

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело
 ООП/ОПОП: Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

Тема работы
ОРГАНИЗАЦИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙНЫХ РАЗЛИВОВ НЕФТИ НА ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА НА ПРИМЕРЕ ОБЪЕКТА ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

УДК 504.5:665.6:622.692.4.053(571.16)

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б92	Напылов Виталий Вячеславович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Антропова Н.А.	к.г.н.-м. н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Рыжакина Т.Г.	к.э.н. доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2023 г.

Результаты ООП

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
Р1	Применять базовые естественнонаучные, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, учиться и повышать свою квалификацию в течение профессиональной деятельности	<i>ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК(У)-1, УК(У)-2, УК(У)-6, УК(У)-7, ОПК(У)1, ОПК(У)-2)</i>
Р2	Решать инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационных технологий и с учетом требований к информационной безопасности	<i>ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК(У)-4, УК(У)-5, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)</i>
Р3	Осуществлять технологические процессы при эксплуатации и обслуживании нефтегазовых объектов	<i>ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-7, ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)</i>
Р4	Использовать программные средства для выполнения проектной технологической документации в области нефтегазового дела	<i>ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК(У)-2, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)</i>
Р5	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов линейной части магистрального трубопровода	<i>ФГОС ВО, ПК(У)-9, ПК(У)-14),</i>

Школа: Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело

Профиль: Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки

Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

_____ Чухарева Н.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы В форме:

Бакалаврской работы	
Группа	ФИО
2Б92	Напылову Виталию Вячеславовичу

Тема работы:

«ОРГАНИЗАЦИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙНЫХ РАЗЛИВОВ НЕФТИ НА ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА НА ПРИМЕРЕ ОБЪЕКТА ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Объектом исследования является организация мероприятий по устранению последствий аварий на линейной части магистрального нефтепровода.</p> <p>Вид сырья – нефть.</p>
---	---

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1) Проанализировать причины аварий на линейной части магистрального нефтепровода; 2) Рассмотреть пути локализации и ликвидации последствий разливов нефти и нефтепродуктов; 3) Разработать мероприятия по устранению утечек нефти и нефтепродуктов; 4) Рассчитать ущерб от аварии, определить необходимое количество сорбентов
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Рисунки, диаграммы, таблицы, номограмма</p>

<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Рыжакина Татьяна Гавриловна
«Социальная ответственность»	Гуляев Милий Всеволодович

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	
--	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Антропова Н.А.	К.Г.-М. Н., ДОЦЕНТ		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б92	Напылов Виталий Вячеславович		



Школа: Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело

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

Уровень образования: высшее

Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

Период выполнения: осенний/весенний семестр 2022 /2023 учебного года

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2Б92	Напылов Виталий Вячеславович

Тема работы:

ОРГАНИЗАЦИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙНЫХ РАЗЛИВОВ НЕФТИ НА ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА НА ПРИМЕРЕ ОБЪЕКТА ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
11.01.2023	Введение	5
18.01.2023	Обзор литературы	5
8.02.2023	Причины аварий и повреждений магистральных нефтепроводов	5
15.02.2023	Характеристика погодных условий, грунта Томской области	5
25.02.2023	Методы ликвидации аварийных разливов нефти на суше и водотоках	10
4.03.2023	Организация мероприятий по устранению последствий утечек нефти в условиях Томской области	10
25.03.2023	Расчетная часть работы	25
15.05.2023	Финансовый менеджмент	10
15.05.2023	Социальная ответственность	10
18.05.2023	Заключение	5
25.05.2023	Презентация	10
	Итого	100

СОСТАВИЛ: Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Антропова Н.А.	К.Г.-М. Н., ДОЦЕНТ		

СОГЛАСОВАНО: Руководитель ООП

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

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 88 с., 13 рис., 18 табл., 32 источника.

Ключевые слова: локализация, аварийный разлив, загрязнение, магистральный нефтепровод, ущерб.

Объектом исследования является организация мероприятий по устранению аварий на линейной части магистрального нефтепровода.

Цель работы – разработка мероприятий для ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов, устранения последствий.

В процессе исследования был произведен расчет ущерба окружающей среде в результате аварии на магистральном нефтепроводе, было определено необходимое количество материалов, сорбента, а также экономическое воздействие.

Область применения: локализация и ликвидация аварийных разливов на линейной части магистрального трубопровода.

Для выполнения выпускной квалификационной работы использовался текстовый редактор Microsoft Word, редактор электронных таблиц Microsoft Excel, презентация подготовлена с помощью Microsoft Power Point.

					ОРГАНИЗАЦИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙНЫХ РАЗЛИВОВ НЕФТИ НА ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА НА ПРИМЕРЕ ОБЪЕКТА ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Напылов В.В.</i>				Реферат	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Антропова</i>						7	88
<i>Рук. ООП</i>	<i>Чухарева Н.В.</i>					ТПУ гр. 2Б92		

Содержание

Введение.....	8
Тренины и определения.....	10
1 Обзор литературы.....	14
2 Причины аварий и повреждений магистральных нефтепроводов.....	16
3 Характеристика погодных условий, грунта Томской области.....	18
4 Методы ликвидации аварийных разливов нефти на суше и водотоках.....	19
4.1 Ликвидация нефти с грунта.....	20
4.1.1 Локализация нефти на грунте.....	20
4.1.2 Сбор нефти с грунта.....	21
4.2 Рекультивация загрязненных земель.....	24
4.3 Локализация и сбор нефти с водной поверхности.....	26
4.3.1 Локализация нефти на водной поверхности.....	26
4.3.2 Сбор нефти с водной поверхности.....	27
5 Организация мероприятий по устранению последствий утечек нефти в условиях Томской области.....	33
5.1 Выбор оборудования при учёте условий Томской области.....	34
6 Расчетная часть.....	35
6.1 Определение объёма вылившейся нефти.....	39
6.1.1 Определение объёма вытекшей нефти до момента остановки перекачки со стороны левой задвижки.....	39
6.1.2 Определение объёма вытекшей нефти до момента закрытия задвижек со стороны правой задвижки.....	40
6.1.3 Определение объёма вытекшей нефти с момента остановки перекачки до прекращения утечки со стороны левой задвижки.....	45
6.1.4 Определение общего объёма вылившейся при аварии нефти.....	48
6.2 Определение степени загрязнения окружающей среды.....	48

						ОРГАНИЗАЦИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙНЫХ РАЗЛИВОВ НЕФТИ НА ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА НА ПРИМЕРЕ ОБЪЕКТА ТОМСКОЙ							
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>	Содержание						<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Разраб.	Напылов В.В.											8	88
Руковод.	Антропова										ТПУ гр. 2Б92		
Рук. ООП	Чухарева Н.В.												

6.2.1	Оценка степени загрязнения земель.....	48
6.2.2	Оценка степени загрязнения атмосферного воздуха.....	49
6.2.3	Оценка степени загрязнения водных объектов.....	51
6.2.4	Учет количества вылившейся и потерянной нефти.....	53
6.3	Оценка подлежащего компенсации ущерба окружающей природной среде.....	54
6.3.1	Расчет размера ущерба атмосферному воздуху.....	54
6.3.2	Расчет размера ущерба водным объектам.....	56
6.3.3	Расчет размера ущерба почвам.....	57
6.3.4	Плата за загрязнение окружающей природной среды при аварии на магистральном нефтепроводе.....	58
6.3	Расчет количества необходимых сорбентов.....	58
7	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	61
7.1	Технико-экономическое обоснование.....	61
7.2	Планирование и формирование сметы выполнения работ.....	61
7.2.1	Структура работ в рамках проекта.....	61
7.2.2	Смета затрат для проведения работ при аварии на магистральном нефтепроводе.....	63
7.3	Потенциальный эффект проведения проектно-изыскательных работ.....	70
8	Социальная ответственность.....	73
8.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	73
8.1.1	Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	73
8.1.2	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.....	74
8.2	Производственная безопасность.....	74
8.2.1	Анализ опасных факторов.....	76
8.2.1.1	Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования.....	76

8.2.1.2	Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением.....	76
8.2.1.3	Пожарная и взрывная безопасность.....	76
8.2.1.4	Наличие электростатического поля, чрезмерно отличающегося от поля Земли.....	77
8.2.2	Анализ вредных факторов.....	78
8.2.2.1	Аномальные микроклиматические параметры воздушной среды.....	78
8.2.2.2	Повышенный уровень шума.....	79
8.2.2.3	Повышенный уровень вибрации.....	79
8.2.2.4	Недостаточная освещенность.....	80
8.2.2.5	Повышенная загазованность.....	81
8.2.2.6	Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми.....	82
8.3	Экологическая безопасность.....	82
8.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	83
	Заключение.....	84
	Список литературы.....	85

Введение

Нефтегазовый комплекс – одна из важнейших составляющих экономики Российской Федерации, а трубопроводы – наиболее эффективный способ, применяющийся для транспортировки нефти.

Транспортировка нефти трубопроводным способом имеет массу преимуществ: внушительная дальность перекачки нефти, бесперебойная работа в любых климатических условиях, высокий объем перекачиваемой нефти. В нашей стране более 85% добываемой нефти транспортируется через трубопроводы.

Несомненно, трубопроводы обладают некоторыми недостатками, и главный из них – более частый, урон экологии. Случаи аварийных разливов часты, это обуславливает необходимость высоких требований к контролю надежности нефтепроводов. На 2022 год около 20% аварий приходится на Томскую область.[1]

Разливы нефтепродуктов могут проникать в почву, испаряться в атмосферу, попадать в грунтовые воды или водоемы, а разливы рядом с населенными пунктами несут особую опасность – воздействие составляющих нефти на людей.

Самую большую экологическую опасность представляют нефтепроводы, что проходят через водные преграды. Распространение нефти по водному участку таит в себе особую экологическую опасность, поскольку последствия таких аварий сложнее устранить и распространение нефтяного пятна происходит с высокой скоростью. Масштабы распространения зависят от многих факторов: температура, скорость течения (водного участка), состава нефти, типа грунта.

Для минимизации влияния нефти требуется максимально быстро среагировать на разлив. Важнейшая задача – локализация и ликвидация, после чего быстрое устранение последствий.

Данная тема актуальна, поскольку на территории Томской области есть множество проблемных участков линейной части магистрального трубопровода, почему утечек с каждым годом не становится меньше, вместе с износом трубопроводов.

					ОРГАНИЗАЦИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙНЫХ РАЗЛИВОВ НЕФТИ НА ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА НА ПРИМЕРЕ ОБЪЕКТА ТОМСКОЙ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат				
Разраб.	Напылов В.В.				Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Антропова						16	88
Рук. ООП	Чухарева Н.В.					ТПУ гр. 2Б92		

Объектом исследования являются мероприятия, направленные на устранение аварийных разливов нефти на линейной части магистрального нефтепровода.

Предметом исследования являются основные методы локализации аварийных разливов, их ликвидация, а также устранение негативных последствий.

Цель работы – разработка мероприятий по локализации, ликвидации аварийных разливов на линейной части магистрального нефтепровода, устранение их негативных последствий.

В связи с целью устанавливаются следующие задачи:

1. Проанализировать причины аварийных разливов нефти.
2. Сравнить методы локализации и устранения аварийных разливов нефти.
3. Проанализировать ущерб окружающей среде от аварии.
4. Определить наиболее эффективных методов локализации и устранения нефтяных загрязнений.

Методы исследования: теоретические и технологические.

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

магистральный трубопровод (для транспортировки нефти и нефтепродуктов): единый производственно-технологический комплекс, предназначенный для транспортировки подготовленной нефти и нефтепродуктов от пунктов приема до пунктов сдачи потребителям или перевалки их на автомобильный, железнодорожный или водный виды транспорта, состоящий из конструктивно и технологически взаимосвязанных объектов, включая сооружения издания, используемые для целей обслуживания и управления объектами магистрального трубопровода.

утечка нефти [нефтепродукта]: выход нефти [нефтепродукта] из трубопровода, оборудования или сооружения вследствие повреждения или нарушения герметичности.

разлив нефти [нефтепродуктов]: выход нефти [нефтепродуктов] на поверхность грунта или водного объекта.

трасса трубопровода: положение оси трубопровода, определяемое на местности ее проекцией на горизонтальную и вертикальную плоскости.

локализация разлива нефти [нефтепродуктов]: комплекс мероприятий, направленных на прекращение распространения разлитой/выливающейся нефти [разлитых/выливающихся нефтепродуктов] на поверхности грунта или водного объекта, проводимых путем установки ограждений, проведения земляных работ или использования специальных средств.

					ОРГАНИЗАЦИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙНЫХ РАЗЛИВОВ НЕФТИ НА ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА НА ПРИМЕРЕ ОБЪЕКТА ТОМСКОЙ			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Напылов В.В.</i>				Термины и определения	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Антропова</i>						13	88
<i>Рук. ООП</i>	<i>Чухарева Н.В.</i>					ТПУ гр. 2Б92		

рекультивация земель: комплекс работ, направленных на восстановление продуктивности и народнохозяйственной ценности нарушенных земель, а также на улучшение условий окружающей среды в соответствии с интересами общества.

авария на магистральном нефтепроводе – внезапный вылив или истечение нефти (утечки) в результате полного разрушения или повреждения нефтепровода, его элементов, резервуаров, оборудования и устройств, сопровождаемые одним или несколькими из следующих событий:

- воспламенение жидкости или взрыв ее паров;
- загрязнение водного объекта сверх пределов, установленны стандартом на качество воды, вызвавшее изменение окраски поверхности воды или берегов, или приведшее к образованию эмульсии, находящейся ниже уровня воды, или к выпадению отложению на дно или берега;
- объем утечки составил 10 м³ и более.

подводный переход магистрального нефтепровода – участок нефтепровода, проложенного через реку или водоем шириной в межень по зеркалу воды более 10 м и глубиной свыше 1,5 м.

1. Обзор литературы

Литература при написании ВКР – законодательные акты РФ, отраслевые регламенты, ГОСТы, СНиПы, научная и учебная литература.

Основными рассматриваемыми документами стали:

1. СП 36.13330.2012. Свод правил. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*[2].

2. ГОСТ 17.4.3.01-83 Охрана природы (ССОП). Рекультивация земель. [9]

2. ГОСТ 17.4.3.04-83 Охрана природы (ССОП). Земли. Общие требования к рекультивации земель[18].

Анализ причин возможных аварий линейной части МН.

1. РД 153-112-014-97. Инструкция по ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепродуктопроводах[14]

2. РД 153-39.4-114-01. Правила ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах[28].

При выполнении расчетной части использовалось

1. ОР – 13.020.30 – КТН – 161 – 13 «Порядок применения действующих методик расчета ущерба окружающей среде при инцидентах и авариях с разливами нефти и нефтепродуктов». [27]

2. Методика определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах (утверждена Министерством топлива и энергетики Российской Федерации 01.11.1995)[25]

					ОРГАНИЗАЦИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙНЫХ РАЗЛИВОВ НЕФТИ НА ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА НА ПРИМЕРЕ ОБЪЕКТА ТОМСКОЙ			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Напылов В.В.</i>				Обзор литературы	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Антропова</i>						15	88
<i>Рук. ООП</i>	<i>Чухарева Н.В.</i>					ТПУ гр. 2Б92		

2. Причины аварий и повреждений магистральных нефтепроводов

Полная протяженность магистральных трубопроводов превышает 250000 километров, из них 55000 километров приходится на магистральные нефтепроводы, а около 22000 километров приходится на магистральные нефтепродуктопроводы. Большая часть нефтепроводов была построена до 80ых годов прошлого столетия. Время эксплуатации 40% трубопроводов превышает нормативный срок, связи с чем растет количество аварийных разливов.

В соответствии с нормативным документом РД 153-112-014-97[3], причины аварий можно разделить на:

1. Технические. Такие аварии связаны с различными внешними воздействиями на трубопроводы, их коррозией.
2. Организационные. Возникают из-за различных нарушений в работе персонала, проектных недоработок, недостаточного контроля состояния трубопровода.

Популярные причины аварий на магистральных трубопроводах – брак строительно-монтажных работ, коррозия. Снижение вероятности аварий и уменьшение их числа напрямую зависит от качества выполнения работ, частоты проверок, как плановых, так и внеплановых.

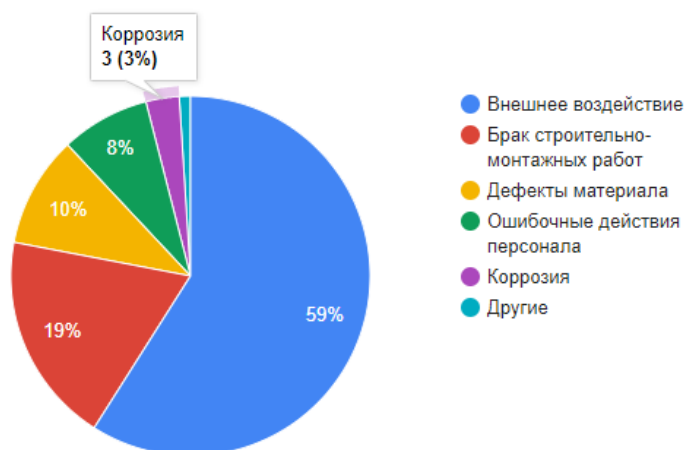


Рисунок 2.1 – Распределение аварий на нефтепроводах

					ОРГАНИЗАЦИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙНЫХ РАЗЛИВОВ НЕФТИ НА ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА НА ПРИМЕРЕ ОБЪЕКТА ТОМСКОЙ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат	Причины аварий и повреждений магистральных нефтепроводов	Лит.	Лист	Листов
Разраб.	Напылов В.В.						16	88
Руковод.	Антропова					ТПУ гр. 2Б92		
Рук. ООП	Чухарева Н.В.							

Причины аварий трубопроводов, что находятся на дне водоемов и предназначены для транспортировки нефтепродуктов через водные преграды, представлены на рисунке:

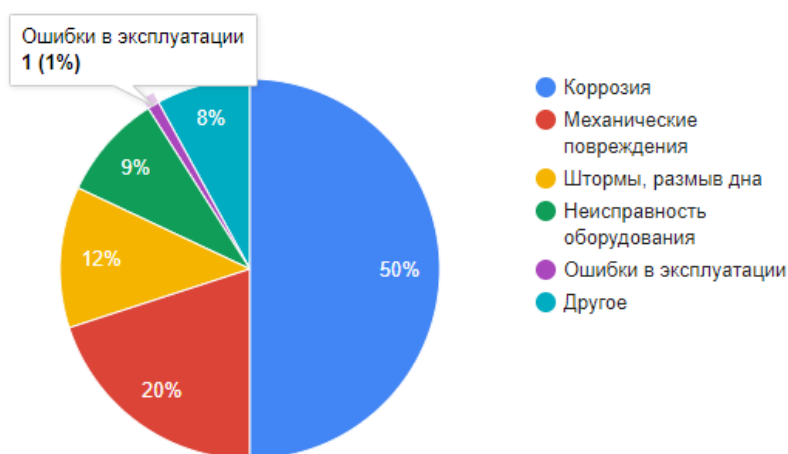


Рисунок 2.2 – Распределение аварий на подводных нефтепроводах

Частые события, что приводят к авариям нефтепроводов: разгерметизация, ошибки персонала, неблагоприятные погодные условия, внешние воздействия (механические), отказ систем контроля. Критическими считаются участки с высокой частотой пересечения подводных трубопроводов с судами в связи с интенсивным судоходством в 250 судов в год на километр трубопровода[4].

3. Характеристика погодных условий, грунта Томской области

Почти вся территория Томской области находится в пределах таежной зоны. Климат умеренно-континентальный циклический, отличается значительными суточными и годовыми амплитудами температуры, более длительным зимним периодом, зачастую с суровыми зимами. Среднегодовая температура +1.5 градуса Цельсия. Безморозный период составляет 100-105 дней.

Климат северной и южной частей Томской области, ввиду большой протяженности (более 600 километров), сильно отличается. Зимний период северных районов, как правило, дольше.

В области распространены почвы таких типов: подзолистые, болотные, серые лесные, черноземы и пойменные. Степень Томской области составляет около 50% [31].

Также болота Томской области имеют большую экологическую ценность, поскольку болота – регуляторы гидрологического режима стоков рек.

Порядок увеличения чувствительности грунтов к разливам нефтепродуктов:

1. Скальные породы, лед
2. Глинисто-илистые и среднезернистый песок
3. Крупнозернистый песок, смешанные осадочные породы
4. Валунны и щебень
5. Болотные грунты [12].

Сделаем вывод, что грунт Томской области особенно чувствителен при разливах нефти, ввиду преобладающего количества болотистых грунтов, а также большого количества водоемов, включающих более 100000 водных объектов.

					ОРГАНИЗАЦИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙНЫХ РАЗЛИВОВ НЕФТИ НА ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА НА ПРИМЕРЕ ОБЪЕКТА ТОМСКОЙ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат				
Разраб.	Напылов В.В.				Характеристика погодных условий, грунта Томской области	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Антропова						18	88
Рук. ООП	Чухарева Н.В.					ТПУ гр. 2Б92		

4. Методы ликвидации аварийных разливов нефти на суше и водотоках

Ликвидация аварии на нефтепроводе и сбор разлитой нефти требует применения различных методов, использования специального оборудования. Первый шаг ликвидации разлива всегда – его локализация. Локализация разлива необходима для того, чтобы он не распространялся дальше, и его площадь не увеличивалась, также новые территории распространения разлива могут оказаться более экологически уязвимыми, от чего оказывать большее негативное воздействие на окружающую среду.

Мероприятия, направленные на устранение утечки и их последствий:

1. Локализация нефти на поверхности грунта, воды. Препятствие дальнейшего распространения нефти.
2. Сбор нефти с поверхности грунта, воды.
3. Рекультивация земель, пострадавших от разлива[20].

Стоит отметить, что рекультивация обычно происходит одновременно и параллельно со сбором нефти с грунта. Эти мероприятия проводятся продолжительное время.

Способы локализации и сбора нефти в случае разлива нефти на водной поверхности:

1. Использование боновых заграждений
2. Использование сорбентов
3. Использование скиммеров

На грунте локализацию и ликвидацию разливов проводят с помощью:

1. Ограждений, что препятствуют растеканию нефти по поверхности
2. Выкапывание траншей или приямков
3. Использование сорбентов
4. Смыв нефти с грунта
5. Срез загрязненного грунта

					ОРГАНИЗАЦИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙНЫХ РАЗЛИВОВ НЕФТИ НА ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА НА ПРИМЕРЕ ОБЪЕКТА ТОМСКОЙ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат				
Разраб.	Напылов В.В.				Методы ликвидаций аварийных разливов нефти на суше и водотоках	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Антропова						19	88
Рук. ООП	Чухарева Н.В.					ТПУ гр. 2Б92		

4.1 Ликвидация нефти с грунта

Локализация разлива нефти на грунте происходит путем установки ограждений, выкапывания траншей или ям, в которые будет стекать нефть. Сбор нефти с грунта может производиться с применением сорбентов, смывом, ручным и механизированным способами.

4.1.1 Локализация нефти на грунте

Локализация нефти на грунте подразумевает создание контурного ограждения. Таким контурным ограждением может быть обваловка, траншея, различные щитовые сооружения. На пути распространения создаются рубежи локализации[23]. В зависимости от объемов, рубежи создаются вручную или механически.

Препятствование растекания на грунте решается отсыпкой дамбы, выкапыванием траншей, применением бонов, подпорных стенок.

Функции подпорных стенок:

1. Механический барьер
2. Направление, ограждение стока нефти, с дальнейшим задержанием [23].

Секции подпорной стенки имеют анкер, что заглубляются в грунт, опорное устройство фиксируется анкерами. [30]



Рисунок 4.1 – Подпорные стенки [30]

Сорбирующие материалы (боны, барьеры, подушки) также могут применяться для задержки, сбора и удаления нефти в широких диапазонах температур. [23]

4.1.2 Сбор нефти с грунта

Основной способ сбора нефти с грунта – механический. Обычно ручной способ применяют при небольших объемах, а также при отсутствии специальной техники (невозможности её использования). При таком способе сбора возможно применение сорбента, механических погрузчиков[26].

При ручном способе применяются совковые лопаты, швабры, черпаки. Включает соскребание, протирание сорбирующими материалами, просеивание.

Главным недостатком ручного сбора является высокая трудоемкость и низкая производительность, также существует проблема сложности организации, высокая вероятность травм[25].

Методы механизированного сбора (ЛАРН) можно классифицировать по принципу действия:

1. Применение принципа адгезии;
2. Применение техники для среза слоя грунта с нефтепродуктами;
3. Применение вакуумной техники.

Применение принципа адгезии (налипание нефти на рабочие органы устройства) удобно при проведении операции ЛАРН в теплое время года и в случае, если нефтепродукт обладает высокой текучестью.

Пример оборудования, применяемого в принципе адгезии – ручной ковшовый нефтесборщик, щеточный нефтесборщик.



Рисунок 4.2– Нефтесборщик щеточный Rock Cleaner[27]

Вакуумная техника – универсальный способ сбора нефти, поскольку данный вид оборудования способен работать в любых средах, сохраняя высокую эффективность.

Вакуумные системы используют в местах естественного скопления нефти, как понижения и углубления.

К недостаткам вакуумного способа можно отнести неспособность сбора с твердой неровной поверхности. Помимо этого, сбор затрудняет растительность, что приводит к быстрому износу из-за сбора мусора.



Рисунок 4.3– Нефтеборщик вакуумный АВУ-1[27]

Сбор с применением способа среза верхнего слоя грунта используется чаще других, являясь завершающей стадией или самостоятельной технологией. Скорость сбора увеличивается с повышением мощности используемого оборудования, но это приводит к возрастанию объема отходов и увеличению транспортных расходов.

Недостатком землеройной техники является захват незагрязненного объема, что приводит к повышению расходов последующих работ по транспортировке и очистке.

Наиболее эффективные случаи применения данного способа:

1. если нужно снять слой грунта определенной толщины;
2. если снятый грунт необходимо быстро вывезти;

3. когда толщина загрязненного грунта измеряется в пределах площади очищения.[27]

Перед началом работ, как и в случае с ручным способом, необходима оценка объема загрязненного грунта. Важно разметить участок работы и учитывать эффективность её использования. Необходимо учитывать изменение глубины загрязнения с поправкой на время подготовки работ, устойчивость пород, допускаемую нагрузку на грунт при разделении загрязненной местности на участки.

С твердой поверхности нефтепродукты можно удалить с помощью сорбентов, при таком способе возможно удаление около 90% загрязнения.

Современные сорбенты часто производятся из естественного органического сырья, как торф, растительные отходы сельскохозяйственных культур. Примеры таких сорбентов: «Сорбест», «Лессорб», «Цеолит-сорб».



Рисунок 4.4– Сорбент «Лессорб»[22]

В широких масштабах сорбенты применяются редко, поскольку остаются проблемы сбора, утилизации загрязненных сорбентов, а также возможно негативное влияние сорбентов на окружающую среду.

В таблице 4.1 приведен итоговый анализ достоинств и недостатков различных способов сбора нефти с грунта:

Таблица 4.1 Анализ методов сбора нефти с грунта

Метод сбора	Достоинства	Недостатки
Ручной	Простота сбора при небольших объемах	Высокая трудоемкость и низкая производительность, риск травматизма
Адгезионный	Использование в труднодоступных участках	Эффективность различается с изменением текучести нефти
Вакуумный	Универсальность	Сбор мусора вместе с грунтом
Землеройный	Производительность, относительная универсальность	Захват лишнего грунта
Сорбенты	Эффективность	Проблема сбора сорбентов

В реальности, при выполнении работ ЛАРН можно встретить комбинации вышеперечисленных методов.

4.2 Рекультивация загрязненных земель

Основные этапы рекультивации нефтезагрязненных земель:

Технический этап включает в себя снятие плодородного слоя почвы, засыпку траншей, выравнивание неровностей, захоронение токсичных отходов, нанесение плодородного слоя почвы[18].

В результате технического этапа достигается образование территории.

Биологический этап включает в себя агротехнические работы, с целью улучшения свойств почвы[19].

Существует две технологии рекультивации: ex-situ и in-situ.

Технологии ex-situ базируются на обработке и очистке грунта, собранном на месте разливов. Достигается изоляция загрязненного грунта, что минимизирует его влияния на участок разлива, благодаря чему возможно применение более результативных способов очистки. Из недостатков, такие методы более дорогостоящие.

Технологии in-situ применяются на месте загрязнения и включает себя биологические, термические, комбинированные методы.

Преимущества биологических методов: экологическая безопасность, минимальное влияние на состав грунта, дешевизна.

Их эффективность высока при низкой концентрации загрязнения, при невозможности использовать иные методы.

Виды биологических методов:

Естественное разложение – основывается на самоочищающейся способности окружающей среды, применяется только при небольших разливах.

Фиторемедиация – проводится после достижения приемлемого уровня остаточного загрязнения почв нефтью. Посев трав осуществляется на этапе начала восстановления растительного покрова. Используемые растения: хвощ лесной, осока, клевер луговой, клевер ползучий, люцерна, луговик северный). Любые растения, которые оптимальны для использования в качестве метода фиторемедиации на нефтезагрязненном грунте, должны быть приспособлены к имеющимся условиям окружающей среды[19].

Преимущества метода: низкие затраты на оборудование и очистку.

Недостатки метода: долгосрочный процесс, есть ограничения по глубине.

Биоремедиация - применение технологий и устройств, предназначенных для биологической очистки почв. Биоремедиация подразумевает следующую деятельность:

Биостимуляция – добавление в грунт субстратов, кислорода для увеличения скорости и стимулирования разложения нефти абиогенной микрофлорой грунта;

Биодополнение – введение природных штаммов бактерий для увеличения скорости разложения нефти.

Метод биоремедиации широко используется в настоящее время.

При ликвидации аварийных разливов нефти иногда бывает сложно провести границу между стадиями сбора нефти и рекультивации загрязненных земель. Чаще всего, технологии in-situ и ex-situ, так же, как и разные методы биологической рекультивации, используются в комбинации.

4.3 Локализация и сбор нефти с водной поверхности

4.3.1 Локализация нефти на водной поверхности

Боновые заграждения – основное средство для локализации нефти на водной поверхности. Поскольку нефть распространяется по поверхности воды, ввиду меньшей плотности, боновые заграждения препятствуют растеканию нефти по воде.

Виды боновых заграждений:

1. Самонадувные
2. Отклоняющиеся (для защиты береговой полосы)
3. Несгораемые (используются при сжигании нефти)
4. Сорбционные



Рисунок 4.4– самонадувной бон [30]

Бон состоит из частей: поплавков, подводная часть, надводная часть, балласт, тяговый трос, устройства для буксировки.[35]

4.3.2 Сбор нефти с водной поверхности

В первые часы разлива, при высокой толщине слоя нефти, наиболее эффективный способ ликвидации разлива – механический[25].

Для сбора нефти с водной поверхности применяются скиммеры, нефтесборные устройства.

Типы скиммеров:

1. Пороговые – пороговый метод
2. Олеофильные – метод адгезии
3. Гидродинамические – циклонный метод
4. Вакуумные – вакуумный метод

Выбор типа скиммера и метода обосновывается множеством фактором: типа нефти, погодных условий, количество разлитой нефти и др.

Пороговые скиммеры основаны на явлении протекания поверхностного слоя жидкости через порог в емкость. При прохождении через порог вода и нефтепродукты разделяются, нефтепродукты падают в емкость, из которой их удаляют.

Преимущества пороговых скиммеров: простота обслуживания, высокая надежность.



Рисунок 4.5– Пороговый скиммер СП – 4ЦМ [30]

При адгезионном методе нефть и продукты переработки прилипают к олеофильным поверхностям. Олеофильные скиммеры оснащены вращающимися дисками, щеточным оборудованием (или лентами). После прилипания нефти к олеофильным поверхностям, её удаляют механическим способом.



Рисунок 4.6– Олеофильный скиммер СЩ-15УЭ [30]

Достоинство олеофильных скиммеров в том, что количество попутно собираемой воды незначительно, данные скиммеры наиболее эффективны при сборе нефти на мелководье, для них почти не важны такие характеристики нефти, как плотность и вязкость.

Вакуумный способ основан на всасывании верхнего слоя водной поверхности, с последующим отделением его от загрязнений нефти. Принцип работы заключается в следующем: вакуумный насос создает вакуум в резервуаре-отстойнике, действие которого приводит к тому, что плёнка нефти засасывается в нефтесборщик вместе с водой. После чего водонефтяная смесь отстаивается. После отстойки воду возвращают в водоём, а нефтепродукты сливаются в ёмкости. Для вакуумных скиммеров требуются вакуумирующие средства, поскольку данные скиммеры не имеют откачивающих насосов.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата



Рисунок 4.7– Вакуумный скиммер giant octopus [30]

Ручные (щёточные) скиммеры удобны для сбора нефти с твердых поверхностей, как береговая полоса и для сбора нефтепродуктов в труднодоступных местах.



Рисунок 4.8– Щёточный скиммер ЩЩ-10 [30]

Циклонные (гидродинамические) скиммеры используют центробежные силы для разделения жидкостей различной плотности. В данном типе скиммеров создается водоворот, который сопровождается понижением уровня в центральной части. Устройства циклонного типа используются для нефтесбора в ходе ликвидации последствий аварии, происходящих в широких и глубоких водоемах. Преимущества гидродинамических скиммеров: высокая эффективность и скорость сбора нефтепродуктов.

Приведем сравнительный анализ в таблицу 4.2 с указанием достоинств и недостатков скиммеров различного типа:

Таблица 4.2 Анализ методов сбора нефти с грунта

Тип скиммера	Достоинства	Недостатки
Пороговый	Простота обслуживания, высокая надежность	Слабая защищенность от крупных плавающих механических загрязнений, повышенное содержание воды
Олеофильный	Возможность сбора на мелководье	Быстрый износ рабочего органа
Циклонный	Простота использования	Чувствительность к засорению
Щеточный	Высокая эффективность, устойчивость	Невозможность работы с БЗ

Для сбора нефти с водной поверхности также могут использоваться сорбенты. Их применение возможно после локализации разлива. На поверхность воды наносится сорбент одним из способов (ручной, механизированный, комбинированный). После нанесения происходит траление бонового загрязнения с сорбентами в удобное для сбора места.

Сорбенты используются в комбинации с другими методами сбора нефти, на небольших площадях разлива и на конечной стадии ликвидации [22].

Зачастую сорбенты действуют по принципу адсорбции, реже, по принципу абсорбции. При адсорбции нефть избирательно притягивается к веществу, а абсорбенты впитывают жидкость в свой объем.

Качества сорбентов:

1. Степень гидрофобности
2. Показатель плавучести
3. Нефтеёмкость
4. Возможность регенерации
5. Утилизируемость
6. Возможность извлечения нефти из сорбента

Виды сорбентов:

1. Неорганические
2. Органические
3. Синтетические

К достоинствам сорбентов можно отнести высокую эффективность на стадии очистки, иногда, отсутствие необходимости сбора[22].

К недостаткам сорбентов относится низкая площадь применения, чувствительность к течению, ветрам, необходимость перемешивания, иногда, необходимость удаления с водной поверхности.

5. Организация мероприятий по устранению утечек нефти в условиях Томской области

В организациях, включающих в себя опасные производственные объекты, должен быть план по предупреждению и ликвидации аварийных разливов для успешного осуществления работ по его ликвидации.

При обнаружении аварийного разлива нефти, время локализации не должно превышать 6 часов для разливов на почве и 4 часов для разливов в акваториях[29].

Для локализации разлива, необходимо определить его масштаб. Для этого создаются группы специалистов.

Существует три основных этапа устранения разливов.

- 1) остановка сброса нефти и нефтепродуктов;
- 2) максимально возможный сбор разлившихся нефти и нефтепродуктов;
- 3) размещение собранных нефти и нефтепродуктов для последующей их утилизации, исключающее вторичное загрязнение.

Последующие работы по ликвидации последствий разливов нефти, как рекультивация загрязненных территорий и очищение водных объектов осуществляются в соответствии с проектами рекультивации земель и восстановления водных объектов.

Указанные работы могут считаться завершенными при достижении допустимого уровня остаточного содержания нефти и нефтепродуктов в почвах, водных объектах, при котором:

- исключается дальнейшая возможность поступления нефти и нефтепродуктов;
- допускается использование земельных участков по их основному назначению или вводится режим консервации;
- обеспечивается возможность целевого использования водных объектов.

					ОРГАНИЗАЦИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙНЫХ РАЗЛИВОВ НЕФТИ НА ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА НА ПРИМЕРЕ ОБЪЕКТА ТОМСКОЙ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат				
Разраб.	Напылов В.В.				Организация мероприятий по устранению утечек нефти в условиях Томской области	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Антропова						33	88
Рук. ООП	Чухарева Н.В.					ТПУ гр. 2Б92		

Отчет о завершении работ по ликвидации аварийных разливов, а также предложения по реабилитации территорий, подготавливаются комиссиями по чрезвычайным ситуациям.

5.1 Выбор оборудования при учёте условий Томской области

Поскольку на территории Томской области преобладают грунты болотного типа, целесообразнее всего будет использовать:

Вакуумные нефтесборщики, поскольку данный тип наиболее эффективен при сборе на неровных и нетвердых поверхностях.

Олеофильные скиммеры, поскольку данный тип эффективно используется при сборе нефтепродуктов на мелководье.

Технологию рекультивации in-situ, поскольку рекультивация ex-situ будет экономически нецелесообразной в условиях болот и больших территорий.

6. Расчетная часть

Задание:

Определить количество нефти, вылившейся из нефтепровода вследствие аварии, оценить степень загрязнения почв, атмосферы, вод, оценить ущерб, что подлежит компенсации окружающей природной среде, от загрязнения почв, атмосферы и вод.

Исходные данные:

Подземный нефтепровод диаметром 1020 мм с толщиной стенки 14 мм, длиной 98 км между двумя насосными станциями, глубина заложения 2 м. Нефтепровод имеет подводный переход через судоходную реку на 60 км. Нефтеперекачивающая станция находится на 98 км. Место аварии 60 км – подводный переход. Произошел гильотинный разрыв нефтепровода. Общая площадь загрязнения составила 40970 м². Левая задвижка от места аварии находится на 44 км трассы, правая – 70 км. Время остановки перекачки нефти – 5 минут. Время закрытия задвижек – 30 минут.

Температура наружного воздуха равна 10° С, температура верхнего слоя 7°С, температура верхнего слоя воды 5° С. Торфяной грунт с влажностью 40%.

					ОРГАНИЗАЦИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙНЫХ РАЗЛИВОВ НЕФТИ НА ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА НА ПРИМЕРЕ ОБЪЕКТА ТОМСКОЙ			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Напылов В.В.</i>				Расчетная часть	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Антропова</i>						35	88
<i>Рук. ООП</i>	<i>Чухарева Н.В.</i>					ТПУ гр. 2Б92		

Таблица 6.1 – Исходные данные

Q_0 , м ³ /с	Q' , м ³ /с	P_1 , МПа	P_2 , МПа	P_0 , МПа	Плотность, кг/м ³	Толщина стенки, мм	Диаметр трубы, Мм
2,22	2,33	-	-	4,04	850	14	1020

Таблица 6.2 – Исходные данные

Параметр	Значение
Ускорение силы тяжести	9,81 м/с ²
Напор, создаваемый атмосферным давлением	10 м. вод. Столба

Таблица 6.3 - Точки перелома профиля нефтепровода

№ п/п	X,км	Z,м	№ п/п	X,км	Z,м
1	0	43,2	13	76	126,6
2	44	50,6	14	77	153,8
3	54	48,4	15	78	127,5
4	55	33,7	16	79	140,1
5	60	30,4	17	80	127,7
6	65	25,6	18	82	149,5
7	70	24,6	19	84	107
8	71	19,1	20	87	79
9	72	3,2	21	88	105,6
10	73	144,8	22	90	166,8
11	74	127,8	23	94	122
12	75	120,6	24	98	73,7

Условные обозначения

- | | | | |
|------------|--|-----------|---|
| | задвижка | ZM | геодезическая отметка места повреждения |
| НПС | нефтеперекачивающая станция | Z1 | геодезическая отметка начала аварийного участка |
| M | место повреждения | Z2 | геодезическая отметка конца аварийного участка |
| x* | расстояние от НПС до места повреждения | | |

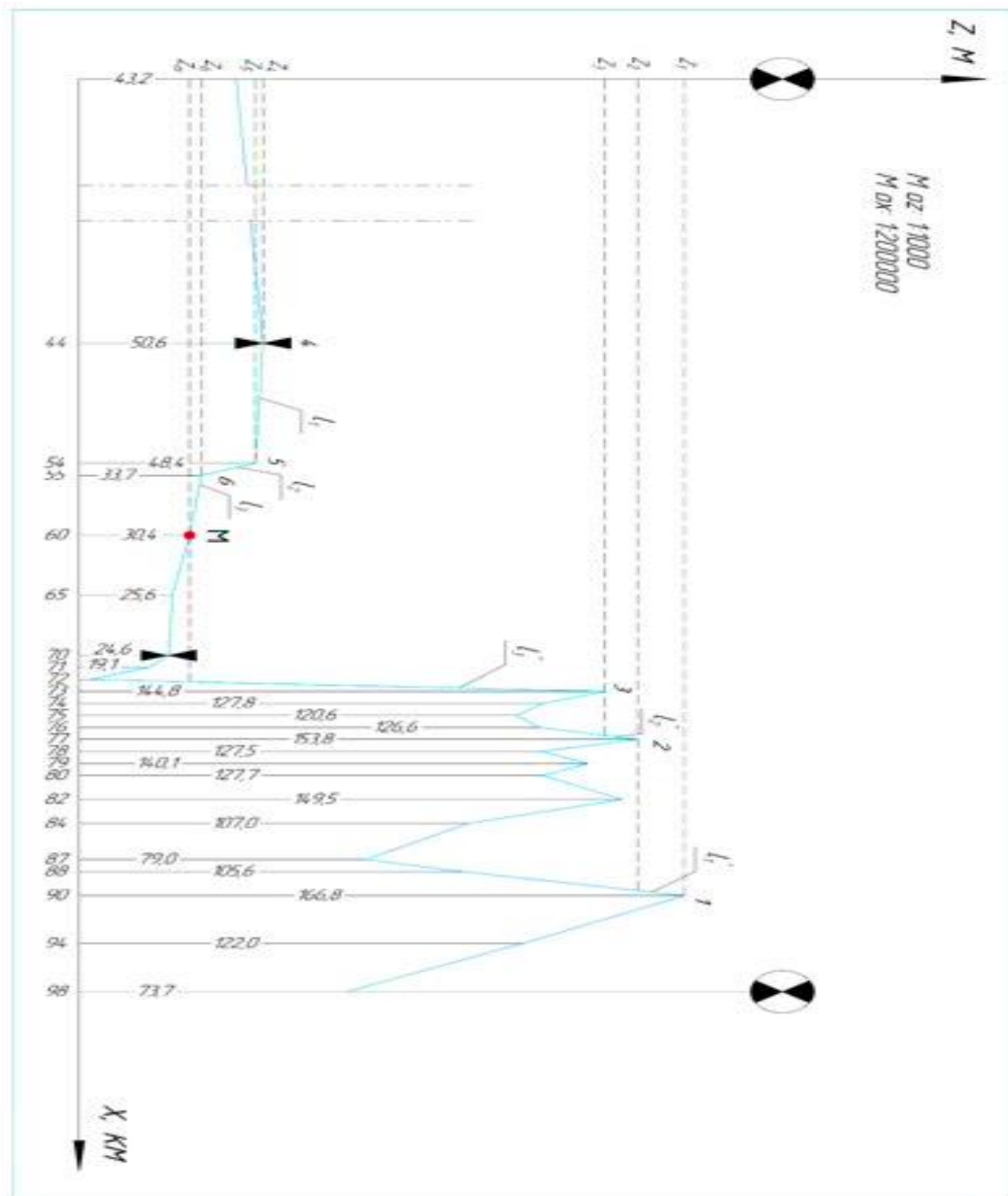


Рисунок 6.1 – Профиль трубопровода

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Расчетная часть

Лист

38

6.1 Определение вылившейся нефти

Существует 3 этапа, по которым производится расчет вылившейся из трубопровода нефти:

- с момента повреждения до остановки перекачки;
- с момента остановки перекачки до закрытия задвижек;
- с момента закрытия задвижек до прекращения утечки.

6.1.1 Определение объема вытекшей нефти до момента остановки перекачки со стороны левой задвижки

Объем V'_1 нефти, вытекшей из нефтепровода с момента τ_a возникновения аварии до момента τ_0 остановки перекачки, определяется соотношением:

$$V'_1 = Q_1 \cdot \tau_1 = Q_1 \cdot (\tau_0 - \tau_a) \quad (1)$$

Q_1 – расход нефти через место повреждения с момента возникновения аварии до остановки перекачки, м³/с;

τ_0 – время остановки насосов после повреждения, с;

τ_a – время повреждения нефтепровода, с.

τ_1 – продолжительность истечения нефти из поврежденного нефтепровода при работающих насосных станциях, с;

Расход нефти через место повреждения Q_1 определяется выражением:

$$Q_1 = Q' - Q_0 \cdot \left[\frac{Z_1 - Z_2 - \frac{P' - P''}{\rho \cdot g} - i_0 \cdot x^* \cdot \left(\frac{Q'}{Q_0} \right)^{2-m_0}}{(1-x^*) \cdot i_0} \right]^{\frac{1}{2-m_0}}, \quad (2)$$

Q' – расход нефти в НП в поврежденном состоянии, м³/ч;

Q_0 – расход нефти в НП при работающих насосных станциях в исправном состоянии, м³/ч;

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

Z_1 – геодезическая отметка начала участка нефтепровода, м;

Z_2 – геодезическая отметка конца участка нефтепровода, м;

P' - давление в начале участка НП в поврежденном состоянии, Па;

P'' - давление в конце участка НП в поврежденном состоянии, Па;

ρ – плотность нефти, кг/м³;

g – ускорение силы тяжести, м/с²;

i_0 – гидравлический уклон при перекачке нефти;

x^* - протяженность участка НП от насосной станции до места повреждения, м;

m_0 – показатель режима движения нефти по нефтепроводом в исправном состоянии ($m_0 = 0,25$);

l – протяженность участка нефтепровода, заключенного между двумя насосными станциями, м.

Давление в поврежденном состоянии нефтепровода будет равно нулю ($P_2 = 0$ Па), поскольку на 60 км произошел разрыв на полное сечение, второй частный случай расчета расхода.

Рассчитаем расход нефти Q'_1 со стороны задвижки на 44 км трассы :

$$Q'_1 = Q' \quad (3)$$

Рассчитаем объем нефти V'_1 , вытекшей на первой стадии в напорном режиме:

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

$$V'_1 = Q_1 \cdot \tau_1 = Q' \cdot (\tau_0 - \tau_a) = 2,33 \cdot 5 \cdot 60 = 699 \text{ м}^3$$

6.1.2 Определение объема вытекшей нефти до момента закрытия задвижек со стороны правой задвижки

Рассчитаем расход нефти через место повреждения Q'_2 со стороны задвижки на 70 км трассы.

Общий объем выхода нефти определяется как сумма объемов V_i нефти, вытекших за элементарные промежутки времени τ_i :

$$V'_2 = V'_{21} + V'_{22} + V'_{23} \quad (4)$$

Площадь дефектного отверстия равна внутреннему диаметру трубопровода.

$$\omega = \frac{\pi \cdot d^2}{4} = 0,773 \text{ м}^2. \quad (5)$$

Напор в отверстии, соответствующий τ_1 элементарному интервалу времени, рассчитывается по формуле:

$$h' = Z' - Z_M - h_T - h_a = 166.8 - 30.4 - 2 - 10 = 124.4 \text{ м} \quad (6)$$

Z' – геодезическая отметка самой высокой точки профиля, заполненного нефтью, м;

Z_M – отметка повреждения, м;

h_T – глубина заложения НП, м;

h_a – напор, создаваемый атмосферным давлением, м;

За промежутков τ_i освобождается объем V_i , что соответствует освобождению l_i участка нефтепровода:

$$l_i = \frac{4 \cdot V_i}{\pi \cdot d^2} \quad (7)$$

Примем $\tau_i = 5$ мин. Количество если время закрытия 30 минут, а время прекращения перекачки 5 минут, значит чисто временных интервалов равно 7.

Самая высокая точка на профиле – 166,8 м (90 км).

Рассмотрим 1-ый элементарный интервал времени:

$$Z_1 = 166,8 \text{ м}$$

$$h'_1 = Z_1 - Z_M - h_T - h_a = 166,8 - 30,4 - 2 - 10 = 124,4 \text{ м}$$

$$Re'_1 = \frac{d_{\text{отв.}} \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot h_1}}{\nu} = \frac{0,773 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 124,4}}{0,076 \cdot 10^{-4}} = 5024879 \rightarrow \mu = 0,595$$

$$Q'_{21} = \mu \cdot \omega \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot h_1} = 0,773 \cdot 0,595 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 124,4} = 22,72 \text{ м}^3/\text{с}$$

$$V'_{21} = Q'_{21} \cdot \tau_1 = 22,72 \cdot 5 \cdot 60 = 6816 \text{ м}^3$$

$$l'_1 = \frac{4 \cdot V'_{21}}{\pi \cdot d^2} = \frac{4 \cdot 6816}{3,14 \cdot 0,992^2} = 8752,8 \text{ м}$$

При сравнении полученного объема V'_{21} и объема всех возможных опорожненных участков со стороны левой задвижки VV'_2 , приходим к выводу, что все три участка опорожнятся целиком. Следовательно, не имеет смысла разбивать на элементарные участки и считать каждый из них. Следует просто рассчитать длину трубопровода и умножить на площадь поперечного сечения трубопровода.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

Для определения объема нефти, которая стечет, необходимо определить объем нефти, которая содержится в трубопроводе на данном участке. Поскольку в результате расчетов приходим к выводу что из-за разности геодезических отметок нефть вытечет полностью, рассчитаем три участка трубопровода, чтобы узнать объем утекшей нефти.

1 участок:

Определим превышение геодезических отметок ΔZ для первого участка:

$$\Delta Z Z'_1 = 166,8 - 153,8 = 13 \text{ м};$$

$$\Delta Z Z''_1 = 166,8 - 105,6 = 61,2 \text{ м};$$

Коэффициент подобия $k_1=4,71$

Вычислим расстояние $\Delta l'_1$:

$$\Delta x'_1 = 2000/4,71 = 424,6 \text{ м};$$

Вычислим протяженность участка l'_1 :

$$l'_1 = \sqrt{\Delta Z^2 + \Delta x^2} = \sqrt{13^2 + 424,6^2} = 424,8 \text{ м};$$

Таким образом, определим объем V'_{21} :

$$V'_{21} = \omega \cdot l'_1 = 0,773 \cdot 424,8 = 328,4 \text{ м}^3$$

2 участок:

Определим превышение геодезических отметок ΔZ для второго участка:

$$\Delta Z'_2 = 153,8 - 144,8 = 9 \text{ м};$$

$$\Delta Z''_2 = 153,8 - 126,6 = 27,2 \text{ м};$$

Коэффициент подобия $k_2=3,02$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

Вычислим расстояние $\Delta x'_2$:

$$\Delta x'_2 = 1000/3,02 = 331,1 \text{ м};$$

Вычислим протяженность участка l'_2 :

$$l'_2 = \sqrt{\Delta Z^2 + \Delta x^2} = \sqrt{9^2 + 331,1^2} = 331,2 \text{ м};$$

Таким образом, определим объем $V'_{2''}$:

$$V'_{22} = \omega \cdot l'_2 = 0,773 \cdot 331,2 = 256,0 \text{ м}^3$$

3 участок:

Определим превышение геодезических отметок ΔZ для третьего участка:

$$\Delta Z'_3 = 144,8 - 30,4 = 114,4 \text{ м};$$

$$\Delta Z''_3 = 144,8 - 3,2 = 141,6 \text{ м};$$

Коэффициент подобия $k_3=1,23$

Вычислим расстояние $\Delta x'_3$:

$$\Delta x'_3 = 1000/1,23 = 813 \text{ м};$$

Вычислим протяженность участка l'_3 :

$$l'_3 = \sqrt{\Delta Z^2 + \Delta l^2} = \sqrt{114,4^2 + 813^2} = 821 \text{ м};$$

Найдем объем V'_{23} :

$$V'_{23} = \omega \cdot l'_3 = 0,773 \cdot 821 = 634,6 \text{ м}^3 \quad (8)$$

Рассчитаем объем нефти V'_2 , что вытекла в первой и второй стадии со стороны правой задвижки:

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

$$V'_2 = V'_{21} + V'_{22} + V'_{23} = 634,6 + 256 + 328,4 = 1219 \text{ м}^3 \quad (9)$$

Так как вся нефть вытечет до закрытия задвижки, то $V_3 = 0$, со стороны правой задвижки 70 км.

6.1.3 Определение объема вытекшей нефти с момента остановки перекачки до прекращения утечки со стороны левой задвижки

τ_3 разбивается на элементарные интервалы τ_i , внутри которых режим истечения (напор и расход) принимается неизменным.

Общий объем выхода нефти из нефтепровода за время $\tau_2 = (\tau_0 - \tau_3)$ определяется как сумма объемов V_i нефти, вытекших за элементарные промежутки времени τ_i :

$$V_2 = \sum V_i = \sum Q_i \cdot \tau_i \quad (10)$$

Для каждого элементарного интервала времени определяется соответствующий расход Q_i нефти через отверстие:

$$Q_i = \mu \omega \cdot \sqrt{2gh_i}. \quad (11)$$

Площадь отверстия будет равна внутреннему диаметру трубопровода.

$$\omega = \frac{\pi \cdot d^2}{4} = 0,773 \text{ м}^2$$

Нефть в трубопроводе начнет самотеком вытекать из места повреждения под действием гравитации.

$$h_i = z_i - z_M - h_T - h_a$$

Напор в месте повреждения, соответствующий первом интервалу времени τ_1 :

$$h_1 = z_1 - z_M - h_T - h_a = 50,6 - 30,4 - 2 - 10 = 8,2 \text{ м};$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

z_i – геодезическая отметка самой высокой точки профиля рассматриваемого участка нефтепровода, заполненного нефтью на i -й момент времени, м;

Для определения объема нефти, которая стечет, необходимо определить объем нефти, которая содержится в трубопроводе на данном участке. Весь участок после задвижки до места утечки не встречает преград, само истечением опорожнится трубопровод с 44 км по 60 км. Следовательно, не имеет смысла разбивать на элементарные участки и считать каждый из них. Следует просто рассчитать длину трубопровода и умножить на площадь поперечного сечения трубопровода.

1 участок:

Определим превышение геодезических отметок ΔZ для первого участка

$$\Delta Z_1 = 50,6 - 48,4 = 2,2 \text{ м};$$

Вычислим расстояние Δx_1 :

$$\Delta x_1 = 54000 - 44000 = 10000 \text{ м}$$

Вычислим протяженность участка l'_1 :

$$l_1 = \sqrt{\Delta Z^2 + \Delta x^2} = \sqrt{2,2^2 + 10000^2} = 10000 \text{ м};$$

Таким образом определим объем V_2' :

$$V_2' = \omega \cdot l_1 = 0,773 \cdot 10000 = 7730 \text{ м}^3$$

2 участок:

Определим превышение геодезических отметок ΔZ для второго участка:

$$\Delta Z_2 = 48,4 - 33,7 = 14,7 \text{ м};$$

Вычислим расстояние Δx_2 :

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

$$\Delta x_2 = 55000 - 54000 = 1000 \text{ м}$$

Вычислим протяженность участка l_2 :

$$l_2 = \sqrt{\Delta Z^2 + \Delta x^2} = \sqrt{14,7^2 + 1000^2} = 1000,1 \text{ м};$$

Таким образом определим объем V_2'' :

$$V_2'' = \omega \cdot l_2 = 0,773 \cdot 1000,1 = 773,1 \text{ м}^3$$

Определим превышение геодезических отметок ΔZ для третьего участка:

$$\Delta Z'_3 = 33,7 - 30,4 = 3,3 \text{ м};$$

Вычислим расстояние Δx_3 :

$$\Delta x_3 = 60000 - 55000 = 5000 \text{ м};$$

Вычислим протяженность участка l_3 :

$$l_3 = \sqrt{\Delta Z^2 + \Delta x^2} = \sqrt{3,3^2 + 5000^2} = 5000 \text{ м};$$

Таким образом, определим объем V_2''' :

$$V_2''' = \omega \cdot l_3 = 0,773 \cdot 5000 = 3865 \text{ м}^3$$

Рассчитаем объем нефти V_{V_2} , вытекшей за время прекращения перекачки до момента прекращения аварии со стороны правой задвижки:

$$V_2 = V_2' + V_2'' + V_2''' = 7730 + 773,1 + 3865 = 12358,1 \text{ м}^3 \quad (12)$$

Так как вся нефть вытечет на втором этапе, то $V_3 = 0$, со стороны левой задвижки 44 км.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

6.1.4 Определение общего объёма вылившейся при аварии нефти

Общий объем:

$$V = V'_1 + V'_2 + V_2 = 12358,1 + 712 + 1226 = 14286,1 \text{ м}^3 \quad (13)$$

Масса:

$$M = V \cdot \rho = 14286,1 \cdot 0,85 = 12143,185 \text{ т} \quad (14)$$

6.2 Определение степени загрязнения окружающей среды

6.2.1 Оценка степени загрязнения земель

Степень загрязнения земель определяется нефтенасыщенностью грунта:

$$M_{\text{вп}} = K_{\text{н}} \cdot \rho \cdot V_{\text{гр}}, \quad (15)$$

$M_{\text{вп}}$ – масса впитавшейся нефти, т;

$K_{\text{н}}$ – нефтеемкость болотного грунта при влажности 40%, $K_{\text{н}}=0,3$;

$V_{\text{гр}}$ – объем нефтенасыщенного грунта, м³.

Таблица 6.4 – Нефтеемкость грунта

Наименование грунта	Влажность грунта					
	0	20	40	60	80	100
Глинистый грунт	0,20	0,16	0,12	0,08	0,04	0,00
Пески (диаметр час- тиц 0,05-2,0 мм)	0,30	0,24	0,18	0,12	0,01	0,00
Супесь, суглинок	0,35	0,28	0,21	0,14	0,07	0,00
Гравий (диаметр частиц 2,0-20 мм)	0,48	0,39	0,29	0,19	0,09	0,00
Торфяной грунт	0,50	0,40	0,30	0,20	0,10	0,00

$$V_{\text{вп}} = K_{\text{н}} \cdot V_{\text{гр}} \quad (16)$$

$V_{\text{вп}}$ – объем нефти, впитавшейся в грунт, м³.

Объем нефтенасыщенного грунта:

$$V_{гр} = F_{гр} \cdot h_{ср}, \quad (17)$$

$F_{гр}$ – площадь нефтенасыщенного грунта, $F_{гр} = 10970 \text{ м}^2$;

$h_{ср}$ – средняя глубина пропитки грунта

$h_{ср} = 0,05 \text{ м}$.

$$V_{гр} = 10970 \cdot 0,05 = 550,5 \text{ м}^3.$$

Объем нефти, впитавшейся в грунт:

$$V_{вп} = 0,3 \cdot 545,5 = 154 \text{ м}^3.$$

Масса нефти, впитавшейся в грунт:

$$M_{вп} = 154 \cdot 0,850 = 130,56 \text{ т}$$

6.2.2 Оценка степени загрязнения атмосферного воздуха

Степень загрязнения атмосферного воздуха определяется массой испарившихся углеводородов.

Масса летучих низкомолекулярных углеводородов $M_{и.п.}$, определяется по формуле:

$$M_{и.п.} = q_{и.п.} \cdot F_{гр} \cdot 10^{-6}; \quad (18)$$

$q_{и.п.}$ – величина выбросов с 1 м^2 ;

$F_{гр}$ – площадь покрытых нефтью грунтов.

Средняя температура поверхности испарения:

$$T_{п.и.} = \frac{1}{2} \cdot (t_{п} + t_{возд.}) = \frac{1}{2} \cdot (5 + 10) = 7,5^{\circ}\text{C}$$

-водная поверхность

$$T_{п.и.} = \frac{1}{2} \cdot (t_{п} + t_{возд.}) = \frac{1}{2} \cdot (7 + 10) = 8,5^{\circ}\text{C}$$

-поверхность земли

Поскольку $t_{п.и.} > 4^{\circ}\text{C}$, удельную величину выбросов $q_{и.п.}$ выберем из [15] (приложение 3 таблица 3). Для определения удельной величины выбросов $q_{и.п.}$ необходимо рассчитать толщину слоя свободной нефти $\delta_{и}$ на поверхности земли и продолжительность испарения свободной нефти с поверхности земли $\tau_{н.п.}$.

Толщина слоя свободной нефти $\delta_{и}$ на поверхности земли равна 0,01 м.

Удельную величину выбросов углеводородов в атмосферу с поверхности нефти принимаем в соответствии с методикой [15] (приложение 3 Таблица П.3):

- поверхность земли: : $q = 1412 \text{ г/м}^2$

Рассчитаем массу летучих низкомолекулярных углеводородов $M_{и.п.}$, испарившихся с поверхности почвы, рассчитаем по формуле(18):

$$M_{и.п.} = 1412 \cdot 10970 \cdot 10^{-6} = 15,49 \text{ т}$$

Масса летучих низкомолекулярных углеводородов $M_{и.в.}$, испарившихся в атмосферный воздух с поверхности воды, рассчитаем по формуле:

$$M_{и.в.} = q_{и.в.} \cdot F_{гр} \cdot 10^{-6}; \quad (19)$$

$q_{и.в.} = 300 \text{ г/м}^2$ – удельная величина выбросов 1 м^2 ;

$F_{гр} = 30000 \text{ м}^2$ – площадь покрытой нефтью поверхности воды.

Рассчитаем массу летучих низкомолекулярных углеводородов $M_{и.в.}$, испарившихся в атмосферный воздух с поверхности водного объекта, по формуле (19):

					Расчетная часть	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$M_{и.в.} = 300 \cdot 30000 \cdot 10^{-6} = 9,00 \text{ т}$$

- Также вычислим массы нефти, испарившиеся с поверхности амбара:

$$M_{и.амб.} = q_{и.а.} \cdot F_{амб.} \cdot 10^{-6} \quad (20)$$

где $q_{и.а.} = 4620 \text{ г/м}^2$ – масса, удельная величина выбросов с 1 м^2 и площадь амбара.

$F_{амб.} = 5000 \text{ м}^2$ – площадь земельного амбара, значение выбираем сами

Вычислим:

$$M_{и.амб.} = 4620 \cdot 5000 \cdot 10^{-6} = 23,1 \text{ т}$$

Массу нефти $M_{и.}$, принимаемую для расчета платы за выбросы летучих низкомолекулярных углеводородов нефти в атмосферный воздух, рассчитаем по формуле:

$$M_{и.} = M_{и.п.} + M_{и.в.} + M_{и.амб.} \quad (21)$$

Вычислим массу испарившейся нефти $M_{и.}$:

$$M_{и.} = M_{и.п.} + M_{и.в.} + M_{и.амб.} = 15,49 + 9,00 + 23,1 = 47,59 \text{ т}$$

6.2.3 Оценка степени загрязнения водных объектов

Масса нефти/нефтепродукта, поступившая в водный объект, рассчитывается по формуле:

$$M_{н.} = M_{нп.} + M_{рн.}, \quad (22)$$

где $M_{нп.}$ – масса пленки нефти на водной поверхности, т;

$M_{рн}$ – масса нефти/нефтепродуктов, растворенных и эмульгированных в водном объекте, т.

Масса пленки нефти:

$$M_{нп} = U M_n \cdot S \cdot 10^{-6}, \quad (23)$$

$U M_n$ – масса пленки/ нефти на 1 м² акватории, г/м²;

S – площадь акватории, покрытая нефтью, м².

$$M_{нп} = 70 \cdot 30000 \cdot 10^{-6} = 2,1 \text{ т}$$

Масса растворенных и эмульгированных в воде нефти/нефтепродуктов:

$$M_{рн} = C_{рн} \cdot V \cdot 10^{-6}, \quad (24)$$

где $C_{рн}$ – средняя концентрация растворенных и эмульгированных в воде нефти/нефтепродуктов на глубине до 1 м, мг/дм³;

V – объем воды в загрязненном водном объекте:

$$V = h \cdot S, \quad (25)$$

где h – средняя глубина воды в водном объекте;

S – площадь акватории водного объекта, м².

$$V = 1 \cdot 30000 = 30000 \text{ м}^3$$

$$M_{рн} = 6 \cdot 30000 \cdot 10^{-6} = 0,18 \text{ т}$$

$$M_n = 2,1 + 0,18 = 2,28 \text{ т}$$

6.2.4 Учет количества вылившейся и потерянной нефти

Рассчитаем количество вылившейся и безвозвратно потерянной нефти:

$$M = M_{сб} + M_{б.п.} \quad (26)$$

$M = 12143,185$ т – масса вылившейся нефти;

$M_{сб}$ – масса собранной нефти;

$M_{б.п.}$ – масса безвозвратно потерянной нефти.

Масса безвозвратно потерянной нефти $M_{б.п.}$ определяется:

$$M_{б.п.} = M_{в.п.} + M_{и} + M_{н}; \quad (27)$$

$M_{в.п.} = 130,56$ т – масса впитавшейся в грунт нефти;

$M_{и} = 47,59$ т – масса испарившейся нефти;

$M_{н} = 2,28$ т – масса нефти, поступившая в водный объект.

Рассчитаем массу безвозвратно потерянной нефти $M_{б.п.}$:

$$M_{б.п.} = 130,56 + 47,59 + 2,28 = 180,43 \text{ т}$$

Рассчитаем массу собранной нефти $M_{сб}$ из формулы (24):

$$M_{сб} = M - M_{б.п.} = 12143,185 - 180,43 = 11\,962,908 \text{ т}$$

6.3 Оценка подлежащего компенсации ущерба окружающей природной среде

6.3.1 Расчет размера ущерба атмосферному воздуху

В соответствии с нормативным документом ОР – 13.020.30 – КТН – 161 – 13 рассчитаем ущерб от загрязнения:

$$y_{\text{атм}} = 5 \cdot \sum_{i=1}^n (C_i \cdot M_i), \quad (28)$$

C_i – ставка платы за выброс 1 т руб./т;

M_i – масса загрязняющего вещества определенного вида.

Расчетная ставка платы определяется по формуле:

$$C_i = N_i \cdot K_э \cdot K_г \cdot K_{\text{пр}} \cdot K_{\text{инд}}, \quad (29)$$

N_i – плата за выброс 1 тонны загрязняющего вещества, руб.;

$K_э$ – коэффициент учета экологических факторов;

$K_г$ – коэффициент за выбросы веществ в атмосферный воздух городов;

$K_{\text{пр}}$ – коэффициент для особо охраняемых природных территорий;

$K_{\text{инд}}$ – коэффициент на соответствующий год.

В соответствии с [16] примем размер норматива платы для следующих веществ:

- для углеводородов предельных $C_1 - C_5$ – 108 руб/т;
- для углеводородов предельных $C_6 - C_{10}$ – 0,1 руб/т;
- для бензола – 56,1 руб/т;
- для толуола – 9,9 руб/т;
- для этилбензола – 275 руб/т;
- для сероводорода – 686,2 руб/т.

Для приведенных выше коэффициентов примем следующие значения:
 $K_э = 1,1$ – экологический коэффициент (методика [23] приложение Б);
 $K_г$ – не учитываем, так как не городская местность;
 $K_{пр} = 2$ – коэффициент для особо охраняемых природных территорий;
 $K_{инд} = 1,26$ – коэффициент, установленный законом о федеральном бюджете на соответствующий год.

Для расчета массы загрязняющего вещества определённого вида, необходимо знать состав нефти. (Масса нефти, принимаемая для расчета $M_{и} = 47,59$ т).

По таблице А.1 в документе [17] найдем концентрации загрязняющих веществ при испарении нефти/нефтепродуктов:

$$\omega_{C1-C5} = 72,46\%$$

$$\omega_{C5-C10} = 26,8\%$$

$$\omega_B = 0,35\%$$

$$\omega_T = 0,22\%$$

$$\omega_э = 0,11\%$$

$$\omega_{H_2S} = 0,06\%$$

находим массы каждого компонента:

$$M_{C_1-C_5} = \frac{72,46 \cdot 47,59}{100} = 34,48 \text{ т}$$

$$M_{C_6-C_{10}} = \frac{26,8 \cdot 47,59}{100} = 12,75 \text{ т}$$

$$M_B = \frac{0,35 \cdot 47,59}{100} = 0,167 \text{ т}$$

$$M_T = \frac{0,22 \cdot 47,59}{100} = 0,105 \text{ т}$$

$$M_э = \frac{0,11 \cdot 47,59}{100} = 0,052 \text{ т}$$

$$M_{H_2S} = \frac{0,06 \cdot 47,59}{100} = 0,029 \text{ т}$$

Таким образом, ставка платы за выброс, с учетом коэффициентов:

$$C_{C1-C5} = 108 \cdot 1,1 \cdot 2 \cdot 1,26 = 310,97 \text{ руб/т}$$

$$C_{C6-C10} = 0,1 \cdot 1,1 \cdot 2 \cdot 1,26 = 0,32 \text{ руб/т}$$

$$C_B = 56,1 \cdot 1,1 \cdot 2 \cdot 1,26 = 152,30 \text{ руб/т}$$

$$C_T = 9,9 \cdot 1,1 \cdot 2 \cdot 1,26 = 27,32 \text{ руб/т}$$

$$C_{\text{Э}} = 275 \cdot 1,1 \cdot 2 \cdot 1,26 = 790,56 \text{ руб/т}$$

$$C_{\text{H}_2\text{S}} = 686,2 \cdot 1,1 \cdot 2 \cdot 1,26 = 1972,31 \text{ руб/т}$$

$$Y_{\text{атм}} = 5 \cdot (310,97 \cdot 34,48 + 0,32 \cdot 12,75 + 152,3 \cdot 0,167 + 27,32 \cdot 0,105 + 790,56 \cdot 0,052 + 1972,31 \cdot 0,029) = 53217,5 \text{ руб.}$$

6.3.2 Расчет размера ущерба водным объектам

Исчисление размера ущерба за загрязнение водных объектов производится по формуле:

$$Y_{\text{вод}} = K_{\text{вг}} \cdot K_{\text{в}} \cdot K_{\text{ин}} \cdot K_{\text{дл}} \cdot \sum_{i=1}^n H_{\text{н}}, \quad (30)$$

$K_{\text{вг}}$ – коэффициент, учитывающий природно-климатические условия в зависимости от времени года;

$K_{\text{в}}$ – коэффициент, учитывающий состояние водных объектов;

$K_{\text{ин}}$ – коэффициент индексации, учитывающий инфляционную составляющую экономического развития;

$K_{\text{дл}}$ – коэффициент, учитывающий деятельность негативного воздействия вредных загрязняющих веществ на водный объект при неприятии мер по его ликвидации;

N_H – такса для исчисления ущерба (вреда) от сброса нефти/нефтепродуктов в водные объекты, млн.руб..

Для приведенных выше коэффициентов примем следующие значения:

$K_{вг} = 1,25$ (методика [15] приложение Г таблица Г.1);

$K_v = 1,27$ ([15] приложение Г таблица Г.2);

$K_{ин} = 2,468$;

$K_{дл} = 1,7$ ([15] приложение Г таблица Г.3);

$N_H = 3$.([15] приложение Г таблица Г.4).

$U_{вод} = 1,25 \cdot 1,27 \cdot 2,468 \cdot 1,7 \cdot 3 = 16,65$ млн.руб.

6.3.3 Расчет размера ущерба почвам

Исчисление размера ущерба (вреда) почвам в результате загрязнения производится по формуле:

$$U_{почв} = CXB \cdot S \cdot K_G \cdot K_{исх} \cdot T_x, \quad (31)$$

CXB – степень загрязнения почв;

S – площадь загрязненного участка, м²;

K_G – показатель глубины загрязнения нефтью;

$K_{исх}$ – показатель категории земель и их целевого назначения;

T_x – ущерб, причинённый почвам, руб./м².

Степень химического загрязнения находится по формуле:

$$C = \sum_{i=1}^n \frac{X_i}{X_n}, \quad (32)$$

X_i - содержание вещества в почвах, мг/кг;

X_n - норматива качества для почв, мг/кг.

В соответствии с [24] X_i у почв со средним уровнем загрязнения принимаются в промежутке от 2000 до 3000 мг/кг. X_n примем 1000 мг/кг.

$$C = \frac{3000}{1000} = 3$$

Тогда СХВ = 1,5 ([15] таблица 2).

Примем следующие значения для вышеприведенных коэффициентов:

$$K_r = 1,0 \text{ ([15] таблица 3);}$$

$$K_{исх} = 1,6 \text{ ([15] таблица 4)}$$

Ущерб, что был причинен почвам, примем 600 руб./м².([15] приложение Д).

$$U_{почв} = 1,5 \cdot 10970 \cdot 1,0 \cdot 1,6 \cdot 600 = 15796800 \text{ руб.}$$

6.3.4 Плата за загрязнение окружающей природной среды при аварии на магистральном нефтепроводе.

Плата за загрязнение окружающей среды складывается из подлежащего компенсации ущерба за загрязнения вод, почв и атмосферы:

$$\Pi = Y_{\text{атм}} + Y_{\text{вод}} + Y_{\text{почв}} \quad (33)$$

$$\begin{aligned} \Pi &= Y_{\text{атм}} + Y_{\text{вод}} + Y_{\text{почв}} = 53217,5 + 16651288 + 15796800 \\ &= 29860072,8 \text{ руб.} \end{aligned}$$

6.4. Расчет количества необходимых сорбентов

Общая масса вылившейся нефти 12143,185 т.

Количество сорбентов $R_{\text{пр.с}}$, кг, рассчитывается согласно РД 153-39.4Р-125-02* по формуле:

$$R_{\text{пр.с}} = \frac{N_{\text{ч}} \cdot M_{\text{н}} \Sigma}{100 \cdot C_{\text{сп}}}, \quad (34)$$

$N_{\text{ч}}$ – Процент собираемой нефти сорбентом, 2%;

$M_{\text{н}}$ – количество вылившейся нефти, т;

$C_{\text{сп}}$ – сорбционная способность сорбента, 120 кг/кг.

Тогда необходимое количество сорбентов:

$$R_{\text{пр.с}} = \frac{0,01 \cdot 12143185}{100 \cdot 50} = 2078 \text{ кг}$$

Вывод: Для любого участка нефтепровода существует необходимость всегда понимать потенциальный объем разливов, чтобы заранее подготовить необходимое количество материалов, техники и людей для ее устранения, поскольку на разливы реагировать нужно немедленно.

**ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Обучающемуся:

Группа	ФИО
2Б92	Напылов Виталий Вячеславович

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Отделения нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования</i>	<i>Расчет сметной стоимости выполняемых работ, согласно применяемой техники и технологии</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций, нормы расхода материалов, инструмента и др.</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Страховые взносы 32,5%; Налог на добавленную стоимость 20%</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Технико-экономическое обоснования реализации проекта</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Расчет сметной стоимости выполнения работ</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Описание потенциального эффекта</i>

Дата выдачи задания для раздела в соответствии с календарным учебным графиком

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

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Рыжакина Т.Г.	к.э.н., доцент		

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б92	Напылов Виталий Вячеславович		

7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

7.1 Технико-экономическое обоснование

Технико-экономическое обоснование – анализ, расчёт, оценка экономической целесообразности предлагаемого проекта – работ по локализации и ликвидации последствий аварий на линейной части магистрального нефтепровода.

Показатели технико-экономического обоснования для данного проекта:

- объем и сроки выполнения;
- количество персонала;
- потребность в оборудовании, материалах.

Экономические последствия предложенной структуры работ ожидаются в повышении эффективности использования материально-технических, а также кадровых ресурсов.

7.2 Планирование и формирование сметы выполнения работ

7.2.1 Структура работ в рамках проекта

Проведение работ при аварии на магистральном нефтепроводе выполняется с помощью специальных технических средств по локализации и ликвидации аварий в соответствии с планом мероприятий.

Проанализируем основные действия при локализации и ликвидации и аварийного разлива нефти на линейной части магистрального нефтепровода, внесем их в таблицу 7.1.

					ОРГАНИЗАЦИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙНЫХ РАЗЛИВОВ НЕФТИ НА ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА НА ПРИМЕРЕ ОБЪЕКТА ТОМСКОЙ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат				
Разраб.	Напылов В.В.				Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Антропова						61	88
Рук. ООП	Чухарева Н.В.					ТПУ гр. 2Б92		

Таблица 7.1 – Контрольные события и операции проекта

№ п/п	Наименование операций, работ
1	Принятие и обработка сигнала о аварии
2	Сбор комиссии по предупреждению и ликвидации ЧС
3	Остановка перекачки
4	Закрытие задвижек
5	Подготовка оборудования, оперативной группы, последующая доставка к аварийному участку
6	Обустройство площадки для размещения оборудования
7	Размещение оборудования
8	Проведение локализации разлившейся нефти
9	Проведение сбора нефти с помощью различных средств
10	Проведение мероприятий по доочистке акватории с помощью сорбентов, последующий сбор и утилизация сорбентов
11	Рекультивация нефтезагрязненных участков

В рамках планирования проекта важно построить календарный план проекта (таблица 7.2).

Таблица 7.2 – Календарный план проекта

код	Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Рабочий состав
1	Составление плана по проведению операций	1	01.04.2023	01.04.2023	Зам. начальника ЦРС - начальник участка- 1 чел.; Мастер участка – 1 чел.

2	Предотвращение распространения нефти при помощи боновых заграждений	1	01.04.2023	01.04.2023	Рабочие - 4 чел.
3	Устройство подъездных путей, установка емкостей	1	01.04.2023	02.04.2023	Мастер участка – 1 чел.; Рабочие -4 чел.
4	Устранение жидкой фракции нефти	3	01.04.2023	03.04.2023	Рабочие, обслуживающие нефтесборные устройства - 2 чел. на нефтесборное устройство
5	Нанесение сорбента	3	01.04.2023	03.04.2023	Рабочие по нанесению сорбента - 1 чел. на устройство
6	Утилизация нефти	3	01.04.2023	03.04.2023	Рабочие обслуживанию емкостей для сбора нефти - 1 чел. на 1 емкость
7	Рекультивация нефтезагрязненных участков	20	03.04.2023	22.04.2023	Мастер участка – 1 чел.; Рабочие -12 чел.

Таблица 7.2 – Календарный план проекта

7.2.2 Смета затрат для проведения работ при аварии на магистральном нефтепроводе

При произведении расчета бюджета на ликвидацию аварийного разлива используется ресурсный метод определения сметной стоимости. Производится составление смет при использовании различных ресурсов

(труд рабочих, расход материалов). Цены определяются в момент составления.

Основные элементы затрат:

- зарплата рабочих;
- отчисления от зарплаты;
- материалы и амортизация средств;
- накладные расходы.

Средства, которые необходимы для ликвидации разлива, определим технологией проведения работ и требованиями трудового кодекса.

Таблица 7.4 – Затраты на оплату труда исполнителей, руб.

Наименование категории работников	Численность, шт. единиц	Заработная плата, чел/дня	Длительность работ, дни	Фонд зарплаты за весь объём работ, руб
1.Зам. начальника ЦРС - начальник участка	1	4000	23	92000
2.Мастер участка	2	3000	23	138000
3.Трубопроводчик линейный	2	2000	23	92000
4.Водитель автомобиля	3	2000	23	138000
5.Трактористмашинист	1	2000	23	46000
6.Электромонтер по ремонту и обслуживанию электрооборудования	1	2000	23	46000
7.Машинист насосных установок	2	1500	23	69000

8.Иные рабочие	12	1300	23	358800
Итого:				979800

Средняя зарплата одного человека в день складывается из ежемесячных окладов ИТР и тарифных ставок рабочих, а также дополнительных выплат за работу в выходные, доплаты за работу в ночное время. Страховые взносы с зарплаты начисляются согласно главе 34 «Страховые взносы», статьи 425 «Тарифы страховых взносов» Налогового кодекса Российской Федерации и направляются в соответствующие фонды. Страховые взносы по дополнительным тарифам зависят от класса условий труда.

Таблица 7.5 – Отчисления от заработной платы

Фонд зарплаты, руб.	Отчисления	Ставка,%	Сумма, руб.
979800	Страховые взносы на обязательное пенсионное страхование	22,0	216655
	Страховые взносы на обязательное медицинское страхование	5,1	48890
	Страховые взносы на обязательное социальное страхование по временной нетрудоспособности и в связи с материнством	2,9	29125
	Социальное страхование от несчастных случаев и профессиональных заболеваний	0,5	4960
	Дополнительные взносы в ПФР за вредные условия труда (3 класс, подкласс 3.1)	2,0	19596

Наименование оборудования	Количество	Цена, руб.	Сумма, руб.
1.Бонопостановщики	2 шт.	1200000	2400000
2.Боновое заграждение	1500 п/м	2000	3000000
3.Нефтесборщик	3 шт.	630000	1890000
4.Распылитель сорбентаРАС	1 шт.	44500	44500
5.Установка для утилизации отходов	2 шт.	500000	1000000
Итого:			8334500

Таблица 7.6 – Затраты на специальное оборудование

Затраты на приобретение материальных запасов: комплектующие, запасные части, мягкий инвентарь, горюче-смазочные материалы, средства для очистки и обмывки оборудования и прочее. Расходы на топливо рассчитываются по фактическому пробегу по ценам на горюче-смазочные материалы, действующим на период работ.

Таблица 7.7 – Затраты на материальные запасы

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена	Сумма
1.Сорбент «ЭКОСОРБ»	т	2	20000	40000
2.Каркасные резервуары	шт	6	30000	180000
3.Биопрепарат «Деворойл»	кг	30	13500	405000
4.ГСМ	л	300	37	10100
Итого:				635100

Сумма начисленной амортизации транспортных средств, оборудования определяется исходя стоимости оборудования, месячной нормы его износа и времени работы. Расчет суммы начисленной амортизации транспортных средств, машин, оборудования приводится по форме согласно таблице 7.8.

Таблица 7.8 – Расчет амортизационных отчислений

Наименование	Количество	Балансовая стоимость, руб.		Годовая норма амортизации, %	Сумма амортизации, руб.	Сумма амортизации за смену, руб.
		Одного объекта	Всего			
1.Вахтовый автобус на базе Урал	1	3000000	3000000	14,28	428400	1174
2.Автомобиль (для перевозки оборудования)	1	1640000	1640000	14,28	234192	642
3.КРАЗ (седельный тягач)для перевозки бульдозера	1	2300000	2300000	14,28	328440	900
4.Нефтесборщик	2	630000	1890000	10	189000	517
5.Боновые заграждения	1500	2000	3000000	10	300000	821
6.Установка для сжигания отходов	2	500000	1000000	5	50000	137
7.Бульдозер	1	3500000	3500000	14,28	499800	1370
Итого:						5561

Помимо тех затрат, что несет организация, в процессе выполнения работ возникают непредвиденные расходы. Эти непредвиденные расходы не относятся к производственному процессу. Название этих потерь – накладные расходы, они не входят в состав заработной платы основных кадров и стоимости материалов или сырья. Накладные расходы в смете предприятий имеют такое же значение, как прямые затраты, так как они обеспечивают работоспособность организации.

Накладные расходы включают в себя:

- услуги телефонной связи;
- командировочные расходы;
- обеспечение оптимальных условий деятельности, охраны труда.

Таблица 7.9 – Накладные расходы

Наименование затрат	Прямые затраты,руб.	% накладных расходов	Сумма накладных расходов, руб.
1.Всего прямых расходов	1938897	10	193890
2.Оплата труда	979800	10	97980
3.Начисления на оплату труда	318436	10	3184
4.Материалы	635100	10	6351
5.Амортизация основных средств	5561	10	556

Таблица 7.10 – Смета затрат на выполнение проектно-
 изыскательской работы

Статьи затрат	Сумма затрат, руб.
1.Оплата труда	979800
2.Начисления на оплату труда	318436
3.Материалы	635100
4.Амортизация основных средств	5561
5.Накладные расходы	193890
6.Итого затрат:	2132787

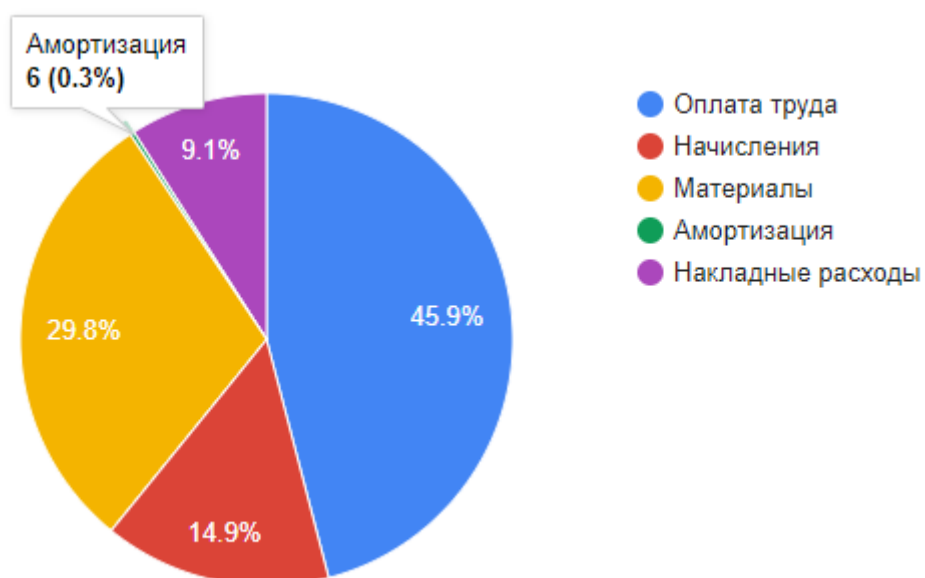


Рисунок 7.1 – Структура затрат

Как показывает диаграмма, основную долю расходов составляют затраты на оплату труда с начислениями, а также материалы и амортизация.

7.3 Потенциальный эффект проведения проектно-исследовательских работ

Экономический расчет подтверждает важность совершенствования подходов предупреждения разливов, поскольку локализация и ликвидация обходится дороже, чем мониторинг состояния трубопровода и его плановые ремонты.

Оптимизация затрат требует компромисса между микроэкономическими и макроэкономическими показателями.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		70

**ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Обучающемуся:

Группа	ФИО
2Б92	Напылов Виталий Вячеславович

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Отделения нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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> аварийный разлив нефтепродуктов. <i>Область применения:</i> линейная часть магистрального нефтепровода. <i>Рабочая зона</i> расположена в полевых условиях.</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>Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства.</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. "Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. От 24.04.2020); 2. Федеральный закон № 426-ФЗ от 28.12.2013 года «О специальной оценке условий труда»; 3. ГОСТ 12.0.003-74* «Опасные и вредные факторы». 4. ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность». 5. ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарногигиенические требования к воздуху рабочей зоны» 6. ГОСТ 12.3.009-76 «Работы погрузочно-разгрузочные». 7. ГОСТ 12.1.012-2004 «Вибрационная безопасность». 8. ГОСТ 12.1.003-2014 «Шум. Общие требования безопасности». 9. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ «Электробезопасность»
<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"> – Аномальные микроклиматические параметры воздушной среды; – Повышенный уровень шума; – Повышенный уровень вибрации;

	<ul style="list-style-type: none"> – Повышение запыленности и загазованности рабочей зоны; – Повреждение в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися; – Недостаток необходимого освещения рабочей зоны. <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; – Повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования и материалов.; – Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением; – Взрывоопасность и пожароопасность; – Наличие электростатического поля, чрезмерно отличающегося от поля Земли.
3. Экологическая безопасность при эксплуатации:	<p>Воздействие на биосферу: загрязнение почвы и водных объектов;</p> <p>Воздействие на литосферу: нарушение мест обитания животных, рыб и других представителей животного мира;</p> <p>Воздействие на гидросферу: загрязнение водоемов;</p> <p>Воздействие на атмосферу: загрязнение воздуха;</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>Возможные ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Пожары; – Взрывы; – Экологическое загрязнение окружающей среды;

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	Гуляев М.В.			

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б92	Напылов Виталий Вячеславович		

8. Социальная ответственность

Введение

Характер труда, наличие опасных и вредных факторов в среде обитания человека определяют безопасность его жизнедеятельности. Соответственно, важным аспектом организации трудовой деятельности является ее социальная ответственность – ответственность за воздействие ее деятельности и принимаемых решений на общество и окружающую среду. Нефтепроводы – потенциально опасные объекты, эксплуатация которых всегда несет риск аварийных ситуаций, а нефтегазовая среда взрыво- и пожароопасна. Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций, вызванных авариями техногенного характера.

В данном разделе анализируются опасные и вредные факторы, которые могут возникнуть при работе по устранению последствий аварийного разлива нефтепродуктов на линейной части магистрального нефтепровода. Рабочая зона расположена в полевых условиях.

8.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

8.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

В соответствии с законодательством, при работе с вредными или опасными условиями труда, а также на работах, связанных с загрязнением, работодатель обязан бесплатно обеспечить выдачу средств индивидуальной защиты в порядке, предусмотренном «Правилами обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты».

					ОРГАНИЗАЦИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙНЫХ РАЗЛИВОВ НЕФТИ НА ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА НА ПРИМЕРЕ ОБЪЕКТА ТОМСКОЙ			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Напылов В.В.</i>				Социальная ответственность	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Антропова</i>						73	88
<i>Рук. ООП</i>	<i>Чухарева Н.В.</i>					ТПУ гр. 2Б92		

Рабочие, участвующие в работах с вредными и опасными условиями труда, должны проходить медицинский осмотр.

Рабочие должны быть обеспечены санитарно-бытовыми помещениями.

Запрещается использование труда женщин и лиц моложе 18 лет на тяжелых работах и на работах с вредными условиями труда.

8.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Производственные территории, участки работ и рабочие места должны быть обеспечены необходимыми средствами коллективной и индивидуальной защиты работающих, первичными средствами пожаротушения, а также средствами связи, сигнализации и другими техническими средствами обеспечения безопасных условий труда в соответствии с требованиями действующих нормативных документов и условиями соглашений. 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 опасных производственных факторов должны быть установлены защитные ограждения.

8.2 Производственная безопасность

Рассмотрим основные опасные и вредные производственные факторы, которые могут возникать при ликвидации аварийных разливов нефти на нефтепроводе[11].

Таблица 8.2.1 - Опасные и вредные физические факторы при выполнении работ по ликвидации аварийных разливов нефти

Наименование работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
	Физические		
Полевые работы: 1) Разведка места аварии; 2) Локализация разлива нефти; 3) Сбор нефти; 4) Рекультивационные работы.		Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т. ч. грузоподъемные)	ГОСТ 12.3.009-76 ССБТ;
		Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ
		Пожарная и взрывная безопасность	ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ; РД-13.220.00-КТН-211-12
		Наличие электростатического поля, чрезмерно отличающегося от поля Земли	ГОСТ Р 12.1.019-2009; ГОСТ 12.1.030-81
		Аномальные микроклиматические параметры воздушной среды	СанПиН 2.2.4.548-96
		Повышенный уровень шума	ГОСТ 12.1.003-2014; ГОСТ 12.1.029-80

	Повышенный уровень вибрации	ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ
	Недостаток необходимого освещения рабочей зоны	СанПиН 2.2.1/2.1.1.1 278– 03
	Химические	
	Повышенная загазованность рабочей зоны	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ; ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ
	Биологические	
	Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми	ГОСТ 12.1.008-76

Таблица 8.2.1 - Опасные и вредные физические факторы при выполнении работ по ликвидации аварийных разливов нефти

Проведем анализ вредных и опасных производственных факторов, представленных выше. Опишем их нормативные значения, возможное негативное влияние и средства защиты от них.

8.2.1 Анализ опасных факторов

8.2.1.1 Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

Данный опасный фактор возникает при сборе нефтезагрязненного грунта, его погрузке и вывозе с места аварии, а также при перевозке людей и оборудования к месту аварии и обратно.

Несчастные случаи возникают по причине нанесения травм производственным оборудованием при его эксплуатации. Предотвращение опасных факторов происходит путем применения устройств и приспособлений, отвечающих требованиям безопасности; применением средств защиты работающих (каска); проведением медицинского осмотра лиц, допущенных к работе, и их обучением. Также возможно применение различных видов сигнализации.

8.2.1.2 Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением

Опасность при эксплуатации трубопровода заключается в том, что возможно разрушение под давлением рабочей среды. Осколки способны разлетаться на большие расстояния, что может вызвать возникновение взрыва, соответственно, травмы персонала.

Трубопровод должен подвергаться технической диагностике, неразрушающему контролю, во избежание возможных чрезвычайных ситуаций.

8.2.1.3 Пожарная и взрывная безопасность

Образование пожароопасных и взрывоопасных сред связано с высокой концентрацией паров нефти в атмосфере. Границы концентраций горючих паров в воздухе при которых возможен взрыв называются нижним и верхним пределом распространения пламени. Для паров нефти установлен диапазон: 42000 мг/м^3 - 195000 мг/м^3 . С целью обеспечения взрывной и пожарной безопасности для всех веществ установлена предельно-допустимая

взрывобезопасная концентрация, что составляет 5% величины нижней границы.

Причины возникновения пожаров на территории разлива нефти:

- нарушение правил пожарной безопасности
- повреждения проводки или электрических устройств.

Для предотвращения несчастных случаев работники обязаны:

- знать и выполнять установленные на объекте правила пожарной безопасности;
- пользоваться только исправным инструментами, оборудованием, соблюдать инструкции по их эксплуатации;
- производить своевременную уборку рабочих мест от горючих веществ;
- уметь применять средства пожаротушения;

8.2.1.4 Наличие электростатического поля, чрезмерно отличающегося от поля Земли

Нефть является хорошим диэлектриком. Образование электростатического поля может произойти при трении нефтепродуктов о трубы, трении нефти об окружающий воздух, из-за чего может образоваться сильное электростатическое поле, опасное для жизни и здоровья человека. Предельно допустимый уровень электростатического поля регламентируется согласно ГОСТ 12.1.038-82[32].

Предельно допустимый уровень напряженности электростатических полей ($E_{пред}$) устанавливается равным 60 кВ/м в течение 1 ч.

При напряженности электростатических полей менее 20 кВ/м время пребывания в электростатических полях не регламентируется.

В диапазоне напряженности от 20 до 60 кВ/м допустимое время пребывания персонала в электростатическом поле без средств защиты t в

часах определяется по формуле $t = \left(\frac{E_{п}}{E_{ф}}\right)^2$, где $E_{ф}$ – фактическое значение напряженности электростатического поля, кВ/м. [32]

Нефть должна закачиваться в емкости, цистерны и резервуары без разбрызгивания. Металлические части коммуникаций заземляются.

8.2.2 Анализ вредных факторов

8.2.2.1 Аномальные микроклиматические параметры воздушной среды

Аномальные микроклиматические условия могут вызвать перегрев или переохлаждение человеческого организма:

- перегрев приводит к головокружению, слабости, судорогам, иногда, к тепловому удару;
- переохлаждение вызывает простудные заболевания.

Для минимизации влияния вредных факторов от переохлаждения, работающие в зимний период года, обеспечиваются теплозащитной спецодеждой, рабочие должны иметь возможность нахождения в теплом месте.

Для минимизации влияния вредных факторов от перегревания, предусматривается рациональный режим труда и отдыха.

Работы на открытом воздухе прекращаются при достижении температуры:

- при температуре -40°C и ниже в безветренную погоду;
- при температуре -35°C и ветре не более 5,0 м/с;
- при температуре -25°C и ветре 5,1-10,0 м/с;
- при температуре -15°C и ветре 10,1-15 м/с;
- при температуре -5°C и ветре 15,1-20,0 м/с;
- 0°C и ветре 20 м/с и более[8].

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		79

8.2.2.2 Повышенный уровень шума

Повышенный уровень шума возникает при работе техники.

Шум может привести к снижению, учащению дыхания, а также вызывать нарушенный обмен веществ, что может приводить к различным заболеваниям.

Согласно ГОСТ 12.1.003-83, для рабочего места в полевых условиях установлен эквивалентный уровень звука равный 80 дБА[13]. Зоны с повышенным уровнем звука обозначаются знаками безопасности. Запрещается кратковременное нахождение в зонах с уровнем звукового давления выше 135 дБ[13].

Методы борьбы с шумом:

- применения звукоизоляции;
- применение средств индивидуальной защиты ушей, как наушники и ватные тампоны;
- дистанционное управление при эксплуатации оборудования;
- соблюдения режима труда.

8.2.2.3 Повышенный уровень вибрации

Повышенный уровень вибрации, вызываемой рабочими инструментами, может быть причиной выхода из строя техники, аварийных ситуаций, следовательно, оказывать неблагоприятное воздействие на рабочий персонал.

Для первой категории общей вибрации, значение виброускорения составляет 62 дБ, виброскорости – 116 дБ. Наиболее опасной является вибрация с частотой 6-9 Гц[9].

Установление режима труда и методы индивидуальной защиты тела работников минимизируют вероятность травматизма.

8.2.2.4 Недостаточная освещенность

Недостаточная освещенность рабочей зоны может вызвать нагрузку на зрение человека и утомление организма в целом.

Общее равномерное освещение не менее 2 лк необходимо для всех участков, связанных с проведением строительных работ. Для участков, связанные с проведением работ по перемещении грузов, необходимо освещение от 5 лк (от 10 лк - при помощи машин)[14].

8.2.2.5 Повышенная загазованность

При ликвидации аварий на нефтепроводах, зачастую возникает сильная загазованность, поскольку нефть быстро испаряется. Возможное воздействие этих испарений опишем в таблице 8.2.3.

Таблица 8.2.3 – Воздействие на организм человека различных газов

Вещество	Доля вещества		Воздействие со временем
	Об. %	мг/л	
CO	0,1	1,25	1 час – головная боль
	0,5	6,25	20-30 мин – возможен летальный исход при отравлении
	1,0	12,50	1-2 мин – возможен летальный исход при отравлении
H2S	0,015- 0,02	0,2- 0,26	3 часа – отравление
	0,03	0,4	5 мин – раздражение слизистой
	0,1-0,34	1,54- 4,62	1 мин – отравление с летальным исходом
NO	0,005	0,25	3 мин – раздражение горла
	0,01	0,5	30 мин – возможен летальный исход
	0,025	1,2	3 мин – возможен летальный исход

Средства коллективной защиты – система вентиляции, специальные помещения.

Средства индивидуальной защиты – противогазы различных типов.

8.2.2.6 Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми

Опасности, что исходят от живых существ, называются биологическими.

В данном случае это могут быть клещ, змеи.

Меры технической защиты – оградительные устройства, сигнализации. В случае с насекомыми - дезинсекция, дезинфекция.

Средства индивидуальной защиты – специальная одежда.

8.3 Экологическая безопасность

Таблица 8.3.1– Воздействие вредных факторов на окружающую среду и защитные мероприятия

Природные ресурсы	Вредные воздействия	Защитные мероприятия
Грунт	Уровень загрязнения: <ul style="list-style-type: none"> • <1 г/кг – допустимый уровень; • 1-2 г/кг - низкий уровень; • 2-3 г/кг - средний уровень; • 3-5 г/кг - высокий уровень. 	Локализация, сбор и утилизация нефти и нефтепродуктов, дальнейшая рекультивация земель
Водные ресурсы	Загрязнение нефтью. (<0,05 г/м ³)	<ul style="list-style-type: none"> • локализация; • применение сорбентов/скиммеров.
Атмосфера	Испарение нефти. (<0,01 г/м ³)	Устранение нефти с грунта и вод

Для магистральных трубопроводов углеводородного сырья создаются санитарно-защитные зоны. Санитарно-защитная зона представляет собой специальную территорию между границами земельного участка объекта и границами достижения гигиенических нормативов, санитарных норм [6].

8.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Аварийные разливы на нефтепроводах вызывают чрезвычайные ситуации, вместе с экономическими ударами и загрязнением окружающей среды.

События, что могут сопровождать ЧС: травматизм (доходящий до смертельных случаев), возгорание нефтепродуктов в больших количествах.

Самая частая ЧС-ситуация – загрязнение окружающей среды.

Превентивные меры заключаются в необходимости соблюдения техники безопасности, технологических процессов, инструкций, проведении профилактических работ, контроле действий персонала (вместе с проверкой знаний, квалификации).

Порядок действий в результате возникновения чрезвычайной ситуации:

- эвакуация людей;
- использование средств индивидуальной защиты, а также мероприятий по медицинской защите;
- спасательные работы.

Таким образом, были проанализированы вредные и опасные факторы, с которыми можно столкнуться при ликвидации разливов. Данный анализ дает понимание о том, какими средствами индивидуальной защиты необходимо обеспечить персонал, какие мероприятия включить в план ликвидации разлива, а также знание о возможных угрозах.

Заключение

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы, были выполнены поставленные задачи.

Был проведен анализ причин аварий на магистральных нефтепроводах. Наиболее частые причины аварий – внешнее воздействие и брак строительного-монтажных работ.

Анализ грунта Томской области, с последующим анализом методов локализации и устранения аварийных разливов нефти показал, что наиболее эффективным методом ликвидации разливов в условиях высокой заболоченности является вакуумный, а наиболее подходящая технология для рекультивации земель – in-situ.

По результатам расчетов был определен ущерб окружающей среде от аварийного разлива нефти в размере 32415475,5 рублей, с последующими затратами на его ликвидацию в размере 2132787 рублей, что показывает экономическую выгоду в наблюдении за состоянием нефтепровода.

					ОРГАНИЗАЦИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙНЫХ РАЗЛИВОВ НЕФТИ НА ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА НА ПРИМЕРЕ ОБЪЕКТА ТОМСКОЙ			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Напылов В.В.</i>				Заключение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Антропова</i>						84	88
<i>Рук. ООП</i>	<i>Чухарева Н.В.</i>					ТПУ гр. 2Б92		

Список литературы

1. Эксплуатация, ремонт и модернизация трубопроводов. – Текст: электронный //: lektsii.org [сайт]. – URL: <https://lektsii.org/16-81326.html> (дата обращения: 20.01.2023). – Режим доступа: свободный.

2. СП 36.13330.2012.Свод правил. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*

3. ОР 13.01-60.30.00-КТН-002-3-02. Регламент технической эксплуатации переходов магистральных нефтепроводов через водные преграды: дата введения 2002-05-15

4. Безопасность и надежность подводных переходов трубопроводных систем Западной Сибири. Учебное издание. В 2 частях. Часть 1. Магистральные нефтепроводы/ Д.В. Новицкий, С.В. Кузьмин, В. В. Иванов [и др.]; ТИИС «Инновация» – Тюмень: ТИУ, 2017.– 64с.

6. Методика определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах/Минтопэнерго РФ. – М.: Транс Пресс,1995.

7. ГОСТ 12.1.045-84 Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля

8. МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в не отапливаемых помещениях.

9. ГОСТ 12.1.012–2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.

10. ГОСТ 12.0.002 – 2014 Система стандартов безопасности труда. Термины и определения.

					ОРГАНИЗАЦИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙНЫХ РАЗЛИВОВ НЕФТИ НА ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА НА ПРИМЕРЕ ОБЪЕКТА ТОМСКОЙ			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Напылов В.В.</i>				Список литературы	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Антропова</i>							87
<i>Рук. ООП</i>	<i>Чухарева Н.В.</i>					ТПУ гр. 2Б92		

11. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
12. Локализация разливов нефти и нефтепродуктов на грунте. – Текст: электронный //: portal.tpu.ru [сайт]. – URL: https://portal.tpu.ru/SHARED/a/ANTROPOVA/UMKD/Tab/lokalizatsiya_na_grunte.pdf (дата обращения: 20.01.2023). – Режим доступа: свободный.
13. ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
14. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*.
15. Методика определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах: утверждена Минтопэнерго РФ 01 ноября 1995г. – Согласовано с департаментом Государственного экологического контроля Минприроды РФ – Текст: электронный // Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200031822>. Дата обращения: 09.04.2023
16. О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду и дополнительных коэффициентах: Постановление Правительства N 913 РФ от 13 сентября 2016 (редакция от 29 июня 2018 с изменениями на 24 января 2020 года). Текст: электронный // СПС КонсультантПлюс. – Режим доступа: локальный.
17. ОР – 13.020.30 – КТН – 161 – 13 «Порядок применения действующих методик расчета ущерба окружающей среде при инцидентах и авариях с разливами нефти и нефтепродуктов».
18. ГОСТ 12.0.003 – 2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
19. ГОСТ Р 57447-2017 Наилучшие доступные технологии. Рекультивация земель и земельных участков, загрязненных нефтью и нефтепродуктами. Основные положения
20. РД 39-00147105-006-97. Инструкция по рекультивации земель, нарушенных и загрязненных при аварийном и капитальном ремонте магистральных нефтепроводов.

21. МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в не отапливаемых помещениях.

22. Применение сорбентов для локализации разливов нефти [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.itopf.org/uploads/translated/TIP_8_2012_RU_FINAL.pdf (Дата обращения: 02.05.23)

23. Локализация разливов нефти и нефтепродуктов на грунте [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://portal.tpu.ru/SHARED/a/ANTROPOVA/UMKD/Tab/lokalizatsiya_na_grunte.pdf (Дата обращения: 01.03.23)

24. Уровни загрязнения почв нефтепродуктами – Текст: электронный //Хелпикс.Орг [сайт]. –URL: <https://helpiks.org/8-14314.html>. (дата обращения: 20.04.2023). – Режим доступа: свободный.

25. Техника и технологии локализации и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов: Справ. / И.А.Мерициди, В Н. Ивановский, А. Н. Прохоров и др.; Под ред. И.А. Мерициди. - СПб.: НПО «Профессионал», 2008. - 824 с.

26. План по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на объектах ОАО «Сургутнефтегаз» [Текст]

27. Vikoma. [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://www.vikoma.com/Oil_Spill_Solutions/Pumps/VikomaPumps.html (Дата обращения: 22.12.22)

28.РД 153-39.4-114-01 Правила ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах

29. О порядке организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации [Текст]: Постановление Правительства Российской Федерации от 15.04.2002 № 240 // Собрание законодательства Российской Федерации, 2000, N 35, ст. 3582.

30. Оборудование и материалы для ликвидации аварийных разливов нефти [Электронный ресурс]. – Режим доступа:

<http://www.larn32.ru/catalog/detail42.htm> (Дата обращения: 02.04.23)

31. Сведения о состоянии окружающей среды Томской области. – Текст: электронный //: ecology.gpntb.ru [сайт]. – URL:

https://ecology.gpntb.ru/ecolibworld/project/regions_russia/Siberia/tomsk (дата обращения: 20.01. 23). – Режим доступа: свободный.

32. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ «Электробезопасность» Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.