

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
ООП «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и
продуктов переработки»
Отделение нефтегазового дела

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

Тема работы
«Обеспечение технологии ликвидации аварийного разлива нефти при эксплуатации нефтепровода, проложенного в условиях Крайнего Севера»

УДК 1: 504.5:665.6(211-17)

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8А1	Дранишников Вадим Сергеевич		06.06.2023

Руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		06.06.2023

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Криницына З.В.	к.т.н., доцент		06.06.2023

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД ШБИП	Гуляев М.В.	-		06.06.2023

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		06.06.2023

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

По основной образовательной программе подготовки бакалавров по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль подготовки «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
УК(У)-2	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
УК(У)-3	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
УК(У)-4	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(-ых) языке(-ах)
УК(У)-5	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально- историческом, этическом и философском контекстах
УК(У)-6	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
УК(У)-7	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
УК(У)-8	Способен создавать и поддерживать в повседневной жизни и в профессиональной деятельности безопасные условия жизнедеятельности для сохранения природной среды, обеспечения устойчивого развития общества, в том числе при угрозе и возникновении чрезвычайных ситуаций и военных конфликтов
УК(У)-9	Способен принимать обоснованные экономические решения в различных областях жизнедеятельности
УК(У)-10	Способен формировать нетерпимое отношение к коррупционному поведению
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общеинженерные знания
ОПК(У)-2	Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений
ОПК(У)-3	Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента
ОПК(У)-4	Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные
ОПК(У)-5	Способен понимать принципы работы современных информационных технологий и использовать их для решения задач профессиональной деятельности
ОПК(У)-6	Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии
ОПК(У)-7	Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной

	деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-2	Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-3	Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-4	Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-5	Способен обеспечивать заданные режимы эксплуатации нефтегазотранспортного оборудования и контролировать выполнение производственных показателей процессов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки
ПК(У)-6	Способен проводить планово-предупредительные, локализационно-ликвидационные и аварийно-восстановительные работы линейной части магистральных газонефтепроводов и перекачивающих станций
ПК(У)-7	Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-8	Способен использовать нормативно-технические основы и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности работы объектов трубопроводного транспорта углеводородов

<i>конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	<p>моделировании аварийного разрушения подводного перехода магистрального нефтепровода;</p> <p>Разработка технологии установки стационарных боновых заграждений на период ледостава;</p> <p>Расчет основных технических средств и ресурсов для ликвидации аварийного разлива нефти;</p> <p>Расчет экономической эффективности технологии ликвидации аварийных разливов нефти на водной поверхности с применением стационарных боновых заграждений на период ледостава.</p>
Перечень графического материала	<p>- Профиль трассы нефтепровода, требуемый для выполнения расчета;</p> <p>- Принцип, схема работы комбинированного устройства необходимого для удаления разливов нефти и нефтепродуктов.</p>
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Креницына Зоя Васильевна Доцент ОСГН ШБИП, к.т.н.
«Социальная ответственность»	Гуляев Милий Всеволодович Старший преподаватель ООД ШБИП
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	07.02.2023
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		07.02.2023

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8А1	Дранишников В.С.		07.02.2023

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Обучающемуся:

Группа	ФИО
3-2Б8А1	Дранишникову Вадиму Сергеевичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделения нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Бюджет проекта – не более 824 843,056 руб., в т.ч. затраты по оплате труда – не более 149868 руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Значение показателя интегральной ресурсоэффективности – не менее 3,62 баллов из 4,4
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды 30.2 %

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Описание потенциальных потребителей, анализ конкурентных технических решений, SWOT-анализ
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Планирование работ, разработка диаграммы Ганта, формирование бюджета затрат.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Оценка сравнительной эффективности исследования.

Дата выдачи задания для раздела в соответствии с календарным учебным графиком	07.02.2023
--	------------

Задание выдал консультант по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Креницына З.В.	к.т.н., доцент		07.02.2023

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8А1	Дранишников В.С.		07.02.2023

**ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Обучающемуся:

Группа	ФИО
3-2Б8А1	Дранишникову Вадиму Сергеевичу

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Отделения нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>Введение:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения. 	<p><i>Объектом исследования:</i> обеспечение технологии ликвидации аварийного разлива нефти при эксплуатации нефтепровода, проложенного в условиях Крайнего Севера.</p> <p><i>Область применения:</i> Магистральные нефтепроводы являются потенциально опасными объектами, эксплуатация которых сопряжена с риском возникновения аварийных ситуаций, сопровождающихся разливами нефти или нефтепродуктов.</p> <p><i>Рабочей зоной</i> являются полевые условия.</p> <p><i>Климатическая зона:</i> условиях Крайнего Севера.</p> <p><i>Рабочие процессы:</i> связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: сбор нефти с водной поверхности.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Перечень нормативно-правовых актов, определяющих организационно-правовые нормы в области защиты граждан РФ от ЧС природного и техногенного характера.</p>
<p>2. Производственная безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ потенциальных вредных и опасных факторов – Обоснование мероприятий по снижению их воздействия 	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – изменение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны; – повышение уровней шума; – превышение уровней вибрации; – отсутствие или недостаток необходимого освещения рабочей зоны; – утечки токсичных и вредных веществ – повреждение в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися;

	<p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; – пожаровзрывоопасность на рабочем месте; – производственные факторы, связанные с электрическим током.
3. Экологическая безопасность при эксплуатации:	<ul style="list-style-type: none"> – анализ воздействия объекта на атмосферу; – анализ воздействия объекта на гидросферу; – анализ воздействия объекта на литосферу.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>Возможные ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.

Дата выдачи задания для раздела в соответствии с календарным учебным графиком	
--	--

Задание выдал консультант по разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД ШБИП	Гуляев М.В.	-		07.02.2023

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8А1	Дранишников Вадим Сергеевич		07.02.2023

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

ООП «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Отделение школы Отделение нефтегазового дела

Период выполнения осенний / весенний семестр 2022/2023 учебного года

Форма представления работы:

бакалаврская работа

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:
--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
07.02.2023	<i>Введение</i>	5
28.02.2023	<i>Обзор литературы</i>	10
15.03.2023	<i>Характеристика опасного производственного объекта</i>	10
18.03.2023	<i>Возможные аварийные разливы нефти</i>	10
27.03.2023	<i>Технология ликвидации разлива нефти</i>	15
07.04.2023	<i>Расчетная часть</i>	15
04.05.2023	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
15.05.2023	<i>Социальная ответственность</i>	10
25.05.2023	<i>Заключение</i>	5
01.06.2023	<i>Презентация</i>	10
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		07.02.2023

Согласовано:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		07.02.2023

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит стр.132, рис.18, табл.30, 54 источника, 3 приложения.

Ключевые слова: авария, локализация, ликвидация, подводный переход, разлив нефти, магистральный нефтепровод, боновые заграждения, ущерб.

Объект исследования – моделирование аварийных ситуаций разлива нефти на участках магистрального трубопровода.

Цель работы - разработка комплекса технических решений мероприятий ЛАРН на водной поверхности для минимального воздействия факторов на окружающую среду при разрушении магистрального нефтепровода.

В выпускной квалификационной работе проведен аналитический обзор по техническим средствам и методам, позволяющим проводить мероприятия по ликвидации аварийных разливов нефти на водной поверхности, дана характеристика объекта исследования, определен объем разлива углеводородов при моделировании аварийного разрушения подводного перехода магистрального нефтепровода. Проведен расчет основных технических средств и ресурсов для ликвидации аварийного разлива нефти, проведен расчет экономической эффективности технологии ликвидации аварийных разливов нефти на водной поверхности с применением стационарных боновых заграждений на период ледостава.

Область применения: ликвидация аварийных разливов нефти при эксплуатации магистральных нефтепроводов.

Значимость работы: исследования, направленные на поиск решений, позволяющих повысить надежность участков с пересечением водных преград (в том числе на участках ПП) и минимизировать последствия техногенных событий (ТС) в случае их возникновения.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Обеспечение технологии ликвидации аварийного разлива нефти при эксплуатации нефтепровода, проложенного в условиях Крайнего Севера		
Разраб.		Дранишников В.С.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.				10	132
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.			Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8А1		
					Реферат		

Abstract

Graduate qualification work 132p., 18 fig.18, 30 tabl., 54 sources, applications
3.

Key words: accident, detection, liquidation, underwater crossing, oil spill, main oil pipeline, booms, damage.

The object of study is the modeling of emergency situations of oil spills in the sections of the main pipeline.

The purpose of the work is to develop a set of technical solutions for OSR measures on the water surface to minimize the impact of factors on the environment during the destruction of the main oil pipeline.

In the final qualifying work, an analytical review was carried out on technical means and methods that make it possible to carry out measures to eliminate emergency oil spills on the water surface, a characteristic of the object of study was given, the volume of hydrocarbon spills was determined when modeling the emergency destruction of an underwater crossing of a main oil pipeline. The calculation of the main technical means and resources for the elimination of an emergency oil spill was carried out, the calculation of the economic efficiency of the technology for the elimination of emergency oil spills on the water surface using stationary booms for the period of freeze-up was carried out.

Scope: elimination of emergency oil spills during the operation of main oil pipelines.

Significance of the work: research aimed at finding solutions to improve the reliability of sections with the intersection of water barriers (including BCP sections) and minimize the consequences of man-made events (HES) in case of their occurrence.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	<i>Обеспечение технологии ликвидации аварийного разлива нефти при эксплуатации нефтепровода, проложенного в условиях Крайнего Севера</i>			
Разраб.		Дранишников В.С.						
Руковод.		Чухарева Н.В.			Abstract	Лит.	Лист	Листов
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.					11	132
					Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8А1			

Определения, сокращения

Определения:

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

Авария: разрушение трубопровода, нарушение его герметичности (утечка нефти), сопровождающиеся неконтролируемыми взрывами, пожарами, или выбросом опасных веществ.

Биопрепараты: препараты, состоящие из штаммов микроорганизмов, способных перерабатывать углеводороды различных классов.

Дефект трубопровода: отклонение геометрического параметра, толщины стенки или показателя качества материала трубы (или сварного шва), выходящее за рамки требований действующих нормативных документов, возникающее при изготовлении трубы, строительстве или эксплуатации нефтепродуктопровода.

Инцидент: отказ или повреждение трубопровода, отклонение от режима технологического процесса (перекачки), нарушение положений федеральных законов и иных нормативных правовых актов Российской Федерации, а также нормативных технических документов, устанавливающих правила ведения работ на опасном производственном объекте.

Ледостав: фаза ледового режима, характеризующаяся наличием ледяного покрова.

Ледяной покров: сплошной неподвижный лед на поверхности водного объекта.

Ликвидация последствий разлива нефти (нефтепродуктов): комплекс мероприятий, направленных на обеспечение нормальной жизнедеятельности населения в зоне чрезвычайной ситуации, восстановление объектов экономики и реабилитацию окружающей среды, предусматривающий

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Обеспечение технологии ликвидации аварийного разлива нефти при эксплуатации нефтепровода, проложенного в условиях Крайнего Севера			
Разраб.		Дранишников В.С.			Определения, сокращения	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					12	132
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8А1		

сбор и утилизацию разлитой нефти (нефтепродуктов) независимо от времени, места, источника и причины разлива.

Линия боновых заграждений: участок боновых заграждений, закрепленный береговыми и/или донными якорями.

Локализация разлива нефти (нефтепродуктов): комплекс мероприятий, направленных на прекращение распространения разлитой (или выливающейся) нефти (нефтепродуктов) на поверхности грунта или водных объектов, проводимых путем установки заграждений, проведения земляных работ или использования специальных средств. Мероприятия по локализации разливов нефти считаются завершенными, если площадь разливов нефти и/или нефтепродуктов не увеличивается.

Магистральный нефтепровод (нефтепродуктопровод): единый производственно-технический комплекс, состоящий из трубопроводов и связанных с ними перекачивающих станций, а также других технологических объектов, соответствующих требованиям действующего законодательства Российской Федерации в области технического регулирования, обеспечивающий транспортировку, приемку, сдачу нефти (нефтепродуктов), соответствующих требованиям действующих в Российской Федерации нормативных документов, от пунктов приема до пунктов сдачи потребителям или перевалку на другой вид транспорта по [1].

Отказ - прекращение выполнения функций оборудования по причине выхода из строя его отдельных узлов и деталей.

Переход магистральных трубопроводов через водные преграды: Линейная часть нефтепровода (нефтепродуктопровода) с сооружениями, проходящая через водные преграды шириной по зеркалу воды в межень 10 м и более и глубиной 1,5 м и более или шириной по зеркалу воды в межень 25 м и более независимо от глубины по [2].

План по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов; план ЛРН: документ, в котором указывается порядок организации мероприятий на опасных производственных объектах по

					Определения, сокращения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		13

предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов, направленных на снижение их негативного воздействия на жизнедеятельность населения и окружающую среду, определение необходимого состава сил и специальных технических средств для локализации разливов в установленные сроки, а также для организации последующих работ по их ликвидации.

Порыв: повреждение трубопровода, при котором объем выхода нефти рассчитывается как 25% максимального объема прокачки в течение 6 ч и объем нефти между запорными задвижками на порванном участке трубопровода (по Постановлению Правительства Российской Федерации).

Прокол: повреждение трубопровода, при котором объем выхода нефти рассчитывается как 2% максимального объема прокачки в течение 14 дней.

Разлив нефти (нефтепродуктов): любой сброс и поступление нефти (нефтепродуктов), произошедший как в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, так и при транспортировке нефти (нефтепродуктов), при строительстве или эксплуатации объекта, а также в процессе производства работ.

Условные обозначения приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Условные обозначения

Условные обозначения	Наименование
1	2
<i>БЗ</i>	боновые заграждений (зимние)
<i>v</i>	скорость течения реки, м/с
<i>V_{вых}</i>	объем нефти, вытекающий до закрытия задвижек, м ³
<i>L</i>	расстояние от ППМН до места установки постоянных боновых заграждений, м
<i>T_{реагир}</i>	суммарное время, затраченное на анализ показаний СОУ, СДКУ, остановку насосов и закрытие задвижек, ч
<i>t_{вых}</i>	время истечения нефти (нефтепродукта) из поврежденного трубопровода до закрытия задвижек, ч
<i>H</i>	ширина реки, м
<i>h</i>	полная высота подводной части БЗ, м
<i>h_p</i>	глубина реки, м
<i>v₀</i>	критическая скорость, обеспечивающая накопление нефти в боновых заграждениях без проскока, м/с
<i>α</i>	угол установки боновых заграждений, °

Продолжение таблицы 1

1	2
$V_{н\ порыв}$	максимальный объём нефти (нефтепродуктов), поступающий на рубеж, м ³
$t_{пятна}$	время прохождения пятном нефти рубежа локализации, ч
$Q_{НСС}$	производительность нефтесборных систем, установленных на рубеже локализации, м ³ /ч
$V_{уд. лин}$	объём нефти (нефтепродуктов), удерживаемый на поверхности воды всеми линиями БЗ, м ³
$V_{п\ уд. лин}$	объём нефти (нефтепродуктов), удерживаемый на поверхности воды п-ой линией БЗ, м ³
$V_{осаж}$	расчетный объём нефти (нефтепродукта) осажденной на берегах, испарившейся, осажденной на дно, м ³
ν_n	коэффициент кинематической вязкости нефти (нефтепродукта), м ² /с
g	ускорение свободного падения, м/с ²
ρ_v	плотность воды, кг/м ³
ρ_n	плотность нефти (нефтепродукта), кг/м ³
$K_{эф}$	коэффициент, определяющий эффективность боновых заграждений
L_n	расстояние между линиями боновых заграждений

Сокращения:

АВР – аварийно-восстановительные работы;

АРС – аварийно-ремонтная служба;

БЗ – боновые заграждения;

ЛАРН – ликвидация аварийного разлива нефти;

ЛАЭС – линейная аварийно-эксплуатационная служба;

ЛПДС – линейная производственно-диспетчерская служба;

ЛЧС(Н) – ликвидация чрезвычайной ситуации, обусловленной разливом нефти;

План ЛРН – план по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на переходах магистральных трубопроводов через водные преграды;

ППМН – подводный переход магистрального нефтепровода;

ПС – перекачивающая станция нефти (нефтепродуктов);

ПЧ – пожарная часть;

РН – разлив нефти (нефтепродуктов);

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

					Определения, сокращения	<i>Лист</i>
						15
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

СОУ – система обнаружения утечки;

СПО – служба пожарной охраны;

СУПЛАВ – специализированное управление по предупреждению и ликвидации аварий;

ТС – трубопроводная система;

ТУ – технические условия;

УОН – участок откачки нефти;

ЧС – чрезвычайная ситуация;

ЧС(Н) – чрезвычайная ситуация, обусловленная разливом нефти (нефтепродуктов);

ШЗР – ширина зеркала реки;

					Определения, сокращения	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		16

6.2	Расчет достаточности сил и средств с учетом их дислокации.....	69
7.	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	80
7.1	Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	80
7.1.1	Потенциальные потребители результатов исследования	80
7.1.2	Анализ конкурентных технических решений	81
7.1.3	SWOT – анализ	83
7.2	Планирование научно–исследовательских работ.....	84
7.2.1	Структура работ в рамках научного исследования	84
7.2.1	Определение трудоемкости выполняемых работ	85
7.2.2	Разработка графика проведения научного исследования.....	86
7.3	Бюджет научно–технической разработки	90
7.3.1	Расчет материальных затрат НИИ	90
7.3.2	Расчет затрат на специальное оборудование для научных	91
7.3.1	Основная заработная плата исполнителей работы.....	91
7.3.2	Дополнительная заработная плата исполнителей работы	92
7.3.3	Отчисления во внебюджетные фонды.....	93
7.3.4	Накладные расходы	94
7.3.5	Формирование бюджета затрат научно–исследовательской работы.....	95
7.4	Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	95
8.	Социальная ответственность	100
8.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	100
8.2	Производственная безопасность	103
8.2.1	Анализ потенциально вредных производственных факторов ...	105
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	119
	СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	121
	Приложение А	127

Приложение Б.....	128
Приложение В.....	131

					Оглавление	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы: Любой технологический процесс транспортировки нефти сопряжен с рисками развития аварийных ситуаций с разливом опасной углеводородной среды на грунт или водную поверхность. Для минимизации этих рисков предприятия трубопроводного транспорта углеводородов разрабатывают заранее комплекс технических мероприятий с учетом разных сценариев развития техногенных событий (ТЗ), регламентируемых в соответствии с Ростехнадзором, как ТЗ1, ТЗ2, и ТЗ3. Правильно подобранный комплекс оборудования и материалов, последовательность действия персонала, предположительное расчетное время реагирования на аварийную ситуацию, выбранные трудовые функции и действия привлекаемого персонала, закладываются при разработке планов ликвидации аварийных разливов нефти. Они определяют качество работ, связанных с устранением аварий и объемами ущерба, нанесенного окружающей среде в результате попадания в нее жидких углеводородов.

Анализ предыдущего опыта и прогноз будущего периода – являются двумя главными условиями, которые формируют комплексный подход к решению указанной проблемы. При этом, методы математического анализа, составления вероятностного дерева событий позволяют качественно управлять возможными сценариями с минимизацией ресурсов предприятия, задействованных в локализационных и ликвидационных действиях. В результате такого подхода, возникает необходимость поиска оптимальных методов и способов для наиболее эффективного удаления нефтяных разливов с природных поверхностей (грунт, водные объекты).

Использование комбинированных технологий позволяет эту задачу решить более качественно.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	<i>Обеспечение технологии ликвидации аварийного разлива нефти при эксплуатации нефтепровода, проложенного в условиях Крайнего Севера</i>			
Разраб.		Дранишников В.С.			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					20	132
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.				Отделение нефтегазового дела		
						Группа 3-2Б8А1		

Поэтому факторы комбинации средств и методик являются актуальной задачей любой нефтетранспортной организации. В связи с чем, тема выпускной квалификационной работы «Обеспечение технологии ликвидации аварийного разлива нефти при эксплуатации нефтепровода, проложенного в условиях Крайнего Севера» актуальна.

Цель работы - разработка комплекса технических решений мероприятий ЛАРН на водной поверхности.

Для реализации указанной цели в ВКР необходимо выполнить следующие задачи:

Разработать концепции литературного обзора, с целью выявления наиболее эффективных способов и методов удаления загрязнения нефтепродуктов на водной поверхности, с учетом всех достоинств и недостатков в момент ЛАРН.

- Определение объема разлива нефти на нефтепроводе жидких углеводородов (НПЖУВ) при моделировании аварийного участка магистрального нефтепровода.

- Определение основного количества технических средств и сил для ЛАРН

- Разработка комплекса технических решений при установки стационарных боновых заграждений в зимний период.

- Проведение расчетов экономической эффективности при установки стационарных боновых заграждений в зимний период.

					Введение	<i>Лист</i>
						21
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Для анализа риска возникновения аварий, по мнению [4], важно определить набор типичных аварийных ситуаций, с той или иной степенью вероятности их возникновения в зависимости от старения металла труб, повреждения изоляции, размыва подводных переходов и других технических и антропогенных факторов.

Фактор риска возникновения аварийной ситуаций на подводном переходе магистрального нефтепровода (ППМН) можно разделить на две группы: внутренние и внешние.

Внешние причины – это причины, которые связанные с деятельностью человека (производство земляных работ в районе прокладки трубопровода, судоходство) или же обусловленные природными условиями - переформированием дна водоема, эрозией, оползнями, стихийными бедствиями. Основные характерные внешние причины отказов НПЖУВ, обусловлены природными условиями, является оголение трубопровода в результате переформирования ложа водоема.

Внутренние причины - причины отказов МН, продиктованы различными процессами, происходящими в самом НПЖУВ (коррозионные процессы на внутренней стенке трубы, динамические процессы в материале стенок, а также гидравлические процессы, сопровождающиеся возникновением давления при изменении режимов работы трубопровода).

					Литературный обзор	<i>Лист</i>
						23
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Причины возникновения аварийных ситуаций на участках ППМН

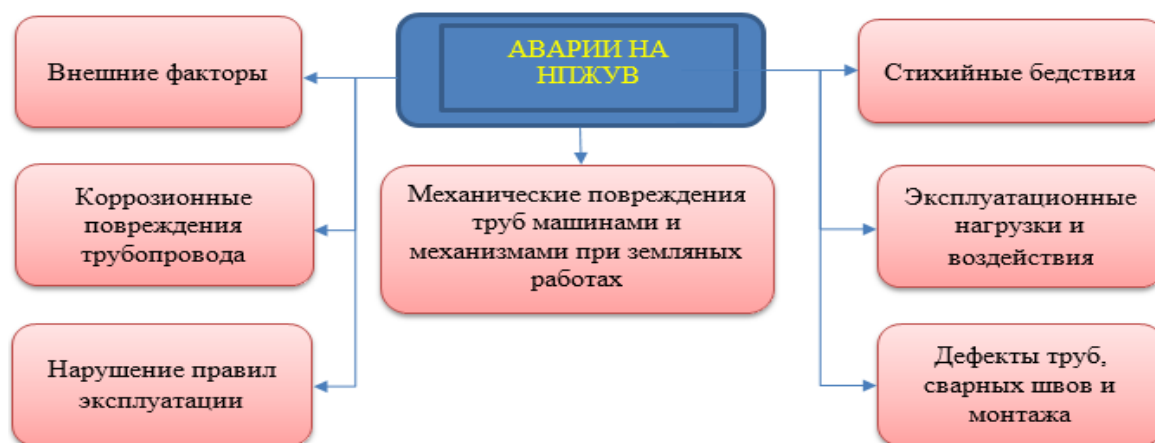


Рисунок 2 – Причины аварий и повреждений на нефтепроводе

В соответствии с [12], согласованным с органами МЧС России и Ростехнадзора, наиболее вероятные разливы нефти, наблюдающиеся в 70% случаях, классифицируются как «свищ», расход через которые будет составлять менее 2% перекачки нефти, т.е. по классификации [13] такие аварии можно отнести к «проколу». Другие аварии такие как «трещина» и «гильотинный разрыв» наблюдаются в 30% случаях (из них «гильотинный разрыв» в 2% случаях) и могут классифицироваться как «порыв».

На основании анализа около 700 случаев аварийной разгерметизации подводных трубопроводов, установлены основные причины их разрушений (рис. 3). Доминирующими причинами аварийных ситуаций являются: коррозия – 50%, механические повреждения вследствие воздействия якорей, тралов, вспомогательных судов и строительных барж – 20% и повреждения, вызванные штормами, размывами дна – 12%.

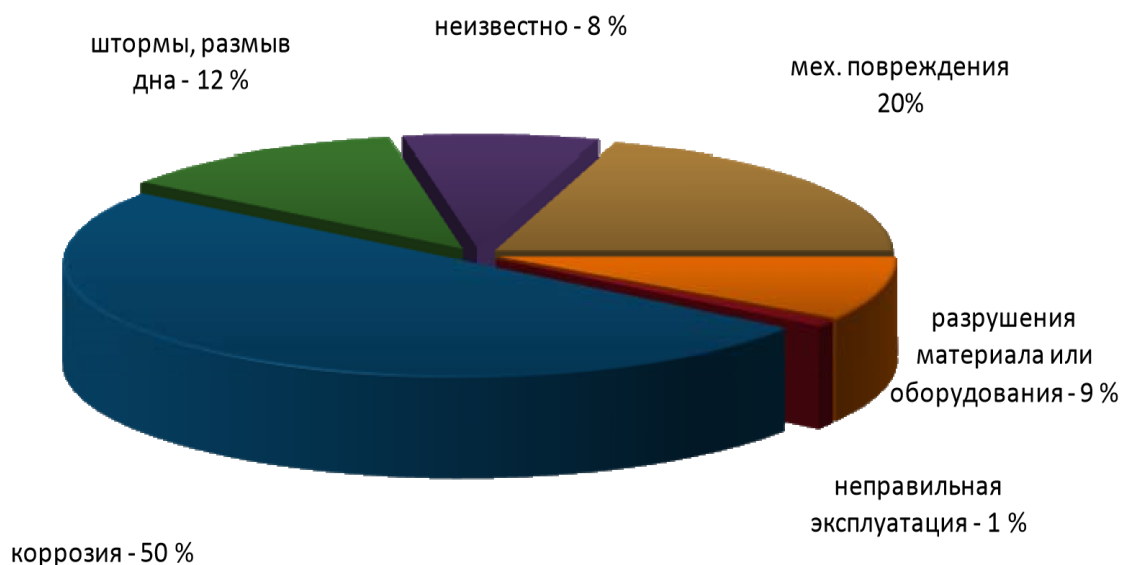


Рисунок 3 – Распределение общего числа разрушений подводных трубопроводов в зависимости от вызывавших причин

Новые технологии внутритрубной диагностики МН и проведение выборочных ремонтов дефектных участков по данным диагностики позволили кардинальным образом уменьшить количество аварий. Тем самым, существенно повысили уровень промышленной и экологической безопасности магистральных НПЖУВ.

Для всесторонней оценки риска рассматриваются все последствия возможных выбросов жидких углеводородов. Для определения вероятности по каждому сценарию строятся деревья событий.



Рисунок 4 - Дерево событий при разгерметизации НПЖУВ

Сценарии развития аварии на магистральном трубопроводе зависят от того, произойдет ли при утечке нефти возгорание образовавшегося разлива и когда.

Важно также отметить снижение в последнее время количества аварий, возникающих по причине брака строительно-монтажных работ вследствие жесткого контроля на всех этапах строительства МН (регламентирование и контроль производства и доставки трубной продукции, применение автоматизированной сварки трубопровода со 100% контролем неразрушающими методами сварных стыков, испытание и диагностирование трубопровода перед вводом его в эксплуатацию).

Боновые заграждения, как средство ликвидации разливов нефти

Рассмотрены особенности применения, актуальные конструкции и элементы боновых заграждений (БЗ), являющихся наиболее распространенным механическим средством локализации и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на поверхностях водоёмов. Боновые заграждения служат для предупреждения распространения нефти по акватории, для облегчения ее удаления с водной поверхности и отведения нефтепродуктов от наиболее

экологически ранимых районов, а также при необходимости, для утилизации нефти на поверхности воды.

Кроме того, при возгорании нефтяного пятна происходит удерживание его в пределах бонового заграждения.

По способу применения БЗ подразделяются на три класса [15]:

I – 1 класс - для рек и закрытых водоёмов;

II – 2 класс - для ограждения входов и выходов в порты, гавани, для защиты прибрежной зоны;

III – 3 класс для открытых акваторий.

Боны заградительные зимние «БЗз» предназначены для локализации растекания нефти и нефтепродуктов на поверхности водоемов в зимний период и ледяном покрове при толщине льда, достаточного для безопасного проведения работ.

Боны «БЗз» устанавливаются в предварительно подготовленную ледовую майну таким образом, что нижняя часть бона опускается ниже уровня нижней кромки льда и служит заграждением для разлившегося нефтепродукта.

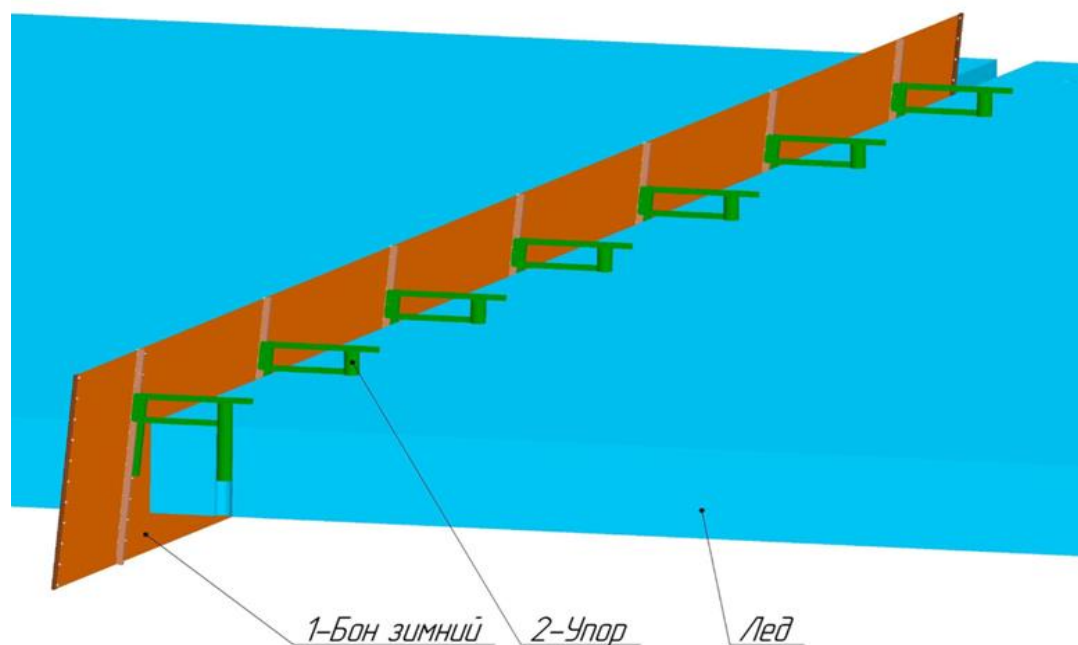


Рисунок 5 – Боновые заграждения постоянной плавучести модели БЗз-10 (Зимние) [15]

					Литературный обзор	<i>Лист</i>
						27
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		



Рисунок 6 – Боновые ограждения постоянной плавучести модели БЗз-10 (Зимние) [15]

В настоящее время известно более 150 типов боновых ограждений [15].

Основной параметр, по которому классифицируются виды и типы боновых ограждений, является их высота. Тип используемого бонового ограждения определяется в зависимости от условий возникновения и величины аварийного разлива.

В зависимости от особенностей конструкций большинство боновых ограждений делят на две основные группы: боны-занавесы и боны-ограждения.

Боны-занавесы имеют гибкий экран или неразрывную подводную юбку, поддерживаемый воздухом или флотационной камерой с пенным наполнителем.

Боны-ограждения обычно имеют плоское поперечное сечение и удерживаются в толще вертикально за счёт своей плавучести или внешних средств, балластов и подкосов.

В зависимости от ситуации, места и характера разлива боны могут быть сорбирующие, огнестойкие, зимние, болотные или сочетающие в себе несколько

					Литературный обзор	<i>Лист</i>
						28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

специфических особенностей.

Болотные боны применяется на мелководье, на заболоченных местностях, водных участках с чередованием заболоченной и открытой водных поверхностей. Конструкция их, как правило, представляет собой отдельные секции, изготовленные из алюминиевого сплава и соединенные гибкими резиновыми вставками, которые устанавливаются вертикально.

Сорбирующие боны обычно предназначены для локализации разливов нефтепродуктов и, одновременно, сорбционной очистки преимущественно водных поверхностей. Одним из основных элементов бонов являются сорбирующие материалы, которые в дальнейшем возможно заменить. При полном насыщении бон сохраняет плавучесть и не изменяет форму.

Огнестойкие боны - это специальные боновые ограждения, способные выдержать высокие температуры и обеспечивающие до 24 часов непрерывного сжигания без нарушения функциональности ограждения. Их типовая конструкция представляет собой связку полусферических поплавков из нержавеющей стали, заполненных плотной стеклянной пеной, установленных на огнеупорной ткани из стальной и керамической фибры со специальным силиконовым защитным покрытием.

В конструкции бона [19] плавучий элемент представляет собой полое тело, увеличивающиеся в размере при нагревании. Элемент покрыт теплостойким водопоглощающим материалом с сеточным покрытием, обеспечивающим «всасывание воды с образованием огнезащитного водного потока». Большинство огнестойких бонов имеют большой вес и жесткие секции, что затрудняют их установку на водоемах. Более совершенное боновое ограждение [20] состоит из множества секций, соединенных между собой. У каждой секции есть свой поплавок элемент, с отдельными камерами, покрытый несколькими слоями сорбирующего воду материала.

					Литературный обзор	<i>Лист</i>
						29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Конструкция огнестойкого бона [21] также представлена множеством соединенных между собой секций, каждая из которых содержит поплавковый элемент, снаружи которого расположен один или несколько слоев сорбирующего воду материала. Заграждение снабжено внешней оболочкой, которая выполнена в виде плотной спирали или плетеной сетки из гидрофобного ерша. Поплавковый элемент состоит из отдельных герметичных твердых поплавков. В данной конструкции обеспечивается снижение веса бона, повышение уровня его универсальности (возможность применения в зимних условиях и в водоемах различной глубины) и эксплуатационной надежности.

Боновое заграждение [22], предназначенное для сбора и эффективного сжигания нефти, состоит из олеофильного тела, выполненного из жаропрочного материала и частично погруженного в воду, поплавок и балласта и дополнительно содержит приводной механизм, вал которого соединен с олеофильным телом. «При вращении олеофильного тела налипшая на него нефтяная пленка поднимается над поверхностью воды и поджигается.

Горение поддерживается непрерывно, так как в зоне горения нефтяная пленка постоянно обновляется при вращении тела» [22].

В открытых водоёмах применяют заградительные плавающие боны. Их используют, например, для откачки нефтепродуктов с водной поверхности с последующим выжиганием [23].

Зимние заградительные боны представляют собой отдельные секции, обычно изготовленные из стального профиля и соединённые в единую сборную конструкцию, и служат для создания механической преграды на пути распространения нефти и нефтепродуктов. Боны вертикально устанавливаются в ледяной прорези на специальные кронштейны. Глубину установки бонов регулируют в зависимости от толщины льда.

Эффективность работы боновых заграждений всех типов зависит от многих факторов. Боны должны быть достаточно гибкими, чтобы следовать перемещению волн, и достаточно жёсткими, чтобы удерживать как можно

					Литературный обзор	<i>Лист</i>
						30
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

больше нефти. Важно, чтобы бон был достаточно прочным и долговечным в соответствии со своим целевым назначением. Немаловажными характеристиками являются простота и скорость развёртывания, эксплуатационная надёжность, вес и стоимость.

Обычно боновые заграждения используются многократно, но некоторые недорогие модели используются один раз. После использования их сжигают или возвращают производителю для дальнейшей утилизации.

Эффективность работы бонов существенно зависит и от их качественной установки. Для установки боновых заграждений и удержания их на месте используют тросовые системы, лебёдки, якоря и якорные системы. На небольших водоёмах боны закрепляют на двух берегах, а на крупных чаще устанавливают в виде каскадов, в таком случае анкеровка проводится по берегам и под водой [24].

При значительных разливах нефти и нефтепродуктов требуется установка нескольких каскадов боновых заграждений, так как нефтяное пятно проходит под бонами, что в результате приводит к формированию загрязняющего слоя у кромки бонового заграждения, превышающего или сравнимого с осадкой самого бона. Длина БЗ, установленных в каждом каскаде и необходимых для локализации всего объёма разлитой нефти, определяется полупериметром пятна на момент времени, когда каскад будет установлен [25].

Таким образом, для минимизации ущерба от катастроф и аварий, связанных с нефтяными разливами, нужно обеспечить максимально эффективную работу по локализации разливов: изолировать зону разлива, собрать нефтяные продукты и утилизировать их. Различные типы боновых заграждений остаются наиболее эффективным средством локализации разливов нефти и нефтяных пожаров в акватории. Конструкции их постоянно совершенствуются, что связано в основном с появлением новых композиционных материалов и новыми функциональными возможностями таких материалов.

					Литературный обзор	<i>Лист</i>
						31
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Сверху бон покрывают армированным нефтестойким волокном. Дополнительно используются буи и якоря.

В настоящее время известно более 150 типов боновых заграждений [15].

Основной параметр, по которому типажируются боны, является их высота. Тип используемого бонового заграждения определяется в зависимости от условий возникновения и величины аварийного разлива.

В зависимости от особенностей конструкций большинство боновых заграждений делят на две основные группы: боны-занавесы и боны-заграждения.

Боны-занавесы имеют гибкий экран или неразрывную подводную юбку, поддерживаемый воздухом или флотационной камерой с пенным наполнителем.

Боны-заграждения обычно имеют плоское поперечное сечение и удерживаются в толще вертикально за счёт своей плавучести или внешних средств, балластов и подкосов.

В зависимости от ситуации, места и характера разлива боны могут быть сорбирующие, огнестойкие, зимние, болотные или сочетающие в себе несколько специфических особенностей.

Среди них следует выделить *всплывающие боны*, представляющие собой комплекс заграждений, находящихся на дне и поднимающихся в случае обнаружения разлива опасного вещества. Всплывающие боны не препятствуют судоходству и позволяет оперативно изолировать разлив за счет значительного сокращения времени установки.

Болотные боны применяется на мелководье, на заболоченных местностях, водных участках с чередованием заболоченной и открытой водных поверхностей. Конструкция их, как правило, представляет собой отдельные секции, изготовленные из алюминиевого сплава и соединенные гибкими резиновыми вставками, которые устанавливаются вертикально.

Сорбирующие боны обычно предназначены для локализации разливов нефтепродуктов и, одновременно, сорбционной очистки преимущественно водных поверхностей. Одним из основных элементов бонов являются

					Литературный обзор	<i>Лист</i>
						32
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

сорбирующие материалы, которые в дальнейшем возможно заменить. При полном насыщении бон сохраняет плавучесть и не изменяет форму.

Различают несколько типов сорбирующих бонов.

Сорбирующий сетчатый бон представляет собой рукав из сетчатого материала, заполненный сорбентом. Сорбент в основном представлен полиэфирным волокном или полипропиленовым микроволокном.

Внутренним наполнителем сорбирующего бона служат отходы от вспененного полистирола или использованные пластиковые бутылки [16]. Отдельные секции сорбирующих боновых заграждений друг с другом соединяются карабинами и оснащаются подводной частью (юбкой) и силовыми тросовыми элементами. При полном насыщении боны остаются в плавучем состоянии и не теряют форму.

Сорбирующий бон-ловушка представляет собой соединенные между собой пучки олеофильных волокон из синтетического полипропиленового сорбента, размещенные на шнуре из синтетических материалов через определенное расстояние, обеспечивающее надежное перекрытие соседними элементами проникновения разлившихся нефти и нефтепродуктов за линию установки бонов [17].

Сорбирующий минибон представлен многократно используемым сорбирующим материалом в оболочке [18]. Чаще всего данную конструкцию используют при незначительных разливах нефтепродуктов. Сорбент – преимущественно мелковолоконистый пропилен. Сорбирующие минибоны сохраняют форму и свойства при впитывании нефти и нефтепродуктов. Имея небольшие размеры, они обладают высокой впитывающей способностью. Особенно эффективно использование таких минибонов в труднодоступных местах или на производствах при устранении опасных для окружающей среды и человека разливов.

Огнестойкие боны – это специальные боновые заграждения, способные выдержать высокие температуры и обеспечивающие до 24 часов непрерывного сжигания без нарушения функциональности заграждения. Их типовая

					Литературный обзор	<i>Лист</i>
						33
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

конструкция представляет собой связку полусферических поплавков из нержавеющей стали, заполненных плотной стеклянной пеной, установленных на огнеупорной ткани из стальной и керамической фибры со специальным силиконовым защитным покрытием.

В конструкции бона [19] плавучий элемент представляет собой полое тело, увеличивающиеся в размере при нагревании. Элемент покрыт теплостойким водопоглощающим материалом с сеточным покрытием, обеспечивающим «всасывание воды с образованием огнезащитного водного потока». Большинство огнестойких бонов имеют большой вес и жесткие секции, что затрудняют их установку на водоемах. Более совершенное боновое заграждение [20] состоит из множества секций, соединенных между собой. У каждой секции есть свой поплавок элемент, с отдельными камерами, покрытый несколькими слоями сорбирующего воду материала.

Конструкция огнестойкого бона [21] также представлена множеством соединенных между собой секций, каждая из которых содержит поплавок элемент, снаружи которого расположен один или несколько слоев сорбирующего воду материала. Заграждение снабжено внешней оболочкой, которая выполнена в виде плотной спирали или плетеной сетки из гидрофобного ерша. Поплавок элемент состоит из отдельных герметичных твердых поплавков. В данной конструкции обеспечивается снижение веса бона, повышение уровня его универсальности (возможность применения в зимних условиях и в водоемах различной глубины) и эксплуатационной надежности.

Боновое заграждение [22], предназначенное для сбора и эффективного сжигания нефти, состоит из олеофильного тела, выполненного из жаропрочного материала и частично погруженного в воду, поплавок и балласта и дополнительно содержит приводной механизм, вал которого соединен с олеофильным телом. «При вращении олеофильного тела налипшая на него нефтяная пленка поднимается над поверхностью воды и поджигается.

					Литературный обзор	<i>Лист</i>
						34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Горение поддерживается непрерывно, так как в зоне горения нефтяная пленка постоянно обновляется при вращении тела» [22].

В открытых водоёмах применяют *заградительные плавающие боны*. Их используют, например, для откачки нефтепродуктов с водной поверхности с последующим выжиганием [23].

Зимние заградительные боны представляют собой отдельные секции, обычно изготовленные из стального профиля и соединённые в единую сборную конструкцию, и служат для создания механической преграды на пути распространения нефти и нефтепродуктов. Боны вертикально устанавливаются в ледяной прорези на специальные кронштейны. Глубину установки бонов регулируют в зависимости от толщины льда.

Эффективность работы боновых заграждений всех типов зависит от многих факторов. Боны должны быть достаточно гибкими, чтобы следовать перемещению волн, и достаточно жёсткими, чтобы удерживать как можно больше нефти. Важно, чтобы бон был достаточно прочным и долговечным в соответствии со своим целевым назначением. Немаловажными характеристиками являются простота и скорость развёртывания, эксплуатационная надёжность, вес и стоимость.

Обычно боновые заграждения используются многократно, но некоторые недорогие модели используются один раз. После использования их сжигают или возвращают производителю для дальнейшей утилизации.

Эффективность работы бонов существенно зависит и от их качественной установки. Для установки боновых заграждений и удержания их на месте используют тросовые системы, лебёдки, якоря и якорные системы. На небольших водоёмах боны закрепляют на двух берегах, а на крупных чаще устанавливают в виде каскадов, в таком случае анкеровка проводится по берегам и под водой [24].

При значительных разливах нефти и нефтепродуктов требуется установка нескольких каскадов боновых заграждений, так как нефтяное пятно проходит под бонами, что в результате приводит к формированию загрязняющего слоя у кромки бонового заграждения, превышающего или

					Литературный обзор	<i>Лист</i>
						35
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

сравнимого с осадкой самого бона. Длина БЗ, установленных в каждом каскаде и необходимых для локализации всего объёма разлитой нефти, определяется полупериметром пятна на момент времени, когда каскад будет установлен [25].

Таким образом, для минимизации ущерба от катастроф и аварий, связанных с нефтяными разливами, нужно обеспечить максимально эффективную работу по локализации разливов: изолировать зону разлива, собрать нефтяные продукты и утилизировать их. Различные типы боновых заграждений остаются наиболее эффективным средством локализации разливов нефти и нефтяных пожаров в акватории. Конструкции их постоянно совершенствуются, что связано в основном с появлением новых композиционных материалов и новыми функциональными возможностями таких материалов.

					Литературный обзор	<i>Лист</i>
						36
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

2. Основные характеристики организации и прогнозируемой зоны загрязнения при ЧС(Н)

2.1 Основные операции, производимые с нефтью

Для управления схемой перекачки нефти, а также обеспечения отсечения участков нефтепроводов для плановых и аварийных ремонтов на линейной части установлена запорная арматура. Запорная арматура установлена с учетом рельефа местности, пересечений с коммуникациями в целях сокращения объемов возможного разлива нефти при аварии [26].

Производительность ██████████ представлена в таблице 2.

Таблица 2 – Производительность магистральных нефтепроводов на переходах через водные преграды ██████████

Пропускная способность (фактическая), млн. т/год	Показатели свойств нефти				
	Кинематическая вязкость, сСт	Плотность, кг/м ³	Давление насыщенных паров, кПа	Фракционный состав	Температура потери текучести
██████	██████	██████	██████	██████	██████

2.2 Географическая и навигационно-гидрологические характеристики исследуемой территории

Магистральный НПЖУВ проходит по территории, которая характеризуется сложными природно-климатическими и инженерно-геологическими условиями. Речная сеть – густая. Часть из водотоков является пересохшими мелкими реками и ручьями, со слабо выраженным, заболоченным руслом. Крупные реки в основном имеют зрелые долины ящикообразной или блюдцеобразной формой с довольно широким, часто заболоченным днищем. Склоны берегов в большинстве случаев пологие.

					Обеспечение технологии ликвидации аварийного разлива нефти при эксплуатации нефтепровода, проложенного в условиях Крайнего Севера			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Дранишников В.С.				Основные характеристики организации и прогнозируемой зоны загрязнения при ЧС(Н)	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Чухарева Н.В.						37	132
Рук-ль ООП	Чухарева Н.В.					Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8А1		

Большое количество озер - это в основном старицы, изолированные от речных русел. Характерной чертой всех рек района в целом является их неравномерный сток, зависящий от климатических условий. Основные черты гидрографии, морфологии и режима водных объектов определяются сложными сочетаниями особенностей климата, рельефа, геологического строения и многолетней мерзлоты. Одним из факторов, влияющих на формирование речной сети, является островная многолетняя мерзлота.

Наибольшая интенсивность подъема уровня воды за половодье для большинства средних рек составляет 1+3 м/сутки, а для малых рек 0,2+1,0 м/сутки. Летние паводки наблюдаются на всех реках территории, максимальные расходы которых обусловлены сочетанием дождей и таяния снега. Меженный период в холодную часть года обычно продолжительный (6+8 месяцев) и маловодный. В суровые зимы сток малых рек прекращается. Значительная часть зимнего стока аккумулируется в наледях. Наледи формируются за счет подземных и речных (на не перемерзающих реках) вод. Мощность наледного льда при этом изменяется от нескольких сантиметров до нескольких метров. В весенне-летний период наледный сток участвует в формировании половодья. В некоторых местах наледные массивы могут сохраняться до середины июля. Процесс наледообразования нестабилен и представляет опасность для инженерных сооружений.

Озера в пределах рассматриваемой территории представлены весьма неравномерно и в основном имеют пойменное (озера речных долин) происхождение. Озера замерзают в начале октября, вскрываются в конце мая. Наиболее полноводными озера бывают в июне.

Болота исследуемой территории являются водораздельными и долинными. Глубина болот до 1,5 м. Замерзают болота в октябре, промерзая на глубину до 1 м, оттаивают в конце мая. Болота доступны для механического транспорта зимой, в теплое время года они оттаивают, заливаются водой на глубину до 1 м и становятся труднопроходимыми. Формирование болот в основном происходит за счет атмосферных осадков и таяния многолетней

					Основные характеристики организации и прогнозируемой зоны загрязнения при ЧС(Н)	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

мерзлоты. Вдоль трассы нефтепровода расположены пойменные озера небольшой площади и болотные массивы с небольшой глубиной торфяной залежи, часто сформированной на вечной мерзлоте, гидрологический режим болот и озер мало изучен.

Замерзают реки в конце октября - начале ноября. На большей части непромерзающих рек толщина льда к концу зимы достигает 80:150 см, на водотоках с повышенным подземным питанием, у выходов подземных вод - 45:75 см. Мелкие реки промерзают до дна. На промерзающих до дна участках рек толщина льда (при отсутствии наледей) во многом определяется глубиной реки. Вскрытие рек чаще всего происходит с третьей декады апреля по первую декаду мая, весенний ледоход продолжается в течение 4:8 дней, сопровождаясь заторами.

2.3 Гидрометеорологические и экологические особенности района

██████████, на большей части резко континентален и засушлив. Отличительной чертой климата является выраженный антициклональный режим погоды зимой и частые вторжения воздушных масс со стороны Северного Ледовитого океана с очень малым содержанием водяного пара летом. Зима продолжительная, холодная и малоснежная, а лето короткое, на большей части территории засушливое с относительно высокими температурами.

Наибольшая вероятность малых скоростей ветра (██████████) приходится на зимние месяцы, а умеренных скоростей (██████████) - на летние. На территории число дней с сильным ветром (██████████) колеблется в больших пределах ██████████ дней. На большей части территории наиболее низкие температуры наблюдаются в январе. В отдельные дни зимнего сезона температуры могут быть ниже ██████████ почти на всей территории.

В теплый период года отличительной чертой температурного режима большей части территории является быстрое нарастание средних суточных температур весной и быстрое их падение осенью. Средняя температура июля в

					Основные характеристики организации и прогнозируемой зоны загрязнения при ЧС(Н)	<i>Лист</i>
						39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

центральных, юго-западных и южных районах на сравнительно равнинных низменных местах около [REDACTED].

Снежный покров по появляется во второй декаде октября. Устойчивый снежный покров образуется обычно в первой декаде ноября, а разрушается в первой декаде апреля. Полный сход снежного покрова наблюдается во второй декаде апреля. Высота снежного покрова по средним показателям составляет 30 см, но ветром снег переносится, скапливается в понижениях и на подветренных склонах, где высота его может быть более метра.

В годовом разрезе и в холодный период года преобладают ветры западного направления, в теплый период - северо-восточного. В течение всего года преобладают ветры южного направления.

Средняя месячная температура указана в таблице – 3

Скорость ветра указаны в таблице – 4

Таблица 3 – Средняя месячная температура воздуха, °С

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

Таблица 4 – Средняя скорость ветра, м/с

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

3. Анализ возможных причин аварий с разливом нефти

3.1 Классификация чрезвычайных ситуаций, связанных с разливами нефти на водных акваториях

Авария на подводном переходе как объекте МН – это внезапный вылив или истечение нефти в результате полного разрушения или частичного повреждения нефтепровода, его элементов, оборудования и устройств.

В зависимости от тяжести последствий аварии делятся на аварии 1 категории, 2 категории и инцидент.



					Обеспечение технологии ликвидации аварийного разлива нефти при эксплуатации нефтепровода, проложенного в условиях Крайнего Севера			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Дранишников В.С.				Анализ возможных причин аварий с разливом нефти	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Чухарева Н.В.						41	132
Рук-ль ООП	Чухарева Н.В.					Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8А1		

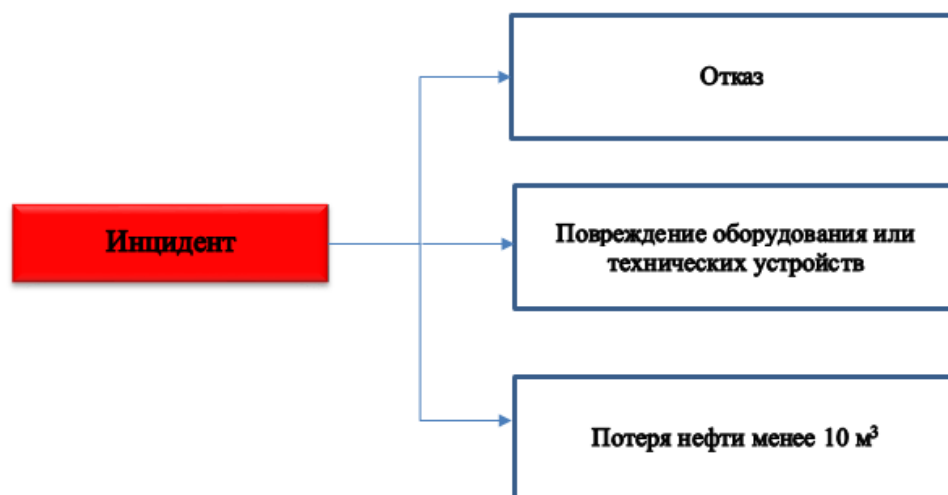


Рисунок 7 – Категории аварии

Инциденты делятся на «аварийные утечки» и «опасные условия эксплуатации».

Аварийная утечка на объектах МН – это нефти объемом менее 10 м³ на трассе нефтепровода, на территории или в помещениях магистральных насосных станций, резервуарных парков, потребовавшее проведение ремонтных работ для обеспечения безопасности дальнейшей эксплуатации объекта.

Опасные условия эксплуатации объектов МН – обстоятельства, выявленные при эксплуатации МН или его объектов при проведении обследований их состояния или по результатам внутритрубной диагностики, которые позволяют сделать объективный вывод о возможности возникновения аварий или аварийной утечки и принять меры по их предупреждению.

3.2 Возможные источники ЧС(Н)

Возможными источниками ЧС на ППМН являются:

- магистральные трубопроводы;
- запорная арматура;
- вантузы;
- узлы отбора давления;
- КПП СОД.

Причинами возникновения аварии могут являться:

					Анализ возможных причин аварий с разливом нефти	<i>Лист</i>
						42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

-физический износ, механические повреждения, температурные деформации трубопроводов;

- гидравлический удар при резком закрытии запорной арматуры;
- внутренняя и внешняя коррозия нефтепроводов;
- нарушение технологических режимов перекачки нефти;
- внешние воздействия техногенного и природного характера;
- ошибки эксплуатационного персонала;
- преднамеренные действия (теракт, несанкционированные врезки в трубопровод с целью хищения транспортируемого продукта).

Вышеперечисленные факторы могут привести к разгерметизации оборудования и явиться причиной возникновения аварийной ситуации, сопровождающейся разливом нефти [29].

3.3 Прогнозирование объемов и площадей разливов нефти

Прогнозирование объема и площадей разлива проведено с учетом неблагоприятных гидрометеорологических условий, негативного влияния на объекты окружающей природной среды, населения, рельефа местности, характеристик территории. Расчет максимально возможного объема разлива нефти рассчитывается из условия [30-31]:

- трубопровод при порыве - 25% максимального объема прокачки в течение 6 часов и объем нефти между запорными задвижками на порванном участке нефтепровода;

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

Указанные требования предполагают неблагоприятные условия локализации нефтепроводов (ручной режим закрытия секущих задвижек, отсутствие регулярного патрулирования, отсутствие дистанционного слежения за движением на участках МН, равномерный уклон трассы МН).

					Анализ возможных причин аварий с разливом нефти	Лист
						43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4. Локализация и ликвидация разливов нефти

Время локализации нефти на акватории воды с момента обнаружения составляет [REDACTED].

Время на локализации нефти на почве с момента обнаружения разлива составляет [REDACTED] [32].

Цель проведения локализации разлива нефти:

- обеспечение максимальной степени защиты особы уязвимых природных зон, народнохозяйственных объектов, объектов жизнеобеспечения;
- ограничение зоны загрязнения;
- ограничение экономического ущерба.

Способы локализации разлива нефти на водных объектах [33]:

- установка БЗ;
- установка гидротехнических сооружений (гидрозатворы)
- сооружение преград из подручного материала.

Локализация аварийного разлива нефти и нефтепродуктов на поверхности водных объектов осуществляется в соответствии с разработанным и утвержденным в установленном порядке согласно Плана ЛРН на ППМН.

4.1 Организация локализации разливов нефти

Локализация и ликвидация разлива нефти проводится при допустимых для безопасности персонала условиях [34]. Работы на водной акватории по непосредственной локализации разлива нефти не допускаются в условиях ограниченной (до 1 км) видимости, требования «Правил пользования маломерными судами на водных объектах Российской Федерации», при недопустимых для безопасности персонала гидрометеорологических условиях (непрочный лед, ледоход, шуга, недопустимое для используемых маломерных судов волнение).

При получении информации о возможном разливе нефти в ночное время,

					<i>Обеспечение технологии ликвидации аварийного разлива нефти при эксплуатации нефтепровода, проложенного в условиях Крайнего Севера</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Дранишников В.С.</i>			Локализация и ликвидация разливов нефти	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>					44	132
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>				<i>Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8А1</i>		

поверка факта выхода нефти проводится с судна с применением газоанализаторов и осветительных приборов. В случае невозможности установки мачт с прожекторами на берегу для обеспечения достаточного освещения мест установки боновых заграждений, работы по непосредственной локализации разлива нефти проводятся в светлое время суток, а в качестве основных рубежей локализации используются рубежи № 3.

Для периода межсезонья (неустойчивый ледяной покров, наличие движущего льда и шуги) и в других случаях, недопустимых для безопасности персонала, разрабатываются следующие специальные рекомендации по локализации и ликвидации разлива нефти и нефтепродукта:

- с берега установить слежение за перемещением загрязненного льда;
- при проявлении возможности проведения работ без нарушения техники безопасности проводится сбор и утилизация загрязненного льда; - ежедневно проверять толщину льда на водной преграде;
- при установлении прочного ледяного покрова провести вырезку загрязненного льда с последующей утилизацией.

Назначение рубежей при аварийных разливах нефти [35]

1 рубеж - ремонтный (лето, зима, половодье) назначается в непосредственной близости от переходов МН (МНПП) через водные преграды ниже зоны всплытия нефти (нефтепродуктов) с целью уменьшения поступления нефти (нефтепродуктов) в водную преграду при проведении ремонтных работ на трубопроводе. Мероприятия по локализации производятся перед проведением работ по вытеснению нефти (нефтепродуктов) из магистрального трубопровода.

2 рубеж - основной. Установка боновых заграждений в первую очередь производится на этом рубеже. Процесс локализации считается выполненным, когда прекращается распространение нефти. Время локализации на 2-ом рубеже не должно превышать 4 часов с момента обнаружения выхода нефти (нефтепродуктов) патрульной группой (обходчиком). За 4 часа с момента поступления сообщения об аварии необходимо закончить установку первой

					Локализация и ликвидация разливов нефти	<i>Лист</i>
						45
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

линии БЗ, установка последующих линий должна быть закончена ко времени подхода нефти к рубежу локализации и определяется результатом моделирования.

Второй рубеж назначается на расстоянии от перехода МН (МНПП) через водную преграду, которое проходит нефть (нефтепродукт) за 4 часа с момента обнаружения при скорости течения: летом - средняя скорость течения реки в межень, м/с; в половодье - максимальная скорость течения реки (скорости течения при уровне 10% обеспеченности), м/с.

Основной рубеж в зимнее время (при ледовом покрове) при отсутствии данных по скорости перемещения нефти подо льдом совмещается с рубежом в летнюю межень.

3 рубеж - контрольный. Используется для локализации в случае обнаружения нефти (нефтепродукта) за 2 рубежом. Устанавливается ниже по течению реки от 2-го (основного) рубежа на расстоянии, которое проходит нефть (нефтепродукт) за 2 часа при максимальной скорости течения в половодье, с учетом наличия подъездных путей и возможности выполнения работ по локализации.

В случаи совпадения гидрологических характеристик реки в различные сезоны рубежи для разных сезонов можно объединять.

На реках с шириной более 200 м длина каждой последующей линии боновых заграждений, устанавливаемой в месте наибольшего скопления нефти (нефтепродукта), принимается равной 1/3 длины предыдущей линии, но не менее 50 м.

Технология определения на местности угла установки БЗ [36]

Для улавливания вылившийся нефти на акватории реки устанавливаются боновые заграждения (БЗ), под углом к динамической оси потока, вдоль которого происходит распространение нефтяного пятна.

					Локализация и ликвидация разливов нефти	<i>Лист</i>
						46
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Боновые заграждения

Направляющие
(применяются для смещения нефтяного пятна)

Улавливающие
(применяются для локализации и сбора нефти)

Способы установки БЗ в зависимости от типа реки

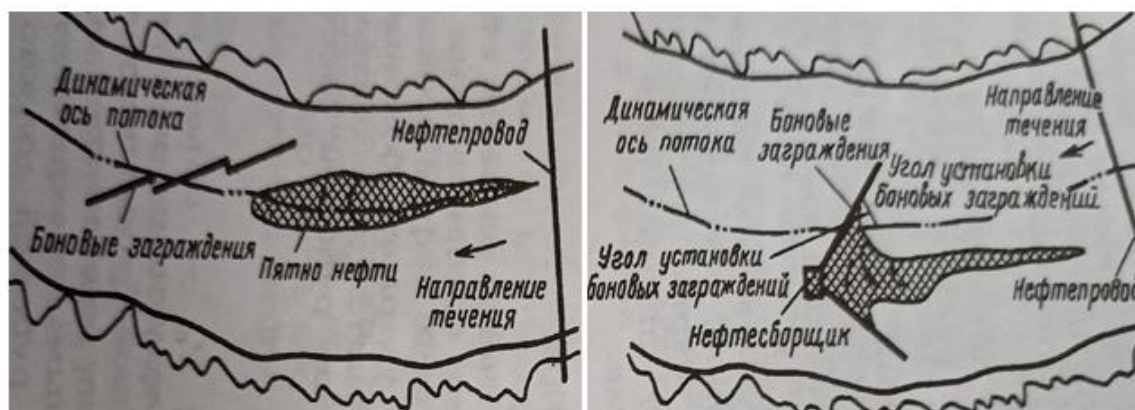


Рисунок 8 – Способы установки боновых заграждений в различных условиях

Угол установки бонов относительно динамической оси потока определяется скоростью течения реки и способностью бонов удерживать нефть.

Длина БЗ определяется параметрами реки (ширина и скорость реки), углом установки α° . Необходимая длина БЗ на один рубеж удержания и углы установки в зависимости от параметров реки представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Углы установки боновых заграждений

Ширина реки, м	Угол установки БЗ (градус) относительно динамической оси потока реки			
	60	40	30	20
	Длина БЗ (L, м) при скоростях течения реки			
	до 0,2 м/с	до 0,5 м/с	до 0,7 м/с	более 0,7 м/с
До 50	75	75	100	150
До 100	120	120	200	300
До 300	350	400	500	700
До 700	770	800	1200	1400
До 1000	1100	1500	1800	2000
Более 1000	3000	требуется специальная технология улавливания		

БЗ сдерживает дальнейшее распространение нефтяного пятна вниз по течению, обеспечивая локализацию разлившейся нефти. Объем нефти (м³), удерживаемой БЗ на одном рубеже рассчитывается по формуле:

$$V_{бз} = 3 \cdot 10^{-3} \frac{H_p^2}{tga}, \quad (1)$$

где: H_p^2 – ширина реки;

tga – угол установки БЗ.

В таблице 6 представлены результаты расчета объема нефти, удерживаемой боновым заграждением на одном рубеже $V_{бз}$.

Таблица 6 - Объем нефти, удерживаемой БЗ

Ширина реки, м	Угол установки БЗ (градус)				
	40	35	30	25	20
	Объем нефти, удерживаемой БЗ ($V_{бз}$), м³				
30	3	4	5	6	7
100	36	43	52	64	82
200	143	171	208	257	330
500	894	1072	1300	1609	2062
1000	3578	4287	5199	6437	8247
1500					
3000					

Количество тех. средств для установки БЗ и оборудования зависит от количества рубежей заграждения, суммарной длины БЗ и характеристики реки.

Ликвидация аварий и сценарий их последующего развития разнообразны. Имеется множество вариантов, в зависимости от степени их детализации и уровня применяемых средств. Ликвидация аварий выполняется по плану, который разрабатывается для каждого конкретного подводного перехода.

Способы локализации разливов в зимнее время

Локализация разлива нефти (нефтепродуктов) и направление ее в зону сбора в условиях наличия ледового покрова проводится с помощью установки БЗ или созданием во льду направляющих ледовых прорезей. Прорези располагаются под углом к течению реки в зависимости от скорости в соответствии с рекомендуемыми углами установки БЗ. В конце направляющей

прорези сооружается майна для размещения нефтесборщика и вспомогательного оборудования. Для направления нефти (нефтепродуктов) к месту сбора устанавливается заграждения в виде непрерывного полотна из листовых материалов, опускаемого под лед на глубину 0,5-0,7 м [37].

Ширина прорези выбирается в зависимости от скорости течения и толщины льда.

Ширина прорези должна составлять от 1 до 3 м.

Для сооружения майн и прорезей на ледовом покрове рекомендуется использовать ледорезное оборудование.



Рисунок 9 - Сооружения майн и прорезей на ледовом покрове

Река шириной до 200 м перекрываются полностью. Для рек шириной более 200 м выполняется математическое моделирование распространения пятна нефти и нефтепродуктов для определения места и способа установки боновых заграждений [36].

					Локализация и ликвидация разливов нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

Локализация разливов нефти на ледовой поверхности

Нефть, разлившаяся по поверхности льда, должна быть собрана механизированным или ручным способом и вывезена в очистные сооружения производственно-дождевых сточных вод ближайшей ЛПДС [36].

На твердой поверхности, чтобы перегородить поток и остановить растекание нефти, могут быть построены барьеры (преграды) из снега, земли, других материалов. В отличие от стационарных барьеров, описанных ранее, снежные и земляные барьеры не предназначены для отделения нефти от протекающей воды. На твердом льду снег и неровные поверхности действуют также, как естественные барьеры, которые ограничивают распространение нефти и могут задерживать ее, позволяя осуществлять механический сбор.

Если необходимо провести дополнительное задержание, то для быстрого введения эффективных преград можно использовать снег. Снег является также хорошим сорбентом для нефти.

Снег должен быть хорошо утрамбован. Преграду можно облить водой, чтобы образовалась ледяная корка в верхних и боковых частях и обеспечила ее непроницаемость для разлитой нефти. При разливах дизельного топлива или легких нефтепродуктов снежную преграду следует обложить (пластиком) ПФП или использовать барьер из фанеры для предотвращения просачивания нефти через снег (дизельное топливо может продвигаться вверх по капиллярам в снегу). Преграду можно использовать в сочетании с траншеей для остановки и сбора распространяющейся нефти.

Снежные барьеры следует утрамбовывать и, если позволяет время, обкладывать ПФП для обеспечения их непроницаемости. Преграду/траншею следует располагать на пути растекания нефти для преграждения пути распространения.

Канавы или траншеи на земляной или твердой ледовой поверхности могут быть вырыты рвы, траншеи или ямы для преграждения, задержания и сбора разлитой нефти.

					Локализация и ликвидация разливов нефти	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Ледовый ров. На твердом льду ров может эффективно преградить, отвести или собрать разлитую нефть.

Ледовый ров с бонами. Стандартные задерживающие боны могут быть установлены во рву и оставлены до вмерзания в лед для создания барьера для отвода или задержания нефти во время зимнего периода или весенней оттепели (ледовый ров с бонами)

Прорези во льду. Естественные углубления и карманы в подводной части льда создают места, где может сконцентрироваться нефть (прорези во льду). Прорези во льду могут быть сделаны с помощью ледового бура или цепной пилы, они позволяют нефти собираться на поверхности для последующего ее удаления.

Работы по очистке берега

Работы по очистке береговой полосы начинаются после завершения основных работ по локализации и сбору нефти на акватории. Необходимое количество технических средств и сорбента определяется площадью загрязнения береговой зоны, толщиной загрязненного грунта и времени, отводимого на ликвидацию последствий разлива нефти или нефтепродукта.

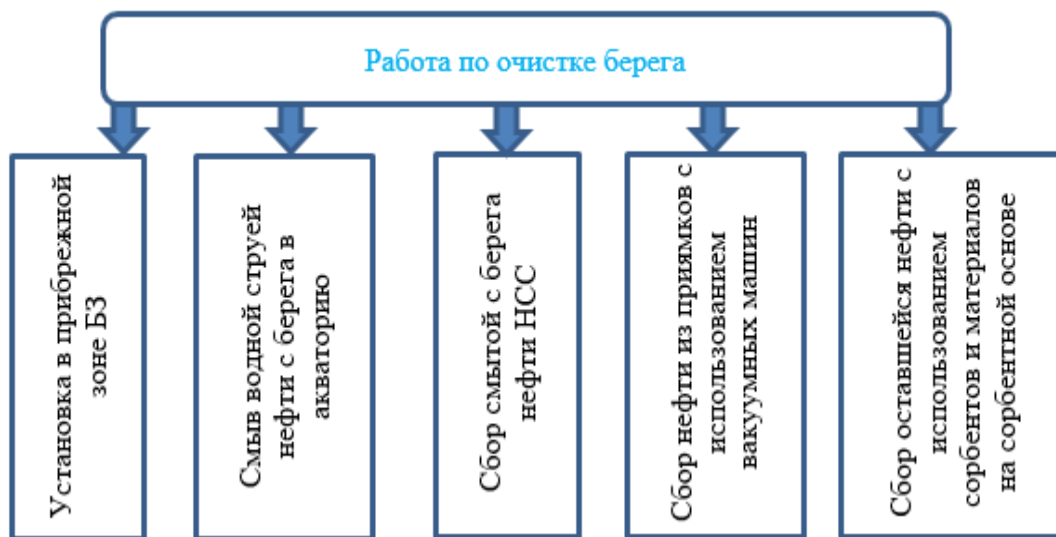


Рисунок 10 – Работы по очистке берега [27]

4.2 Технологии локализации разлива нефти в ледостав

Локализация разлива нефти в период ледостава включает в себя, согласно [36], следующие технологические операции:

					Локализация и ликвидация разливов нефти	Лист
						51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- локализация пятна нефти и направление его в зону сбора (созданием во льду направляющих прорезей, которые располагают под углом к течению с учетом его скорости);
- установка БЗ из материалов, имеющих повышенную прочность (сталь, стеклопластик), в прорезь;
- сооружение майны для размещения нефтесборщика и вспомогательного оборудования в месте сбора нефти;
- ввод нефтесборщика с источником пара в зону, свободную ото льда;
- сбор льда, загрязненного нефтью, в приемную ванну нефтесборщика и удаление его в буферный контейнер;
- отмыв теплой водой загрязненного льда в контейнере и удаление воды с нефтью в приемную ванну нефтесборщика.

Локализация пятна нефти (нефтепродуктов) и направление его в зону сбора при ледоставе выполняется способами с полным или частичным перекрытием русла.

Для сооружения майн и прорезей в ледовом покрове рекомендуются, в соответствии [37] ледорезные машины и цепные бензо- или электропилы, а при толщине льда более 1 м - ледорезные баровые установки.



Рисунок 11 - Ледорезные баровые установки

					Локализация и ликвидация разливов нефти	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Для предохранения прорези и майн от промерзания необходимо применять палатки. Палатка должна быть изготовлена из материала, предотвращающего образование зарядов статического электричества. С целью обеспечения безопасности работающего персонала необходимо обеспечить контроль за толщиной льда.

Для поддержания нефтесборщиков в рабочем состоянии и увеличения эффективности их использования, необходимо обеспечить подачу тепла в зону контакта рабочего элемента нефтесборщиков с нефтяной пленкой. В качестве источника тепла могут быть использованы передвижные паровые установки или электрокалориферы. Применяемое электрооборудование должно быть выполнено во взрывозащищенном исполнении. Электрооборудование должно быть заземлено.

В целях предотвращения образования взрывоопасной концентрации паров углеводородов внутри палатки необходимо обеспечить постоянную работу принудительной приточно-вытяжной вентиляции. В палатке необходимо обеспечить кратность воздухообмена, обеспечивающую предотвращение образования взрывоопасной концентрации паров углеводородов. Тепловентиляторы, устанавливаемые для подачи теплого воздуха, а также другое электрооборудование должно быть взрывобезопасного исполнения. Для непрерывного контроля воздушной среды должны применяться индивидуальные газоанализаторы-сигнализаторы. В случае повышения концентрации паров углеводородов на месте работ лицо, ответственное за проведение работ обязано принять меры по эвакуации работников из опасной зоны, выявлению и устранению причин загазованности.

Для освещения в темное время суток разрешается применять только светильники во взрывобезопасном исполнении напряжением не более 12 В или аккумуляторные фонари (включать и выключать их следует за пределами взрывоопасной зоны).

					Локализация и ликвидация разливов нефти	Лист
						53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Технология локализации разлива нефти на реках до 200 м

Реки шириной до 200 м перекрываются полностью. Причем на рубеже № 1 устанавливается одна линия БЗ, на рубеже № 2 (основной рубеж) количество линий БЗ рассчитывается по методике [36].

Полное перекрытие русла реки осуществляется установкой либо одной линии БЗ (рис.12), либо каскада линий БЗ. Вторая и последующие линии БЗ устанавливаются в месте наибольшего скопления нефти.

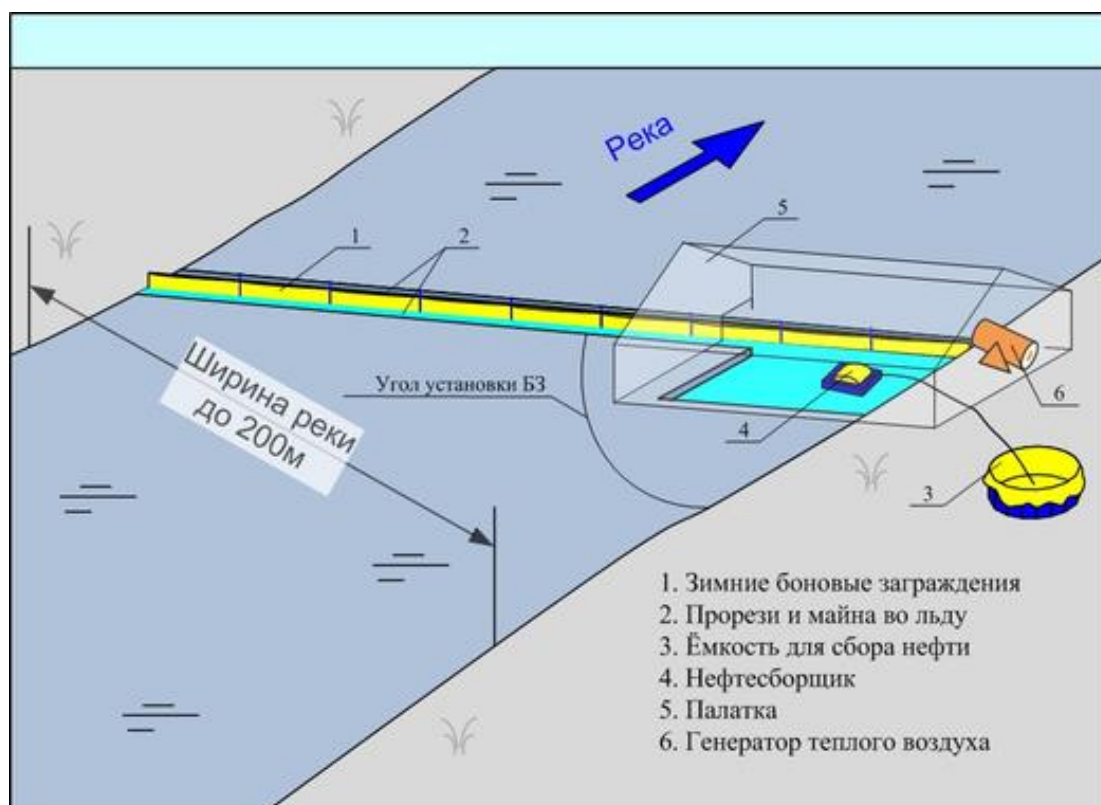


Рисунок 12 – Схема локализации разлива нефти (нефтепродуктов) в ледостав с полным перекрытием реки в районе ПМТ через водные преграды (рубеж №1) [36].

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

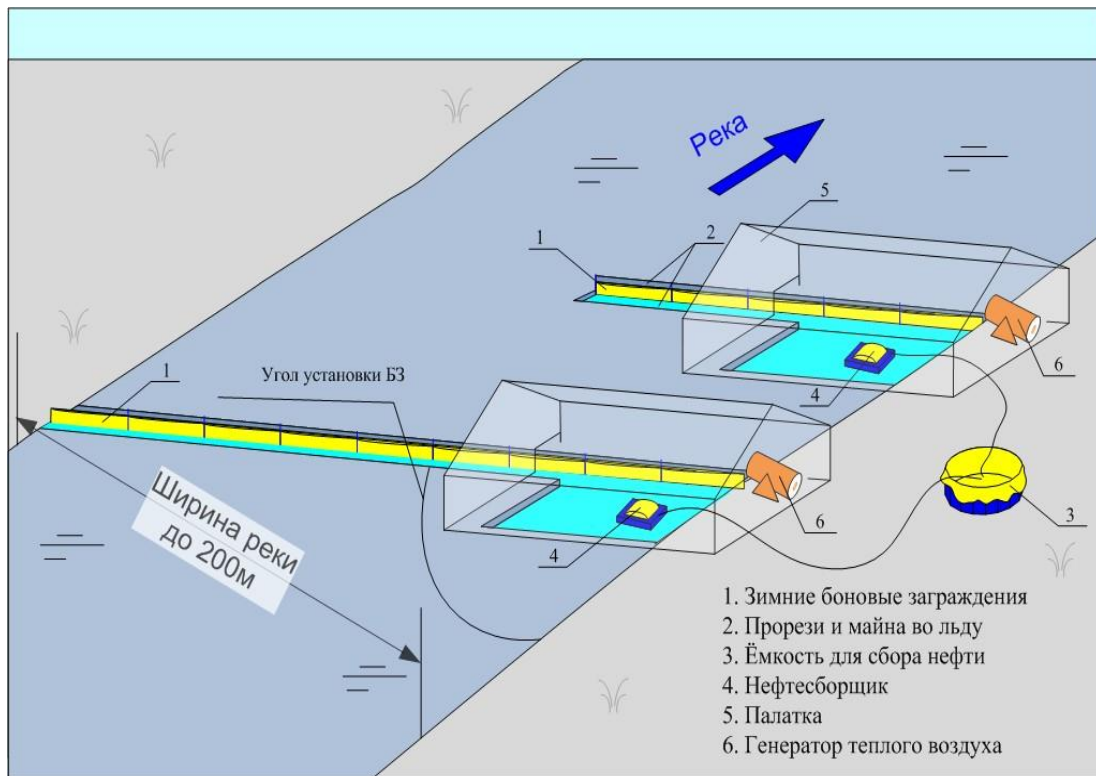


Рисунок 13 – Схема локализации разлива нефти (нефтепродуктов) в ледостав с полным перекрытием реки в районе 2-го основного рубежа [36]

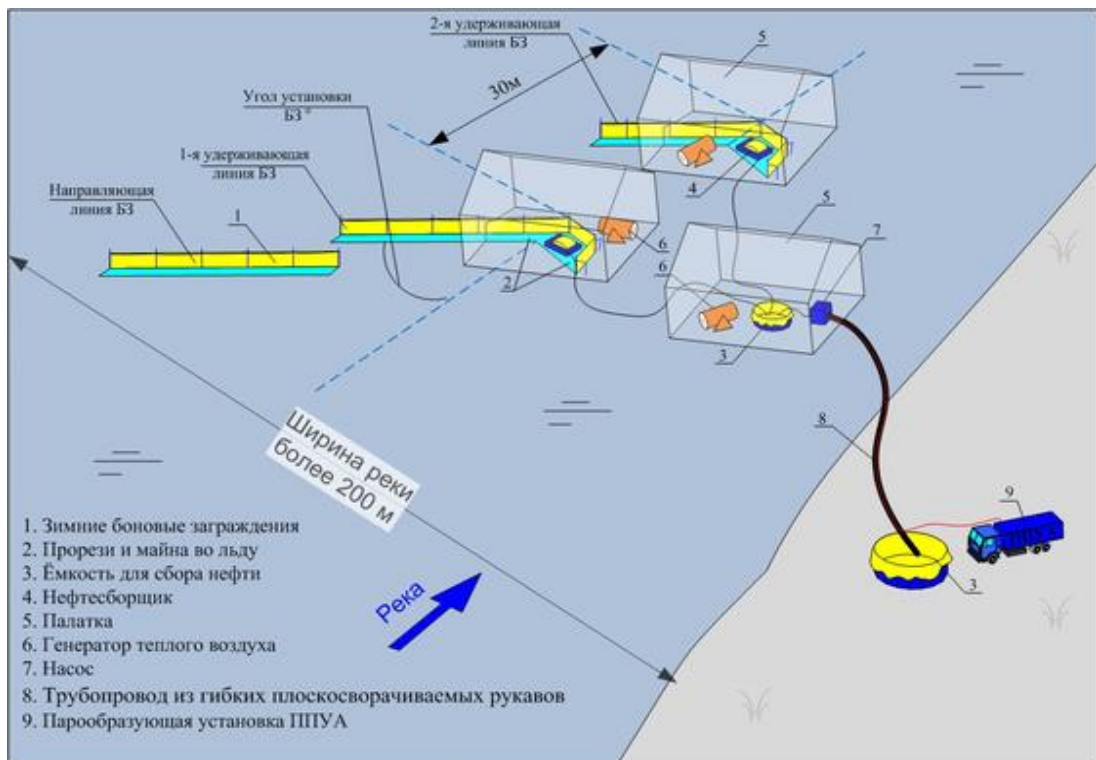


Рисунок 14 – Схема локализации разлива нефти (нефтепродуктов) с частичным перекрытием русла реки каскадным способом [36]

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Технология локализации разлива нефти на реках ШЗР более 200 м

На реках с шириной более 200 м необходимо использовать схемы локализации разлива нефти с полным или частичным перекрытием русла реки.

При возможности полного перекрытия русла реки установка БЗ осуществляется в соответствии со схемой рисунка 12.

При частичном перекрытии русла реки ширина перекрываемого участка русла реки должна быть не меньше ширины пятна нефти (нефтепродукта), определенной по результатам математического моделирования разлива нефти (нефтепродуктов) в условиях ледостава. Место установки БЗ при частичном перекрытии русла реки определяется по результатам математического моделирования разлива нефти (нефтепродуктов) в условиях летней межени при отсутствии ветра.

При прохождении пятна загрязнения вдоль берега используется схема установки БЗ в соответствии с рисунком 15.

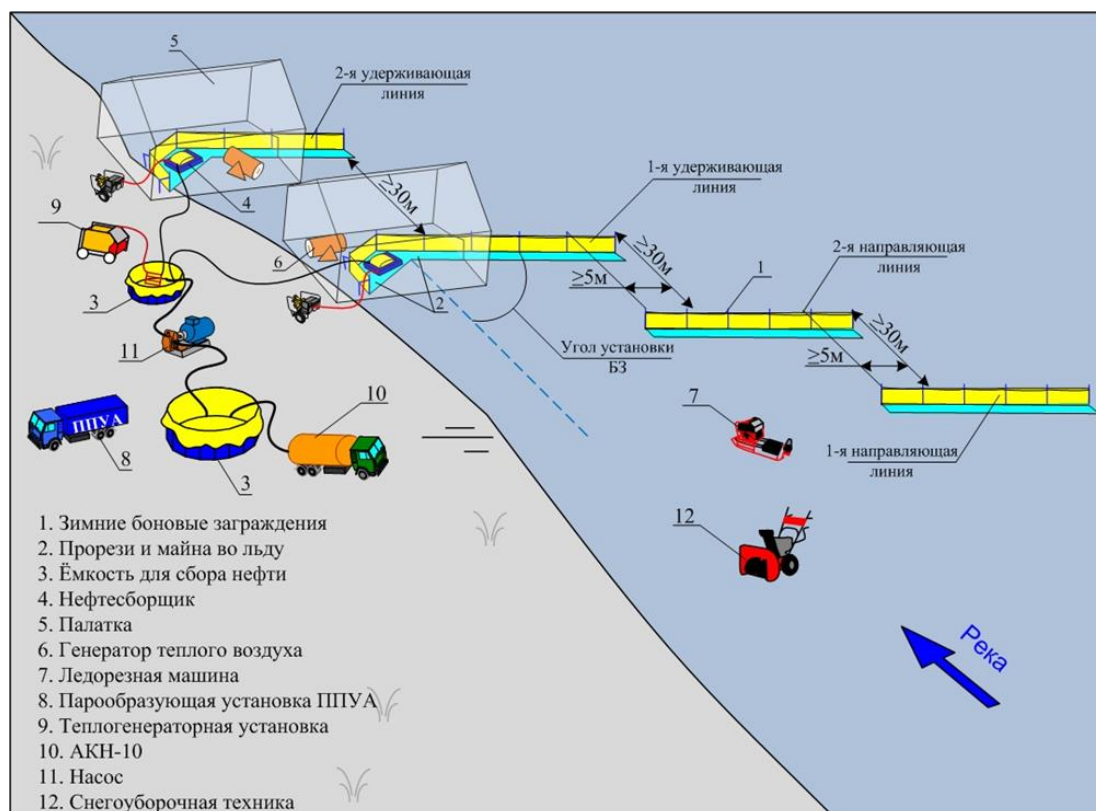


Рисунок 15 - Схемы установки БЗ с частичным перекрытием русла реки каскадным способом у берега [36]

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

В этом случае доставка средств ЛРН к месту установки БЗ осуществляется с использованием снегоходов с прицепами, а перекачка собранной нефти (нефтепродукта) проводится с использованием насосов и обогреваемого трубопровода (или подогрева нефти в емкости с использованием теплогенераторной установки). При необходимости организуются промежуточные пункты подогрева (максимальное расстояние между пунктами подогрева не более 500 м).

Допустимая толщина льда для установки емкостей в пунктах подогрева нефти определяется в соответствии с методикой, представленной в разделе 6.2. Пример расчета приведен в таблице 7.

Таблица 7 – Допустимая толщина льда для установки емкостей [39]

№ п/п	Объем, м ³	Площадь, м ²	Минимальная толщина ледяного покрова, см
1			
2			
3			
4			
5			

Емкости устанавливаются на теплоизолирующее основание. В случае если толщина льда в месте установки емкости, меньше указанной в таблице 7, площадь теплоизолирующего основания пропорционально увеличивается.

5. Установка боновых заграждений на зимний период

5.1 Общая часть

Характеристика ППМН для водной преграды представлена в таблице 8

Таблица 8 – Характеристика ППМН для водной преграды р. «XXXX».

Нитка (осн./рез.)	DN, мм	Максимальный объем разлива при «порыве», м ³
■	■	■

Время «Ч» = ■, складывается из оповещения начальника ЛАЭС (■), сбора патрульной группы (■), движения патрульной группы к ППМТ (■).

На рубеж № 1 привлекаются силы и средства ■.

Время «П» – время прибытия бригады на рубеж № 1 для проведения локализационных мероприятий перед началом выполнения ремонтных работ.

Оперативный персонал – персонал, постоянно базирующийся на ППМН.

ЛЧС(Н) должна выполняться в соответствии с требованиями нормативных документов, регламентирующих вопросы безопасности при проведении данного вида работ.

При проведении работ по ликвидации аварийного разлива нефти (нефтепродукта) следует осуществлять контроль воздушной среды в соответствии с [38]. При обнаружении в воздухе паров углеводородов или других вредных веществ в концентрациях, превышающих ПДК, ПДВК лицо, ответственное за проведение работ, должно соблюдать меры безопасности.

Организация работ по локализации разлива нефти в ночное время должна удовлетворять требованиям [39]. В случае невозможности установки мачт с прожекторами на берегу для обеспечения достаточного освещения мест установки боновых заграждений, работы по непосредственной локализации разлива нефти проводятся в светлое время суток с учетом распространения нефтяного пятна.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Обеспечение технологии ликвидации аварийного разлива нефти при эксплуатации нефтепровода, проложенного в условиях Крайнего Севера			
Разраб.		Дранишников В.С.						
Руковод.		Чухарева Н.В.				58	132	
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.			Установка боновых заграждений на зимний период			
								Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8А1

При устройстве в ледяном покрове «майны», а также при наличии в местах производства работ полыней, все опасные для работников места должны ограждаться и отмечаться знаками, видимыми в дневное и ночное время.

5.2 Установка стационарных боновых заграждений на весь период ледостава

Сущность данного метода состоит в установке боновых заграждений во время установившегося периода ледостава (первичное время позволяющее проведение работ на поверхности льда водной преграды) с последующим их удалением (снятием) перед периодом половодья (время окончание периода ледостава, характеризующееся минимальной толщиной льда позволяющей выполнять проведение работ на поверхности водной преграды).

Установленные заранее боновые заграждения будут работать в режиме ожидания (на весь период ледостава) и обеспечивать локализацию нефти с момента возникновения аварийной ситуации, что будет в полной мере обеспечивать требования [13], устанавливающие фактическое время на локализацию аварийного разлива нефти не более 4 ч. с момента обнаружения.

Фактически, аварийный разлив нефти в случае аварии будет локализован с момента порыва или прокола трубопровода. В этом случае аварийным бригадам необходимо будет производить только утилизацию уже локализованной нефти. Так же при выборе места расположения рубежа локализации № 2 отпадет необходимость учета расстояния, которое пройдет пятно нефти за 4 часа с момента обнаружения аварийного разлива нефти («Ч + 4 ч») и соответственно отпадет необходимость обустройства подъездных дорог в зависимости от этого критерия.

Однако при использовании данного метода возникает потребность рассмотрения следующих задач:

1. возможность сдерживания необходимого объема нефти на водной поверхности боновыми заграждениями до прибытия аварийных бригад и начала процесса ликвидации аварийного разлива нефти;
2. необходимость разработки конструкции боновых заграждений

					Установка боновых заграждений на зимний период	Лист
						59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

минимизирующей затраты труда на их извлечение перед периодом половодья и обеспечивающей требуемые характеристики, полученные по результатам расчетов, для обеспечения сдерживания необходимого объема нефти на поверхности водной преграды;

3. необходимость разработки конструкции боновых заграждений обеспечивающей исключение негативного воздействия на флору и фауну водоёма, на весь период установки боновых заграждений;

4. расчет экономической эффективности используемого метода.

5.3 Конструкция боновых заграждений

Определим основные требуемые технические характеристики к конструкции боновых заграждений:

1. конструкция БЗ должна быть на жесткой основе (для обеспечения требуемого пространственного положения на весь период установки);

2. конструкция БЗ должна обеспечивать исключение негативного воздействия на окружающую среду;

3. высота подводной части БЗ должна быть не более 0,5 м.

Проведя анализ имеющихся конструкций боновых заграждений было определено, что данным параметрам в наибольшей степени отвечают боновые заграждения производства ██████████ – Заграждение боновое зимнее ██████████.

Важным аспектом рассматриваемых боновых заграждений являются данные из заводского паспорта о возможности установки данных БЗ на постоянной основе (вмораживание в лёд).

Данные заграждения представляют собой оцинкованные металлические листы, соединенные между собой несколькими слоями тентовой ткани с ПВХ покрытием, и скрепленные между собой с помощью алюминиевых заклепочных соединений. Листы придают жесткость заграждениям, кроме того, выполняют роль балласта, обеспечивают вертикальное положение каждой секции на льду.

С каждой стороны секции заграждения расположен «замок». Замковое соединения предназначено для состыковки секций Заграждения между собой.

					Установка боновых заграждений на зимний период	<i>Лист</i>
						60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Для стопорения замков в продольном направлении предусмотрен фиксатор. Защитные кожухи и фиксатор являются составными элементами, обеспечивающими герметизацию конструкции. Заграждение боновое зимнее «XXXXXXXXXX» представлено на рисунке 14, технические характеристики БЗ приведены в таблице 9.



Рисунок 16 - Заграждение боновое зимнее «3786.00.000»

					Установка боновых заграждений на зимний период	<i>Лист</i>
						61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 9- Технические характеристики БЗ

№ п/п	Наименование основных параметров	Значение
1	Толщина льда, не более, мм	1200
2	Габаритные размеры одной секции Заграждения, мм длина, не более высота, не более ширина, не более	5000 1650 70
3	Объем 5 пг. м (1 секции) бонов в собранном виде, м ³	0,1
4	Вес 5 пг. м (1 секции), не более	63
5	Толщина слоя задерживаемой нефти, мм при скорости течения 0,5 м/с при скорости течения 1,5 м/с	50 10
6	Допустимая скорость течения реки, не более, м/с	1,5
7	Минимально допустимая температура использования, °С	-40°
8	Высота экрана над льдом, мм	100
9	Гарантийный срок хранения, не менее, лет	3

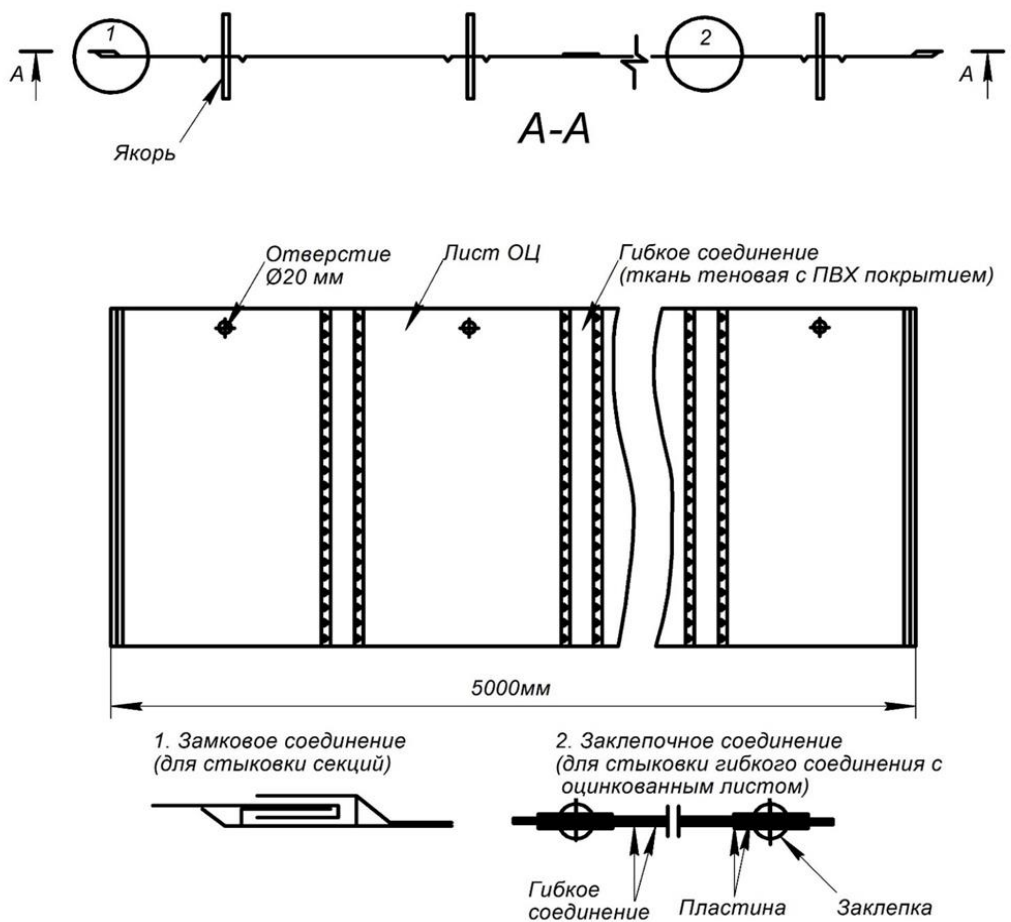


Рисунок 17 – Общий вид «Заграждение боновое зимнее [REDACTED]»

Заграждения поставлялись в 3 модификациях, с полной высотой секции: 850 мм, 1200 мм, 1650 мм. При использовании БЗ с максимальной высотой секции, при условии толщины ледяного покрова водной преграды в 700 мм, полную высоту подводной части возможно обеспечить до 800 мм.

Поскольку данные БЗ в наиболее полной мере отвечают поставленной задаче, с установкой заграждений на весь период ледостава, выявить основные возникающие проблемы при их эксплуатации, на основании чего модифицировать имеющуюся конструкцию.

					Установка боновых заграждений на зимний период	<i>Лист</i>
						63
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

$h_p = \dots$ – глубина реки;

v_0 – критическая скорость, обеспечивающая накопление нефти (нефтепродукта) в БЗ без проскока, \dots ;

$\alpha = \dots$ – угол установки БЗ, в расчетах принимается равным \dots , для увеличения сдерживающей способности БЗ;

Расчет:

1. Согласно [36] число линий БЗ, устанавливаемых на рубеже № 2, основном определяется по формуле (2):

$$V_{\text{уд.лин}} \geq V_{\text{н.порыв}} - t_{\text{пятна}} \times Q_{\text{НСС}}, \quad (2)$$

$$V_{\text{уд.лин}} = \sum_n V_{\text{уд.лин}}^n$$

где $V_{\text{н.порыв}}$ – максимальный объём нефти (нефтепродуктов), поступающий на рубеж, м^3 ;

$t_{\text{пятна}}$ – время прохождения пятном нефти рубежа локализации, ч;

$Q_{\text{НСС}}$ – производительность нефтесборных систем, установленных на рубеже локализации, $\text{м}^3/\text{ч}$;

$V_{\text{уд.лин}}$ – объём нефти (нефтепродуктов), удерживаемый на поверхности воды всеми линиями БЗ, м^3 ;

$V_{\text{уд.лин}}^n$ – объём нефти (нефтепродуктов), удерживаемый на поверхности воды n-ой линией БЗ, м^3 .

$$V_{\text{н.порыв}} = V_{\text{вых}} - V_{\text{осаж}}, \quad (3)$$

где $V_{\text{вых}}$ – объём нефти (нефтепродукта) вытекающий до закрытия задвижек, м^3 ;

$V_{\text{осаж}}$ – расчетный объём нефти, осажженной на берегах, испарившейся, осажженной на дно, но не более $0,25V_{\text{вых}}$ для рубежа № 2.

Исходя из анализа представленных формул (2 и 3) можно сделать вывод, что объём сдерживаемой всеми линиями боновых заграждений нефти на рубеже № 2 в наибольшую степень зависит от объёма выхода нефти до закрытия задвижек $V_{\text{вых}}$.

					Расчетная часть	Лист
						65
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Применительно к ситуации, когда боновые заграждения устанавливаются заранее, на расстоянии от ППМН меньшем, чем принятое на сегодняшний день в ПЛРН, аварийные бригады не будут успевать устанавливать нефтесборщики до подхода нефти на рубеж № 2, тем самым в формуле: необходимо исключить слагаемое $Q_{НСС} \cdot t_{пятна}$ в результате формула (2) получит вид:

$$V_{уд.лин} \geq V_{н.порыв} \quad , \quad (4)$$

$$\text{или: } V_{уд.лин} \geq (V_{вых} - V_{осаж}) \quad , \quad (5)$$

$$V_{уд.лин} \geq V_{н.порыв} - t_{пятна} \cdot Q_{НСС}$$

2. Произведем расчет правой части неравенства (5).

$V_{вых} =$ [] объем нефти, вытекающий до закрытия задвижек, м³;

$V_{осаж} =$ [] (применительно для рек шириной менее 60 м в межень).

$$(V_{вых} - V_{осаж}) = [] \text{ м}^3 \quad (6)$$

3. Произведем расчет левой части неравенства (5):

$$V_{уд.лин} = \sum_n^n V_{уд.лин}^n \quad , \quad (7)$$

где $V_{уд.лин}$ – объём нефти (нефтепродуктов), удерживаемый на поверхности воды всеми линиями БЗ, м³;

$V_{уд.лин}^n$ – объём нефти (нефтепродуктов), удерживаемый на поверхности воды n-ой линией БЗ, м³.

Исходя из представленной формулы (7) необходимо произвести расчет объема нефти удерживаемого на поверхности воды каждой линией БЗ.

3.1. Произведем расчет объема нефти удерживаемого на поверхности воды 1-й линией боновых заграждений.

Для расчета объема нефти удерживаемого на поверхности воды 1-й линией БЗ используем формулу, которая указана в [36].

					Расчетная часть	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		66

$$V_{уд.} = \left(\frac{0,5h}{1+k} \right)^4 \frac{(1+k)}{F(k)} \cdot \frac{H \cdot g}{12\nu_n} \left(\frac{h_p - h}{h} \right) K_{эф} \approx 287 \frac{H}{\nu} \left(\frac{h_p - h}{h_p} \right) h^4 K_{эф} , \quad (8)$$

где H – ширина реки, м;

h – полная высота подводной части БЗ, м;

ν_n – коэффициент кинематической вязкости нефти (нефтепродукта), м²/с;

g – ускорение свободного падения, м/с²;

$$k = \frac{\rho_n}{\rho_B - \rho_n} , \quad (9)$$

где ρ_B – плотность воды, кг/м³;

ρ_n – плотность нефти (нефтепродукта), кг/м³;

$$F(k) = \frac{1+k}{1+3k+6k^2+k^3} , \quad (10)$$

где $K_{эф}$ – коэффициент, определяющий эффективность БЗ;

$K_{эф} = 0,9$ при $\nu \leq \nu_0$

$$K_{эф} = 0,9 \cdot \sqrt[3]{\left(\frac{\nu_0}{\nu} \right) \left(\frac{h_p - h}{h} \right)} \text{ при } \nu > \nu_0 , \quad (11)$$

где ν_0 – критическая скорость, $\nu_0 = 0,15$ м/с;

ν – скорость течения реки;

h_p – средняя глубина реки, м.

Воспользуемся приблизительной методикой расчета

$$V_{уд.} \approx 287 \frac{H}{\nu} \left(\frac{h_p - h}{h_p} \right) h^4 K_{эф} , \quad (12)$$

Определим коэффициент определяющий эффективность БЗ:

$$K_{эф} = 0,9 \cdot \sqrt[3]{\left(\frac{\nu_0}{\nu} \right) \left(\frac{h_p - h}{h_p} \right)} = 0,9 \cdot \blacksquare \quad (13)$$

Подставляем расчетный коэффициент в формулу:

$$V_{уд.} \approx 287 \frac{H}{\nu} \left(\frac{h_p - h}{h_p} \right) h^4 K_{эф} = \blacksquare \text{ м}^3 \quad (14)$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

3.2 Выполним расчет объема нефти удерживаемого на поверхности воды второй и последующими линиями БЗ.

Для расчета объема нефти удерживаемого на поверхности воды второй и последующими линиями БЗ воспользуемся формулой, указанной в [36].

$$V_{уд.лин}^n = \frac{L_n \cdot H \cdot h}{4} \cdot K_{эф} \quad , \quad (15)$$

где H – ширина реки, м;

$K_{эф}$ – коэффициент, определяющий эффективность БЗ;

$K_{эф} = 0,9$ при $v \leq v_0$

$$K_{эф} = 0,9 \cdot \sqrt[3]{\left(\frac{v_0}{v}\right) \left(\frac{h_p - h}{h}\right)} \quad \text{при } v \geq v_0 \quad , \quad (16)$$

где v_0 – критическая скорость, $v_0 = \blacksquare$ м/с;

v – скорость течения реки;

h_p – средняя глубина реки, м.

h – полная высота подводной части БЗ, м;

L_n – расстояние между линиями БЗ, но не более $L_n = H \cdot ctg(\alpha)$

Значение коэффициента эффективности БЗ берем из пункта расчета 3.1.

$$K_{эф} = \blacksquare$$

В целях увеличения сдерживающей способности БЗ примем значение угла установки боновых заграждений равным \blacksquare , далее определяем максимальное расстояние между линиями БЗ:

$$L_n = H \cdot ctg(\alpha) = \blacksquare \text{ м.} \quad (17)$$

Подставляем значения максимального расстояния между линиями БЗ (L_n) и коэффициента, определяющего эффективность БЗ ($K_{эф}$) в формулу (15) и определяем объем нефти, удерживаемый 2-й линией БЗ:

					Расчетная часть	<i>Лист</i>
						68
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

$$V_{уд.лин}^n = \frac{L_n \cdot H \cdot h}{4} \cdot K_{эф} = \blacksquare \text{ м}^3, \quad (18)$$

3.3 Выполним расчет суммарного объема нефти удерживаемого на поверхности воды всеми линиями БЗ (1-й и 2-й).

$$V_{уд.лин} = \sum_n V_{уд.лин}^n = V_{уд.} + V_{уд.лин} = \blacksquare \text{ м}^3 \quad (19)$$

4. Анализ проведенных расчетов.

По результатам расчетов суммарный объем нефти удерживаемой на поверхности воды 1-й и 2-й линиями боновых заграждений составил:

$V_{уд.лин} = \blacksquare \text{ м}^3$, что значительно превышает максимальный объем нефти, поступающий на рубеж № 2 (4 км от ППМН) $V_{н.порыв} = (V_{вых} - V_{осаж}) = \blacksquare \text{ м}^3$, что удовлетворяет условиям формулы (4): $V_{уд.лин} = (V_{вых} - V_{осаж})$. В том числе суммарный объем нефти удерживаемой на поверхности воды 1-й и 2-й линиями боновых заграждений ($V_{уд.лин} = \blacksquare \text{ м}^3$) превышает объем утечек до закрытия задвижек ($V_{вых} = \blacksquare \text{ м}^3$) в сумме с объемом утечки после закрытия задвижек $\blacksquare \text{ м}^3$ (условные данные ПЛРН), в том числе превышает объем утечек нефти при проколе $\blacksquare \text{ м}^3$ (условные данные ПЛРН).

6.2 Расчет достаточности сил и средств с учетом их дислокации

Состав основных средств локализации и сбора нефти

Состав основных средств локализации и сбора нефти приведен в таблице 10.

					Расчетная часть	<i>Лист</i>
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

Таблица 10 – Состав основных средств локализации и сбора нефти [40]

№ п/п	Наименование средств локализации и сбора нефти
1	XXXXXXXXXXXXXXXXXXXX
2	XXXXXXXXXXXXXXXXXXXX
3	XXXXXXXXXXXXXXXXXXXX
4	XXXXXXXXXXXX
5	XXXXXXXXXXXXXXXXXXXX
6	XXXXXXXXXXXXXXXXXXXX
7	XXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXX
8	XXXXXXXXXXXX
9	XXXXXXXXXXXX
10	XXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXX
11	XXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXX
12	XXXXXXXXXXXX
13	XXXXXXXXXX
14	XXXXXXXXXXXXXXXXXXXX
15	XXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXX
16	XXXXXXXXXXXX
17	XXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXX

Расчет необходимой производительности и количества нефтесборных систем.

Средства для сбора нефти с поверхности воды: суда-нефтесборщики; ручные и механизированные НСС различных типов. Каждый тип НСС имеет свои показания к применению, указываемые в паспорте.

Щеточные нефтесборщики предназначены для сбора нефти (нефтепродуктов) большой вязкости и в больших объемах, пороговые нефтесборщики применимы для всех типов нефти и нефтепродуктов, дисковые (барабанные) для сбора нефти (нефтепродуктов) малой вязкости и тонкой пленки нефтепродуктов.

Общая производительность НСС, устанавливаемых на рубеже локализации, должна определяться в зависимости от скорости поступления нефти на рубеж локализации с учетом удерживающей способности БЗ.

При этом назначаемая производительность НСС должна быть не менее 50 м³ /ч и не более 200 м³ /ч.

					Расчетная часть	<i>Лист</i>
						70
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Производительность НСС на рубеже локализации на реках шириной более 200 м определяется по формуле (20):

$$Q_{\text{пост}} = \frac{V_{\text{н.порыв}}}{t_{\text{пятна}}}, \quad (20)$$

где $V_{\text{н.порыв}}$ - максимально возможный объём поступления нефти (нефтепродуктов) на рубеж, определенный по результатам математического моделирования при задании в качестве исходных данных объемов выхода нефти и времени истечения равными расчетным данным до закрытия задвижек, м³;

$t_{\text{пятна}}$ - время прохождения пятном нефти рубежа локализации, определенное по результатам математического моделирования, ч.

Для рек шириной до 200 м производительность НСС на рубеже локализации определяется по формуле (21):

$$Q_{\text{пост}} \geq \frac{V_{\text{вых}} - V_{\text{осаж}}}{1,5 \cdot t_{\text{вых}}}, \quad (21)$$

где $V_{\text{вых}}$ - объём нефти (нефтепродукта) вытекающий до закрытия задвижек, м³;

$V_{\text{осаж}}$ - расчетный объём нефти (нефтепродукта) осажденной на берегах, но не более $0,5V_{\text{вых}}$ для рубежа №2 и не более $0,7V_{\text{вых}}$ для рубежа №3, м³;

$t_{\text{вых}}$ - время с момента обнаружения утечки до закрытия задвижек, ч.

Для рек шириной менее 60 м в межень:

$$V_{\text{осаж}} = 0,022 \cdot L$$

Для рек шириной более 60 м в межень:

$$V_{\text{осаж}} = 0,011 \cdot L$$

В половодье:

$$V_{\text{осаж}} = 0,011 \cdot L$$

где L - расстояние от подводного перехода до рубежа локализации, м.

Для НСС, устанавливаемых на рубеже локализации №1, необходимая производительность должна быть не меньше расхода нефти, возникающего при

					Расчетная часть	<i>Лист</i>
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		71

опорожнении трубопровода. В случае начала сбора нефти на рубеже № 1 после готовности к закачке нефти в нефтепровод, достаточный объем емкостей – 50 м³.

Количество НСС N, шт., зависит от их производительности и определяется из формулы (22):

$$Q_{\text{общ}} = N_1 N Q_1 K_{\text{му}1} + N_2 N Q_{21} K_{\text{му}2} + \dots N_i Q_i K_{\text{му}i} , \quad (22)$$

где $Q_{\text{общ}}$ – общая необходимая производительность НСС, м³ /ч;

N_1, N_2, N_i – число НСС данной марки, шт.;

Q_1, Q_2, Q_i – производительность НСС, м³ /ч (по паспорту);

$K_{\text{му}1}, K_{\text{му}2}, K_{\text{му}i}$ – коэффициент местных условий (определяет эффективность НСС данной марки в условиях конкретного места и времени ЛРН).

$K_{\text{му}i}$ изменяется в пределах от 0 до 1. Действительное значение $K_{\text{му}}$ определяется путем анализа результатов учений с применением НСС разных типов в различных гидрометеорологических условиях.

При необходимости перекачки собранной нефти (нефтепродуктов) из емкостей малого объема, установленных у нефтесборщиков, в емкости большого объема, установленные на подготовленных площадках (амбары), могут быть использованы переносные насосные установки. Производительность применяемых переносных насосных установок должна быть не меньше производительности нефтесборщиков, установленных на рубеже локализации.

Минимальное количество персонала для обслуживания НСС: 1 чел. на каждую НСС (из числа установщиков БЗ).

Результаты расчета необходимой производительности и количества нефтесборных систем приведены в таблице Б.1 (приложение Б).

Расчет необходимого количества сорбентов

Необходимое количество сорбентов для проведения операции по

					Расчетная часть	<i>Лист</i>
						72
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

доочистке территории загрязненной нефтью $M_{\text{сорб}}$, кг, рассчитывается по формуле (23):

$$M_{\text{сорб}} = \frac{K_{\text{загр}} \cdot K_{\text{сорб}} \cdot M}{C_{\text{сорб}}}, \quad (23)$$

где $K_{\text{загр}}$ – доля нефти, загрязняющая воду и грунт, $k_{\text{загр}} = 0,95$ (95% испаряется, растворяется 5% нефти);

$K_{\text{сорб}}$ – доля нефти, собираемая сорбентом, $k_{\text{сорб}} = 0,02$ (при проведении операций по сбору нефти, нефтесборными устройствами может быть собрано 98% нефти);

M – максимальная масса разлитой нефти, кг;

$C_{\text{сорб}}$ – сорбционная способность сорбента, кг/кг.

При этом назначаемое количество сорбента должно соответствовать расчетному значению объема нефти, дошедшей до рубежа № 2 (при необходимости этот сорбент используется на всех рубежах), но не менее ■ кг.

При использовании сорбентов с возможностью регенерации, сорбционная способность рассчитывается по формуле (24):

$$C_{\text{сорб}} = (C_n + (C_n \cdot k_I) + (C_n \cdot k_{II}) + (C_n \cdot k_{II} \cdot (N - 3))) \cdot k_c, \quad (24)$$

где C_n – паспортная сорбционная способность сорбента, кг/кг;

k_I – коэффициент первого цикла регенерации сорбента ($k_I = 0,75$);

k_{II} – коэффициент второго цикла регенерации сорбента ($k_{II} = 0,5$);

N – количество циклов регенерации сорбента;

k_c – коэффициент извлечения сорбентов ($k_c = 0,75$).

Количество циклов регенерации сорбента принимается согласно ТУ.

Минимальное количество персонала для распыления сорбентов: до ■ кг – ■ чел., на каждые следующие ■ кг по ■ чел.; сбор и утилизацию сорбента: до ■ кг – ■ чел., на каждые следующие ■ кг по ■ чел.

Результаты расчета необходимого количества сорбентов приведены в таблице Б.2 (приложение Б).

Расчёт необходимого суммарного объёма ёмкостей

					Расчетная часть	Лист
						73
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При сборе нефти (нефтепродуктов) в случае разлива на переходах МН (МНПП) через водные преграды возможны следующие варианты размещения собранной нефти (нефтепродуктов):

- закачка собранной нефти в магистральный нефтепровод (только для нефти);
- хранение нефти (нефтепродуктов) в специальных ёмкостях и вывоз на ПС автотранспортом.

Суммарный объём ёмкостей $V_{емк} м^3$, должен быть достаточен для размещения всего объема нефти, подошедшей к рубежу локализации, с учетом эффективности (содержания воды в собираемой смеси) нефтесборного оборудования и определяется по формуле (25):

$$V_{емк} = \frac{V_{неф.руб}}{K_{му}}, \quad (25)$$

где $V_{неф.руб}$ – объём нефти, подошедшей к рубежу локализации, определяется для рек шириной более 200 м по результатам математического моделирования, для рек шириной менее 200 м, $м^3$;

$K_{му}$ – коэффициент местных условий, определяющий эффективность (долю нефти в собираемой смеси) нефтесборного оборудования.

Минимальное количество персонала для установки емкостей:

- ПФП до 1000 $м^3$ – ██████.;
- емкость каркасная до 200 $м^3$ – ██████.;
- емкость каркасная до 10 $м^3$ – ██████.

Минимальное время для установки емкостей:

- ПФП до 1000 $м^3$ – ██████.;
- емкость каркасная до 200 $м^3$ – ██████.;
- емкость каркасная до 10 $м^3$ – ██████.

Результаты расчета необходимого суммарного объёма ёмкостей приведены в таблице Б.3 (приложение Б).

Расчёт необходимого количества вакуумных установок для вывоза нефти.

Количество вакуумных установок определяется из учета работы

					Расчетная часть	<i>Лист</i>
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

нефтесборного оборудования, расстояния от места разгрузки и временем выгрузки нефти. Количество вакуумных установок рассчитывается по формуле (26):

$$N_{\text{ву}} = \frac{\left(\frac{V_{\text{общ}}}{T}\right)}{\left(\frac{V_{\text{ву}}}{t_{\text{отк}}}\right)}, \quad (26)$$

где $V_{\text{общ}}$ – общий объем собранной эмульсии, м³;

T – заданное время завершения работ по ликвидации разлива нефти;

$V_{\text{ву}}$ – объем вакуумной установки, м³;

$t_{\text{отк}}$ – время цикла откачки нефти, ч.

Время цикла откачки нефти $t_{\text{отк}}$, ч, из временной емкости хранения на рубеже локализации в емкость для закачки в технологию рассчитывается по формуле (27):

$$t_{\text{отк}} = \frac{V_{\text{ву}}}{Q_{\text{ву}}} + 2 \cdot t_{\text{тр}} + t_{\text{разгр}}, \quad (27)$$

где $V_{\text{ву}}$ – объем вакуумной установки, м³;

$Q_{\text{ву}}$ – производительность вакуумной установки, м³/ч;

$t_{\text{тр}}$ – время транспортировки до места разгрузки, ч;

$t_{\text{разгр}}$ – время разгрузки вакуумной установки, ч.

Минимальное количество персонала для вакуумных установок: 3 чел. на вакуумную установку (из числа установщиков БЗ).

Результаты расчета необходимого количества вакуумных установок для вывоза нефти приведены в таблице Б.4 (приложение Б).

Расчет достаточного количества плавсредств для выполнения работ по ЛРН

Для установки БЗ на водотоках без применения донных якорных систем достаточно использование 1 лодки с мотором на каждом рубеже.

При установке БЗ с использованием донных якорных систем необходимо использование не менее 2 ед. плавсредств на каждом рубеже, причем 1 ед.

					Расчетная часть	<i>Лист</i>
						75
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

плавсредств должна быть мощностью, способной обеспечить доставку участка БЗ к месту установки.

Для перевозки плавсредств используются специально оборудованные прицепы, для погрузки и разгрузки – автокран.

На больших судоходных реках возможно применение судов - нефтесборщиков и катеров-бонопостановщиков. Количество и тип судов определяется при разработке технологии ЛРН с использованием результатов моделирования.

Минимальное количество персонала: 3 чел. на лодку/катер/судно - нефтесборщик.

Минимальная необходимая мощность лодочного мотора (или нескольких моторов) $N_{\text{мот}}$, л.с., определяется по формуле (28):

$$N_{\text{мот}} = \frac{P_{\text{лод}} + P_{\text{мот}} + P_{\text{нагр}}}{30}, \quad (28)$$

где $P_{\text{лод}}$ – вес лодки, кг;

$P_{\text{мот}}$ – вес мотора (моторов), кг;

$P_{\text{нагр}}$ – нагрузка, создаваемая боновым ограждением, кг.

При транспортировке БЗ величина нагрузки, создаваемой БЗ, определяется по формуле (29):

$$P_{\text{нагр}} = P_{\text{БЗ}} + P_{\text{теч}}, \quad (29)$$

где $P_{\text{БЗ}}$ – вес устанавливаемого участка БЗ, кг;

$P_{\text{теч}}$ – нагрузка на БЗ, создаваемая течением, кг.

Нагрузка на БЗ, создаваемая течением, определяется по формуле (30):

$$P_{\text{теч}} = 0,061 \cdot S_{\text{подв}} \cdot (v_{\text{воды}} \cdot \sin \alpha)^2, \quad (30)$$

где $S_{\text{подв}}$ – площадь подводной части БЗ, м²;

$v_{\text{воды}}$ – скорость движения воды относительно БЗ, м/с;

α – угол установки БЗ к направлению течения, град.

Предельная мощность лодочного мотора не должна быть больше

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

максимально допустимой, отмеченной на бирке лодки. Результаты расчета необходимого количества плавсредств приведены в таблице Б.5 (приложение Б).

Определение, необходимого количества якорей производится исходя из следующих условий:

- БЗ закрепляются береговыми якорями и русловыми якорными системами;

- при необходимости, для сокращения времени локализации, направляющие линии БЗ допускается не крепить якорями, а устанавливать и удерживать в нужном положении плавсредствами (катерами-бонопостановщиками, катерами, лодками);

- верхние по течению концы линий крепятся двумя русловыми якорными системами, один устанавливается по направлению линии БЗ, второй по направлению течения;

- для крепления каждой из направляющих и удерживающих линий БЗ, на берегу устанавливается по три береговых якоря;

- берегозащитные БЗ крепятся к береговым якорям направляющих и удерживающих линий БЗ, передний (верхний по течению) конец берегозащитных БЗ крепится отдельным береговым якорем. При необходимости (сложной форме береговой линии) могут быть установлены дополнительные береговые якоря;

- на якорь действует сила натяжения $P_{нат}$ кг, создаваемая давлением воды на участок БЗ. Удерживающая способность якоря $P_{як}$, кг, должна быть не меньше силы натяжения: $P_{як} \geq P_{нат}$;

- удерживающая способность якоря $P_{як}$, кг (зависит от конструкции якоря и от характера грунта, определяется произведением держащей силы якоря на его вес) по формуле (31):

$$P_{як} = M_{як} + P_{дер.як} , \quad (31)$$

где $M_{як}$ – вес якоря, кг;

					Расчетная часть	<i>Лист</i>
						77
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$P_{\text{дер.як}}$ – держащая сила якоря.

Для гарантированного удержания к расчетному весу якоря применяется коэффициент запаса $k_{\text{зан}}$, равный 2. Расчетный вес якоря определяется по формуле (32):

$$M_{\text{як}} = 2 \cdot \frac{P_{\text{нат}}}{P_{\text{дер.як}}}, \quad (32)$$

Вес якоря определяется по справочнику, как ближайшее большее значение.

Длина троса якоря берется из расчета 3 – 5 глубины водной преграды в месте установки БЗ и в зависимости от скорости течения реки (чем выше скорость, тем длиннее трос).

Результаты расчета необходимого количества и массы якорей приведены в таблице Б.6 (приложение Б).

Для выполнения локализации разлива нефти в ледовых условиях необходимо следующее оборудование:

- ледорезные машины;
- бензопилы;
- ледобуры;
- устройства для выемки льда (при достаточной толщине льда, возможно использование автокрана).

Количество ледорезных машин, зависит от их производительности и определяется из формулы (33):

$$Q_{\text{рез.общ}} = \sum_{i=1}^n N_{\text{ЛМ}}^i Q_{\text{ЛМ}}^i, \quad (33)$$

где $Q_{\text{рез.общ}}$ – общая необходимая производительность резания льда, м/ч;

$N_{\text{ЛМ}}^i$ – число ледорезных машин i -той марки, шт.;

$Q_{\text{ЛМ}}^i$ – производительность резания льда ледорезных машин i -той марки, м/ч.

На каждую ледорезную машину предусматривается наличие 2-х бензопил

					Расчетная часть	<i>Лист</i>
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		78

и 2-х ледобуров.

Общая необходимая производительность резания льда определяется из формулы (34):

$$Q_{\text{рез.общ}} = \frac{L_p}{T_{\text{рез}}}, \quad (32)$$

где L_p – длина зимних БЗ, устанавливаемых на одном рубеже, м;

$T_{\text{рез}}$ – время на выполнение работ по резанию льда, ч.

Время на выполнение работ по резанию льда на основном рубеже определяется по формуле (35):

$$T_{\text{рез}} = T_{\text{подхн}} - T_{\text{подг}}, \quad (35)$$

где $T_{\text{подхн}}$ – время подхода нефти (нефтепродукта) к рубежу локализации, ч;

$T_{\text{подг}}$ – время подготовки к резанию льда (включая время оповещения и сбора бригады, время доставки сил и средств к рубежу локализации, время разгрузки оборудования, время обследования и расчистки места резания льда), ч.

Время на выполнение работ по резанию льда на первом рубеже определяется по формуле (36):

$$T_{\text{рез}} = T_{\text{подг.вып}} - T_{\text{подг}}, \quad (36)$$

где $T_{\text{подг.вып}}$ – время подготовки к вытеснению нефти (нефтепродуктов), ч;

$T_{\text{подг}}$ – время подготовки к резанию льда (включая время оповещения и сбора бригады, время доставки сил и средств к рубежу локализации, время разгрузки оборудования, время обследования и расчистки места резания льда), ч.

Результаты расчета необходимого количества ледорезных машин, бензопил приведены в таблице Б.7 (приложение Б).

					Расчетная часть	<i>Лист</i>
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		79

7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Локализация и ликвидация аварийных разливов нефти (ЛАРН) и нефтепродуктов предусматривает выполнение многофункционального комплекса задач, реализацию различных методов и использование технических средств. Независимо от характера аварийного разлива нефти и нефтепродуктов первые меры по его ликвидации должны быть направлены на локализацию пятен во избежание распространения дальнейшего загрязнения новых участков и уменьшения площади загрязнения.

При разливе нефтепродуктов происходит загрязнение почвенного слоя и грунтовых вод нефтепродуктами на значительную глубину.

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы требуется провести анализ существующих методов ликвидации аварийных разливов нефти с водной поверхности во время ледостава, различными методами, а также сравнить их с рассматриваемым методом установки боновых заграждений.

Целью данного раздела выпускной квалификационной работы является определение наиболее экономически эффективного способа ликвидации разлива нефти в условиях крайнего севера.

7.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

7.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

При разрыве нефтепровода, вылившаяся нефть загрязняет водные объекты, почву, атмосферу, пашни. Она может вызвать непоправимый ущерб: смерть животных и растений, загрязнение объектов водозабора, неурожай, загрязнение воздуха городов, болезни среди населения.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	<i>Обеспечение технологии ликвидации аварийного разлива нефти при эксплуатации нефтепровода, проложенного в условиях Крайнего Севера</i>			
Разраб.	Чухарева Н.В.							Лит.
					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение			
							80	132
						Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8А1		

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование. Так как в данном случае потребители относятся к коммерческой категории, то критерием сегментирования является размер предприятия.

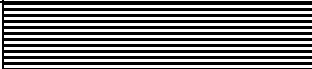

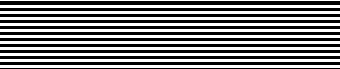



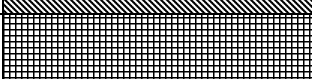

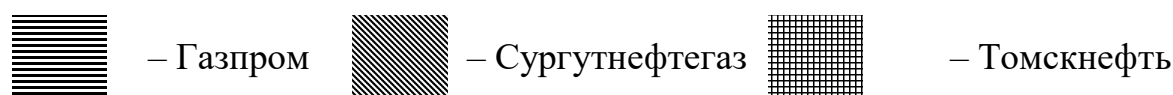
		Вид ликвидации разлива нефти		
		Установка боновых заграждений	Термический метод по технологии IN-SITU	Технология EX-SITU
Размер компании	Крупные			
	Средние			
	Мелкие			

Рисунок 18 – Карта сегментирования рынка услуг по ликвидации аварийных разливов нефти



По результатам сегментирования можем сказать, что основным способом ЛАРН на водной поверхности является установка боновых заграждений. При анализе литературы по методам ЛАРН наиболее экономически эффективным является установка боновых заграждений. Сжигание по технологии IN-SITU является простым, но довольно пожароопасным методом, поэтому используется редко. Технология EX-SITU, с забором больших масс льда и воды используется чаще, но является дорогостоящим методом.

7.1.2 Анализ конкурентных технических решений

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим соперникам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов.

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления

для ее будущего повышения. Целесообразно проводить данный анализ с помощью оценочной карты.

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum_{i=1}^n B_i \cdot B_i,$$

где K – конкурентоспособность научной разработки;

B_i – вес показателя (в долях единиц);

B_i – балл i -го показателя.

Таблица 11 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		B_{ϕ}	B_{K1}	B_{K2}	K_{ϕ}	K_{K1}	K_{K2}
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Повышение эффективности удаления нефтяного загрязнения	xxxx	xx	xx	xx	xx	xx	xxx
2. Удобство, простота эксплуатации	xxxx	xx	xx	x	xx	xxxx	xxx
3. Экономичность	xxxxx	xxx	xxx	Xx	xxx	xxx	xxx
4. Надежность	xxxx	xxx	Xxx	xxx	xxx	xxx	xx
5. Безопасность	xxxx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
Экономические критерии оценки эффективности							
6. Уровень проникновения на рынок	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
7. Цена	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
8. Предполагаемый срок эксплуатации	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
9. Послепродажное обслуживание	xx	xx	xx	xxx	xx	xx	xx
10. Финансирование научной разработки	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
11. Наличие сертификации разработки	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xxx
Итого	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx

B_{ϕ} – Установка боновых заграждений;

B_{K1} – Термический метод по технологии IN-SITU;

B_{K2} – Технология EX-SITU с забором водных масс и льда.

7.1.3 SWOT – анализ

SWOT – анализ представляет собой комплексный анализ инженерного проекта. Его применяют для того, чтобы перед организацией или менеджером проекта появилась отчетливая картина, состоящая из лучшей возможной информации и данных, а также сложилось понимание внешних сил, тенденций и подводных камней, в условиях которых научно-исследовательский проект будет реализовываться.

В первом этапе обычно описываются сильные и слабые стороны проекта, а также возможности и угрозы для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде.

В таблице 12 описаны сильные и слабые стороны проекта, а также возможности и угрозы для реализации проекта, которые проявились или могут проявиться в его внешней среде. Результаты первого этапа SWOT – анализа:

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						83
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 12 – Итоговый SWOT анализ

	<p>Сильные стороны научно-технологического решения: С1. Сбор информации с датчиков контроля параметров в режиме реального времени; С2. Существование большого количества компаний, способных применить метод под ключ; С3. Низкая цена метода ЛАРН; С4. Экологичность технологии; С5. Высокая эффективность применяемого метода.</p>	<p>Слабые стороны технологического решения: Сл1. Необходимость в высококвалифицированном персонале для ликвидации разлива нефти; Сл2. Трудности внедрения технического решения в месте разлива нефти; Сл3. Необходимость привлечения сторонней компании для внедрения технологии для ликвидации аварийного разлива нефти.</p>
<p>Возможности: В1. Наилучшая степень очистки водной поверхности от нефтяного загрязнения; В2. Повышение стоимости конкурентных разработок; В3. Уменьшение экологического ущерба; В4. Повышение надежности оборудования; В5. Дистанционное регулирование параметров.</p>	<p>– Необходимо проводить внедрение системы автоматизации, которая упростит применение метода.</p>	<p>– Необходимо нанимать на работу квалифицированный персонал – Необходимо проводить обучение действующего персонала работе с новым оборудованием.</p>
<p>Угрозы: У1. Низкий спрос на данное техническое решение; У2. Развитая конкуренция на рынке; У3. Существование большого количества альтернатив разработки.</p>	<p>– Отсутствие спроса на новые технологии – Сложность реализации проекта.</p>	<p>– Необходимо вести постоянный мониторинг технических решений в области ЛАРН.</p>

7.2 Планирование научно–исследовательских работ

7.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение участников каждой работы;

– установление продолжительности работ;

Таблица 13 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб.	Содержание работ	Должность исполнителя
Выбор темы исследования	1	Календарное планирование работ по теме	[Redacted]
	2	Выбор алгоритма исследований	
	3	Подбор и изучение литературы по теме	
Разработка технического задания	4	Составление и утверждение тех. задания	[Redacted]
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Проведение теоретического анализа существующих технических решений	[Redacted]
	6	Проведение теоретических расчетов и обоснование	[Redacted]
Обобщение и оценка результатов	7	Оценка результатов исследования	[Redacted]
Оформление отчета по исследовательской работе	8	Составление пояснительной записки	[Redacted]

7.2.1 Определение трудоемкости выполняемых работ

Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ожi}$ используется формула:

$$t_{ожi} = \frac{3 \cdot t_{min_i} + 2 \cdot t_{max_i}}{5},$$

где $t_{ожi}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы, человеко-дни;

t_{min_i} – минимальная возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка: в предложении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), человеко-дни;

t_{max_i} – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка: в предложении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), человеко-дни.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_p , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями по формуле:

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{Ч_i},$$

где T_{pi} – продолжительность i -ой работы, раб. дн.;

$t_{ожi}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы, чел.-дн.;

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на i -ом этапе, чел.

7.2.2 Разработка графика проведения научного исследования

Для расчета длительности работ в календарных днях, используется формула:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{кал},$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -ой работы в календарных днях;

T_{pi} – продолжительность i -ой работы, раб. дней;

$k_{кал}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по формуле:

$$k_{кал} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}},$$

где $T_{кал}$ – количество календарных дней в году;

$T_{вых}$ – количество выходных дней в году;

$T_{пр}$ – количество праздничных дней в году.

Округлим до целого числа количество календарных дней по каждой работе T_{ki} и сведем рассчитанные значения в одну таблицу (таблица 4.8).

В качестве примера расчета рассмотрим руководителя (6-дневная рабочая неделя) – составление и утверждение технического задания:

$t_{ож} =$

T_p

В 2023 году

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Подставим численные значения в формулу:

$$k_{\text{кал}} = \blacksquare$$

$$T_k = T_p \cdot k_{\text{кал}} = \blacksquare \text{ дня}$$

Инженер (5-дневная рабочая неделя) – подбор и изучение материалов:

$$t_{\text{ож}} = \blacksquare \text{ дней}$$

$$T_p = \frac{t_{\text{ож}}}{\text{Ч}} = \blacksquare \text{ дня}$$

$$k_{\text{кал}} = \blacksquare$$

$$T_k = T_p \cdot k_{\text{кал}} = \blacksquare$$

Рассчитанные значения в календарных днях по каждой работе, округляют до целого числа и заносят в таблицу.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	<i>Лист</i>
						87
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Таблица 14 – Временные показатели проведения научной разработки

Название работы	Трудоемкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях, T_{pi}	Длительность работ в календарных днях, T_{ki}
	t_{min} , человека дни	t_{max} , человека дни	$t_{ожі}$, человека дни			
Календарное планирование работ по теме	█	█	█	█	█	█
Составление и утверждение тех. задания	█	█	█	█	█	█
Подбор и изучение материалов по теме	█	█	█	█	█	█
Согласование материалов по теме	█	█	█	█	█	█
Проведение теоретического анализа существующих технических решений	█	█	█	█	█	█
Проведение теоретических расчетов и обоснование	█	█	█	█	█	█
Оценка результатов исследования	█	█	█	█	█	█
Составление пояснительной записки	█	█	█	█	█	█

На основе таблицы 14 строим план график, представленный в таблице 15

Таблица 15 – Календарный план график проведения НИР по теме

№	Вид работ	Исполнители	T_{ki} , кал. дни	Продолжительность выполнения работ													
				Март			Апрель			Май			Июнь				
1	Составление и утверждение тех. задания	Р	3	█													
2	Подбор и изучение материалов по теме	И	15		█	█	█										
3	Согласование материалов по теме	Р	8				█	█									
4	Календарное планирование работ по теме	Р, И	5					█	█								
5	Проведение теоретического анализа существующих технических решений	И	14						█	█							
6	Проведение теоретических расчетов и обоснование	И	9							█	█						
7	Оценка результатов исследования	Р, И	5									█	█				
8	Составление пояснительной записки	Р, И	14										█	█	█		



- руководитель



- исполнитель

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

**Финансовый менеджмент,
ресурсоэффективность и
ресурсосбережение**

Лист

89

7.3 Бюджет научно–технической разработки

7.3.1 Расчет материальных затрат НТИ

Расчет материальных затрат НТР включает стоимость всех материалов, используемых при разработке проекта.

Расчет материальных затрат осуществляется по формуле:

$$Z_M = (1 + k_M) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{\text{расх } i},$$

где k_M – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы;

m – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

C_i – цена приобретения i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования, руб.;

$N_{\text{расх } i}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м² и т.д.).

Таблица 16 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество			Цена за ед., руб.			Затраты на материалы, Z ^м , руб.		
		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
■ ■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
■ ■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
								■	■	■

7.3.2 Расчет затрат на специальное оборудование для научных работ

Сюда включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (программного обеспечения), необходимого для проведения работ по конкретной теме. Определение стоимости спецоборудования производится по действующим прейскурантам, а в ряде случаев по договорной цене.

Таблица 17 – Расчет затрат на приобретение спецоборудования для научных работ

№	Наименование оборудования			Количество единиц оборудования			Стоимость оборудования, тыс. руб.		
	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1	■ ■ ■	■ ■ ■ ■ ■	■ ■ ■ ■ ■	■	■	■	■	■	■
2	■ ■	■ ■	■ ■	■	■	■	■	■	■
			■				■	■	■

7.3.1 Основная заработная плата исполнителей работы

Расчет заработной платы произведен на основе тарифных ставок предприятия, которое занимается проектирование автоматизированных систем управления. Расчет осуществляется по следующей формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p,$$

где $Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата, руб.;

$Z_{\text{дн}}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.;

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником в рабочие дни.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d},$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске в 24 раб. дней $M=11,2$ месяцев, 5 – дневная неделя;

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала в рабочие дни.

Месячный должностной оклад работника определяется по формуле:

$$Z_m = Z_{тс} \cdot (k_p + k_{пр} + k_d) + Z_{тс},$$

где $Z_{тс}$ - заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{пр}$ - премиальный коэффициент (██████████);

k_d - коэффициент доплат и надбавок (██████████);

k_p - районный коэффициент (██████████);

Таблица 18 – Расчет основной заработной платы

Исполнитель	$Z_{тс}$, руб.	$k_{пр}$, %	k_d , %	k_p , %	Z_m , руб.	$Z_{дн}$, руб.	T_p , раб. дн.	$Z_{осн}$, руб.
██████████ ██████████	██████	██	██	██	██████	██████	██	██████
██████████	██████	██	██	██	██████	██████	██	██████
Итого, $Z_{осн}$:								██████

7.3.2 Дополнительная заработная плата исполнителей работы

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за

отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций.

Расчет дополнительной заработной платы ведется по формуле:

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{доп}},$$

где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы, на стадии проектирования принимают равным 0,15.

Таблица 19 – Расчет дополнительной заработной платы

Исполнитель	$k_{\text{доп}}$	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
██████████	████	████	████
██████████	████	████	████
██████████	████	████	████
██████████	████	████	████

7.3.3 Отчисления во внебюджетные фонды

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется по формуле:

$$З_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}),$$

где $k_{\text{внеб}}$ - коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды, принимается равным $k_{\text{внеб}} = \text{██████████}$

Таблица 20 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
██████████	██████	██████
██████████	██████	██████
██████████ ██████████ ██████████		██████
██████		██████

7.3.4 Накладные расходы

В статью накладных расходов входят прочие затраты, не попавшие в предыдущие статьи расходов: оплата электроэнергии, печать и ксерокопирование, почтовые расходы и т.д.

Накладные расходы определяются по формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей}) \cdot k_{\text{нр}}$$

где $k_{\text{нр}}$ - коэффициент, учитывающий накладные расходы, принимается равным $k_{\text{нр}} = 16\%$.

██

████████████████████

██

████████████████████

██

████████████████████

7.3.5 Формирование бюджета затрат научно–исследовательской работы

Таблица 21 – Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.			Примечание
	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	
1. Материальные затраты НТИ	■	■	■	■
2. Затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	■	■	■	■
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	■	■	■	■
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	■	■	■	■
5. Отчисления во внебюджетные фонды	■	■	■	■
6. Накладные расходы	■	■	■	■
7. Бюджет затрат НТИ	■	■	■	■

7.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности. Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования.

Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносится

финансовые значения по всем вариантам исполнения. Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}},$$

где $I_{\text{финр}}^{\text{исп}i}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно–исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Для 1-го варианта исполнения:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}1} =$$

Для 2-го варианта исполнения:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}2} =$$

Для 3-го варианта исполнения:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}3} =$$

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в размах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в размах (значение меньше единицы, но больше нуля)

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i,$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности;

a_i – весовой коэффициент разработки;

b_i – балльная оценка разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания.

Таблица 22 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии	Объект исследования	Весовой коэффициент параметра	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1. Повышение эффективности удаления нефтяного загрязнения		■	■	■	■
2. Удобство, простота эксплуатации		■	■	■	■
3. Экономичность		■	■	■	■
4. Надежность		■	■	■	■
5. Безопасность		■	■	■	■
6. Уровень проникновения на рынок		■	■	■	■
7. Цена		■	■	■	■
8. Предполагаемый срок эксплуатации		■	■	■	■
9. Послепродажное обслуживание		■	■	■	■
10. Финансирование научной разработки		■	■	■	■
11. Наличие сертификации разработки		■	■	■	■
Итого		■	■	■	■

$$I_{p-исп1} = \sum a_i \cdot b_{p-исп1} = \blacksquare$$

$$I_{p-исп2} = \sum a_i \cdot b_{p-исп2} = \blacksquare$$

$$I_{p-исп3} = \sum a_i \cdot b_{p-исп3} = \blacksquare$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ($I_{испi}$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп1} = \frac{I_{p-исп1}}{I_{финр}} = \blacksquare$$

$$I_{исп2} = \frac{I_{p-исп2}}{I_{финр}} = \blacksquare$$

















$$I_{\text{исп3}} = \frac{I_{\text{р-исп3}}}{I_{\text{финр}}} = \blacksquare$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных.

Сравнительная эффективность проекта ($\mathcal{E}_{\text{ср}i}$):

$$\mathcal{E}_{\text{ср}i} = \frac{I_{\text{исп}i}}{I_{\text{min}}}$$

Таблица 23 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1				
2				
3				
4				

Сравнение значений интегральных показателей эффективности позволяет судить о приемлемости существующего варианта решения поставленной в бакалаврской работе технической задачи с позиции финансовой и ресурсной эффективности.

Выводы по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

В результате выполнения целей раздела можно сделать следующие выводы:

1. Результатом анализа конкурентных технических решений является выбор одного из вариантов реализации НИР как наиболее подходящего и оптимального по сравнению с другими.

2. В ходе планирования для руководителя и инженера был разработан график реализации этапа работ, который позволяет оценивать и планировать

рабочее время исполнителей. Определено следующее: общее количество календарных дней для выполнения работ составляет 82 дня; общее количество рабочих дней, в течение которых работал инженер, составляет 70 дней; общее количество рабочих дней, в течение которых работал руководитель, составляет 12 дней;

3. Для оценки затрат на реализацию проекта разработан проектный бюджет, который [REDACTED];

4. Результат оценки эффективности ИР показывает следующие выводы:

1) значение интегрального финансового показателя [REDACTED], что является показателем того, что ИР является финансово выгодной по сравнению с аналогами;

2) значение интегрального показателя ресурсоэффективности ИР составляет [REDACTED];

3) значение интегрального показателя эффективности ИР составляет [REDACTED], и является наиболее высоким, что означает, что техническое решение, рассматриваемое в ИР, является наиболее эффективным вариантом исполнения.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						99
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

8. Социальная ответственность

Введение

В данной выпускной квалификационной работе производится выбор технологического решения для очистки водной поверхности от нефтяного загрязнения в условиях Крайнего Севера. Поэтому объектом исследования для выполнения задания по разделу «Социальная ответственность» были выбраны боновые заграждения для предотвращения загрязнения водной поверхности, загрязненных нефтью и нефтепродуктами.

Воздействие опасных и вредных факторов учитывается при применении очистке нефтенасыщенных грунтов и водной поверхности. Эти факторы вполне могут причинить вред на окружающую среду, вследствие чего может возникнуть чрезвычайная ситуация, которая имеет вид техногенного характера. Целью данного раздела является анализ опасных и вредных факторов, которые могут влиять на персонал работников, ликвидирующие разливы нефти. Также поднимаются вопросы пожарной профилактики, техники безопасности и защиты окружающей среды. По тематике даются рекомендации по повышению оптимальных условий труда.

8.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Нормальная продолжительность рабочего времени на месторождениях полезных ископаемых и участках их разработки – 40 часов в неделю, для рабочих и служащих в возрасте от 16 до 18 лет - 36 часов в неделю, в возрасте от 15 до 16 лет, а также учащихся в возрасте от 14 до 15 лет - 24 часа в неделю.

Нормальная продолжительность рабочего времени на работах с вредными условиями труда - 36 часов в неделю. Сокращение нормальной продолжительности рабочего времени вводится в тех случаях, когда время ежедневной работы во вредных условиях составляет не менее 50 % рабочего

					Обеспечение технологии ликвидации аварийного разлива нефти при эксплуатации нефтепровода, проложенного в условиях Крайнего Севера			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Дранишников В.С.			Социальная ответственность	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Чухарева Н.В.					100	132
<i>Рук-ль ООП</i>		Чухарева Н.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8А1		

времени.

В соответствии с трудовым законодательством на работах с вредными и или опасными условиями труда, а также на работах, связанных с загрязнением, работодатель обязан бесплатно обеспечить выдачу сертифицированных средств индивидуальной защиты согласно действующим типовым отраслевым нормам бесплатной выдачи работникам спецодежды, спец. обуви и других средств индивидуальной защиты (СИЗ).

При размещении на производственной территории санитарно-бытовых и производственных помещений, мест отдыха, проходов для людей, рабочих мест должны располагаться за пределами опасных зон. На границах зон, постоянно действующих опасных производственных факторов должны быть установлены защитные ограждения, а зон потенциально опасных производственных факторов – сигнальные ограждения и знаки безопасности.

Находясь на территории производственной площадки, в производственных и бытовых помещениях, на участках работ и рабочих местах, работники, а также представители других организаций обязаны выполнять правила внутреннего трудового распорядка, принятые в данной организации. Территориально обособленные помещения, площадки, участки работ, рабочие места должны быть обеспечены телефонной связью или радиосвязью.

Перечень нормативно-правовых актов, определяющих организационно-правовые нормы в области защиты граждан Российской Федерации от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера представлен в таблице 24.

					Социальная ответственность	<i>Лист</i>
						101
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Таблица 24 – нормативно-правовые акты

№ п/п	№ акта, дата	Наименование нормативного акта
1	Указ президента РФ от 27.12.2010 №1632	О совершенствовании системы обеспечения вызова экстренных оперативных служб на территории РФ
2	Федеральный закон от 12 февраля 1998 г. № 28-ФЗ	О гражданской обороне
3	Федеральный закон от 21 Декабря 1994 г. № 69-ФЗ	О пожарной безопасности
4	Федеральный закон от 21.12.1994 №68-ФЗ	О защите населения и территории от ЧС природного и техногенного характера
5	Федеральный закон от 22 августа 1995 г. № 151-ФЗ	Об аварийно-спасательных службах и статусе спасателей
6	Постановление правительства Российской Федерации от 1 декабря 2005 г. № 712	Об утверждении положения о государственном надзоре в области защиты населения и территорий от ЧС природного и техногенного характера, осуществляемом министерством РФ по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий
7	Постановление правительства Российской Федерации от 2 ноября 2000 г. № 841	Об утверждении положения об организации обучения населения в области гражданской обороны
8	Постановление правительства Российской Федерации от 4 сентября 2003 г. № 547	О подготовке населения в области защиты от ЧС природного и техногенного характера
9	Постановление правительства Российской Федерации от 21 декабря 2004 г. № 820	О государственном пожарном надзоре
10	Постановление правительства Российской Федерации от 21 мая 2007 г. № 304	О классификации ЧС природного и техногенного характера
11	Постановление правительства Российской Федерации от 26 ноября 2007 г. № 804	Об утверждении положения о гражданской обороне в РФ

12	Постановление правительства российской федерации от 30 декабря 2003 г. № 794	О единой государственной системе предупреждения и ликвидации ЧС
13	Постановление правительства Российской федерации от 24 марта 1997 г. № 334	О порядке сбора и обмена в РФ информацией в области защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера
14	Постановление правительства Российской федерации от 29 ноября 1999 г. № 1309	О порядке создания убежищ и иных объектов гражданской обороны
15	Постановление правительства Российской федерации от 23 апреля 1994 г. № 359	Об утверждении положения о порядке использования объектов и имущества гражданской обороны приватизированными предприятиями, учреждениями и организациями
16	№ 197-ФЗ от 30.12.2001 (ред. от 24.04.2020)	Трудовой кодекс Российской Федерации"
17	Федеральный закон № 426-ФЗ от 28.12.2013 года	«О специальной оценке условий труда»;

8.2 Производственная безопасность

Идентификация потенциальных опасных и вредных производственных факторов (ОВПФ) проводится с использованием ГОСТ 12.0.003–2015 [2]. Название вредных и опасных производственных факторов в работе соответствуют приведенной классификации. Определены название характерных видов работ и вредных производственных факторов (ОВПФ).

					Социальная ответственность	<i>Лист</i>
						103
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Таблица 25 – возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Подготовка к выполнению работ по ликвидации аварийного разлива нефти	Ликвидации аварийного разлива нефти	Обработка результатов работ	
1. Недостаточная освещенность на рабочем месте	+	+	+	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*. [1]
2. Климатические и погодные условия на рабочем месте	+	+	-	ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны». [2]
3. Загазованность рабочей зоны	+	+	+	ГН 2.2.5.686-98 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы. [3]
4. Повышенный уровень шума и вибрации	+	+	+	СП 51.13330.2011 Защита от шума; ГОСТ 31192.1-2004 Измерение локальной вибрации и оценка ее воздействия на человека [5], [6].
5. Факторы, связанные с электрическим током	+	-	+	ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. [4]
6. Факторы, связанные с пожароопасностью	+	+	+	Федеральный закон от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» [7]

8.2.1 Анализ потенциально вредных производственных факторов

Рассмотрим вредные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при проведении работ по оптимизации технологии ликвидации аварийных разливов нефти при эксплуатации подводного перехода магистрального нефтепровода, а также нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

1. Повышение уровней шума

Повышение уровней шума возможно при работе экскаватора и другой спецтехники на ППМН р. [REDACTED] при локализации и ликвидации аварийного разлива нефти для дислокации сил и средств, проводящих мероприятия по устранению аварии на указанном участке.

Действие шума на человека определяется влиянием на слуховой аппарат и многие другие органы и системы организма, в том числе шум приводит к снижению внимания и увеличению ошибок при выполнении различных видов работ, замедляет реакцию человека на поступающие от технических устройств сигналы, угнетает центральную нервную систему (ЦНС), вызывает изменения скорости дыхания и пульса, способствует нарушению обмена веществ, возникновению сердечнососудистых заболеваний, язвы желудка, гипертонических заболеваний.

Рассматриваемое рабочее место является постоянным и находится на территории предприятия. Согласно СанПиН 2.2.4.3359-16 [51] для рабочего места (в полевых условиях) устанавливается эквивалентный уровень звука равный 80 дБА согласно СОУТ [REDACTED] [51]. Запрещается даже кратковременное пребывание в зонах с октавными уровнями звукового давления свыше 135 дБА в любой октавной полосе.

					Социальная ответственность	<i>Лист</i>
						105
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Таблица 26 - основные методы борьбы с шумом

Основные методы борьбы с шумом		
№ п/п	Мероприятия	Примечание
1	Снижение шума в источнике	Применение звукоизолирующих средств
2	Средства индивидуальной защиты	Беруши, наушники, ватные тампоны
3	Соблюдение режима труда и отдыха	Трудовой кодекс РФ
4	Использование дистанционного управления при эксплуатации шумящего оборудования и машин	Снижение пребывания в зоне повышенного шума

2. Отсутствие или недостаток необходимого освещения рабочей зоны

При аварийных работах по эксплуатации МН в трассовых условиях необходимо предусматривать общее освещение. При этом освещенность должна быть не менее 20 лк независимо от применяемых источников света, за исключением автодорог. При подъеме или перемещении грузов должна быть освещенность места работ не менее 50 лк. Недостаточное освещение делает невозможным адекватный контроль опасных зон, в то время как избыточное освещение вызывает ослепление. Освещение объекта (внутреннее и наружное, в т.ч. охранное) должно соответствовать нормам СНиП II-4-79 с учетом требований СНиП 2.11.03-93, а устройство электроосвещения - требованиям ПУЭ [47].

В производственных помещениях и на территории взрыво-и пожароопасных объектов должны применяться светильники во взрывозащищенном исполнении, соответствующей категории. Освещенность рабочих мест проверяют люксметром.

Условия труда по световому фактору соответствует допустимым нормам согласно СОУТ ██████████.

3. Повышение уровня вибрации

Источниками вибраций являются машины и аппараты, в которых движутся неуравновешенные массы на [REDACTED] [REDACTED]» при локализации и ликвидации аварийного разлива нефти для дислокации сил и средств, проводящих мероприятия по устранению аварии на указанном участке. Они характерны для машин роторного типа (турбины, электродвигатели, ручной механизированный инструмент), для механизмов с возвратно-поступательным движением (вибромолоты).

Вибрация возникает при соударении деталей в зубчатых зацеплениях, подшипниковых узлах, соединительных муфтах. Источником вибрации, является и движущийся транспорт.

Для санитарного нормирования и контроля используются средние квадратические значения виброускорения или виброскорости, а также их логарифмические уровни в децибелах. Для первой категории общей вибрации, по санитарным нормам скорректированное по частоте значение виброускорения составляет 62 дБ, а для виброскорости – 116 дБ. Наиболее опасной для человека является вибрация с частотой 6-9 Гц [44].

Коллективная виброзащита включает в себя простые и составные средства виброизоляции и виброгашения: установку вибрирующего оборудования на массивный фундамент, применение демпфирующего покрытия и виброизоляторов. Средствами индивидуально защиты считаются специальный платформы, сидения, перчатки, рукоятки и некоторые виды обуви, позволяющие минимизировать воздействие вибрации на аварийном участке во время выполнения аварийных работ. ГОСТ 12.1.012-2004 Специальная оценка условий труда (СОУТ). Вибрационная безопасность. Общие требования.

Условия труда по уровню вибрации соответствует допустимым нормам согласно СОУТ [REDACTED]

					Социальная ответственность	<i>Лист</i>
						107
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

4. Изменение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны

Изменение метеоусловий на рабочем месте от нормальных параметров приводит к перегреву или переохлаждению человеческого организма и связанным с ними негативным последствиям:

- при перегреве – к обильному потоотделению, учащению пульса и дыхания, резкой слабости, головокружению, появлению судорог, а в тяжелых случаях – возникновению теплового удара;

- при переохлаждении возникают простудные заболевания, хронические воспаления суставов, мышц и др.

Климат Якутии весьма суров, на большей части резко континентален и засушлив. Отличительной чертой климата является выраженный антициклональный режим погоды зимой и частые вторжения воздушных масс со стороны Северного Ледовитого океана с очень малым содержанием водяного пара летом. Зима продолжительная, холодная и малоснежная, а лето короткое, на большей части территории засушливое с относительно высокими температурами.

Работающие на открытой территории в зимний период года должны быть обеспечены спецодеждой с теплозащитными свойствами, работа должна быть организована таким образом, чтобы рабочие имели возможность периодически находиться в теплом помещении. К СИЗ относятся: специальная теплая одежда, обувь, средства защиты рук, средства защиты головы, лица и глаз.

Профилактика перегревания осуществляется организацией рационального режима труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха в зонах с нормальным микроклиматом.

От перегрева головного мозга предусматривают головные уборы, средства индивидуальной защиты, например, такие, как кепки.

Согласно ГОСТ 12.1.005-88 «Воздух рабочей зоны» [46] при определенной температуре воздуха и скорости ветра работы приостанавливаются (табл. 27).

					Социальная ответственность	<i>Лист</i>
						108
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Таблица 27 – Работы на открытом воздухе приостанавливаются работодателями при следующих погодных условиях

Скорость ветра, м/с.	Температура воздуха °С

2. Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу

При ремонте МН возникает утечка нефти из трубопровода. Нефть относится к 3-му классу опасности. В таблице 28 представлены показатели вредных веществ.

Таблица 28 – Показатели вредных веществ

Наименование показателя	Нормы для класса опасности			
	1-го	2-го	3-го	4-го
Предельно допустимая концентрация (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны, мг/ м	Менее 0,1	0,1-1,0	1,1-10,0	Более 10,0
Средняя смертельная доза при введении в желудок, мг/кг	Менее 15	15-150	151-5000	Более 5000
Средняя смертельная доза при нанесении на кожу, мг/кг	Менее 100	100-500	501-2500	Более 2500
Средняя смертельная концентрация в воздухе, мг/м	Менее 500	500-5000	5001-50000	Более 50000
Коэффициент возможности ингаляционного отравления (КВИО)	Более 300	300-30	29-3	Менее 3
Зона острого действия	Менее 6,0	6,0-18,0	18,1-54,0	Более 54,0
Зона хронического действия	Более 10,0	10,0-5,0	4,9-2,5	Менее 2,5

Защита органов зрения осуществляется с помощью различных предохранительных очков. Защита органов дыхания обеспечивается применением различного рода респираторов и противогазов.

Респираторы служат для защиты легких человека от воздействия взвешенной в воздухе пыли, противогазы – для защиты от газов и вредных паров.

В зависимости от содержания кислорода в воздухе применяются следующие противогазы:

- фильтрующие – при содержании кислорода в воздухе свыше 19%. Обслуживающий персонал установки обеспечивается противогазами с марками коробок БКФ, возможно применение коробок марки «А».

- шланговые – применяются при содержании кислорода в воздухе менее 20% при наличии в воздухе больших концентраций вредных газов (свыше 0,5% об.). Применение шланговых противогазов обязательно при проведении работ внутри аппаратов, резервуаров и другой аналогичной закрытой аппаратуры.

6. Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися

Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися. Район работ приурочен к лесным и болотным ландшафтам, в связи с чем существует опасность повреждений, в результате контакта с дикими животными, кровососущими насекомыми, клещами. Бригада должна быть обеспечена спецодеждой и средствами индивидуальной защиты.

Места неблагоприятные по клещевому энцефалиту (КЭ), определяются местными Центрами госсанэпиднадзора.

Нападение клещей-переносчиков возбудителей КЭ возможно в весенне-летний период. Наибольший риск нападения клещей в месяцах мае и июне. К СИЗ относятся: сапоги с высоким голенищем, энцефалитные куртки и штаны, накомарники, перчатки и другие виды одежды, которые предотвращают возможность воздействия насекомых с кожей человека [47]

8.2.2 Анализ потенциально опасных производственных факторов

Рассмотрим опасные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при проведении работ по оптимизации технологии ликвидации аварийных разливов нефти при эксплуатации подводного перехода магистрального нефтепровода, а также

					Социальная ответственность	<i>Лист</i>
						110
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

Движение машин происходит при перевозке рабочих к месту работ и обратно. Основными причинами опасностей, аварий и несчастных случаев, связанных с эксплуатацией транспортных средств является нарушение требований правил дорожного движения на улицах и дорогах, а также во всех местах, где возможно движение транспортных средств. При нахождении в зоне возможного движения автомобилей, другого транспорта соблюдать осторожность:

- не ходить и не производить работы на путях движения транспорта;
- не перебегать дорогу перед движущимся автомобилем, другими транспортными или погрузочными средствами;
- пропускать движущийся или маневрирующий транспорт, механизм;
- находиться на безопасном расстоянии от маневрирующей автомашины;
- при движении автомобиля задним ходом не находиться между бортом кузова и эстакадой;
- перед выходом из-за стоящего автомобиля, угла здания, из ворот следует остановиться и продолжить путь, только убедившись в отсутствии движущегося транспорта;
- в узких проходах между автомобилями (особенно с работающими двигателями) соблюдать осторожность;
- во время движения автомобиля запрещается находиться на подножке или крыле автомобиля.

Для предотвращения несчастных случаев необходимо соблюдать технику безопасности при работе оборудования, машин и механизмов, а их эксплуатацию должны выполнять только лица, имеющие на это право.

					Социальная ответственность	<i>Лист</i>
						111
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

2. Пожаровзрывоопасность на рабочем месте

Образование взрывоопасной среды обусловлено образованием взрывоопасной смеси паров нефти и воздуха. Соответственно можно отнести данную аварийную ситуацию к категории «А» - горючие газы, легковоспламеняющиеся жидкости с температурой вспышки не более 28 °С в таком количестве, что могут образовывать взрывоопасные парогазовоздушные смеси, при воспламенении которых развивается расчетное избыточное давление взрыва в помещении, превышающее 5 кПа и (или) вещества и материалы, способные взрываться и гореть при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом, в таком количестве, что расчетное избыточное давление взрыва в помещении превышает 5 кПа.

Требования персонала для допуска к выполнению работ по локализации и ликвидации аварийных разливов нефти необходимо обучение по пожарной безопасности специалистов которое включает в себя:

- инструктажи по пожарной безопасности на предприятии (вступительный, первичный, внеплановый, повторный и целевой);
- проведение мероприятий по получению базовых знаний по пожарно-техническому минимуму;
- проведение практических занятий противопожарной направленности.

Горючие газы и пары легко воспламеняющихся жидкостей способны образовывать в смеси с кислородом воздуха взрывоопасные смеси. Границы концентраций горючих паров в воздухе при которых возможен взрыв называются нижним и верхним пределом распространения пламени (НКПР и ВКПР). Другими словами, концентрация от НКПР до ВКПР называется диапазоном взрываемости. Для паров нефти установлены следующий диапазон взрываемости: НКПР – 42000 мг/м³ ; ВКПР – 195000 мг/м³ [45].

С целью обеспечения взрывопожаробезопасности для всех веществ установлена предельно-допустимая взрывобезопасная концентрация (ПДВК), составляющая 5% величины НКПР.

					Социальная ответственность	<i>Лист</i>
						112
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

До начала производства работ необходимо устранить замазученность территории, исключить наличие на территории горючих материалов.

Перед началом проведения любых видов работ повышенной опасности на опасном производственном объекте, необходимо провести анализ газовоздушной среды на предмет превышения НКПР, НКПВ, ПДК с помощью аналитических приборов различного типа.

Для предотвращения взрыва необходимо осуществлять постоянный контроль давления по манометрам в трубопроводе.

Работы по сбору нефтесодержащей жидкости выполняются без наряда-допуска с записью в журнале газоопасных работ, выполняемых без наряда-допуска. Место разлива должно быть обозначено информационными и предупреждающими знаками, исключающими доступ посторонних лиц, курение и использование открытого огня. Работники должны использовать СИЗ и выполнять работы искробезопасным инструментом.

Ответственный за обеспечение пожарной безопасности объекта обязан обеспечить проверку места проведения огневых работ или других пожароопасных работ в течение 3 часов после их окончания.

Пожарная безопасность при проведении ремонтных и эксплуатационных работ на линейной части МН должна обеспечиваться боевым пожарным расчетом на пожарной автоцистерне, заполненной пенообразователем и водой, или другой пожарной техникой.

Объект исследования находится на территории Якутии приравненной к условиям Крайнего Севера, на переходах через водные преграды Ленского РНУ ПАО «Транснефть ВСТО».

Первичные средства пожаротушения следует размещать вблизи мест наиболее вероятного их применения, на виду, с обеспечением к ним свободного доступа. На месте проведения работ по ликвидации аварийных разливов нефти должны иметься в своем составе следующие первичные средства пожаротушения, представленные в таблице 29.

					Социальная ответственность	<i>Лист</i>
						113
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Таблица 29 – Средства пожаротушения

Наименования средств пожаротушения	Количество
Огнетушители: порошковые ОП-10	3
Первичные средства пожаротушения:	
- топор;	1
- багор;	2
- ведро;	2
- лопата штыковая;	2
- кошма размером 2х2 п.м. или асбестовое покрывало.	1
Газоанализатор	1

На месте производства работ устанавливается противопожарный режим. Места для курения разрешается устраивать на расстоянии, не ближе 300 м от места производства работ. Автомобили, спецтехника, оборудование и механизмы, а также технические средства, не используемые при работе, следует расположить за территорией проведения работ. Выхлопные трубы от двигателей внутреннего сгорания машин и механизмов должны быть оборудованы искрогасителями.

После прибытия пожарной части руководитель тушения пожара делает выбор способов и приемов прекращения горения, которое зависит от обстановки на пожаре, а также от наличия технических средств подачи огнетушащих веществ. Основным средством тушения пожаров нефтепродуктов являются воздушно-механические пены. Огнетушащие порошковые составы применяют для тушения небольших проливов, локальных очагов горения на задвижках и фланцевых соединениях, а также в комбинации с пенными средствами (с применением порошковых огнетушителей на отдельных очагах горения) [48].

3. Производственные факторы, связанные с электрическим током.

Поскольку тепловые пушки, нефтесборные системы относятся к энергетическим устройствам, существует риск поражения электрическим током, а также вероятность возникновения пожара и/или взрыва. Помещение насосной относится к категории повышенной опасности согласно ПУЭ.

					Социальная ответственность	<i>Лист</i>
						114
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Основание насосной, бетонные полы.

Непосредственные причины поражение электрическим током:

1. При прикосновении человека к двум неизолированными частям электроустановок, находящимся под напряжением.
2. При прикосновении с металлическим корпусом, оказавшимся под напряжением из-за замыкания.
3. А также из-за ошибок обслуживающего персонала.

Меры электробезопасности:

4. Используются методы согласно ПУЭ, ПТБ и ПТЭ, такие как защитное заземление, зануление и защитное отключение.
5. Обеспечивается изоляция, ограждение и ограничение доступа к электрическим цепям.
6. Размещаются предупредительные сигнализации, надписи и информационные плакаты.
7. Применяются индивидуальные изолирующие средства защиты: диэлектрические перчатки и сапоги, диэлектрические резиновые коврики и инструменты с изолированными ручками.
8. Организация инструктажей для сотрудников и соблюдение правил безопасности.
9. Проведением ряда организационных мероприятий такие как специальное обучение, аттестация и перееаттестация лиц электротехнического персонала.

8.3 Экологическая безопасность

При транспортировке нефти по НПЖУВ необходимо соблюдать требования по защите окружающей среды, установленные законодательством по охране природы. В таблице 30 представлено экологическое влияние аварий на НПЖУВ.

					Социальная ответственность	<i>Лист</i>
						115
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Таблица 30 – экологическое влияние аварий на нефтепроводах жидких углеводородов

Геосферы	Вредные воздействия
Атмосфера	Случаи отравления парами нефтепродуктов достаточно редки. Но взаимодействие летучих углеводородов, входящих в состав нефти и нефтепродуктов, окислов азота и ультрафиолетового излучения приводит к образованию смога. В таких случаях количество пострадавших может составлять тысячи человек. Особую опасность представляет загрязнение воздуха вблизи населенных пунктов. В этих случаях возможность наложения или аккумуляции различных загрязнений значительно усугубляет характер последствий. Также загрязнение воздуха может привести к угнетению растительного покрова.
Литосфера	Нефть не образует больших растеканий по поверхности почвы. Определенную опасность представляет вариант загорания пропитанных нефтью и нефтепродуктами грунтов. Основные экологические проблемы при попадании нефти на землю связаны с грунтовыми водами. После просачивания до их поверхности, нефть и нефтепродукты начинают образовывать плавающие на воде линзы. Эти линзы могут мигрировать, вызывая загрязнение водозаборов, поверхностных вод.
Гидросфера	Нефть, разлитая в реке, представляет собой, куда большую опасность, чем нефть, разлитая на суше. Нефть влияет на структуру экосистемы животных организмов. При нефтяном загрязнении изменяется соотношение видов и уменьшается их разнообразие. Поскольку на воде нефтяное пятно может расплзтись на сотни миль и превратиться в тончайшую масляную пленку, которая покрывает даже берега. Такое развитие событий может привести к гибели птиц, млекопитающих и других организмов. Нефтяные пятна на земле достаточно легко устранимы, поскольку вокруг пятна можно быстро насыпать вал.

С целью минимизации и предупреждения вредного антропогенного воздействия должно быть выполнено следующее: проведены инструктажи обслуживающего персонала по вопросам соблюдения норм и правил экологической и противопожарной безопасности, требований санитарно-эпидемиологической службы, ознакомление его с особым режимом деятельности в водоохранных и санитарно-защитных зонах водотоков и водозаборов.

8.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация: Обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей (по Федеральному закону).

Аварии, возникающие на магистральных нефтепроводах, приводят к чрезвычайным ситуациям, так как в результате разлива нефти возможен пожар, разрушение сооружения, гибель людей, загрязнение окружающей среды. ЧС, вызванные авариями на магистральных нефтепроводах, могут сопровождаться одним или несколькими следующими событиями:

- смертельными случаями;
- травмированием с потерей трудоспособности или групповым травматизмом;
- воспламенением нефти или взрывом его паров;
- утечкой транспортируемой нефти в количестве более 1 т.

Нарушение исправного состояния промыслового НП, приведшее к безвозвратным потерям нефти в окружающей природной среде в количестве 1 т и менее, классифицируется как повреждение.

Наиболее характерной ЧС является экологическое загрязнение окружающей среды.

Предупреждение аварий с разливов нефти достигается комплексом превентивных мероприятий, а именно:

- создание собственных формирований или заключение договоров с профессиональными аварийно-спасательными формированиями (службами);
- создание резервов финансовых средств и материально-технических ресурсов для локализации и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов;
- обучение работников способам защиты и действиям в чрезвычайных ситуациях, связанных с разливами нефти и нефтепродуктов;

					Социальная ответственность	<i>Лист</i>
						117
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- разработка декларации промышленной безопасности опасных производственных объектов;
- организация и осуществление производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на опасном производственном объекте;
- проведение корректировки планов при изменении исходных данных;
- создание и поддержание в готовности системы обнаружения разливов нефти и нефтепродуктов, а также системы связи и оповещения;
- проверка работоспособности автоматических систем обнаружения и оповещения о возникновении аварии на объектах;
- проведения пожарно-тактических занятий на опасных производственных объектах;
- проигрывание оперативных карточек пожарной охраной;
- разработка оперативного плана тушения пожара;
- контроль за выполнением правил противопожарной безопасности;
- защита персонала и населения: организация системы оповещения, запас индивидуальных средств защиты, планирование проведения эвакуации;
- подготовка к привлечению при необходимости дополнительных сил и средств в соответствии с планом взаимодействия.

					Социальная ответственность	<i>Лист</i>
						118
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выпускной квалификационной работы бакалавра разработана технология установки стационарных боновых заграждений на период ледостава:

- проведен аналитический обзор по техническим средствам и методам ликвидации аварийных разливов нефти на водной поверхности;
 - суммарный расчетный объем нефти, удерживаемый на поверхности воды двумя линиями боновых заграждений при условии полного перекрытия русла реки, установленными на расстоянии [REDACTED], превышает объем утечек нефти при порыве [REDACTED] и проколе [REDACTED], следовательно, увеличивается время реагирования;
 - для обеспечения сдерживания расчетного объема нефти:
 - угол установки боновых заграждений должен находиться в пределах [REDACTED];
 - полная высота подводной части боновых заграждений должна быть не более [REDACTED] м;
 - при расчете основных средств и ресурсов для ликвидации аварийного разлива нефти:
 - основные средства ЛРН – [REDACTED], при котором:
 - зимние боновые заграждения (2-е удерживающие линии) – [REDACTED];
 - емкости временного хранения нефти – [REDACTED].
- [REDACTED] для оценки затрат на реализацию проекта разработан проектный бюджет, который составляет [REDACTED]
- результат оценки эффективности ИР показывает следующие выводы:
 - 1) значение интегрального финансового показателя ИР составляет [REDACTED], что является показателем того, что ИР является финансово выгодной

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Обеспечение технологии ликвидации аварийного разлива нефти при эксплуатации нефтепровода, проложенного в условиях Крайнего Севера		
Разраб.		Дранишников В.С.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.				119	132
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.			Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8А1		

по сравнению с аналогами;

2) значение интегрального показателя ресурсоэффективности ИР составляет [REDACTED] по сравнению с [REDACTED] и [REDACTED];

3) значение интегрального показателя эффективности ИР составляет [REDACTED] по сравнению [REDACTED] и [REDACTED] и является наиболее высоким, что означает, что техническое решение, рассматриваемое в ИР, является наиболее эффективным вариантом исполнения.

					Заключение	<i>Лист</i>
						120
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. ГОСТ Р 55435-2013 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание.
2. [REDACTED] Порядок технической эксплуатации переходов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов через водные преграды и малые водотоки.
3. Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 24 января 2018 г. № 29 «Об утверждении руководства по безопасности «Методические рекомендации по классификации техногенных событий в области промышленной безопасности на опасных производственных объектах нефтегазового комплекса».
4. Статистика по аварийности и травматизму Межгосударственного совета по промышленной безопасности. [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://www.mspbsng.org> (дата обращения 05.05.2023 г.).
5. Гумеров А.Г., Азметов Х.А., Гумеров Р.С., Векштейн М.Г. Аварийно-восстановительный ремонт магистральных нефтепроводов.
6. Бородавкин П.П., Шадрин О.Б., Черняев Д.А. Эксплуатация подводных переходов нефте- и продуктопроводов. Вопросы проектирования.
7. Бородавкин П.П., Шадрин О.Б. Вопросы проектирования и капитального ремонта подводных переходов трубопроводов. М.: ВНИИОЭНГ, 1971. – 84.
8. Бородавкин П.П., Таран В.Д. Трубопроводы в сложных условиях. - М: Недра, 1968. - 304 с.
9. Забела К.А., Кафтан А.Н., Онищук В.В., Фисенко В.А. Прогнозирование подводных трубопроводов / Обзорная информация. М.: ВНИИОЭНГ, 1982.

					<i>Обеспечение технологии ликвидации аварийного разлива нефти при эксплуатации нефтепровода, проложенного в условиях Крайнего Севера</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Дранишников В.С.</i>			Список используемой литературы	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>					121	132
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>				<i>Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8А1</i>		

10. Забела К.А. Ремонт подводных переходов в зимних условиях / Обзорная информация. М.: ВНИИОЭНГ, 1982. - 52 с.

11. Идрисов Р.Х. Эффекты плавучести нефти в воде. Состояние вопроса / Башкирский экологический вестник // Спец. вып. 2000. №1 (8). С. 64-68.

12. [REDACTED] Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах и нефтепродуктопроводах.

13. Постановление Правительства Российской Федерации от 21.08.2000 № 613 (ред. от 14.11.2014) «О неотложных мерах по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов».

14. СП 36.13330.2012 «СНиП 2.05.06-85* «Магистральные трубопроводы».

15. Давыдова С.Л., Тагасов В.И. Нефть и нефтепродукты в окружающей среде. М.: Изд-во РУДН, 2004. 163 с.

16. Пат. 2183231 Российская Федерация, МПК7 E02B15/06. Нефтесорбирующий бон / Бачерникова С.Г., Есенкова Н.П., Михалькова А.И.; заявитель и патентообладатель Открытое акционерное общество «Научно-исследовательский институт нетканых материалов». 99119841/13, заявл. 16.09.1999; опубл. 10.06.2002.

17. Пат. 2158801 Российская Федерация, МПК7 E02B15/06. Боновое сорбционное ограждение / Веснин Н.М.; заявитель и патентообладатель Экспериментально-производственный и технический центр Межотраслевого научно-исследовательского института экологии топливно-энергетического комплекса. 99113498/13, заявл. 21.06.1999; опубл. 10.11.2000.

18. Pat. US 20120003045 A1, CPC E02B15/04. Floating oil containment and absorbent barrier system / Earl R. Singleton; applicant and patentee Singleton Earl R. US 13/165,834, filed 22.06.2011; publ. 05.01.2012.

					Список используемой литературы	<i>Лист</i>
						122
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

19. Pat. US 4537528 A, CPC E02B15/06, E02B15/04. Fireproof boom / Wayne F. Simpson; applicant and patentee Shell Oil Company. US 06/675,456, filed 27.11.1984; publ. 27.08.1985.

20. Pat. US 4645376 A, CPC E02B15/06, E02B15/04. Fireproof boom / Wayne F. Simpson; applicant and patentee Shell Western E&P Inc. US 06/806,575, filed 09.12.1985; publ. 24.02.1987.

21. Пат. 2177062 Российская Федерация, МПК7 E02B15/06. Огнестойкое боновое ограждение / Веснин Н.М., Исмагилов А.Х.; заявитель и патентообладатель. Экспериментально-производственный и технический центр Межотраслевого научно-исследовательского института экологии топливно-энергетического комплекса. 2000121861/13, заявл. 15.08.2000; опубл. 20.12.2001.

22. Pat. WO 2014112855 A1, CPC E02B15/10, B63B35/32, F23G7/05. Device for eradicating oil spills in bodies of water / Nurtayeva A., Priimak D., Nurtayeva G. and other; applicant and patentee Nurtayeva A., Priimak D. PCT/KZ2013/000007, filed 21.05.2013; publ. 24.07.2014.

23. Pat. US 4923332 A, CPC E02B15/06, E02B15/04. High temperature resistant oil boom flotation core / Stephen M. Sanocki, Donald D. Johnson, Edward M. Fischer; applicant and patentee Minnesota Mining and Manufacturing Company. US 07/309,416, filed 10.02.1989; publ. 08.05.1990.

24. Применение боновых ограждений при ликвидации разливов нефти. Технический информационный документ. [Электронный ресурс].

- Режим доступа: <http://www.itopf.com> (дата обращения 08.04.2023 г.).

25. Маценко С.В., Волков Г.Г., Волкова Т.А. Ликвидация разливов нефти и нефтепродуктов на море и внутренних акваториях. Расчет достаточности сил и средств: методические рекомендации. Новороссийск: МГА им. адмирала Ф.Ф. Ушакова, 2009. 78 с.

26. ОР-ОЗ.100.30-КТН-110-10 «Положение о линейной эксплуатационной службе».

					Список используемой литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		123

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

28. Федеральный закон от 21.12.1994 № 68-ФЗ (ред. от 02.05.2015) «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера». Федеральный закон от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды».

29. Федеральный закон от 21.01.1991 №116-ФЗ безопасности опасных производственных объектов».

30. Федеральный закон от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды».

31. Основные требования к разработке планов по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов (утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 21.08.2000 № 613).

32. Положение о единой государственной системе предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций (утверждено постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2003 № 794).

33. Постановление Правительства Российской Федерации от 15.04.2002 № 240 «О порядке организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации».

34. ██████████ «Сборник типовых инструкций по охране труда по профессиям и видам работ для работников предприятий.

35. ██████████ «Инструкция по ликвидации аварий и повреждений на подводных переходах магистральных нефтепродуктопроводов».

36. ██████████ Правила разработки планов по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на объектах магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов».

					Список используемой литературы	<i>Лист</i>
						124
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

37. ██████████ «Инструкция по ликвидации техногенных чрезвычайных ситуаций на магистральных нефтепродуктопроводах.

38. ██████████ Контроль воздушной среды на объектах магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов.

39. ██████████ «Ликвидация аварий и повреждений. Организация и проведение работ».

40. ██████████ «Табель нефтепродуктопроводных предприятий средствами для ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов на ПМТ через водные преграды».

41. Правила разработки и согласования планов по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации (утверждены приказом МЧС России от 28.12.2004 № 621).

42. Методика определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах (утв. Минтопэнерго РФ 01.11.1995). [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://www.legalacts.ru> (дата обращения 21.04.2023 г.).

43. ██████████ Система стандартов безопасности труда. Термины и определения.

44. ██████████. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

45. ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.

46. ГОСТ 12.1.008-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Биологическая безопасность. Общие требования.

47. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности.

48. СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений» (утв. постановлением Госкомсанэпиднадзора РФ от 1 октября 1996 г. № 21).

					Список используемой литературы	<i>Лист</i>
						125
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

49. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования.

50. ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности (с Изменениями № 1, 2).

51. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 «Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий» (утв. Главным государственным санитарным врачом РФ 6 апреля 2003 г.).

52. СанПин 2.2.4.3359-16 «Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах».

53. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением № 1).

54. ГОСТ Р 12.4.296-2013 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Одежда специальная для защиты от вредных биологических факторов (насекомых и паукообразных). Общие технические требования. Методы испытаний.

					Список используемой литературы	<i>Лист</i>
						126
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Приложение А

(обязательное)

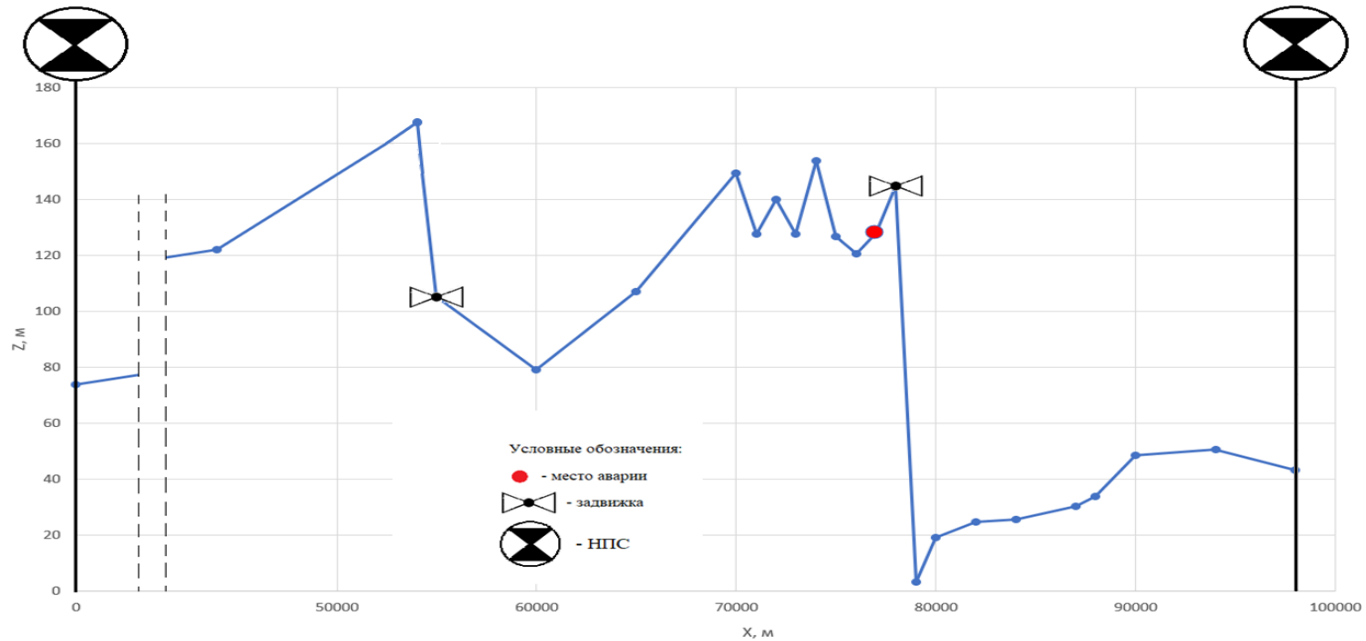


Рисунок А.1 – Профиль нефтепровода, ситуационный план участка

Обеспечение технологии ликвидации аварийного разлива нефти при эксплуатации нефтепровода, проложенного в условиях Крайнего Севера

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Дранишников В.С			Приложение Б	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					127	132
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8А1		

Приложение Б

(обязательное)

Таблица Б.1 – Результаты расчета необходимой производительности и количества нефтесборных систем

Наименование МН	Км по трассе	Наименование водной преграды	Участок (ППМН, рубеж №)	Необходимая производительность НСС, не менее, м ³ /ч	Необходимое количество НСС, не менее, шт.
■	■	■	■	■	■

Таблица Б.2 – Результаты расчета необходимого количества сорбентов

Наименование МН	Км по трассе	Наименование водной преграды	Необходимое количество сорбентов, кг
■	■	■	■

Обеспечение технологии ликвидации аварийного разлива нефти при эксплуатации нефтепровода, проложенного в условиях Крайнего Севера

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Дранишников В.С..			Приложение Б	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					128	132
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8А1		

Таблица Б.3 – Результаты расчета необходимого суммарного объёма ёмкостей

Наименование МН	Км по трассе	Наименование водной преграды	Участок (ППМН, рубеж №)	Необходимый суммарный объём ёмкостей, м ³
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
			[REDACTED]	[REDACTED]
			[REDACTED]	[REDACTED]
			[REDACTED]	[REDACTED]
			[REDACTED]	[REDACTED]

Таблица Б.4 – Результаты расчета необходимого количества вакуумных установок для вывоза нефти

Наименование МН	Км по трассе	Наименование водной преграды	Участок (ППМН, рубеж №)	Необходимое количество вакуумных установок, шт.
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
			[REDACTED]	[REDACTED]
			[REDACTED]	[REDACTED]
			[REDACTED]	[REDACTED]
			[REDACTED]	[REDACTED]

Обеспечение технологии ликвидации аварийного разлива нефти при эксплуатации нефтепровода, проложенного в условиях Крайнего Севера

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Приложение Б	Лит.	Лист	Листов
Разраб.	Дранишников В.С.						129	132
Руковод.	Чухарева Н.В.					Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8А1		
Рук-ль ООП	Чухарева Н.В.							

Таблица Б.5 – Необходимое количество плавсредств

Наименование МН	Км по трассе	Наименование водной преграды	Период	Необходимое количество плавсредств, шт.
■	■	■	■	■

Таблица Б.6 – Результаты расчета необходимого количества и массы якорей

Наименование МН	Км по трассе	Наименование водной преграды	Период	Необходимое количество якорей, береговой/русовой, шт.	Масса одного якоря, кг
■	■	■	■	■	■

Таблица Б.7 – Результаты расчета необходимого количества ледорезных машин, бензопил

Наименование МН	Км по трассе	Наименование водной преграды	Необходимое количество бензопил, шт.	Необходимое количество ледорезных машин, шт.
■	■	■	■	■

Обеспечение технологии ликвидации аварийного разлива нефти при эксплуатации нефтепровода, проложенного в условиях Крайнего Севера

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Приложение Б	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Дранишников В.С.					130	132
Руковод.		Чухарева Н.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8А1		
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.						

Таблица В.3 – Расчеты степени загрязнения атмосферного воздуха и водных объектов от возможных ЧС(Н) на ППМН

Водная преграда	Площадь разлива		Масса испарившихся углеводородов с площади разлитой нефти		Уатм (ущерб от загрязнения атмосферного воздуха), руб		Уводн (ущерб от загрязнения водных объектов), руб
	на суше, м ²	на водном объекте, м ²	на суше, кг	на водном объекте, кг	При испарении с поверхности земли	При испарении с водного объекта	

Обеспечение технологии ликвидации аварийного разлива нефти при эксплуатации нефтепровода, проложенного в условиях Крайнего Севера

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
Разраб.		Дранишников В.С.		
Руковод.		Чухарева Н.В.		
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.		

Приложение В

Лит.	Лист	Листов
	132	132

Отделение нефтегазового дела
Группа 3-2Б8А1

