиками.

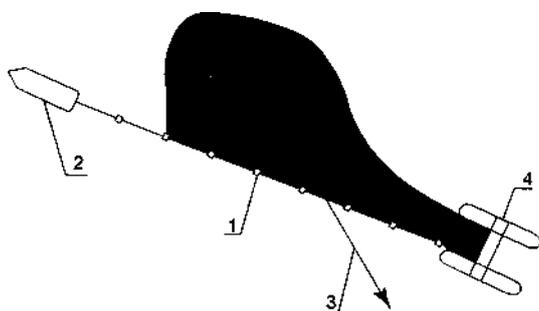


Рис. 6.4 - Схема постановки бонового ограждения на течении

1 - боновое ограждение; 2-судно буксировщик натягивающее бонны; 3- вектор движения центра массы пятна; 4-нефтесборщик

Направляющие бонны имеют гораздо меньшее распространение. Обычно они крепятся на носу нефтесборщика, либо растягиваются двумя буксировщиками в линию под углом  $38^\circ$  к направлению течения воды.

#### *Нефтесборщики*

Основным назначением нефтесборщиков является сбор локализованной нефти. Собственно нефтесборщики могут представлять собой модули, устанавливаемые на любые транспортные суда. После доставки к месту работы и спуска на воду они могут работать в автономном режиме. Кроме них существуют суда-нефтесборщики. Они, как правило, имеют значительное водоизмещение (тысячи тонн) и могут представлять собой многоцелевые плав средства, которые кроме сбора нефти могут осуществлять сбор мусора, плавающего на акватории, выполнять функции пожарных судов, землесосов и др. Большинство нефтесборщиков используют два физических принципа - адгезии к олеофильным поверхностям и гравитационной сепарации.

Адгезия используется в ряде нефтесборщиков, производимых за рубежом. Основная идея - налипание нефти и нефтепродуктов, на каковую-

либо поверхность с последующей ее очисткой. Характерной частью нефтесборщиков этого типа является вращающийся диск. Нефть, содержащаяся в пленке, плавающей по поверхности воды, налипает на боковые поверхности диска, откуда удаляется скребками и далее транспортируется в сборные емкости (Рисунок. 6.5).

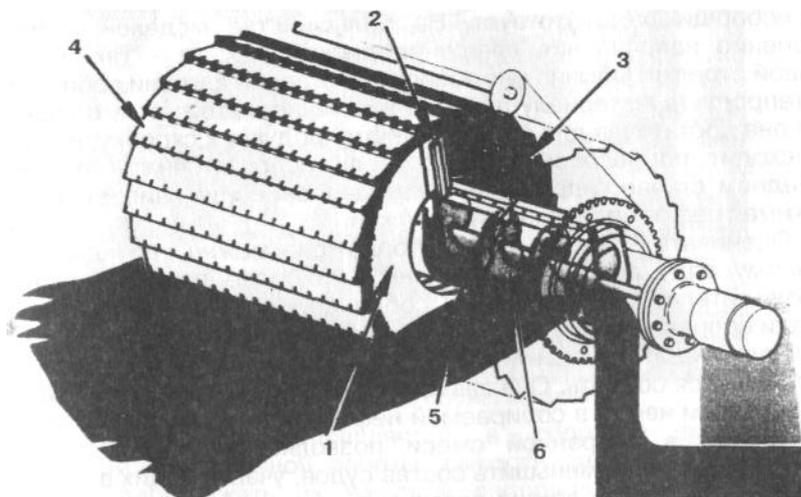


Рисунок 6.5 – Схема нефтесборщика, использующий принцип адгезии  
1 - вращающиеся диски; 2 - скребки; 3 - налипшая нефть;  
4 - защитный кожух, охраняющий диски от повреждения плавающими предметами или отдельными льдинами;  
5- лоток для транспортировки собранной нефти;  
6- шнек для перемещения нефти в сборные емкости.

#### 6.2.2. Сбор разлитой нефти при наличии льда на поверхности воды

Наличие льда на поверхности воды существенным образом осложняет его сбор нефти, находящейся под ним. В настоящее время отсутствует информация об успешных операциях по сбору разлитой нефти в ледовых условиях. Исключением можно считать технологии, которые были продемонстрированы в действии на учениях подразделений по борьбе с нефтяными разливами вблизи финского города Оулу, в 1994 году.

В отличие от разлива на свободной поверхности, который, в большинстве случаев, представляет собой компактное образование и может быть визуально определен в светлое время суток, разлив подо льдом обнаружить очень трудно. Если линза нефти, находящейся под водой достаточно велика, толщина льда небольшая, сам лед трещиноватый, местонахождение линзы и ее перемещение могут быть определены по следам нефти, проступающих на поверхности льда.

Наблюдения непосредственно с поверхности льда представляют собой сложную задачу, поскольку для обнаружения и оценки количества нефти необходимо сверлить лунки в большом количестве, что достаточно трудоемко.

Таким образом, вопрос, где искать приобретает особую остроту. Параметры движения разлитой нефти подо льдом определяются следующими факторами:

- скоростью и направлением течения воды;
- характеристиками нефти (плотность, вязкость);
- шероховатостью нижней поверхности льда.

При значительной шероховатости нефть может прекратить свое движение, скопившись в одном из углублений на нижней поверхности льда.

При определенной скорости течения воды, в результате циркуляции, образующихся в углублении возможен вынос капель НП из углубления, если они находятся в нем в виде капель, либо отрыв капель, если в скоплении находится линза НП. Этот процесс, также как и процесс вовлечения НП под край ледового поля, подчиняется тем же закономерностям, что и движение НП у поперечной преграды[37].

В конце 80-х годов нам был предложен способ сбора нефти изпод поверхности льда с использованием движителей ледоколов. Основная идея способа приведена на рисунке 6.6.

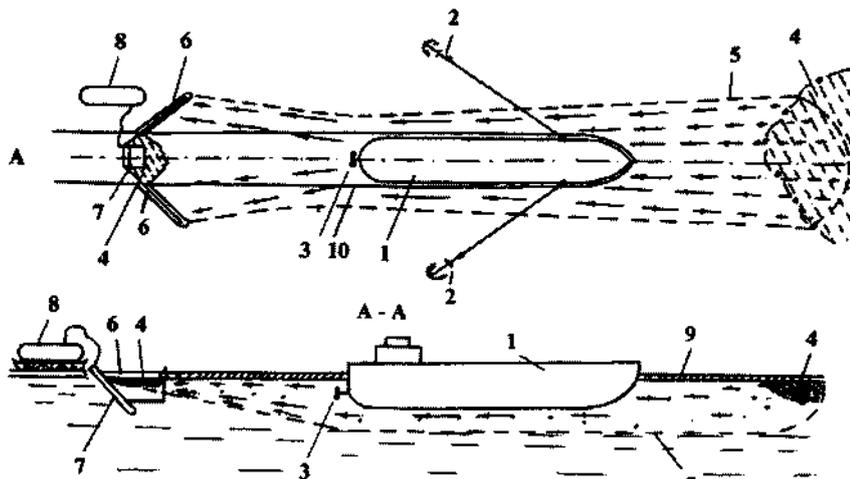


Рисунок 6.6 – Использование ледоколов для ликвидации пятен нефти подо льдом.

Ледокол подходит к месту нахождения пятна нефти подо льдом, становится на ледовые якоря и начинает работать винтами, оставаясь на месте. В результате работы винтов подо льдом создается течение воды, которое увлекает за собой нефть. Далее нефть улавливается стандартными бонами и нефтесборщиками. Проведенные расчеты показали, что таким образом можно собирать нефть, находящуюся на расстоянии до 200м от ледокола.

### 6.3. Оценка возможных аварийных разливов нефти, и достаточности сил и средств для их локализации

Планирование действий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов для осуществления заблаговременного проведения мероприятий по предупреждению ЧС(Н), поддержанию в постоянной готовности сил и средств их ликвидации, максимально возможного снижения ущерба и потерь в случае их возникновения, обеспечения безопасности населения и территорий регламентируется Планом по предупреждению и ликвидации разливов нефтепродуктов (далее План ЛРН).

Задачами плана по предупреждению и ликвидации разливов нефтепродуктов (ЛРН) являются:[65- 68]:

- обоснование уровня возможной ЧС(Н) и последствий её возникновения;
- установление основных принципов организации мероприятий по предупреждению и ЛЧС(Н) на соответствующем уровне для определения достаточности планируемых мер с учетом состояния возможных источников ЧС(Н), а также географических, навигационно-гидрографических, гидрометеорологических особенностей районов возможного разлива нефтепродуктов;
- осуществление наблюдения и контроля за социально-экономическими последствиями ЧС(Н), мониторинга окружающей среды и обстановки на опасных производственных объектах и прилегающих к ним территориях;
- определение порядка взаимодействия привлекаемых организаций, органов управления, сил и средств в условиях чрезвычайной ситуации, организация мероприятий по обеспечению взаимного обмена информацией;
- обоснование достаточного количества и состава собственных сил и средств организации для ликвидации ЧС(Н), состоящих из подразделений спасателей, оснащенных специальными техническими средствами, оборудованием, снаряжением и материалами, аттестованных в установленном порядке, и необходимости привлечения в соответствии с законодательством АСФ(Н) других организаций, с учетом их дислокации;
- установление порядка обеспечения и контроля готовности к действиям органов управления сил и средств, предусматривающего планирование учений и тренировок;
- планирование мероприятий по обеспечению профессиональной подготовки персонала и повышения его квалификации, создание финансовых

и материальных ресурсов, а также поддержание в соответствующей степени готовности АСФ(Н);

- составление календарного плана проведения оперативных мероприятий по ЛЧС(Н);

- планирование мероприятий по ликвидации последствий ЧС(Н).

Прогнозирование объемов разливов нефтепродуктов выполняется в соответствии с требованиями, установленными Постановлением Правительства РФ № 613 от 21.08.2000 г. «О неотложных мерах по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов»: ЧТО ЭТО?

- нефтеналивное судно - 2 танка;
- нефтеналивная баржа - 50 процентов ее общей грузоподъемности;

- стационарные и плавучие добывающие установки и нефтяные терминалы - 1500 тонн;

- автоцистерна - 100 процентов объема;

- железнодорожный состав - 50 процентов общего объема цистерн в железнодорожном составе;

- трубопровод при порыве - 25 процентов максимального объема прокачки в течение 6 часов и объем нефти между запорными задвижками на поврежденном участке трубопровода;

- трубопровод при проколе - 2 процента максимального объема прокачки в течение 14 дней;

- стационарные объекты хранения нефти и нефтепродуктов - 100 процентов объема максимальной емкости одного объекта хранения.

В качестве примера для расчетов в работе были выбраны следующие аварийные ситуации:

- Выход из строя системы «КУПОН»;

- Разгерметизация технологических трубопроводов;

- Разгерметизация нефтехранилища;
- Авария двух танкеров 50% утечки груза;
- Авария полного танкера с 70 тыс. тонн груза.

Среди методик расчета изменения радиуса растекания нефтяного пятна по поверхности воды с учетом времени были выбраны две методики: Фея и Букмейстера [41].

В качестве исходных данных для проведения расчета изменения радиуса растекания нефтяного пятна по поверхности воды с учетом времени были взяты исходные данные об оборудовании с действующей платформы «Приразломная». Все расчеты приведены в Приложении.

Результаты расчётов показали, что эффективнее всего использовать методику Букмейстера, которая использует экстремальный сценарий развития событий.

## Заключение

В настоящей работе проведена комплексная оценка экологических проблем нефтедобывающего комплекса на континентальном шельфе в арктических морях Российской Федерации, а также оценка распределения углеводородных ресурсов на шельфе арктических морей, современного состояния их добычи, выявлены основные проблемы обеспечения экологической безопасности при добыче углеводородов на шельфе, проведён анализ современных способов обеспечения экологической безопасности при добыче углеводородов на шельфе, в том числе нормативно-правовое обеспечение, разработаны рекомендации по внедрению мероприятий, направленных на обеспечение экологической безопасности добычи углеводородов на шельфе.

В результате сделаны следующие выводы:

1. В пределах Мирового океана установлено около 70 нефтегазоносных или потенциально нефтегазоносных бассейнов или провинций. Наименее изучен в этом отношении Северный Ледовитый океан. Выделяют Северо-Аляскинский нефтегазоносный бассейн, нефтегазоносный бассейн дельты р. Маккензи – моря Бофорта, Свердрупский нефтегазоносный бассейн. На Восточно-арктическом шельфе России расположены Лаптевская перспективная нефтегазоносная провинция, а также Усть-Индибирская и Южно-Чукотская перспективные нефтегазоносные области. В Западно-Арктическую шельфовую нефтегазовую провинции находятся три крупных узла нефтегазонакопления: Печороморский нефтегазоконденсатный, Южно-Карский, Центрально-Баренцевский газоконденсатные.

2. В настоящее время опыт разработки месторождений на арктическом шельфе имеется только у Норвегии, России и США. Добыча нефти месторождения Endicott на Аляске ведется либо с искусственных островов или наклонными и горизонтальными скважинами с берега. В Норвегии разрабатывается газоконденсатное месторождение Snohvit на шельфе

Баренцева моря. В России опыт разработки углеводородов на шельфе применён на месторождении Юрхаровском в Тазовской губе и Приразломном месторождении в Печорском море.

3. Экологические риски при добыче на шельфе связаны с возникновением событий природного, техногенного и смешанного характера. Природные риски в Арктическом регионе очень высокие.

4. Нефтяная промышленность оказывает воздействия на многие компоненты окружающей среды (воздух, воду, растительный и животный мир). Это обусловлено токсичностью углеводородов, разнообразием химических веществ, которые участвуют в технологических процессах, возрастающих объемах добычи углеводородов, их транспортировки, хранения, переработке и использовании. Низким уровнем интенсивности естественной биологической очистки характеризуются районы континентального шельфа, при аварийных разливах нефти это приводит к длительному загрязнению морской воды, донных отложений и атмосферы. В связи с хрупкостью экосистем Арктики, воздействие загрязняющих веществ усиливается. Воздействие носит комплексный характер и может проявляться на всех этапах освоения нефтегазовых месторождений. Реальное и общепризнанное сейчас негативное воздействие морского нефтегазового комплекса на рыбную отрасль заключается в сокращении (отчуждении) рыбопромысловых акваторий и физических помех для траловых операций за счет сооружений платформ, прокладки подводных трубопроводов, сейсморазведки и других видов деятельности.

5. При освоении арктических шельфовых месторождений, снижение рисков возникновения чрезвычайных ситуаций связано с внедрением подводных технологий нефтегазодобычи и подводной транспортировки углеводородов. Снижение рисков экологических катастроф в процессе морской нефтегазодобычи и транспортировки углеводородного сырья может быть обеспечено при широком внедрении в эту отрасль промышленной подводной робототехники.

6. Чаще всего под ликвидацией последствий понимается сбор пленки нефтепродуктов, плавающей на поверхности воды. Однако, если пятно вышло на берег, к этим мероприятиям добавляются очистка грунтов приурезовой зоны, эвакуация и переработка нефтепродуктов. Наличие льда на поверхности воды существенным образом осложняет его сбор нефти, находящейся под ним. В настоящее время отсутствует информация об успешных операциях по сбору разлитой нефти в ледовых условиях.

7. В работе проведена оценка возможных аварийных разливов нефти, и достаточности сил и средств для их локализации. В качестве примера для расчетов в работе было выбрано несколько аварийных ситуаций. Среди методик расчета изменения радиуса растекания нефтяного пятна по поверхности воды с учетом времени были выбраны две методики: Фея и Букмейстера. В качестве исходных данных для проведения расчета изменения радиуса растекания нефтяного пятна по поверхности воды с учетом времени были взяты исходные данные об оборудовании с действующей платформы «Приразломная». Итоги всех расчетов указывают на предпочтительность использования методики Букмайстера для расчета изменения радиуса растекания нефтяного пятна во времени.

## Список использованных источников

1. Александров А.К. Законодательная и нормативная база, регулирующая природоохранные требования при разведке, обустройстве и эксплуатации нефтегазовых месторождений на шельфе морей России // Материалы международного семинара «Охрана водных биоресурсов в условиях нефтегазовых месторождений на шельфе РФ».-М.: Госкомрыболовство, 2000 .
2. Альхименко А.И. Аварийные разливы нефти в море и борьбе с ними. СПб, 2004г.
3. Альхименко А.И. Механические средства сбора нефти с поверхности воды. «Судостроение за рубежом», 1985г.
4. Альхименко А.И. Охрана среды при освоении ресурсов Мирового океана. Л. Судостроение. 1982г .
5. Альхименко А.И., Лисовский И.В. Безопасность промышленных объектов. СПб., Уч. Пособие. 1999г.
6. Арктика на пороге третьего тысячелетия // Под редакцией ак. А.С. Гремберга. СПб.: Изд.Наука, 2000г.
7. Басаргин М.А., «Добычей газа дело не ограничится». Доклад заместителя начальника управления техники и техногенной разработки морских нефтегазовых месторождений ОАО «Газпром», 2008г.
8. Белов Н.С. Аварии и их последствия на морских промысловых объектах. Морские и арктические нефтегазовые месторождения и экология. Сб. научи, тр. ВНИИГАЗ. М., 1996г.
9. Боголицын К.Г. Экологические риски: проблемы, решения // Изд. АГТУ, Архангельск, 2003г.
10. Бондаренко Л.А, Аполонский А.О, Цуневкий А.Я. Арктическая зона России. Углеводородные ресурсы: проблемы и пути решения 2009г;

11. Воронцов А.М. Никанорова М.Н. Идентификация виновников загрязнения акваторий нефтепродуктами. РАН, НИИЦЭБ, СП. 1994г
12. Гаврилюк С.О. Возмещение вреда, причиненного загрязнением окружающей среды. «Экология и право». Спецвыпуск журнала «Жизнь и безопасность», 2002г.
13. Грамберг И.С и др. Арктика на пороге третьего тысячелетия. СПб: Наука, 2000г.
14. Гуляянц Р.Ц. Концепция мониторинга подводной трубопроводной транспортной системы углеводородов // Морской вестник, 2004г
15. Дмитриевский А.Н. Гидротермальный механизм образования углеводородов в срединно-океанических хребтах (на примере Баренцева и Норвежского морей) // Проблемы нефтегазовой геологии, 1987г
16. Дмитриевский А.Н., Максимов В.М. Арктический шельф: проблемы, безопасность и перспективы освоения // Институт Проблем Нефти и Газа Российской Академии Наук, 2007г
17. Ефремкин И. М., Холмянский М. А. Геоэкологическое сопровождение освоения нефтегазовых месторождений арктического шельфа.- СПб.: «Недра». 2008г
18. Загрязнение моря нефтью и химикалиями: гражданская ответственность и компенсация ущерба (Сборник Конвенций ИМО): СПб.: ЗАО ЦНИИМФ, 2005г;
19. Закон Российской Федерации «О недрах» от 29.04. 2008 г. № 58-ФЗ
20. Ивченко Б.П, Михеев В.Л, Смыслов Б.А, Гинтовт А.Р, Обеспечение национальной безопасности при освоении минерально-сырьевой базы шельфовых месторождений Арктики. Издание 2-е, переработанное и дополненное.-СПб.: ИД «Петрополис» 2011г;

21. Изменчивость природных условий в шельфовой зоне Баренцева и Карского морей (под ред. А.И. Данилова, Е.У. Миронова, В.А. Спичкина) // СПб, ААНИИ, 2004г.
22. Ильин И.Е. Изучение опасности перерастания загрязнений химической и биологической природы в водной среде // Гигиена и санитария. 1986г.
23. Касаткин Р.Г. Организация транспортировки нефти и газа с арктических шельфовых месторождений: Мировой опыт // Нефтегазовое дело, 2009г.
24. Касаткин Р.Т. Организация транспортировки нефти и газа с арктических шельфовых месторождений: мировой опыт // ГМА им. Ак. С.О. Макарова. 2009г.
25. Кирилин М.А. Нормативно-правовое обеспечение внедрения новейших технологий и мониторинга новейших технологий и мониторинга, обеспечение безопасности морской деятельности информационных центров // Транспортная безопасность и технологии, 2005г.
26. Клименко В.В., Микушина О.В. Изменение природно-климатической обстановки на севере России в первой половине XXI столетия//Энергетическая политика.2001г. вып.5.
27. Козлов С.А. Оценка устойчивости геологической среды на морских месторождениях углеводородов в Арктике // Нефтяное дело, г. Санкт-Петербург, 2005г.
28. Коковкин А.В., Фомина В.Ф., Тихонова Т.В. Экологическая оценка воздействия трубопроводов на природную среду в результате аварийных ситуаций. Ухта, 1999г.
29. Кормак Д. Борьба с загрязнением моря нефтью и химическими веществами. М.: Транспорт, 1989г.
30. Криксунов Е.А, Павлов Д.С, Бобырев А.Е, Полонский Ю.М, Расчетные процедуры оценок ущербов биоресурсам в свете современных научных данных// Материалы международного семинара по проблеме

нормативно-методического обеспечения оценок ущербов рыбному хозяйству от разработки нефтегазовых месторождений на морском шельфе.-М.:РАН, 1999г.

31. Кульчечев В.М., Иванов Е.А., Дадонов Ю.А., Мокроусов С.Н. Трубопроводный транспорт природного газа, нефти или нефтепродуктов и его роль в обеспечении развития и стабильности топливно-энергетического комплекса // Безопасность труда в промышленности. 2002г.

32. Лисанов М.В. Анализ риска аварий на опасных производственных объектах морских нефтегазовых месторождений.2008г.

33. Литовка О.П. Современная Арктика: проблемы освоения и социально-экономического развития// Экономика Северо-Запада: проблемы и перспективы развития. 2001г.

34. Лоан. Д, Штейнер. Р, Уиллс. Дж, Сахалинская нефть: как обеспечить безопасностью.- Южно-Сахалинск, 1999 г.

35. Мазур И.И. Экология строительства нефтяной и газовой промышленности. М., 1991г.

36. Мандель А.Я. Основные технико-технологические аспекты освоения месторождений углеводородов на шельфе арктических морей, 2006г.

37. Мансуров М.,СурковГ.,Журавель В.,Маричев А. Ликвидация разливов нефти в ледовых условиях. ИРЦ «Газпром», М., 2004г.

38. Мансуров М.Н, Журавель В.И, Пашков Е.В, Состояние нормативного обеспечения промышленной и экологической безопасности освоения морских нефтегазовых месторождений // Морские и арктические нефтегазовые месторождения и экология.- М.: ВНИИГАЗ, 1996г

39. Мансуров М.Н. Экологический риск и последствия нефтяного загрязнения в процессах морской нефтегазодобычи. В сб. Морские и арктические нефтегазовые месторождения и экология. М. 1996 г.

40. Мансуров М.Н. Экологический риск и последствия нефтяного загрязнения в процессе морской нефтегазодобычи. Морские и арктические нефтегазовые месторождения и экология. б. научи, тр. ВНИИГАЗ. М., 1996г.

41. Маценко С.В. Моделирование разливов нефти и нефтепродуктов. / Государственное регулирование в области предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на море и внутренних акваториях: материалы научно-практического семинара 21 – 23 апреля 2009 г. / отв. ред. С.В. Маценко, Л.Г. Дунец. – Новороссийск, ФГОУ ВПО «МГА имени адмирала Ф.Ф.Ушакова» имени адмирала Ф.Ф.Ушакова, 2009г.

42. Маценко С.В. Ликвидация разливов нефти и нефтепродуктов на море и внутренних акваториях. Расчет достаточности сил и средств. Методические рекомендации. ФГОУ ВПО, 2009г.

43. Международное публичное право: Учебник. 5-е издание / Отв. Ред. Бекашев К.А. М., 2010г.

44. Мищенко В.И. Техника и технология очистки буровых растворов и обезвреживания отходов бурения. В сб. Освоение шельфа фрктических морей России. СПб. 1997г.

45. Мокроусов С.И. Проблемы нормативно-правового обеспечения безопасности работ по нефтегазовой отрасли // Промышленные ведомости, 2009г.

46. МохсенАбдульхалим. Анализ риска для водных экосистем при аварийных разливах нефти и нефтепродуктов // Современные проблемы науки и образования РАН. 2009г.

47. Назаров А.В. Наше право на Арктику неоспоримо // Парламентская газета. 2008г.

48. Направления природоохранной деятельности «Газпром нефти» [Электронный ресурс].URL: <http://shelf-neft.gazprom.ru/ecology/ehkologiya/> (дата обращения: 18.03.2017).

49. Нефти и газовые конденсаты России. Справочник. Том 1. Нефти Европейской части и газовые конденсаты России. Под ред. Демиденко К.А., М.: Издательство «Техника», 2000г.
50. Николаев И.В. Многофункциональные суда обеспечение безопасности эксплуатации морских магистральных газопроводов // Вестник Фонда «Кораблестроение», 2007г.
51. Овсиенко С.Н., Зацепа С.Н., Ивченко А.А. Моделирование разливов нефти и оценка риска воздействия на окружающую среду.. Труды ГОИН.М.: Гидрометеиздат, 2005г.
52. Освоение углеводородных ресурсов полуострова Ямал. Проблемы и решения: Под ред. Одишарим Г.Э. М.: ООО «ВНИИгаз»,2003г.
53. Основы государственной политики Российской Федерации в Арктике на период до 2020 года и дальнейшую перспективу // Утвержден Президентом РФ 18.09.2008 г.
54. Основы государственной политики Российской Федерации в Арктике на период до 2020 года и дальнейшую перспективу. Пр-1969 от 18.09.2008г.
55. Павленко В. И. Фундаментальные научные исследования в интересах локализации и ликвидации разливов нефти в Арктике // Вестн. Совета безопасности Российской Федерации. — 2011г.
56. Павленко В. И. Проблемы и перспективы экологической безопасности Арктической зоны Российской Федерации // Вестн. Совета безопасности Российской Федерации. — 2012г.
57. Патин С.А. Нефть экология континентального шельфа 2001г.
58. Патин С.В, Экологические проблемы освоения нефтегазовых ресурсов морского шельфа.-М.: Изд-во ВНИРО, 1997г.
59. Перечень и коды веществ, загрязняющих атмосферный воздух – СПб.: Издательство «Петербург – XXI век». – 2005г.
60. Перспективы освоения нефтегазового потенциала Восточно-Арктического шельфа. Журнал «Нефть и капитал», 2005г.

61. Пиотровский С.А. Воздействие разрыва подводного трубопровода на морские объекты // ОАО «Гипроспецгаз», 2006г.

62. План по предупреждению и ликвидации разливов нефти в оперативной зоне ответственности морской ледостойкой стационарной платформы «Приразломная», ООО «Газпром нефть шельф», 2013г.

63. Поконова Ю.В. Нефть и нефтепродукты: научно-справ. Изд. / Ю.В. Поконова- СПб.: Мир и семья: Профессионал, 2003г.

64. Постановление правительства Малютин А.А., Гладков О.А. В ожидании нефтегазового бума на шельфе России. Научно технический и производственный журнал «Судостроение», 2001г.

65. Постановление правительства РФ «О неотложных мерах по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов» от 21.08.2000 г. № 613 (в ред. от 15.04.2002 г.).

66. Постановление правительства РФ «О порядке организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации» от 15.04.2002 г. № 240.

67. Приказ МПР России «Об утверждении Указаний по определению нижнего уровня разлива нефти и нефтепродуктов для отнесения аварийного разлива к чрезвычайной ситуации» от 03.03.2003 г. № 156.

68. Приказ МЧС России «Об утверждении Правил разработки и согласования планов по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации» № 621 от 28.12.2004 г. (введен в действие с 01.05.2005 г., в ред. от 12.09.2012 г.).

69. Проблемы обеспечения безопасности при освоении нефтегазовых ресурсов на континентальном шельфе и на суше Российской Федерации для Арктических условий // Нефтегазовое дело, 2004г.

70. Россия на мировых рынках нефти и газа. Журнал «Экономика России XXI век», № 18. 2001г.

71. Руководство по оценке воздействия на окружающую среду объектов обустройства морских месторождений. Москва, 2003г.
72. Руководство по проведению морских работ по нефти и газу в Арктике. Арктический Совет. 2002г.
73. Сахалинский шельф. Проблемы освоения. «Нефть и газ континентального шельфа: проблемы освоения и рационального использования». Парламентские слушания в Государственной Думе 11.04.2002г.
74. Седых А.Д. Экологические проблемы газовой промышленности.- М.: Нефть и газ. 1996г.
75. Сергиенко В.И., Семилетов И.П. Морские исследования Дальневосточного отделения Российской Академии Наук в Арктике, 2006г.
76. Сидоров В.А., Кузьмин Ю.О., Хитров А.М. Концепция «Геодинамическая безопасность освоения углеводородного потенциала недр России» // Издательство ИГ и РТИ, 2000г.
77. Симонов К.В. Русская нефть. Последний раздел. М:2005г.
78. Соколов В.С., Новицкая Е.А. Перспективные нефтегазовые комплексы Восточно-Арктических морей России // доклад. Международная научно-практическая конференция. СПб.: Недра, 2004г.
79. Современные технологии и направления освоения морских месторождений с использованием подводных добычных комплексов // Горная промышленность. М., 2005г.
80. Соколов О.Г. Новые технологии и оборудование для освоения ресурсов морского шельфа. ФГУП ЦНИИ ТС, 2003г .
81. Специальный выпуск журнал Минеральные ресурсы Российского шельфа // Техничко-технологическое обеспечение работ по изучению и освоению углеводородного потенциала. Москва. 2006г.
82. Супруненко О.И. «Состояние минерально-сырьевой базы арктического шельфа и перспективы ее освоения». ВНИИ-Океанология, 2006г.

83. Супруненко О.Н., Суслов В.В. Перспективы развития ресурсной базы углеводородного сырья на шельфах России. Журнал «Нефть. Газ. Промышленность», №2, 2008г.

84. Техногенные загрязнения природных вод углеводородами экологические последствия. М.: «Наука», 2001г.

85. Технология многоуровневого экологического мониторинга в целях информационного обеспечения безопасности морской добычи нефти и газа // Институт океанологии им. П.П. Ширшова РАН, 2005г.

86. Федеральный закон «О газоснабжении в Российской Федерации» от 31.03.1999 г. № 69-ФЗ.

87. Федеральный закон «О континентальном шельфе РФ» от 30.11.1995 г. № 187-ФЗ.

88. Федеральный закон «О недрах» от 21.02.1992 г. №2395-1

89. Хуснутдинов М.Х.: Технология и организация обустройства нефтегазовых промыслов.-Москва, Недра, 1993г.

90. Чулков А.Д., Руденко С.В. Анализ рисков открытого фонтанирования при бурении скважин и эксплуатации нефтедобывающих платформ континентального шельфа на стадии проектирования // НТЦ «Промышленная безопасность». 2004г.

91. Чухарев М.Ю. Машины и оборудование при освоении морских месторождений // Томский политехнический университет, Томск, 2008г.

92. Шавыкин А.А., Матишов Г.Г. Результат оценки воздействия на окружающую среду для проекта строительства трубопровода от границы лицензионного участка ШГКМ до выхода на берег // Нефть, Газ, Промышленность. 2006г.

93. Шахраманьян М.А., Акимов В.А., Козлов К.А. Оценка природной и техногенной опасности России. Теория и практика. ВНИИ ГОЧС, Москва, 1998г.

94. Шлапаков А.В. Средства для защиты береговой полосы акваторий при разливах нефти и нефтепродуктов с использованием

сорбционной технологии на основе сорбента СТРГ// Тезисы докладов Международной научно-практической конференции «Исследования и разработки по предупреждению аварийных разливов нефти и их ликвидация» - 2008 г.

95. Энергетическая стратегия России на период до 2020 года. Распоряжение правительства РФ от 28.08.2003г. №1234-р.

96. Юдин Ю.И. Проблемы обеспечения безопасности судовождения при транспортировке нефтепродуктов в районах Арктического шельфа России // Вестник МГУТ, 2008г.

97. Яковлев В.В. Нефть. Газ. Последствия аварийных ситуаций. Санкт-Петербургский государственный политехнический университет. С.П. 2003г.

98. Яковлев В.В. Экологическая безопасность, оценка риска. Учебное пособие. СПбГПУ, 2008г .

## Приложение А

### Оценка возможных аварийных разливов нефти, и достаточности сил и средств для их локализации

#### *Аварии на системе «КУПОН»*

«КУПОН» - комплекс устройств прямой отгрузки нефти, работающими на основе крановой системы и позволяющими производить загрузку танкеров из нефтехранилища платформы. КУПОНЫ расположены на противоположных концах нефтесудобывающей платформы, что делает возможным беспрепятственный подход танкеров к платформе в любых погодных и навигационных условиях (Рисунок А.1)

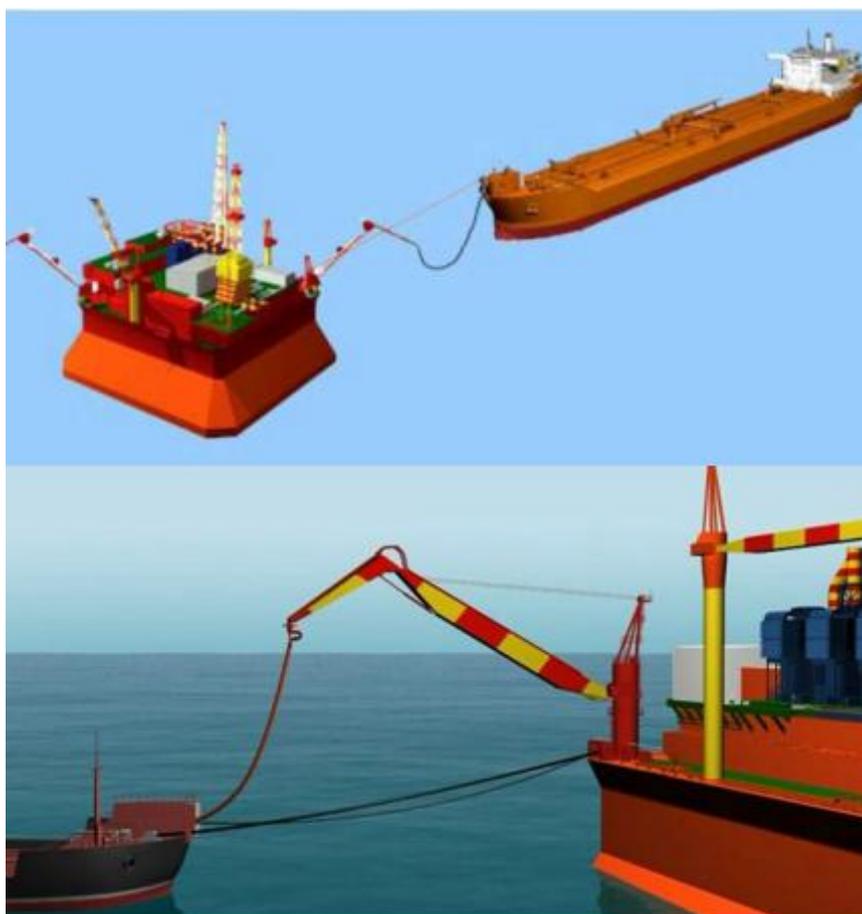


Рисунок 1 - Комплекс устройств прямой отгрузки нефти.

Устройства КУПОН оборудованы специальным носовым приемным устройством. Отгрузка нефти осуществляется через одно из устройств в зависимости от направления внешних нагрузок (волнения, дрейфа льда, течения, ветра). КУПОН отслеживает перемещения танкера в секторе  $180^\circ$ . В случае его отклонения от сектора, обслуживаемого одним устройством, проводится отшвартовка танкера и переход к другому КУПОНу.

Перед началом отгрузочных операций челночные танкеры «Михаил Ульянов» и «Кирилл Лавров», оборудованные носовой загрузочной системой, осуществляют бесконтактную швартовку, при которой расстояние от танкера до МЛСП «Приразломная» составляет  $80 \pm 6$  м. Для исключения произвольного столкновения с платформой они оснащены системой динамического позиционирования, которая, несмотря на ветер и волны, позволяет удерживать танкер на месте. Ввиду особенности работы системы «КУПОН» в аварийной ситуации время срабатывания автоматического отключения подачи нефти составляет 7 секунд, соответственно при порыве гибкого трубопровода аварийный разлив может длиться 7 секунд. Скорость загрузки танкера может достигать до 10 тыс. м<sup>3</sup>/час, что позволяет загрузить танкер нефтью ARCO за 8-9 часов. Постоянное дежурство рядом с платформой несут специализированные суда, оборудованные новейшими комплексами аварийного нефтесборного оборудования для работы в зимних условиях.

#### *Расчет растекания нефтяного пятна по методике Фэя*

Методика Фэя разделяет по времени процесс распространения нефтяных пятен по морской поверхности на три этапа.

Первый этап характеризуется действием сил тяжести и инерции:

$$R(t) = k_i \cdot \left[ g \cdot V \cdot \left( \frac{\rho_g - \rho_{жк}}{\rho_g} \right) \cdot t^2 \right]^{\frac{1}{4}} \quad (1.1)$$

Второй этап характеризуется гравитационно-вязкостными условиями распространения:

$$R(t) = k_v \cdot \left[ g \cdot V^2 \cdot \left( \frac{\rho_g - \rho_{жк}}{\rho_g} \right) \cdot t^{\frac{3}{2}} \cdot \frac{1}{v_w^{\frac{1}{2}}} \right]^{\frac{1}{2}} \quad (1.2)$$

Третий этап распространения пятна характеризуется действием сил поверхностного натяжения:

$$R(t) = k_t \cdot \left[ \sigma^2 \cdot t^3 \cdot \frac{1}{\rho_g^2 \cdot v_w} \right]^{\frac{1}{4}} = 2.3 \cdot \sigma^{\frac{1}{2}} \cdot \rho_B^{\frac{1}{2}} \cdot v_w^{\frac{1}{4}} \cdot t^{\frac{3}{4}} \quad (1.3)$$

В приведенных выражениях методики оценки радиуса  $R(t)$  распространения нефтяного пятна использованы следующие обозначения:

$t$  – время распространения, с;

$g$  – ускорение силы тяжести, м/с<sup>2</sup>;

$\rho_B$  – плотность морской воды, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_{жк}$  – плотность нефтепродукта, кг/м<sup>3</sup>;

$V$  – объем разлитых нефтепродуктов, м<sup>3</sup>;

$V_w$  – коэффициент кинематической вязкости воды,  $\text{м}^2/\text{с}$ ;

$k_i = 1.14$  ;  $k_v = 1.45$  ;  $k_t = 2.3$ ;

$\sigma$  - результирующее поверхностное натяжение,  $\text{Н/м}$ ;

$\sigma = \sigma_w - \sigma_o - \sigma_{wo} = 0.02 \dots 0.03 \text{ Н/м}$ ;

$\sigma_w$  – поверхностное натяжение на границе вода-воздух;

$\sigma_o$  – поверхностное натяжение на границе воздух-нефтепродукт;

$\sigma_{wo}$  – поверхностное натяжение на границе вода-нефтепродукт.

Для определения момента  $t_*$  перехода в алгоритмах расчетах радиуса пятна по методике Фэй от первой стадии распространения ко второй необходимо приравнять правые части зависимостей (1.1) и (1.2) и разрешить полученное уравнение относительно аргумента  $t$ .

В результате выполнения такой процедуры, получим:

$$t_* = 2.6173 \cdot V^{\frac{1}{3}} \cdot \left\{ \left( 1 - \frac{\rho_{жк}}{\rho_B} \right) \cdot g \right\}^{-\frac{1}{3}} \cdot V^{-1} \quad (1.4)$$

где  $t_*$  - момент времени, при котором будут равны радиусы нефтяного пятна, рассчитанные по (1.1) и (1.2), т.е. момент времени перехода от инерционного этапа распространения пятна к гравитационно-вязкостному;

$V$  - объем сброшенного в воду нефтепродукта,  $\text{м}^3$ ;

$g$  - ускорение силы тяжести,  $\text{м/с}^2$ ;

$\rho_{вирж}$  – плотность нефтепродукта и воды соответственно,  $\text{кг/м}^3$ ;

$V$  - коэффициент кинематической вязкости воды,  $\text{м}^2/\text{с}$ .

Аналогично найдем время  $t_{**}$  перехода от второго этапа растекания к третьему, приравняв правые части уравнений (1.2) и (1.3):

$$t_{**} \approx 0.85 \cdot V^{\frac{2}{3}} \cdot \left(1 - \frac{\rho_{ж}}{\rho_B}\right)^{\frac{1}{3}} \cdot \nu^{\frac{1}{3}} \cdot \frac{\rho_g}{\sigma} \quad (1.5)$$

Практическое применение формул (1.4) и (1.5) определило ограничение их работоспособности по предельному значению плотности растекающейся жидкости (для плотности воды 1005 кг/м<sup>3</sup>,  $\sigma=0.025$ Н/м). В случае нарушения ограничений произойдет превышение времени  $t_*$  над временем  $t_{**}$ , что нелогично.

*Расчет радиуса нефтяного пятна на системе «КУПОН» по методике Фей в Mathcad:*

Исходные данные:

$q := 10000$

Производительность оборудования, м<sup>3</sup>/час

$l_{trubs} := 100$

Протяженность аварийного участка трубопровода между задвижками,  
м

$d_{trubs} := 0.5$

Диаметр трубопровода, м

$t_{chs} := 0.0019$

Время аварийного истечения из трубопровода, час

Ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>

Плотность нефти, кг/м<sup>3</sup>

$$\rho_w := 1000$$

Плотность воды, кг/м<sup>3</sup>

Результирующее поверхностное натяжение, Н/м

$$w := 1.00410^{-6}$$

Коэффициент кинематической вязкости воды, м<sup>2</sup>/с

Поправочные коэффициенты (константы)

$$t := 0.14400$$

Временной диапазон распространения нефтяного пятна (4 часа), сек

Расчеты

$$V_{trubs} := l_{trubs} \cdot \pi \cdot \left( \frac{d_{trubs}}{2} \right)^2$$

Объем нефти, содержащийся в аварийном участке трубопровода, м<sup>3</sup>

$$V_{trubs} = 19.635$$

$$V_{производ} := q \cdot t_{chs}$$

Объем нефти, поступившей в окружающую среду до момента отключения оборудования, м<sup>3</sup>

$$V_{производ} = 19.4$$

$$V_1 := V_{производ} + V_{trubs}$$

Объем нефти, поступившей в окружающую среду при разрушении трубопровода, м<sup>3</sup>

$$V_1 = 39.035$$

$$V = 39.035$$

Объем нефти, участвующего в аварии, м<sup>3</sup>

Первый этап распространения нефтяного пятна (действие сил тяжести и инерции)

$$R1(t) := 1.14 \left[ g \cdot V \cdot \left( 1 - \frac{\rho_n}{\rho_w} \right) \cdot t^2 \right]^{0.25}$$

Второй этап распространения нефтяного пятна (гравитационно - вязкостные условия)

$$R2(t) := 1.45 \left[ g \cdot V^2 \cdot \left( 1 - \frac{\rho_n}{\rho_w} \right) \cdot t^{1.5} \cdot \frac{1}{w^{0.5}} \right]^{\frac{1}{6}}$$

Третий этап распространения нефтяного пятна (действие сил поверхностного натяжения)

$$R3(t) := 2.3 \sigma^{\frac{1}{2}} \cdot t^{\frac{3}{4}} \cdot w^{\frac{-1}{4}} \cdot \rho_w^{\frac{-1}{2}}$$

$$1.14 \left[ g \cdot V \cdot \left( 1 - \frac{\rho_n}{\rho_w} \right) \cdot t^2 \right]^{0.25} - 1.45 \left[ g \cdot V^2 \cdot \left( 1 - \frac{\rho_n}{\rho_w} \right) \cdot t^{1.5} \cdot \frac{1}{w^{0.5}} \right]^{\frac{1}{6}} = 0$$

Время перехода из первого этапа во второй, сек

$$\text{Find}(t) \rightarrow 897.141308611864457$$

$$2.3 \sigma^{\frac{1}{2}} \cdot t^{\frac{3}{4}} \cdot w^{\frac{-1}{4}} \cdot \rho_w^{\frac{-1}{2}} - 1.45 \left[ g \cdot V^2 \cdot \left( 1 - \frac{\rho_n}{\rho_w} \right) \cdot t^{1.5} \cdot \frac{1}{w^{0.5}} \right]^{\frac{1}{6}} = 0$$

Время перехода из второго этапа в третий, сек

$$\text{Find}(t) \rightarrow (1819.4989440279264560)$$

Вставляем полученные значения временных интервалов, сек

$$t1 := 897.141308611864457$$

$$t2 := 1819.49894402792645$$

$$R(t) := \begin{cases} R1(t) & \text{if } t < t1 \\ R2(t) & \text{if } t1 \leq t \leq t2 \\ R3(t) & \text{if } t > t2 \end{cases}$$

Результатами расчета является график изменения радиуса растекания нефтяного пятна с учетом времени (Рисунок А.2), приведенный ниже.

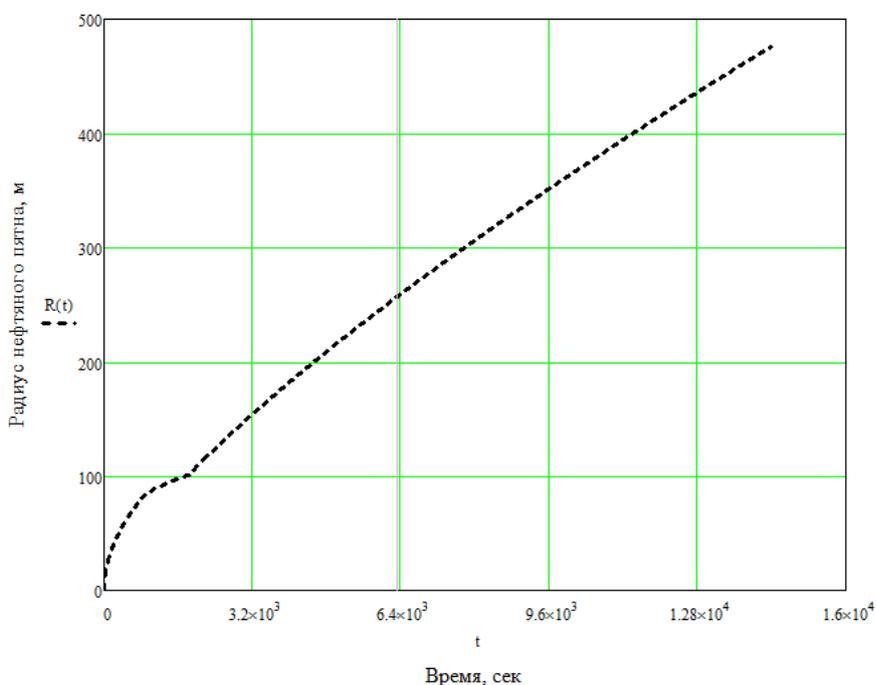


Рисунок 2 - График зависимости радиуса нефтяного пятна от времени. Изменение радиуса растекания нефтяного пятна с учетом времени по методике Фейя.

*Для сравнения данных проведем расчет по методике Букмейстера.*

Немецкий ученый Букмейстер вывел зависимость радиуса нефтяного

пятна на водной поверхности с применением кинематического коэффициента вязкости  $\nu$  воды:

$$r(t) = \left[ \frac{4 \cdot \xi}{\pi} \cdot g \cdot \left( 1 - \frac{\rho_{\text{ж}}}{\rho_{\text{в}}} \right) \right]^{\frac{1}{4}} \cdot \nu^{\frac{1}{2}} \cdot \nu^{-\frac{1}{8}} \cdot t^{\frac{3}{8}} \quad (1.6)$$

где кинематический коэффициент вязкости выражен в стоксах (Ст).

*Расчет радиуса нефтяного пятна на системе «КУПОН» по методике Букмайстера в Mathcad:*

Исходные данные:

$q := 1000$

Производительность оборудования, м<sup>3</sup>/час

$l_{\text{trubs}} := 100$

Протяженность аварийного участка трубопровода между задвижками,

м

$d_{\text{trubs}} := 0.5$

Диаметр трубопровода, м

$t_{\text{chs}} := 0.0019$

Время аварийного истечения из трубопровода, час

$g := 9.8$

Ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>

$\rho_{\text{n}} := 900$

Плотность нефти, кг/м<sup>3</sup>

$\rho_{\text{w}} := 1000$

Плотность воды, кг/м<sup>3</sup>

$$\sigma := 0.02$$

Результирующее поверхностное натяжение, Н/м

$$w := 1.00410^{-6}$$

Коэффициент кинематической вязкости воды, м<sup>2</sup>/с

$$k1 := 1.3$$

Поправочные коэффициенты (константы)

$$t := 0.1440$$

Временной диапазон распространения нефтяного пятна (4 часа), сек

Расчеты

$$V_{trubs} := l_{trubs} \cdot \pi \cdot \left( \frac{d_{trubs}}{2} \right)^2$$

Объем нефти, содержащийся в аварийном участке трубопровода, м<sup>3</sup>

$$V_{trubs} = 19.635$$

$$V_{производ} := q \cdot tchs$$

Объем нефти, поступившей в окружающую среду до момента отключения оборудования, м<sup>3</sup>

$$V_{производ} = 19.4$$

$$V1 := V_{производ} + V_{trubs}$$

Объем нефти, поступившей в окружающую среду при разрушении трубопровода, м<sup>3</sup>

Объем нефти, участвующего в аварии, м<sup>3</sup>

$$R(t) := \left[ 4 \cdot k_1 \cdot g \cdot \frac{\left( 1 - \frac{\rho_n}{\rho_w} \right)}{\pi} \right]^{0.25} \cdot \sqrt[0.5]{t} \cdot \frac{3}{8} \cdot \frac{-1}{w}$$

Результатами расчета является график изменения радиуса растекания нефтяного пятна с учетом времени и кинематического коэффициента вязкости (Рисунок А.3).

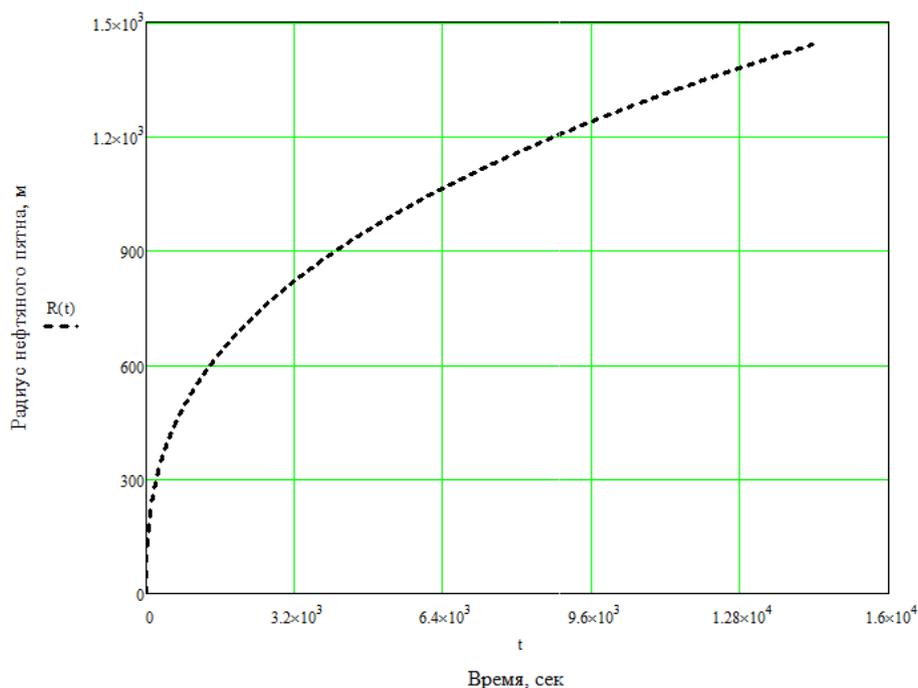


Рисунок 3 - График зависимости радиуса нефтяного пятна от времени. Изменение радиуса растекания нефтяного пятна с учетом времени и кинематического коэффициента вязкости по методике Букмейстера.

*Сравнение методик Фей и Букмейстера при аварии на системе «КУПОН».*

Для сравнения методик расчета изменения радиуса растекания нефтяного пятна построим две полученные кривые на одном графике (График. 1.3).

*Расчет радиуса нефтяного пятна на системе «КУПОН» по обеим методикам в Mathcad:*

Исходные данные:

$$q := 10000$$

Производительность оборудования, м<sup>3</sup>/час

$$l_{trubs} := 100$$

Протяженность аварийного участка трубопровода между задвижками,

$$d_{trubs} := 0.5$$

Диаметр трубопровода, м

$$t_{chs} := 0.0019$$

Время аварийного истечения из трубопровода, час

$$g := 9.8$$

Ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>

$$\rho_n := 900$$

Плотность нефти, кг/м<sup>3</sup>

$$\rho_w := 1000$$

Плотность воды, кг/м<sup>3</sup>

$$\sigma := 0.02$$

Результирующее поверхностное натяжение, Н/м

$$w := 1.00410^{-6}$$

Коэффициент кинематической вязкости воды, м<sup>2</sup>/с

$$k_1 := 1.1$$

Поправочные коэффициенты (константы)

$$k2 := 1.4$$

$$k3 := 2.3$$

$$k4 := 1.3$$

$$t := 0..1440$$

Временной диапазон распространения нефтяного пятна (4 часа), сек

Расчеты

$$V_{trubs} := l_{trubs} \cdot \pi \cdot \left( \frac{d_{trubs}}{2} \right)^2$$

Объем нефти, содержащийся в аварийном участке трубопровода, м<sup>3</sup>

$$V_{trubs} = 19.635$$

$$V_{производ} := q \cdot tchs$$

Объем нефти, поступившей в окружающую среду до момента отключения оборудования, м<sup>3</sup>

$$V_{производ} = 19.4$$

$$V1 := V_{производ} + V_{trubs}$$

Объем нефти, поступившей в окружающую среду при разрушении трубопровода, м<sup>3</sup>

$$V1 = 39.035$$

$$V := V1$$

$$V = 39.035$$

Объем нефти, участвующего в аварии, м<sup>3</sup>

Первый этап распространения нефтяного пятна (действие сил тяжести и инерции)

$$R1(t) := 1.14 \left[ g \cdot V \cdot \left( 1 - \frac{\rho_n}{\rho_w} \right) \cdot t^2 \right]^{0.25}$$

Второй этап распространения нефтяного пятна (гравитационно - вязкостные условия)

$$R2(t) := 1.45 \left[ g \cdot V^2 \cdot \left( 1 - \frac{\rho_n}{\rho_w} \right) \cdot t^{1.5} \cdot \frac{1}{w^{0.5}} \right]^{\frac{1}{6}}$$

Третий этап распространения нефтяного пятна (действие сил поверхностного натяжения)

$$R3(t) := 2.3 \sigma^{\frac{1}{2}} \cdot t^{\frac{3}{4}} \cdot w^{\frac{-1}{4}} \cdot \rho_w^{\frac{-1}{2}}$$

Given

$$1.14 \left[ g \cdot V \cdot \left( 1 - \frac{\rho_n}{\rho_w} \right) \cdot t^2 \right]^{0.25} - 1.45 \left[ g \cdot V^2 \cdot \left( 1 - \frac{\rho_n}{\rho_w} \right) \cdot t^{1.5} \cdot \frac{1}{w^{0.5}} \right]^{\frac{1}{6}} = 0$$

Время перехода из первого этапа во второй, сек

$$\text{Find}(t) \rightarrow 897.141308611864457$$

Given

$$2.3 \sigma^{\frac{1}{2}} \cdot t^{\frac{3}{4}} \cdot w^{\frac{-1}{4}} \cdot \rho_w^{\frac{-1}{2}} - 1.45 \left[ g \cdot V^2 \cdot \left( 1 - \frac{\rho_n}{\rho_w} \right) \cdot t^{1.5} \cdot \frac{1}{w^{0.5}} \right]^{\frac{1}{6}} = 0$$

Время перехода из второго этапа в третий, сек

$$\text{Find}(t) \rightarrow (1819.498944027926456Q)$$

Вставляем полученные значения временных интервалов, сек

$$t1 := 897.141308611864457$$

$$t2 := 1819.49894402792645$$

$$R(t) := \begin{cases} R1(t) & \text{if } t < t1 \\ R2(t) & \text{if } t1 \leq t \leq t2 \\ R3(t) & \text{if } t > t2 \end{cases}$$

Задаем условия построения графика зависимости радиуса нефтяного пятна от времени

$$RN(t) := \left[ 4 \cdot k4 \cdot g \cdot \frac{\left( 1 - \frac{\rho n}{\rho w} \right)}{\pi} \right]^{0.25} \cdot V^{0.5} \cdot t^{\frac{3}{8}} \cdot w^{\frac{-1}{8}}$$

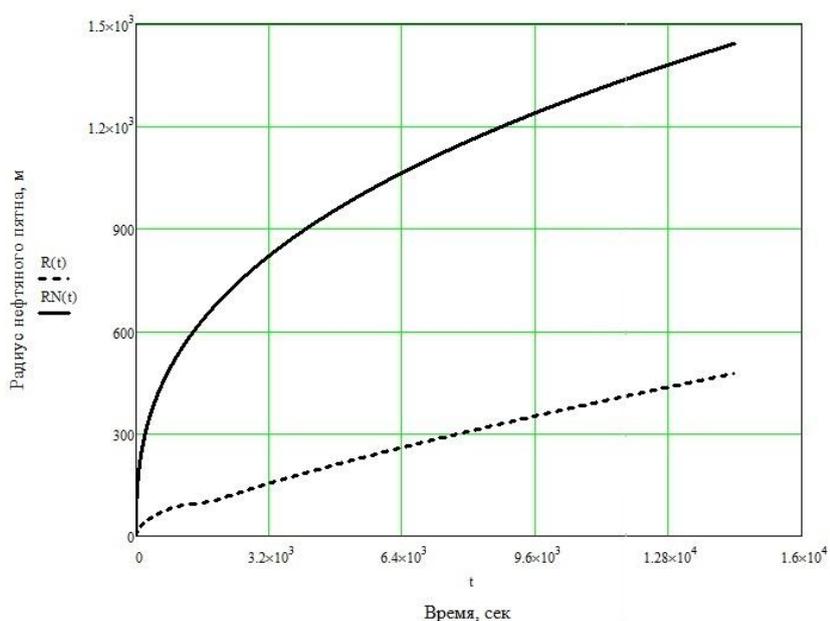


Рисунок 4 - График зависимости радиуса нефтяного пятна от времени. Сравнения изменения радиуса растекания нефтяного пятна за 7 секунд по методикам Фей и Букмейстера.

Из графика видно, что при достаточно малом времени после начала растекания нефтяного пятна, значение радиуса растекания по двум методикам различны.

Так же с увеличением времени разница в результатах начинает возрастать. И с момента времени, когда значения радиуса растекания нефтяного пятна по двум методикам различается более чем на 30 %, следует использовать методику Букмайстера, так как в качестве конечных результатов принимается наихудший вариант развития событий.

При аварии за 7 секунд по Фею радиус пятна по истечению 4 часов достигнет 476 метров. А по Букмайстеру 1442 метров.

*Расчет минимальной длины и эффективности боновых заграждений, для использования при ликвидации аварийной ситуации.*

В случае аварии на системе КУПО расчет по методике Фея показал, что понадобится 1795 метров боновых заграждений, длина которых рассчитываются как половина длины окружности для известного радиуса (Рисунок А.5)

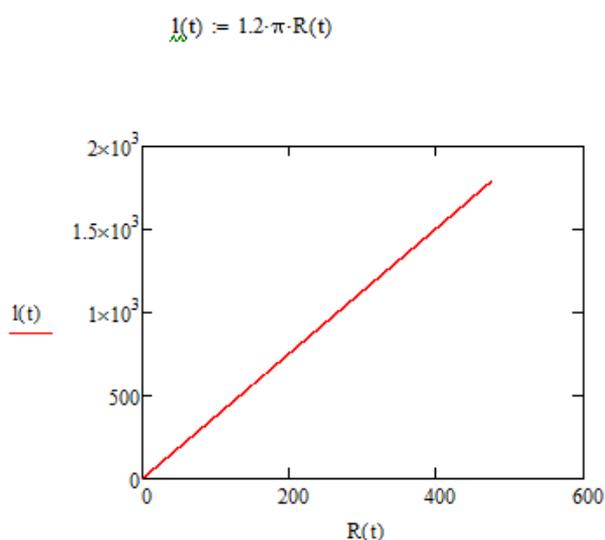


Рисунок 5 - Расчет минимальной длины и эффективности боновых заграждений по методике Фэя.

А при использовании методики Букмейстера – 5438 метров (Рисунок А.6).

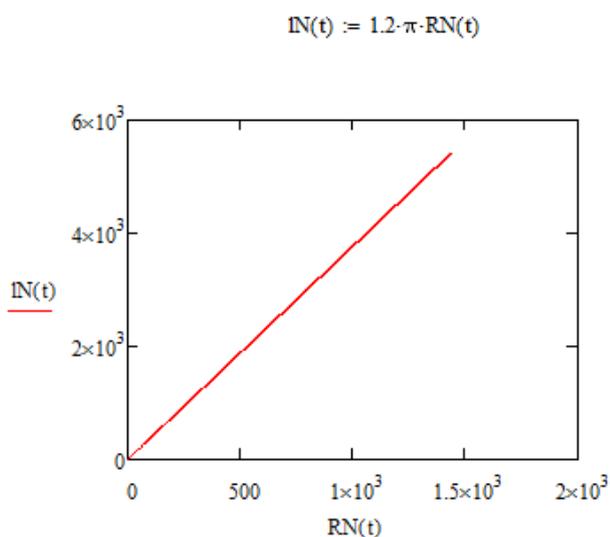


Рисунок 6 - Расчет минимальной длины и эффективности боновых заграждений по методике Букмайстера.

*Расчет утечки нефти при разгерметизации трубопровода по Методике Фэя и Букмайстера.*

В соответствии с приказом МЧС №404 от 10.07.2009 г «Об утверждении методики определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах», при отсутствии данных допускается расчетное время отключения технологических трубопроводов принимать равным: времени срабатывания системы автоматики отключения трубопроводов согласно паспортным данным установки:

- если вероятность отказа системы автоматики не превышает 0,000001 в год или обеспечено резервирование ее элементов 120с;
- если вероятность отказа системы автоматики превышает 0,000001 в год и не обеспечено резервирование ее элементов;
- 300 с при ручном отключении .

Таким образом, для оценки количества аварийного сброса нефти в окружающую среду учитывается наиболее худший сценарий – время отключения трубопровода 300 сек (ручное отключении).

*Расчет аварии при разгерметизация трубопровода по обеим методикам в Mathcad:*

Две полученные кривые на одном графике (Рисунок А.7).

Исходные данные:

$$q := 10000$$

Производительность оборудования, м<sup>3</sup>/час

$$l_{trubs} := 100$$

Протяженность аварийного участка трубопровода между задвижками,

м

$$d_{trubs} := 0.5$$

Диаметр трубопровода, м

$$t_{chs} := 0.083$$

Время аварийного истечения из трубопровода, час

$$g := 9.8$$

Ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>

$$\rho_n := 900$$

Плотность нефти, кг/м<sup>3</sup>

$$\rho_w := 1000$$

Плотность воды, кг/м<sup>3</sup>

$$\sigma := 0.024$$

Результирующее поверхностное натяжение, Н/м

$$w := 1.00410^{-6}$$

Коэффициент кинематической вязкости воды, м<sup>2</sup>/с

$$k1 := 1.14$$

Поправочные коэффициенты (константы)

$$k2 := 1.44$$

$$k4 := 1.34$$

$$k3 := 2.14$$

$$t := 0.14400$$

Временной диапазон распространения нефтяного пятна (4 часа), сек

Расчеты

$$V_{trubs} := l_{trubs} \cdot \pi \cdot \left( \frac{d_{trubs}}{2} \right)^2$$

Объем нефти, содержащийся в аварийном участке трубопровода, м<sup>3</sup>

$$V_{trubs} = 19.635$$

$$V_{производ} := q \cdot t_{chs}$$

Объем нефти, поступившей в окружающую среду до момента отключения оборудования, м<sup>3</sup>

$$V_{производ} = 833$$

$$V1 := V_{производ} + V_{trubs}$$

Объем нефти, поступившей в окружающую среду при разрушении трубопровода, м<sup>3</sup>

$$V1 = 852.635$$

$$\underline{V} := V1$$

$$V = 852.635$$

Объем нефти, участвующего в аварии, м<sup>3</sup>

Первый этап распространения нефтяного пятна (действие сил тяжести и инерции)

$$R1(t) := 1.14 \left[ g \cdot V \cdot \left( 1 - \frac{\rho_n}{\rho_w} \right) \cdot t^2 \right]^{0.25}$$

Второй этап распространения нефтяного пятна (гравитационно - вязкостные условия)

$$R2(t) := 1.45 \left[ g \cdot V^2 \cdot \left( 1 - \frac{\rho_n}{\rho_w} \right) \cdot t^{1.5} \cdot \frac{1}{w^{0.5}} \right]^{\frac{1}{6}}$$

Третий этап распространения нефтяного пятна (действие сил поверхностного натяжения)

$$R3(t) := 2.3 \sigma^{\frac{1}{2}} \cdot t^{\frac{3}{4}} \cdot w^{\frac{-1}{4}} \cdot \rho_w^{\frac{-1}{2}}$$

Given

$$1.14 \left[ g \cdot V \cdot \left( 1 - \frac{\rho_n}{\rho_w} \right) \cdot t^2 \right]^{0.25} - 1.45 \left[ g \cdot V^2 \cdot \left( 1 - \frac{\rho_n}{\rho_w} \right) \cdot t^{1.5} \cdot \frac{1}{w^{0.5}} \right]^{\frac{1}{6}} = 0$$

Время перехода из первого этапа во второй, сек

$$\text{Find}(t) \rightarrow 2507.82565405694021$$

Given

$$2.3 \sigma^{\frac{1}{2}} \cdot t^{\frac{3}{4}} \cdot w^{\frac{-1}{4}} \cdot \rho w^{\frac{-1}{2}} - 1.45 \left[ g \cdot V^2 \cdot \left( 1 - \frac{\rho n}{\rho w} \right) \cdot t^{1.5} \cdot \frac{1}{w^{0.5}} \right]^{\frac{1}{6}} = 0$$

Время перехода из второго этапа в третий, сек

Find(t) → (14217.550552627667504)

Вставляем полученные значения временных интервалов, сек

t1 := 2507.82565405694021

t2 := 14217.5505526276675

$$R(t) := \begin{cases} R1(t) & \text{if } t < t1 \\ R2(t) & \text{if } t1 \leq t \leq t2 \\ R3(t) & \text{if } t > t2 \end{cases}$$

Задаем условия построения графика зависимости радиуса нефтяного пятна от времени

$$RN(t) := \left[ 4 \cdot k \cdot g \cdot \frac{\left( 1 - \frac{\rho n}{\rho w} \right)}{\pi} \right]^{0.25} \cdot V^{0.5} \cdot t^{\frac{3}{8}} \cdot w^{\frac{-1}{8}}$$

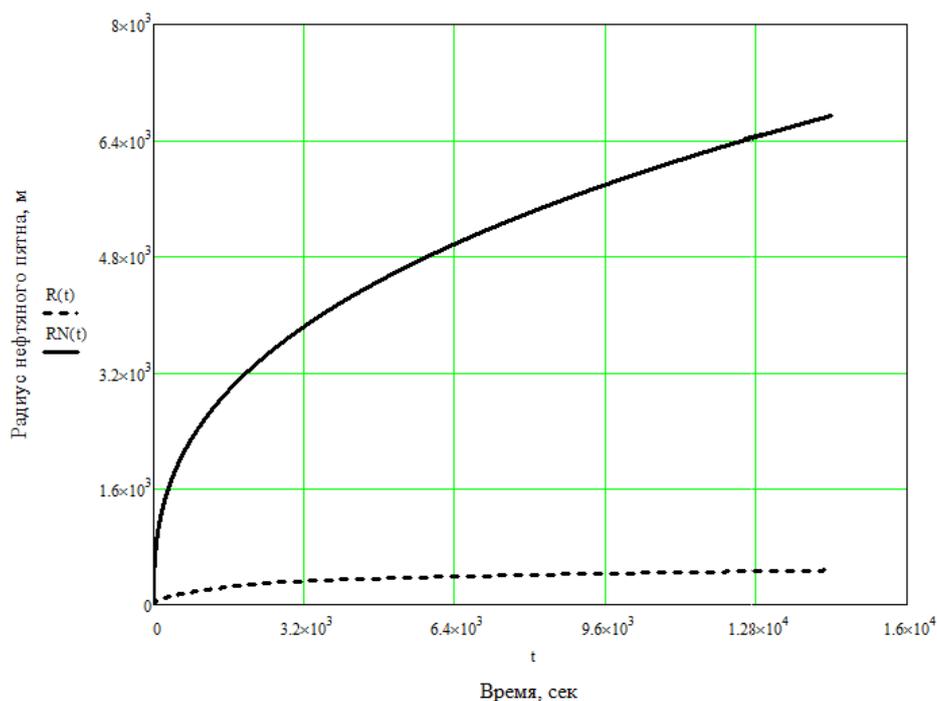


Рисунок 7 - График зависимости радиуса нефтяного пятна от времени. Сравнения изменения радиуса растекания нефтяного пятна за 300 секунд по методикам Фей и Букмейстера.

При аварии за 300 секунд по Фею радиус пятна по истечению 4 часов достигнет 476 метров аналогично с предыдущим расчетом при утечке в течение 7 секунд. А по Букмайстеру 6741 метров.

*Расчет минимальной длины и эффективности боновых заграждений, для план ЛРН.*

В случае аварии за 300 секунд расчет по методике Фея показал, что понадобится 1795 метров боновых заграждений, длина которых рассчитываются как половина длины окружности для известного радиуса (Рисунок А.8).

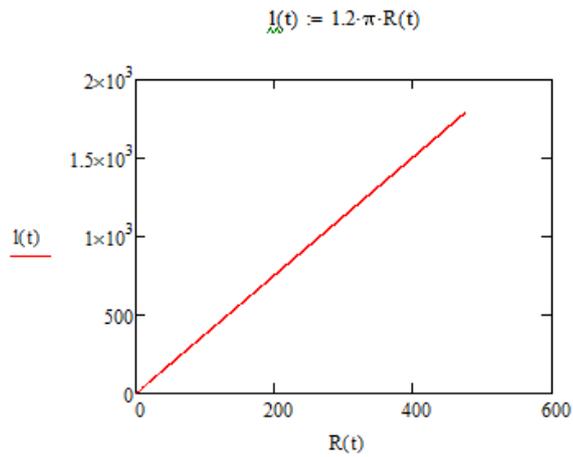


Рисунок 8 - Расчет минимальной длины и эффективности боновых заграждений по методике ФЭя.

А при использовании методики Букмейстера – 25413 метров (Рисунок А.9).

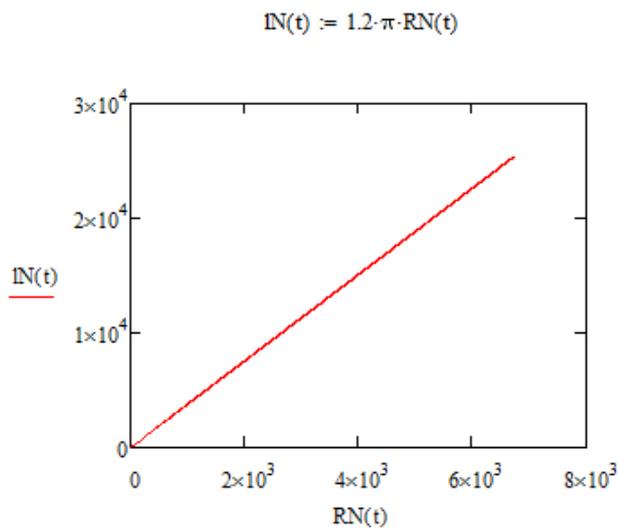


Рисунок 9 - Расчет минимальной длины и эффективности боновых заграждений по методике Букмайстера.

*Расчет аварии при разгерметизация нефтехранилища объемом 124 тысячи метров кубических по Методике Фэя и Букмайстера.*

Две полученные кривые представлены на одном графике (Рисунок А.10).

*Расчет аварии разгерметизация нефтехранилища по обеим методикам в Mathcad:*

Исходные данные:

$$g := 9.8$$

Ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>

$$\rho_n := 900$$

Плотность нефти, кг/м<sup>3</sup>

$$\rho_w := 1000$$

Плотность воды, кг/м<sup>3</sup>

$$\sigma := 0.02$$

Результирующее поверхностное натяжение, Н/м

$$w := 1.00410^{-6}$$

Коэффициент кинематической вязкости воды, м<sup>2</sup>/с

$$k_1 := 1.1$$

Поправочные коэффициенты (константы)

$$k_2 := 1.4$$

$$k_4 := 1.3$$

$$k3 := 2.3$$

$$t := 0..14400$$

Временной диапазон распространения нефтяного пятна (4 часа), сек

$$\text{massa} := 800000$$

Масса нефти при выбросе в случаи разгерметизации нефтехранилища

Расчеты

$$V := \frac{\text{massa}}{\rho_n}$$

$$V = 8.83 \times 10^3$$

Объем нефти, участвующего в аварии, м<sup>3</sup>

Первый этап распространения нефтяного пятна (действие сил тяжести и инерции)

$$R1(t) := 1.14 \left[ g \cdot V \cdot \left( 1 - \frac{\rho_n}{\rho_w} \right) \cdot t^2 \right]^{0.25}$$

Второй этап распространения нефтяного пятна (гравитационно - вязкостные условия)

$$R2(t) := 1.45 \left[ g \cdot V^2 \cdot \left( 1 - \frac{\rho_n}{\rho_w} \right) \cdot t^{1.5} \cdot \frac{1}{w^{0.5}} \right]^{\frac{1}{6}}$$

Третий этап распространения нефтяного пятна (действие сил поверхностного натяжения)

$$R3(t) := 2.3 \sigma^{\frac{1}{2}} \cdot t^{\frac{3}{4}} \cdot w^{\frac{-1}{4}} \cdot \rho_w^{\frac{-1}{2}}$$

Given

$$1.14 \left[ g \cdot V \cdot \left( 1 - \frac{\rho_n}{\rho_w} \right) \cdot t^2 \right]^{0.25} - 1.45 \left[ g \cdot V^2 \cdot \left( 1 - \frac{\rho_n}{\rho_w} \right) \cdot t^{1.5} \cdot \frac{1}{w^{0.5}} \right]^{\frac{1}{6}} = 0$$

Время перехода из первого этапа во второй, сек

$$\text{Find}(t) \rightarrow 5466.34317322480640$$

Given

$$2.3 \sigma^{\frac{1}{2}} \cdot t^{\frac{3}{4}} \cdot w^{\frac{-1}{4}} \cdot \rho_w^{\frac{-1}{2}} - 1.45 \left[ g \cdot V^2 \cdot \left( 1 - \frac{\rho_n}{\rho_w} \right) \cdot t^{1.5} \cdot \frac{1}{w^{0.5}} \right]^{\frac{1}{6}} = 0$$

Время перехода из второго этапа в третий, сек

$$\text{Find}(t) \rightarrow (0 \ 67549.7716918795241)$$

Вставляем полученные значения временных интервалов, сек

$$t1 := 5466.34317322480640$$

$$t2 := 67549.7716918795241$$

$$R(t) := \begin{cases} R1(t) & \text{if } t < t1 \\ R2(t) & \text{if } t1 \leq t \leq t2 \\ R3(t) & \text{if } t > t2 \end{cases}$$

Задаем условия построения графика зависимости радиуса нефтяного пятна от времени

$$RAS1(t) := v \cdot t + R(t)$$

$$RN(t) := \left[ 4 \cdot k \cdot g \cdot \frac{\left( 1 - \frac{\rho_n}{\rho_w} \right)}{\pi} \right]^{0.25} \cdot V^{0.5} \cdot t^{\frac{3}{8}} \cdot w^{\frac{-1}{8}}$$

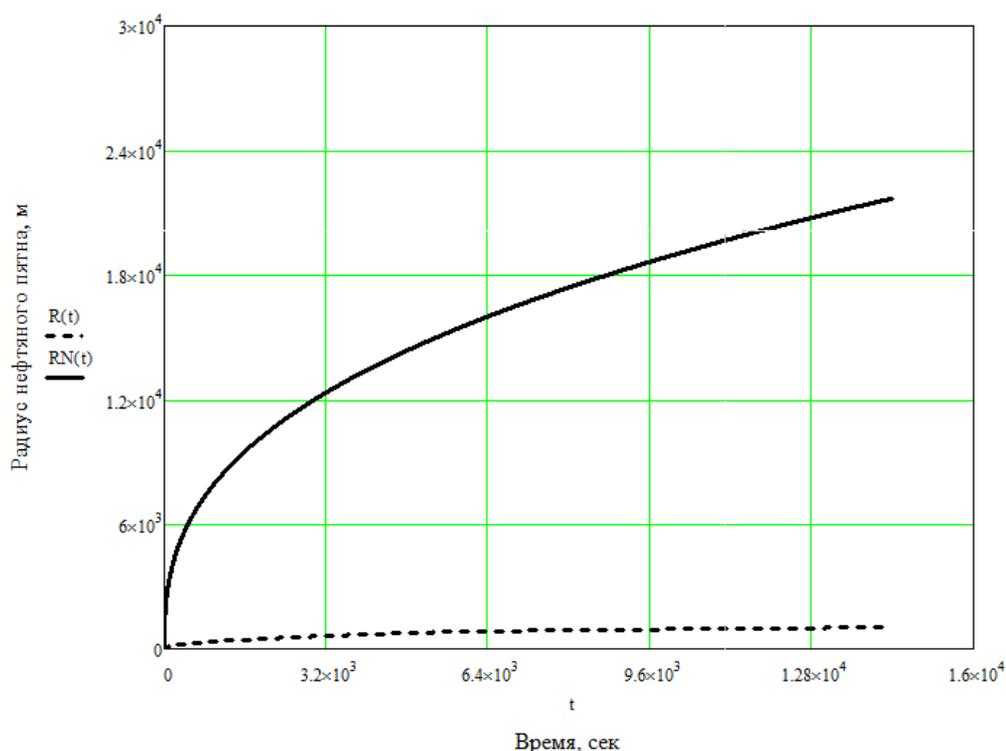


Рисунок А.10 - График зависимости радиуса нефтяного пятна от времени. Сравнения изменения радиуса растекания нефтяного пятна из за разгерметизация нефтехранилища по методикам Фея и Букмейстера.

При аварии пятна из за разгерметизация нефтехранилища по Фею радиус пятна по истечению 4 часов достигнет 1030 метров. А по Букмайстеру 21690 метров.

*Расчет минимальной длины и эффективности боновых заграждений для подготовки мероприятий по плану ЛРН.*

В случае аварии пятна из за разгерметизация нефтехранилища расчет по методике Фея показал, что понадобится 3890 метров боновых заграждений, длина которых рассчитываются как половина длины окружности для известного радиуса (Рисунок А.11).

$$I(t) := 1.2 \cdot \pi \cdot R(t)$$

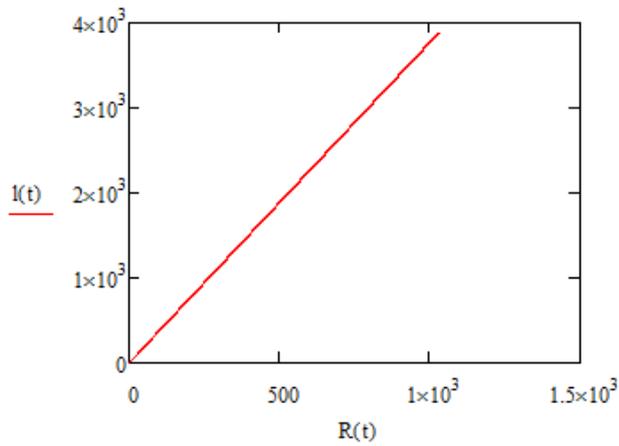


Рисунок 11 - Расчет минимальной длины и эффективности боновых заграждений по методике ФЭя.

А при использовании методики Букмейстера – 81782 метров (Рисунок А.12)

$$IN(t) := 1.2 \cdot \pi \cdot RN(t)$$

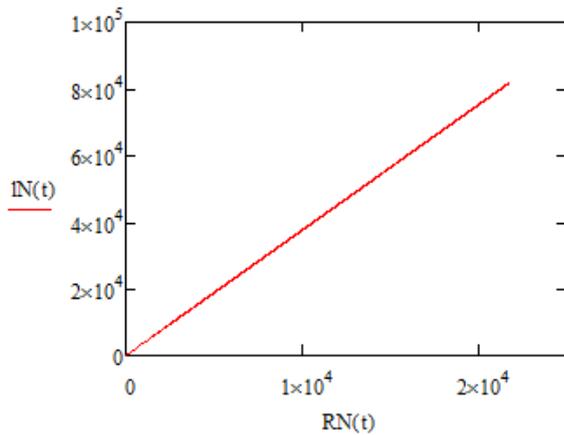


Рисунок 12 - Расчет минимальной длины и эффективности боновых заграждений по методике Букмайстера.

*Расчет аварии при утечке нефти с полного танкера в количестве 70 тыс. тонн груза по Методике Фэя и Букмайстера .*

Две полученные кривые представлены на одном графике (Рисунок А.13).

*Расчет аварии при утечке нефти с полного танкера в количестве 70 тыс. тонн груза по обеим методикам в Mathcad:*

Исходные данные:

$$g := 9.8$$

Ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>

$$\rho_n := 900$$

Плотность нефти, кг/м<sup>3</sup>

$$\rho_w := 1000$$

Плотность воды, кг/м<sup>3</sup>

$$\sigma := 0.02$$

Результирующее поверхностное натяжение, Н/м

$$w := 1.00410^{-6}$$

Коэффициент кинематической вязкости воды, м<sup>2</sup>/с

$$k_1 := 1.1$$

Поправочные коэффициенты (константы)

$$k_2 := 1.4$$

$$k_3 := 2.1$$

$$t := 0..1440$$

Временной диапазон распространения нефтяного пятна (4 часа), сек

$$\text{massa} := 7000000$$

Масса нефти при выбросе в случаи разрушения танкера

$$k4 := 1.3$$

Расчеты

$$V := \frac{\text{massa}}{\rho_n}$$

$$V = 7.726 \times 10^4$$

Объем нефти, участвующего в аварии, м<sup>3</sup>

Первый этап распространения нефтяного пятна (действие сил тяжести и инерции)

$$R1(t) := 1.14 \left[ g \cdot V \cdot \left( 1 - \frac{\rho_n}{\rho_w} \right) \cdot t^2 \right]^{0.25}$$

Второй этап распространения нефтяного пятна (гравитационно - вязкостные условия)

$$R2(t) := 1.45 \left[ g \cdot V^2 \cdot \left( 1 - \frac{\rho_n}{\rho_w} \right) \cdot t^{1.5} \cdot \frac{1}{w^{0.5}} \right]^{\frac{1}{6}}$$

Третий этап распространения нефтяного пятна (действие сил поверхностного натяжения)

$$R3(t) := 2.3 \sigma^{\frac{1}{2}} \cdot t^{\frac{3}{4}} \cdot w^{\frac{-1}{4}} \cdot \rho_w^{\frac{-1}{2}}$$

Given

$$1.14 \left[ g \cdot V \cdot \left( 1 - \frac{\rho_n}{\rho_w} \right) \cdot t^2 \right]^{0.25} - 1.45 \left[ g \cdot V^2 \cdot \left( 1 - \frac{\rho_n}{\rho_w} \right) \cdot t^{1.5} \cdot \frac{1}{w^{0.5}} \right]^{\frac{1}{6}} = 0$$

Время перехода из первого этапа во второй, сек

$$\text{Find}(t) \rightarrow 11264.1798817601270$$

Given

$$2.3 \sigma^{\frac{1}{2}} \cdot t^{\frac{3}{4}} \cdot w^{\frac{-1}{4}} \cdot \rho_w^{\frac{-1}{2}} - 1.45 \left[ g \cdot V^2 \cdot \left( 1 - \frac{\rho_n}{\rho_w} \right) \cdot t^{1.5} \cdot \frac{1}{w^{0.5}} \right]^{\frac{1}{6}} = 0$$

Время перехода из второго этапа в третий, сек

$$\text{Find}(t) \rightarrow (0 \ 286833.091769405993)$$

Вставляем полученные значения временных интервалов, сек

$$t1 := 11264.1798817601270$$

$$t2 := 286833.091769405993$$

$$R(t) := \begin{cases} R1(t) & \text{if } t < t1 \\ R2(t) & \text{if } t1 \leq t \leq t2 \\ R3(t) & \text{if } t > t2 \end{cases}$$

Задаем условия построения графика зависимости радиуса нефтяного пятна от времени

$$RN(t) := \left[ 4 \cdot k \cdot g \cdot \frac{\left( 1 - \frac{\rho_n}{\rho_w} \right)}{\pi} \right]^{0.25} \cdot V^{0.5} \cdot t^{\frac{3}{8}} \cdot w^{\frac{-1}{8}}$$

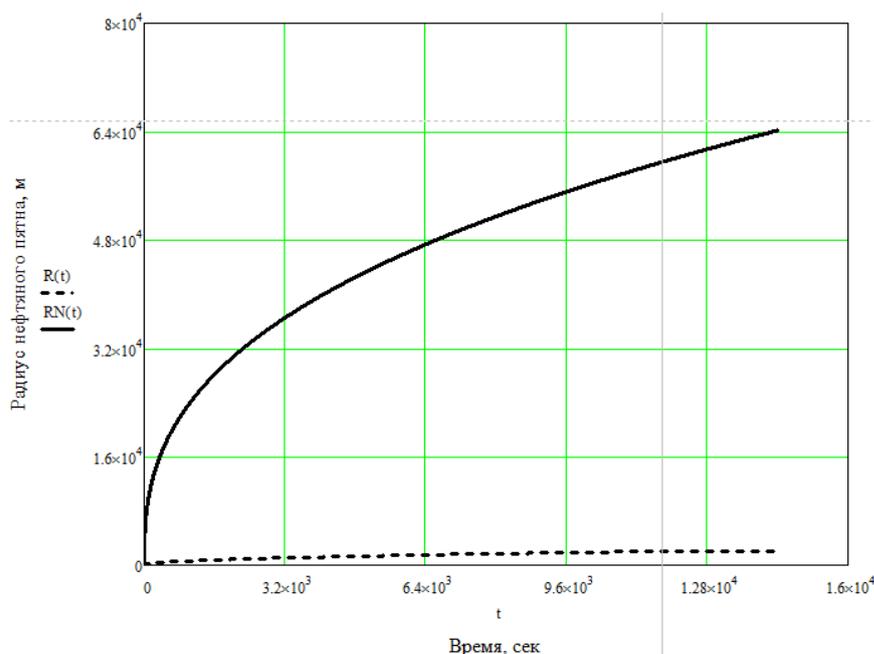


Рисунок 13 - График зависимости радиуса нефтяного пятна от времени. Сравнения изменения радиуса растекания нефтяного пятна при утечке нефти с полного танкера в количестве 70 тыс. тонн груза по методикам Фея и Букмейстера.

При аварии при утечке нефти с полного танкера в количестве 70 тыс. тонн груза по Фею радиус пятна по истечению 4 часов достигнет 2125 метров. А по Букмайстеру 64170 метров.

*Расчет минимальной длины и эффективности боновых заграждений для подготовки мероприятий по плану ЛРН*

В случае аварии пятна из за разгерметизация нефтехранилища расчет по методике Фея показал, что понадобится 8015 метров боновых заграждений, длина которых рассчитываются как половина длины окружности для известного радиуса (Рисунок А.14).

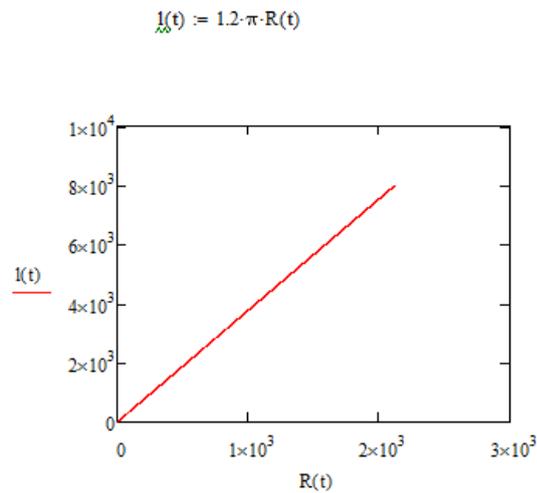


Рисунок 14 - Расчет минимальной длины и эффективности боновых заграждений по методике ФЭя.

А при использовании методики Букмейстера –100000 метров (Рисунок А.15).

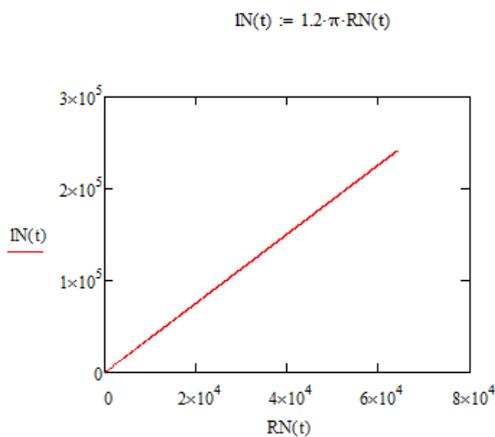


Рисунок 15 - Расчет минимальной длины и эффективности боновых заграждений по методике Букмайстера.

Итоги всех расчетов указывают на предпочтительность использования методики Букмайстера для расчета изменения радиуса растекания нефтяного пятна во времени [97].