

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Ликвидация последствий аварийных разливов нефти на магистральных трубопроводах в северных районах Томской области»»

УДК 622.692.48:504.5:665.6(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б3А	Рыбин А.С.		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк В. Б.	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
инженер	Грязнова Е. Н.	—		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

И.О. Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Бурков П.В.	д.т.н, профессор		

ТРЕБОВАНИЯ К РЕЗУЛЬТАТАМ ОСВОЕНИЯ ПРОГРАММЫ БАКАЛАВРИАТА

21.03.01 Нефтегазовое дело

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7, ОК-8) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3e)
в области производственно-технологической деятельности		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
в области организационно-управленческой деятельности		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
в области экспериментально-исследовательской деятельности		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
в области проектной деятельности		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3c), (ЕАС-4.2-e)

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

УТВЕРЖДАЮ:
 И.О. Зав. кафедрой

 (Подпись) (Дата) Бурков П.В.
 (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2БЗА	Рыбину Александру Сергеевичу

Тема работы:

«Ликвидация последствий аварийных разливов нефти на магистральных трубопроводах в северных районах Томской области»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 2820/с от 19/04/2017

Срок сдачи студентом выполненной работы:	21.06.2017 г.
--	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе <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 технология ликвидации аварии на магистральном нефтепроводе.</p>
---	---

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p>(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).</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. определить особенности северных районов Томской области, влияющих на технологию (выбор метода); 2. проанализировать технологию локализации, ликвидации и рекультивации разлива нефти; 3. расчет ущерба окружающей среде при аварийном разливе нефти на магистральном трубопроводе; 4. финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение; 5. социальная ответственность; 6. формирование выводов о проделанной работе.
<p>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)</p>	
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)</p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Романюк В.Б.</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Грязнова Е.Н.</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	
<p> </p>	

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

Задание выдал руководитель:

<p>Должность</p>	<p>ФИО</p>	<p>Ученая степень, звание</p>	<p>Подпись</p>	<p>Дата</p>
<p>доцент</p>	<p>Антропова Н.А.</p>	<p>доцент к.г.-м.н.</p>		

Задание принял к исполнению студент:

<p>Группа</p>	<p>ФИО</p>	<p>Подпись</p>	<p>Дата</p>
<p>2Б3А</p>	<p>Рыбин Александр Сергеевич</p>		

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт 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 бакалавриат
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа
 Период выполнения осенний / весенний семестр 2016/2017 учебного года

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	21.06.2017 г
--	--------------

<i>Дата контроля</i>	<i>Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)</i>	<i>Максимальный балл раздела (модуля)</i>
10.03.2017	<i>Причины и последствия аварийных разливов на магистральных трубопроводах</i>	10
23.03.2017	<i>Методы ликвидации аварии</i>	10
25.04.2017	<i>Расчетная часть</i>	30
11.05.2017	<i>Социальная ответственность</i>	10
20.05.2017	<i>Финансовый менеджмент</i>	10
21.05.2017	<i>Заключение</i>	10
24.05.2017	<i>Презентация</i>	20

Составил преподаватель:

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

СОГЛАСОВАНО:

И.О. Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Бурков П.В.	к.т.н, доцент		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б3А	Рыбину Александру Сергеевичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	ТХНГ
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	В данном разделе ВКР необходимо представить: график выполнения работ, в соответствии с ВКР; трудоёмкость выполнения операций; нормативно-правовую базу, используемую для расчётов; результаты расчётов затрат на выполняемые работы; оценить эффективность нововведений и др. Раздел ВКР должен включать: методику расчёта показателей; исходные данные для расчёта и их источники; результаты расчётов и их анализ.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе выполнения операций согласно справочникам Единых норм времени (ЕНВ) и др.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений.	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Расчет затрат и финансового результата реализации проекта
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	График выполнения работ
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии

Перечень графического материала

1. Линейный календарный график выполнения работ
2. Структура затрат

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк В.Б.	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б3А	Рыбин Александр Сергеевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б3А	Рыбин Александр Сергеевич

Институт	ИПР	Кафедра	ТХНГ
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	210301

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования является технология ликвидации аварии на магистральном нефтепроводе. Область применения объекта исследования является нефтяная промышленность.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты; – (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства). <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в том числе. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты) <p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Проанализировать вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности факторов (отклонение показателей микроклимата, превышение уровня шума, превышение уровня вибрации, недостаточная освещенность, повышенная загазованность рабочей зоны, повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися); – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты; <p>1.2. Проанализировать выявленные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; – оборудование и трубопроводы, работающие под давлением; – пожарная и взрывная безопасность; – статическое электричество. <p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – проанализировать воздействие объекта на атмосферу; – проанализировать воздействие объекта на гидросферу; – проанализировать воздействие объекта на литосферу; – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.

<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС при разработке эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – проанализировать перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбрать наиболее типичные ЧС; – разработать превентивные меры по предупреждению ЧС; – разработать действия в результате возникшей ЧС и меры по ликвидации её последствий.
<p>4. 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>4. 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.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Е.Н. Грязнова	к.т.н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б3А	Рыбин Александр Сергеевич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 107 с., 21 рис., 20 табл., 41 источник.

Ключевые слова: северные районы, магистральный трубопровод, аварийный разлив, ликвидация, расчет ущерба.

Объектом исследования является технология ликвидации аварии на магистральном нефтепроводе.

Цель работы – проанализировать технологию ликвидации последствий разливов нефти на магистральном трубопроводе в северном районе Томской области.

В процессе работы были рассмотрены особенности северных районов Томской области, методы локализации, сбора и ликвидация последствий аварийного разлива нефти. Приведены мероприятия по охране труда и безопасном проведении работ, охране окружающей среды, технико-экономическая часть.

В результате работы был проведен расчет ущерба окружающей среде при аварии на нефтепроводе и предложены мероприятия, необходимые для ликвидации последствий разлива к загрязненной территории.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: технология и организация выполнения работ; полевые работы; метод расчета ущерба окружающей среде.

ESSAY

Graduation qualification work 107 p., 21 fig., 20 tab., 41 sources.

Keywords: northern regions, main pipeline, emergency spill, liquidation, calculation of damage.

The object of this study is the technology of liquidation of the accident on the main oil pipeline.

The purpose of work – analyze the technology for eliminating the consequences of oil spills on the main pipeline in the northern region of the Tomsk region.

In the process of work, the features of the northern regions of the Tomsk region, the methods of localization, collection and liquidation of the consequences of emergency oil bottling were considered. Measures are given for labor protection and safe work, environmental protection, technical and economic part.

As a result, the work was carried out calculation of damage to the environment in the event of an oil pipeline accident, and proposed measures to eliminate the consequences of the spill to the contaminated area.

The main design, technological and technical and operational characteristics: technology and organization of work execution; field work; method of calculating environmental damage.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

Магистральный трубопровод – трубопровод диаметром до 1420 мм включительно с избыточным давлением среды свыше 1,18 МПа (12 кгс/см²) до 15 МПа (153 кгс/см²), предназначенный для транспортирования углеводородов от места производства к месту потребления.

Отказ – отказом трубопровода считается нарушение работоспособности, связанное с внезапной полной или частичной остановкой трубопровода из-за нарушения герметичности трубопровода или запорной и регулирующей арматуры или из-за закупорки трубопровода.

Некатегорийный отказ – отказы трубопроводов делятся на некатегорийные и категорийные, сопровождаемые несчастными случаями и пожарами. К категорийным относятся отказы, которые расследуются в соответствии с инструкцией Госгортехнадзора России, а все остальные отказы – некатегорийные – расследуются в соответствии с РД 39-0147103-392-86.

Повреждение трубопровода – повреждением называется нарушение исправного состояния трубопровода при сохранении его работоспособности и не сопровождаемое материальным и экологическим ущербом.

Поллютант – один из видов загрязнителей, любое химическое вещество или соединение, которое находится в объекте окружающей природной среды в количествах, превышающих фоновые значения и вызывающие тем самым химическое загрязнение.

Рекультивация – комплекс мер по экологическому и экономическому восстановлению земель и водных ресурсов.

Северные районы Томской области – К северным районам Томской области относят: Александровский, Бакчарский, Верхнекетский, Каргасокский, Колпашевский, Кривошеинский, Молчановский, Парабельский и Чаинский.

Сорбенты – твердые тела или жидкости, избирательно поглощающие (сорбирующие) из окружающей среды газы, пары или растворённые вещества.

В данной работе применены следующие обозначения и сокращения:

АВР – аварийно-восстановительные работы;

АВС – аварийно-восстановительные службы;

АРН – аварийный разлив нефти;

БПК – биологическое потребление кислорода;

ВКПР – верхний концентрационный предел распространения;

ГНС – газонаполнительная станция;

ГПС – головная перекачивающая станция;

КНС – канализационная насосная станция;

ЛАРН – ликвидация аварийных разливов нефти;

ЛОС – летучие органические соединения;

МНП – Магистральный нефтепровод;

НКПР – нижний концентрационный предел распространения;

НПС – нефтеперекачивающая станция;

НС – насосная станция;

НФПР – нефтепродукты;

ОДК – ориентировочно допустимые концентрации;

ОПС – окружающая природная среда;

ПДВК – предельно допустимая взрывобезопасная концентрация;

ПДК – предельно допустимая концентрация;

ПДУ – предельно допустимый уровень;

ПНС – пожарная насосная станция;

ПП – Постановление Правительства;

ППС – промежуточная перекачивающая станция;

РД – Руководящий документ;

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

СНМ – синтетические нетканые материалы;

СРДП – сборно-разборные дорожные покрытия;

СРНП – сборно-разборные несущие покрытия;

УВ – углеводород;

УКИЗВ – удельный комбинаторный индекс загрязненности воды;

УПН – установка подготовки нефти;

ХПК – химическое потребление кислорода;

ЦИТС – Центральная инженерно-технологическая служба;

ЦНС – центральная нервная система;

ЦППН – цех подготовки и перекачки нефти;

ЧС – чрезвычайная ситуация.

Оглавление

Введение	16
1 Общая характеристика северных районов	18
1.1 Характерные особенности северных районов	18
1.2 Свойства нефти	25
2 Причины и последствия аварийных разливов на магистральных трубопроводах.....	27
2.1 Состав сооружений магистральных нефтепроводов.....	27
2.2 Причины возникновения аварийных разливов на магистральных трубопроводах	30
2.3 Влияние аварийных разливов нефти на атмосферный воздух.....	32
2.4 Влияние аварийных разливов нефти на почвы и растительность	34
2.5 Влияние аварийных разливов нефти на водные объекты.....	37
3 Ликвидация аварийных разливов нефти	41
3.1 Методы локализации разлива нефтепродукта	44
3.2 Ликвидация аварийного разлива при помощи сбора нефти.....	49
3.3 Технологии рекультивации нефтезагрязненных земель.....	52
4 Расчетная часть	58
4.1 Определение количества нефти, вылившейся из нефтепровода вследствие аварии	61
4.2 Оценка степени загрязнения.....	70
4.3 Оценка степени загрязнения водных объектов	71
4.4 Оценка степени загрязнения атмосферного воздуха	72
4.5 Оценка ущерба, подлежащего компенсации, окружающей природной среде от загрязнения земель.....	73
4.6 Оценка ущерба, подлежащего компенсации, окружающей природной среде от загрязнения атмосферы	74
4.7 Оценка ущерба, подлежащего компенсации, окружающей природной среде от загрязнения водных объектов.....	75
4.8 Общий ущерб окружающей природной среде.....	75
4.9 Ликвидация последствий аварийного разлива нефти	76
5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	78
5.1 Планирование и формирование бюджета научных исследований.....	78
5.1.1 Структура работ в рамках научного исследования.....	78
5.1.2 Бюджет научно-технического исследования	79
5.2 Экономическая эффективность проектно-изыскательных работ	85
6 Социальная ответственность	86

6.1 Производственная безопасность	86
6.1.1 Анализ выявленных вредных факторов проектируемой произведённой среды	87
6.1.2 Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды	91
6.2 Экологическая безопасность	96
6.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	97
6.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	100
Список источников и литературы.....	103

Введение

При транспортировке нефтепродуктов по трубопроводу, есть риски возникновения аварии, в результате которых происходят аварийные разливы, наносящие непоправимый ущерб окружающей среде, а также приводящий к отрицательным социальным и экономическим последствиям.

В следствие увеличения добычи нефти и износом основных производственных фондов, происходит систематическое увеличение количества аварийных ситуаций на нефтепроводе, в результате чего отрицательное влияние разлива нефтепродуктов на окружающую среду становится все более пагубным. Нефтяное загрязнение нарушает многие естественные циклы и приводят к существенному изменению условия обитания разных видов животных, и ликвидация данного негативного фактора носит весьма затруднительный характер.

Так, по данным государственного доклада в 2014 году общая площадь загрязненных земель составила 2,55 га, 95% отказов произошли на технологических площадках, на почве (рисунок 1) [3]. В большинстве случаев некатегорийные отказы связаны с коррозией труб.



Рисунок 1 Доля отказов ОАО «Томскнефть» ВНК, связанных с загрязнением окружающей среды

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Ликвидация последствий аварийных разливов нефти на магистральных трубопроводах в северных районах Томской области			
Разраб.		Рыбин А.С.			Введение	Лит.	Лист	Листов
Проверил		Антропова Н.А.					16	107
Конс.						НИТПУ, ИПР, ТХНГ, группа 2Б3А		
Н. Контр.								
Утверд.		Бурков П.В.						

Наибольшему по площади загрязнению подверглись земли на Лугинецком (0,4 га), Первомайском (0,44 га), Советском (1,5 га), Ломовом (0,21 га) месторождениях.

Цель работы – проанализировать технологию ликвидации последствий разливов нефти на магистральном трубопроводе в северном районе Томской области.

Исходя из поставленной цели, можно сформулировать следующие основные задачи:

- определить особенности природных условий на севере Томской области, влияющие на технологию (выбор метода);
- проанализировать технологию локализации, ликвидации и рекультивации разлива нефти;
- провести расчет ущерба окружающей среде при аварии на нефтепроводе.

					Введение	Лист
						17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1 Общая характеристика северных районов

Объектом исследования является технология ликвидации аварии на магистральном нефтепроводе, применяемая к местности, загрязненной в результате аварийного разлива нефти на участке трубопровода ЦППН-4 – НПС Раскино, место положения которого находится на территории северного района Томской области (Каргасокский район).

Местность района представляет из себя сильно заболоченную, расчлененную местность. Средняя заболоченность территории составляет около 50%, а отдельных участков до 75%. Каргасокский район имеет высокую густоту речной сети, которая включает около 4,8 тыс. водотоков общей протяженности 27,7 тыс. км. Основной водной артерией является река Обь, в которую впадают притоки первого порядка – река Тым и река Васюган. Климат района резко континентальный, с длинной суровой зимой и коротким теплым летом. Температура воздуха колеблется от минус 45°С (зимой) до плюс 30°С (летом). Промерзаемость грунта составляет 0,8-1,6 м, болот около 0,4 м [26].

Наиболее близким населенным пунктом к предмету исследования является вахтовый поселок Пионерный, один из важнейших участков, обслуживающих васюганский комплекс месторождений ОАО "Томскнефть" (Крапивинское, Игольско-Таловое, Ломовое и др.) На территории данного поселка сосредоточены основные транспортные каналы – воздушные и наземные магистрали передвижения.

1.1 Характерные особенности северных районов

Северные районы Томской области, обладают рядом осложняющих факторов, которые влияют на технологию ликвидации последствий разлива нефти.

К этим факторам относятся:

- пониженный температурный режим и суровый климат территорий;

					Ликвидация последствий аварийных разливов нефти на магистральных трубопроводах в северных районах Томской области			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Рыбин А.С.			Общая характеристика северных районов	Лит.	Лист	Листов
Проверил		Антропова Н.А.					18	107
Конс.						НИТПУ, ИПР, ТХНГ, группа 2Б3А		
Н. Контр.								
Утверд.		Бурков П.В.						

- значительная заболоченность территории и наличие многочисленных полузамкнутых водоемов, характеризующихся низкими скоростями водообмена;
- широкое развитие мощных торфяных отложений, играющих роль своеобразного геохимического барьера в распространении техногенных потоков рассеяния поллютантов и являющихся источником поступления в гидросферу широкого спектра природных органических соединений;
- наличие на территории многолетней мерзлоты;

Продолжительные периоды температур ниже точки замерзания могут повлиять на безопасность персонала или потребовать более частой смены вахт. Устройства для сбора разлитой нефти с поверхности воды замерзают. В условиях зимнего периода времени происходит обледенение боновых заграждений, что может привести к их разрыву, разрушению или перехлестыванию волнами. Повышенная вязкость нефти затрудняет ее извлечение и перекачку. Низкие температуры и повышенная вязкость нефти могут снизить эффективность диспергирующих веществ. Кроме того, известно, что снижение концентрации нефтепродуктов может происходить в результате их естественного распада, химического окисления, биологической деструкции аборигенной микрофлорой. Однако данные процессы протекают с относительно низкой скоростью, что превращает естественное самоочищение в длительный процесс, особенно в условиях Сибири, где продолжительное время сохраняется пониженный температурный режим.

Выполнение работ по ликвидации аварий могут вестись круглогодично, однако проведение рекультивационных работ «на месте» поздней осенью, весь зимний период, начало весны – практически невозможно в связи с температурными параметрами территории.

Для выполнения работ по ликвидации аварии на участках МНП, расположенных на болотах, необходимо обеспечить возможность базирования и маневрирования технических средств. Для повышения несущей способности

					Общая характеристика северных районов	Лист
						19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

поверхности болот, в зависимости от его характеристики, могут быть использованы:

- стальная плетеная сетка в сочетании с рулонными синтетическими неткаными материалами типа "СНМ" или "Дорнит Ф-1";
- сборно-разборные несущие покрытия типа (СРНП-1), (СРНП-2);
- деревянные щиты типа (ЛВ-11), (ЛВ-11Б);
- лежни и слани из лесоматериалов;
- сборно-разборные клеефанерные дорожные покрытия (СРДП);
- слани из отбракованных труб.

Болота являются самым чувствительным типом грунта (рисунок 1.1) при разливе нефти.

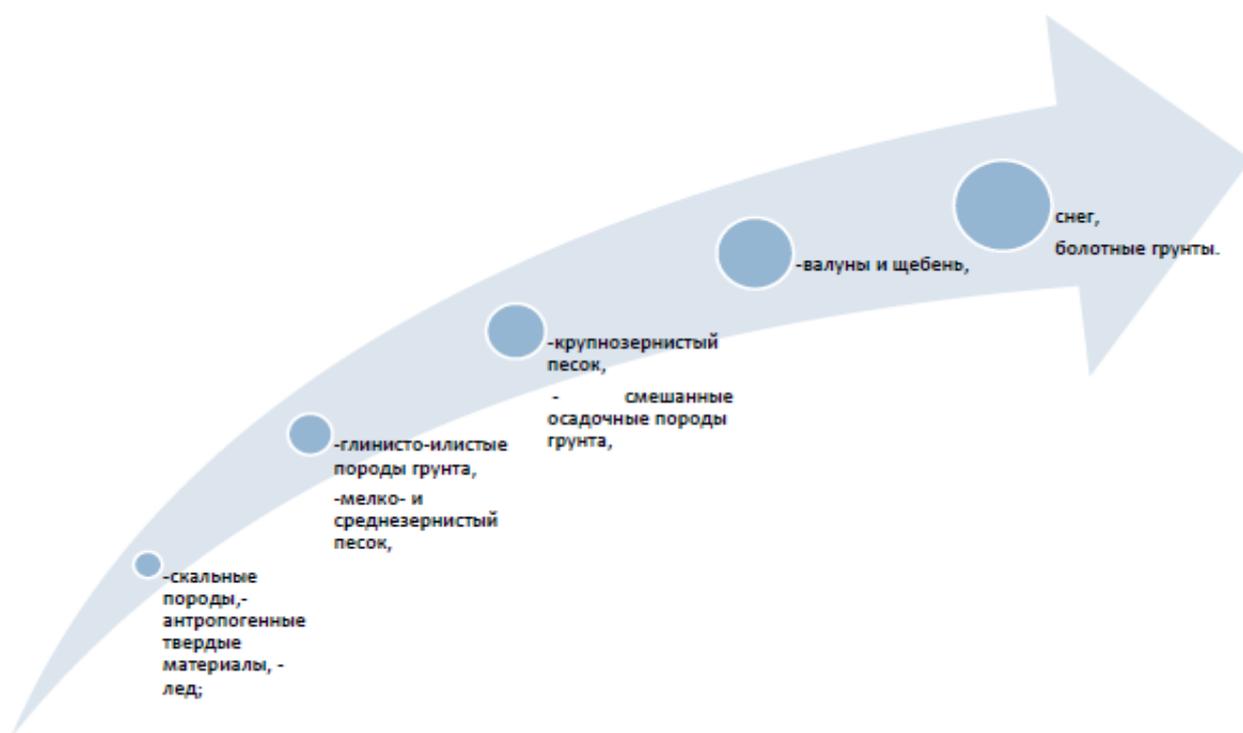


Рисунок 1.1 Типы грунтов в порядке увеличения их чувствительности при разливах нефти [38]

Наличие болот в местности затрудняет передвижение нефтесборных механизмов, а также могут требовать применение дополнительных мер для стабилизации грунта. Кроме того, рекультивации болот требует применение повышенной дозы биопрепарата. Так расход известного препарата «Деворойл»

					Общая характеристика северных районов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

для торфяных грунтов будет выше, чем его применение для нефтешламов и загрязненных нефтью акваторий (таблица 1.1).

Таблица 1.1 Нормы расхода биопрепарата Деворойл

Нормы расхода биопрепарата Деворойл (кг)		
Степень загрязнения грунта S		Количество Деворойл на 1 га
S (%)	S (мг/кг)	M (кг)
до 5	50 000	20
до 10	100 000	40
до 15	150 000	60
до 20	200 000	80
до 25	250 000	100

Помимо вышесказанного, болота – представляют собой геохимический барьер, который способен улавливать нефть, нефтепродукты и аккумулировать их в себе. Известно, что территория самого крупного месторождения Томской области – Советского, находится в пойме реки Оби. Так в пределах таежных холмисто-моренных ландшафтов наблюдается большая контрастность урочищ и фаций по их устойчивости к различным воздействиям. От геохимической сопряженности фаций зависит перераспределение внутри ландшафта различных техногенных загрязнителей. Наличие геохимических барьеров способствует очищению плакорных и склоновых (автономных) фаций, но обуславливает формирование очагов аккумуляции в местных депрессиях, водоемах, болотах. Земли болот и центральная часть поймы являются главным «пунктом сбора» всех поллютантов, так как находятся в аккумулятивной позиции ландшафта. Так нефтяные потоки могут мигрировать в горизонтальной плоскости с других, в первую очередь, элювиальных и трансэлювиальных позиций ландшафта, что наглядно представлено на схеме (рисунок 1.2).

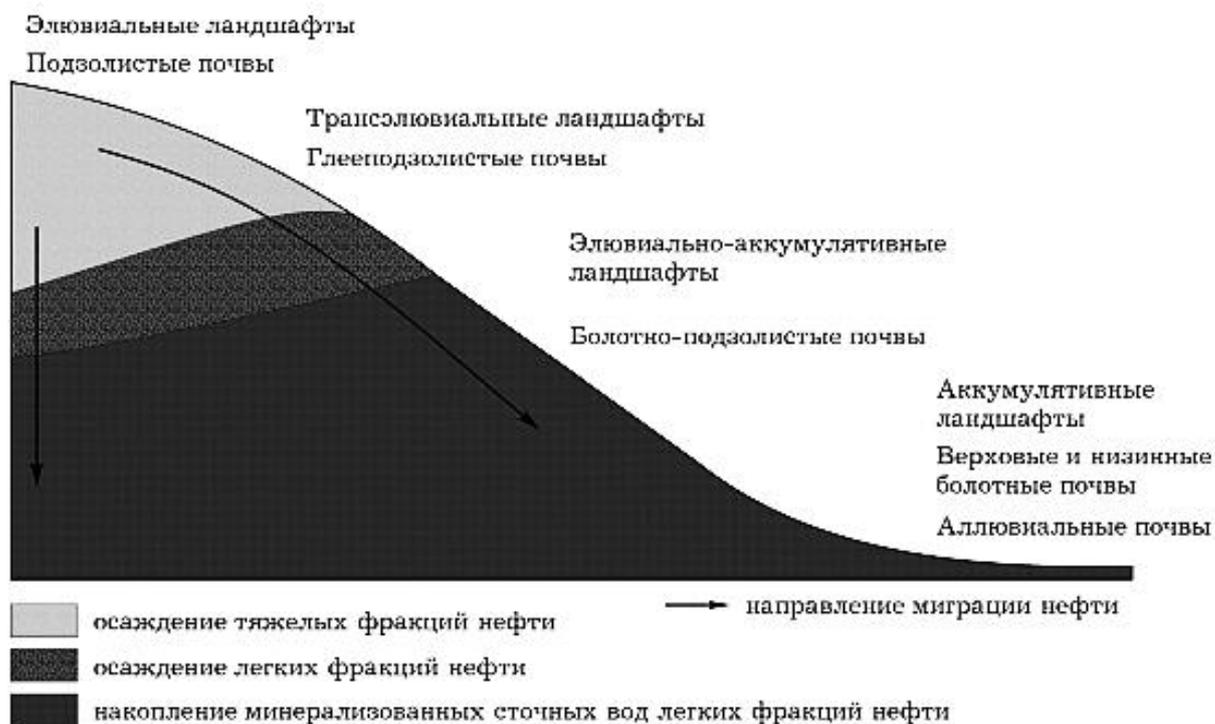


Рисунок 1.2 Схема миграции нефтяного загрязнителя в геохимически сопряженных ландшафтах (Середина В.П., Садыков М.Е., 2011)

Поскольку в пределах данного района и особенно на почвах центральной части поймы создаются условия для промывного водного режима, то можно предположить, что легкорастворимые соли, привнесенные в почвы с нефтью, будут довольно быстро выноситься из профиля почв в грунтовые воды. С одной стороны, таким образом почвенный профиль будет выступать в роли фильтра, который задерживает в себе более тяжелые фракции нефти, но будет пропускать в грунтовые воды легкие фракции, которые далее по каналам миграции в латеральной плоскости будут загрязнять другие аккумулятивные позиции рельефа. Однако в такой почве будут оставаться битуминозные вещества, которые по своей природе миграционно более устойчивы. Известно, что для полного разложения нефти в почвах средней тайги требуется не менее 10–20 лет.

В восстановительных условиях, характерных для многих почв нефтедобывающих районов Западной Сибири и суровом холодном климате, так же характерным для данной климатической зоны, процессы разложения нефти

значительно замедляются. Поэтому аккумулятивные ландшафты могут служить источником вторичного загрязнения территории нефтепродуктами.

Еще одним немаловажным фактором северных районов, влияющим на ликвидацию разливов нефти – способность ландшафтов к самоочищению.

Данная способность будет уменьшаться при продвижении с юга на север, а значит северные регионы являются зонами со слабой и умеренной скоростью деградации нефтяных углеводородов (рисунок 1.3).

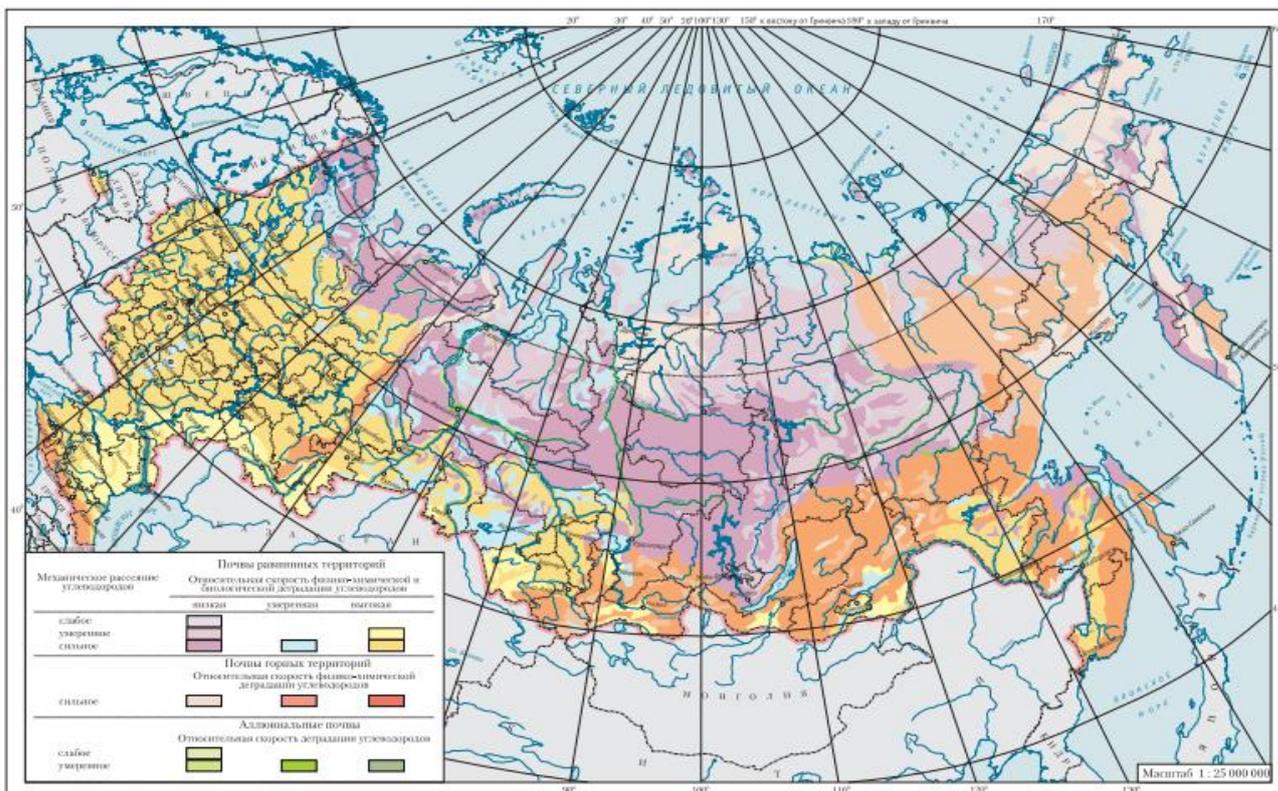


Рисунок 1.3 Способность почв к самоочищению углеводородов (Лодоло, Гречищева, 2003)

Еще одной особенностью северных районов является наличие на территории многолетней мерзлоты. Так, в Томской области глубина промерзания будет зависеть от гранулометрического состав грунтов.

Глубина промерзания для суглинков и глин 1,9 м. Супеси, мелкие и пылеватые пески промерзают на глубину 2,3 м. Гравелистые, крупные и средние пески имеют глубину промерзания 2,4 м. Крупнообломочный грунт промерзает сильнее всего 2,7 м.

Мерзлота приводит к увеличению глубины сезонного оттаивания, что способствует развитию эрозионных процессов. Развитие этих процессов, в

конечном итоге, приводит к необратимой деградации грунта, его просадке, что и затрудняет перемещению технического оборудования, условиях работы и, как итог, ликвидацию аварий на таких территориях.

Линейная эрозия представляет собой размыв почв и подстилающих пород, проявляющихся в виде формирования различного рода промоин и оврагов. Это приводит к затруднительному передвижению по территории, увеличивает опасность при ремонте старых трубопроводов, монтажу новых и ликвидации последствий аварий, повышает риск возникновения опасной ситуации для рабочего персонала. Кроме того, особо глубокие промоины и овраги могут заболачиваться.

Инфраструктура нефтяных комплексов Сибири различается в различных областях и регионах. Ханты-Мансийский автономный округ (ХМАО) обладает развитой транспортной инфраструктурой. Инфраструктура нефтегазовой отрасли Томской области в последние годы претерпела изменения в положительную сторону, однако в отношении изношенности оборудования и количества аварий на промышленных трубопроводах она всё же уступает многим регионам.

Растительный покров Западной Сибири представлен кедровыми и елово-кедровыми лесами, луговыми сообществами многолетних трав (вейники, василистник, лабазник, вероника длиннолистная, кровохлебка лекарственная, хвощ луговой, подмаренник болотный, ветреница вильчатая), кустами калины, малины и шиповниками. Доля нефтестойких трав в проективном покрытие районов составляет совсем малую часть, что и обуславливает дополнительные затраты средств для проведения фитомелиоративного этапа – посева нефтестойких трав (клевер ползучий, щавель, осока и др.), как завершающего этапа рекультивации.

Сжигание остатков нефти может проводиться, как исключение, при уборке остаточных нефтяных загрязнений на поверхности болот, пойменных (камышовых) и береговых участков (водоемов) по согласованию с местным комитетом экологии и органом пожарной охраны.

					Общая характеристика северных районов	Лист
						24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1.2 Свойства нефти

Различные виды сырой нефти достаточно широко различаются по своим химическим и физическим свойствам, в то время как многие другие нефтепродукты имеют определенные характеристики не зависимо от вида сырой нефти из которой они были получены.

Средние и тяжелые фракции нефти в составе которых содержатся разные остаточные продукты нефтепереработки, смешанные с нефтепродуктами легких фракций, также достаточно широко различаются по своим свойствам. Основные физические свойства, которые в наибольшей степени влияют на стойкость и поведение нефтяного пятна на водной поверхности являются: температура застывания, вязкость, давление насыщенных паров, дистилляционные характеристики и плотность. Все эти перечисленные свойства очень сильно зависят от химического состава, а именно, от содержания асфальтенов, смол, летучих компонентов и парафинов.

Дистилляционные характеристики нефти определяют ее летучесть. По мере повышения ее температуры в процессе дистилляции, разные компоненты начинают достигать своих точек кипения, при этом происходят процессы испарения с последующим их охлаждением и конденсацией. Данная характеристика определяет, какая часть исходной нефти дистиллируется в заданных пределах температуры. В некоторых видах нефти содержатся парафиновые, асфальтеновые и битумные остатки. Они трудно дистиллируются даже при высоких температурах, в результате чего сохраняются в морской среде на длительный период времени.

Давление паров также определяет летучесть нефти. Давление выше 3 кПа является предельным уровнем испарения и в свою очередь происходит при большинстве случаев. При значении давления свыше 100 кПа, вещество принимает модель поведения газа.

Вязкость является важным показателем нефтяного загрязнения, влияющего на характер и условия сбора. Под воздействием испарения, эмульгирования, температуры воды и воздуха, вязкость меняется. Сырая нефть,

					Общая характеристика северных районов	Лист
						25
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

имеющая вязкость (0,9-8,0) Па·с и попадающая в воду при авариях магистральных нефтепроводов, достаточно сложно убирается нефтесборщиками. Она скапливается в заплесках, отлагается толстым слоем на береговой полосе [25].

Температура застывания является значением, ниже которой нефть теряет способность текучести, она напрямую зависит от содержания в нефти асфальтенов и парафинов. При охлаждении нефть достигает температуры, которая определяется термином «температура помутнения». Этот процесс приводит к формированию кристаллической структуры. Образование кристаллов сильно препятствует течению нефти и при дальнейшем охлаждении она достигает температуры застывания, при которой течение прекращается и нефть переходит из жидкого состояния в полутвердое.

Плотность нефти – один из стандартов, общий показатель которой указывает на свойства нефтепродуктов и самой нефти. В связи с отличительным составом углеводородов нефти различных групп, по плотности можно судить, о приблизительном количестве углеводородов (УВ) и их составе в различных видах нефти. Самая высокая плотность характерна для углеводородов ароматических групп, низкая плотность – у парафиновых групп. Величина плотности будет указывать на качество, состав и происхождение нефти. Плотность учитывается в расчёте общей массы объема нефтепродуктов. Количество определяются с помощью ГОСТ 26976- 86 “Нефть и нефтепродукты. Методы определения массы”.

В соответствии с ГОСТ 3900 “Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности.”, чтобы измерить плотность нефти необходимо применять пикнометры, плотномеры и ареометры [13].

					Общая характеристика северных районов	Лист
						26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2 Причины и последствия аварийных разливов на магистральных трубопроводах

Одной из главных экологических проблем северных районов Томской области является высокий уровень аварийности на нефтегазодобывающих предприятиях. Эти аварии сопровождаются выбросами нефти в окружающую среду, наиболее крупным из которых является выброс в результате аварийного порыва на нефтепроводе. По данным государственного доклада «Об охране окружающей среды» в 2015 году на объектах нефтегазодобывающего комплекса зарегистрировано 144 некатегорийных отказа, 143 из которых произошли на объектах ОАО «Томскнефть» ВНК (117 отказов на нефтепроводах, 26 – на водоводах), 1 – на нефтепроводе ООО «Норд Имперал» (разлив нефтесодержащей жидкости). Особенно увеличилось число отказов на месторождениях в северных районах Томской области: Крапивинское (с 6 до 8), Малореченское (с 3 до 4), Оленье (с 7 до 22).

В процессах добычи, подготовки, переработки и транспортировки ежегодно теряется от 1,0 до 16,5% нефти и продуктов ее переработки. При этом в атмосферу поступает около 65% углеводородного загрязнения, в воду – 20%, в почву – 15% [34].

2.1 Состав сооружений магистральных нефтепроводов

Магистральный нефтепровод является сложным инженерно-техническим сооружением, в состав которого включается огромный комплекс разных систем, таких как: линейная часть нефтепровода; промежуточные и головные перекачивающие станции; резервуарные парки и др. Линейная часть нефтепровода, представляет из себя систему линейно-протяженных объектов, задача которых заключается в осуществлении нефтеперекачивающих процессов. Линейная часть включает в себя: трубопровод с арматурными узлами; защитные противопожарные сооружения; установки электрохимзащиты; переходы через

					Ликвидация последствий аварийных разливов нефти на магистральных трубопроводах в северных районах Томской области			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Рыбин А.С.			Причины и последствия аварийных разливов на магистральных трубопроводах	Лит.	Лист	Листов
Проверил		Антропова Н.А.					27	107
Конс.						НИТПУ, ИПР, ТХНГ, группа 2Б3А		
Н. Контр.								
Утверд.		Бурков П.В.						

искусственные и естественные преграды; камеры пуска и приема приборов диагностики и очистных устройств.

Линейные сооружения обеспечивают заданные режимы перекачки нефти. Магистральный нефтепровод в течение всего времени использования подвергается опасным напряжениям, возникающим под действием давления перекачиваемой среды и работает как сосуд высокого давления. Также стоит отметить, что транспортируемая нефть делает нефтепровод энергонасыщенной конструкцией.

На магистральном нефтепроводе содержатся следующие сооружения (рисунок 2.1). К ним относятся головное сооружение, а именно: головная перекачивающая станция (ГПС) с подводными трубопроводами, через которые нефть транспортируется в резервуарный парк, где расположены подпорные и основные насосные агрегаты; внутриплощадочные трубопроводы; установки счетчиков; площадка запуска шаровых разделителей; помещения фильтров тонкой очистки; системы общего и обратного водоснабжения; канализация; электроснабжение; здания административно-бытового и эксплуатационно-хозяйственного назначения, включая лабораторию; ремонтно-механическую мастерскую; склад горюче-смазочных материалов. Назначение резервуарного парка заключается в приёме и сдаче нефтепродукта, также разделение его по сортам и их приём на случай возникновения аварии.

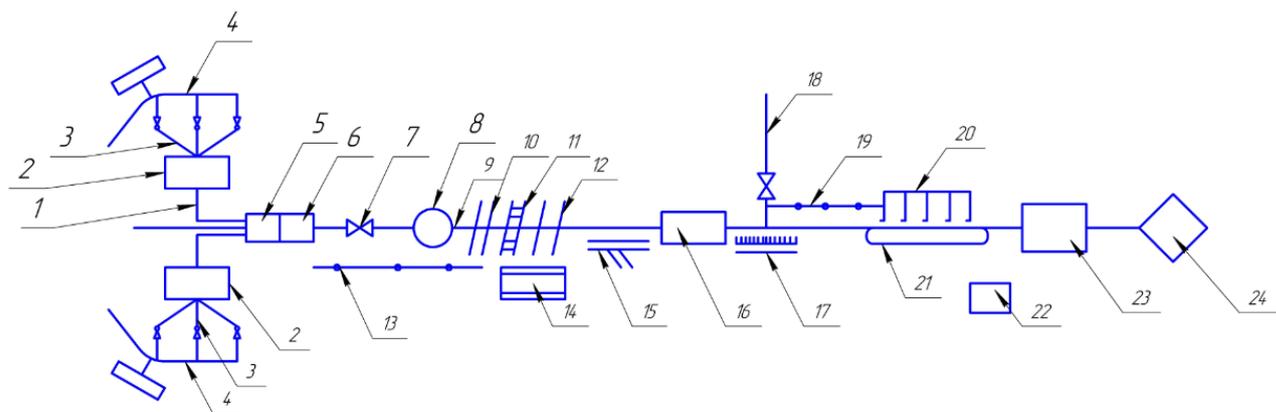


Рисунок 2.1 Схема магистрального нефтепровода:

1 – нефтесборные промышленные трубопроводы; 2 – нефтесборный пункт; 3 – нефтяная скважина с нефтепроводом от ее устья до нефтесборного пункта; 4 – нефтепроводы с

насосами законтурного или внутриконтурного заводнения; 5 – головные сооружения с резервуарным парком; 6 – газонаполнительная станция (ГНС); 7 – запорная арматура (отключающая задвижка) в колодце; 8 – камера приема и пуска скребка; 9 – магистральный нефтепровод; 10 – переход через малую естественную (или искусственную) преграду; 11 – переход через железную (или шоссейную дорогу); 12 – переход через крупную водную преграду; 13 – линия технологической связи; 14 – аварийный запас труб; 15 – вдольтрассовая эксплуатационная дорога и подъезд к ней; 16 – пожарная насосная станция (ПНС) с резервуарным парком; 17 – защитное сооружение; 18 – отвод к промежуточному потребителю; 19 – линия электропередачи; 20 – система электрохимической защиты; 21 – лупинг; 22 – вертолетная площадка; 23 – канализационная насосная станция (КНС) с резервуаром; 24 – потребитель.

Промежуточные перекачивающие станции (ППС). Их задача заключается в приеме и дальнейшем направлении нефтепродукта до следующей станции.

Строительство линейной части нефтепровода осуществляется по трем конструктивным схемам, а именно: надземная, наземная и подземная. При использовании надземной схемы, трубопровод устанавливают на специальные опоры, расположение которых осуществляется на определенном расстоянии друг от друга. К достоинствам использования данной укладки можно отнести устойчивость к перепадам температуры, что дает немаловажное преимущество для осуществления технологической надежности нефтепровода.

Подземная схема в свою же очередь является самой распространённой, что составляет примерно 98% от всей общей протяженности имеющихся трубопроводов [32]. Она предусматривает укладку труб под поверхностью грунта. Глубина укладки на освоенных землях как правило составляет не менее 1 м.

В наземной схеме предполагается прокладка труб на поверхности грунта или на его основание, которое изготавливается из привозного грунта.

Использование наземной и надземной прокладки магистральных нефтепроводов необходима при строительстве их на неустойчивых или неблагоприятных грунтах. Тем не менее, данное сооружение представляет собой непрерывную ветвь с имеющимися устройствами, назначение которых

					Причины и последствия аварийных разливов на магистральных трубопроводах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

заключается в перекрытии отдельных участков трубопровода при возникновении аварийных ситуаций с целью уменьшения объема потерь перекачиваемой нефти и ущерба окружающей среде.

2.2 Причины возникновения аварийных разливов на магистральных трубопроводах

Наиболее опасное загрязнение окружающей среды происходит при авариях на магистральных нефтепроводах, особенно большого диаметра. При авариях загрязняется значительная по площади территория, с последующим впитыванием нефтепродукта в грунт и разрушением верхних слоев почвы. В отдельных случаях при авариях нефть непосредственно попадает в водоемы. При этом могут загрязняться и подземные воды. При испарении разлившейся нефти, атмосфера загрязняется легкими углеводородами.

Причинами возникновения аварийных разливов нефти на магистральном трубопроводе являются:

- подвижность грунта;
- усталость металла;
- заводской брак;
- гидравлический удар;
- воздействие третьих лиц;
- разрушения под действием температурных деформаций;
- ошибки эксплуатации персоналом;
- напряжения, возникающие при монтажных и ремонтных работах в сочетании с остаточные напряжения в материале трубопровода;
- механические повреждения при ремонтных работах в охранной зоне трубопровода;
- разгерметизация трубопровода;
- внутренняя и наружная коррозия.

Частота аварий на трубопроводе, как правило, напрямую зависит от характера территории или местности. В настоящее время принято выделять несколько их типов: заболоченная местность, грунт, окрестности куста или

					Причины и последствия аварийных разливов на магистральных трубопроводах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

отсыпная площадка, траншея, берег акватории, подводный переход и дорога [27].

На территории Западной Сибири 6% аварий происходит на водных переходах, что объясняется действием на металл растворенных в воде кислот и солей; 27% от общего числа всех аварий приходится на территории преимущественно заболоченной местности, 60% на болотах, так как именно болотные почвы обладают повышенной коррозионной активностью, обусловленной реакцией их почвенного раствора (кислая рН) [28].

В особой зоне риска находятся трубопроводы, расположенные в местах перехода через естественные и искусственные преграды. К таковым относятся реки, озера, автомобильные и железные дороги, водоёмы. Соотношение причин аварий на магистральных нефтепроводах приведены на диаграмме (рисунок 2.2).

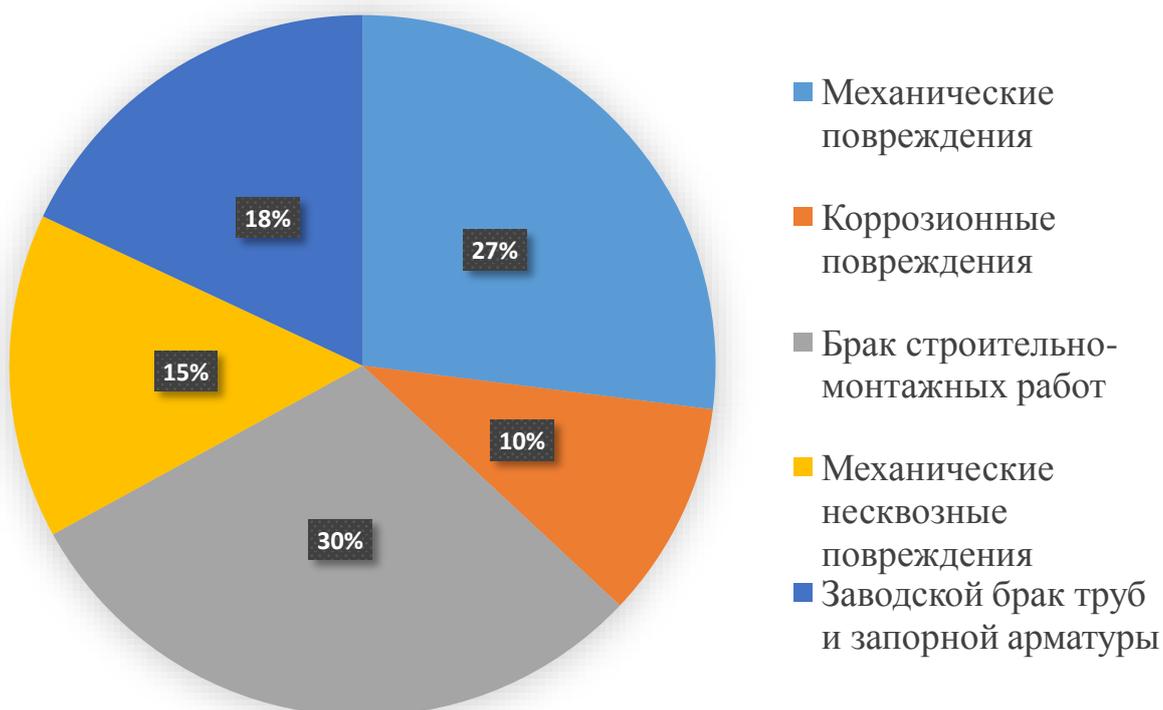


Рисунок 2.2 Основные причины отказов на магистральных нефтепроводах

Таким образом основными причинами аварийного разлива нефти является некачественное выполнение строительно-монтажных работ и механические повреждения. Кроме того, причинами могут являться: антропогенное вмешательство, неправильная эксплуатация, коррозия и т.д. [33].

2.3 Влияние аварийных разливов нефти на атмосферный воздух

Негативное воздействие нефтяной промышленности на компоненты окружающей среды при обычном режиме – сводится к минимуму. Однако в случае испарений паров нефти в резервуарах и испарения в следствие аварийного разлива, велико негативное влияние на атмосферный воздух. Томская область характеризуется неравномерным распределением поллютантов загрязняющих атмосферный воздух. Очаги максимального загрязнения связаны с объектами нефтегазодобывающей промышленности: в Парабельском (94,7 тыс. т, или 32,6 %), Кургасокском (89,6 тыс. т, или 30,9 %) и Александровском (34,8 тыс. т, или 12 %) районах (рисунок 2.3) [3].



Рисунок 2.3 Распределение антропогенных нагрузок, оказываемыми стационарными источниками, на территории Томской области

В случае аварий при любой интенсивности и в любом масштабе, влияние на атмосферу будет возрастать в разы. Наиболее вредными и опасными компонентами будут выбросы окисла азота, оксидов углерода, технического углерода и различных углеводородов [3]. Так, по данным государственного доклада Томской области «О состоянии и охране окружающей среды Томской

области в 2014 году» среди газообразных и жидких веществ большую массу от общего числа загрязнения воздуха составляют следующие компоненты нефти: оксид углерода – 45,5 % (131,9 тыс. т), углеводороды (без летучих органических соединений (ЛОС)) – 17,0 % (49,37 тыс. т), окислы азота – 7,1 % (20,73 тыс. т). Таким образом нефтяная промышленность составляют основную часть от выброса загрязнителей в атмосферу (203,4 тыс. т, или 70,2 %) рисунок 2.4 [3].

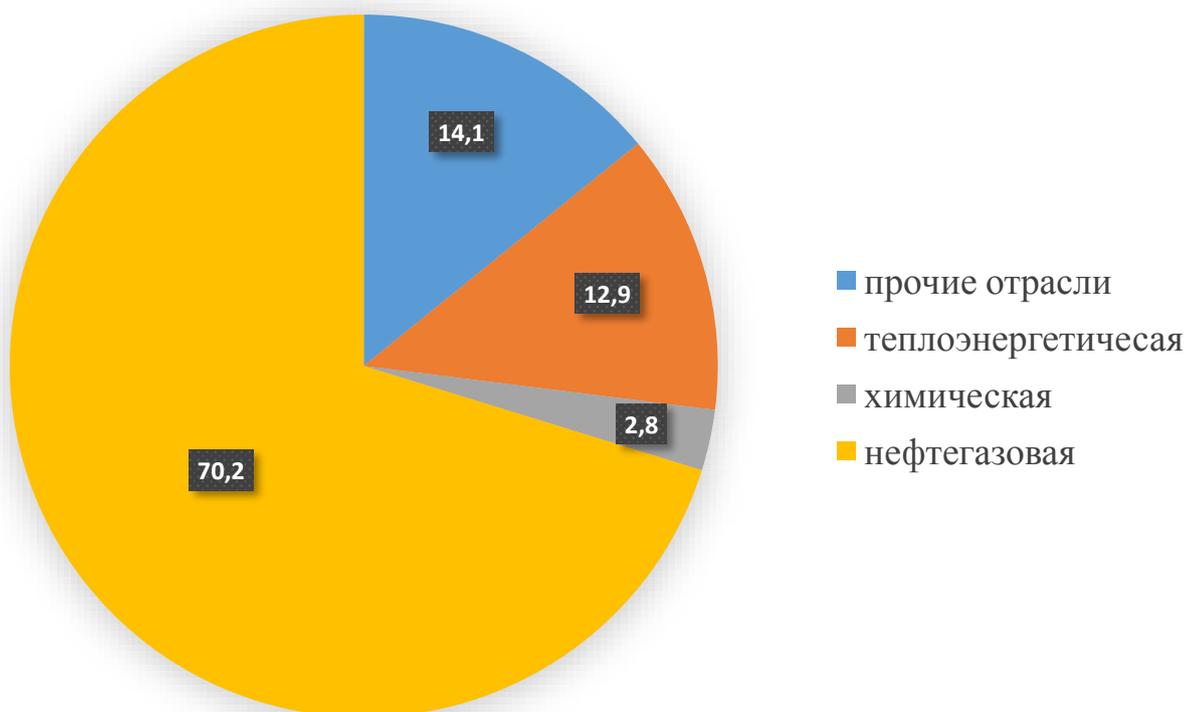


Рисунок 2.4 Доля выбросов загрязняющих веществ по отраслям производства

Это связано с тем, что данные токсичные вещества могут долгое время аккумулироваться и закрепляться в атмосфере.

Такие опасные в экологическом отношении явления, как «кислотные дожди» будут логичным следствием рассеивания этих компонентов при условии дождя или тумана, т.е. при условиях избытка влаги. В первую очередь под действием поллютантов будут угнетаться фитоценозы (в частности, лишайники), гидробионты, рыбы промышленной ценности и другие компоненты окружающей среды.

Нефть – комплексный загрязнитель, поскольку оказывает влияние на все компоненты окружающей среды и нарушает все биохимические процессы,

атмосферы, литосферы и гидросферы. Загрязняющие вещества оседают на поверхности растений, почвы и зданий, а затем ветром и осадками переносятся и вымываются на дальние расстояния. Концентрация нефти на объектах нефтегазового комплекса, где произошла авария может достигать более 200 мг/л. Две тонны нефти при единичном порыве нефтепровода отчуждают загрязнением 1000 м² почвы. И.И. Мазур с соавторами, указывает на то, что в среднем в год ущерб природной среде на один отказ нефтепровода будет составлять [31]:

- 4 га для земель сельскохозяйственного сектора;
- 350 м для акватории с транспортной и промышленной ценностью.

2.4 Влияние аварийных разливов нефти на почвы и растительность

По степени влияние на окружающую среду, нефтедобывающие предприятия можно отнести к их приоритетным загрязнителям. Вынос на поверхность нефти и нефтепродуктов в результате аварий и разливов нефти ведёт к деградации почв и гибели растительных организмов. Специфические особенности условий формирования почв Западно-Сибирского региона отличаются слабой эколого-геохимической устойчивостью к техногенным воздействиям, что замедляет процессы их самоочищения и самовосстановления при помощи местной микрофлоры. Восприимчивость загрязнения и биodeградация нефтепродуктов прямо пропорциональны теплу, поступающему в почву. В связи с тем, что техника и обустройство месторождения происходит на земле, то и загрязнения нефтяными потоками будет происходить, в первую очередь на почвах. Так, по данным государственного доклада в 2014 году общая площадь загрязнённых земель составила 2,55 га, 95 процентов отказов произошли на технологических площадках, на почве (рисунок 2.5) [3]. В большинстве случаев некатегорийные отказы связаны с коррозией труб.

					Причины и последствия аварийных разливов на магистральных трубопроводах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34



Рисунок 2.5 Доля отказов ОАО «Томскнефть» ВНК, связанных с загрязнением окружающей среды

Наибольшему по площади загрязнению подверглись земли на Лугинецком (0,4 га), Первомайском (0,44 га), Советском (1,5 га), Ломовом (0,21 га) месторождениях. В 2015 году по данным ОАО «Томскнефть» ВНК во время отказов на трубопроводе вытекло 8,189 т нефти и 0,951 т высокоминерализованной жидкости. Общая площадь загрязненных земель составила 2,2 га. Количество отказов на месторождениях области в 2015 году сократилось на 21%, но несмотря на это, площадь загрязнения по сравнению с 2014 годом, увеличилась на 0,6 га. Наибольшими по площади загрязнения подверглись земли Крапивинского (0,58 га), Лугинецкого, Оленьего, Первомайского (по 0,31 га), Советского (0,2 га) месторождений [3].

Почва имеет специфические особенности, которые делают её весьма важным объектом в системе мониторинга и контроля на предмет загрязнения нефтью. Почва, по сравнению с атмосферой и гидросферой, относительно статичный компонент природной среды, вследствие этого, миграция нефти и нефтепродуктов в загрязненных землях довольно продолжительный процесс. Локализация нефти происходит относительно близко к месту аварии, что и обуславливает образование так называемых эпицентров разлива. Это

провоцирует изменение их химических, физико-химических и водно-физических свойств. Почва хоть и сохраняет свое положение и основные характеристики в данной системе, но теряет возможность быть субстратом для растений и местом обитания живых организмов. Легкие фракции нефти, интенсивно испаряются в атмосферу, вовлекаясь в малый биологический круговорот, а именно путем образования соединений с пылью, они становятся аэрозолями и переносятся воздушными массами на довольно большие расстояния. Путем вертикальной миграции по почвенному профилю, нефть может мигрировать в грунтовые воды, либо вымываться из почв осадками и паводковыми водами. Наличие в почве геохимических барьеров обуславливает латеральную миграцию нефтяных компонентов в горизонтальной плоскости.

Последствием нефтяного загрязнения окружающей среды может являться упрощение структуры видового состава, появление и развитие мутаций, деградация растительных сообществ и др. Доказано, что при уровне загрязнения нефтью 10-40%, в корнеобитаемом слое почвы, происходит угнетение древесных форм растительности, данный процесс характеризуется устойчивыми показателями деградации растительности в течении последующих 15 лет. Если уровень загрязнения превышает 40%, наблюдается полная гибель растительного покрова и отсутствие всходов растений в течении 2-6 вегетационных периодов [37].

Площадь загрязненной территории в воде и на грунте, а также само количество разлитых нефтепродуктов зависят от:

- места, на котором произошел аварийный разлив нефти;
- состояния дорожных полос и дорог в целом;
- рельефа территории и место размещения запорной арматуры;
- инфраструктуры, так как именно скорость работы персонала на месте аварии, определяет, насколько серьезны будут последствия аварии;
- диаметра трубопровода;
- от локализации, ограждения участка и быстроты обнаружения аварийного разлива нефти.

					Причины и последствия аварийных разливов на магистральных трубопроводах	Лист
						36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Степень распространение нефтяного пятна зависит от рельефа местности, на которой произошел аварийный разлив нефти. При этом, чем ровнее участок загрязненной территории – тем шире будут границы нефтяного пятна, кроме того, близость к грунтовым водам может способствовать быстрому распространению загрязнения не только в почвах, но и по подземным водам в другие элементы ландшафта.

2.5 Влияние аварийных разливов нефти на водные объекты

Нефть, опустившаяся на дно водоёма, изменяет состав находящихся там отложений. Характерной особенностью является повышение органического углерода за счёт углерода нефти, который колеблется от 7-10%, или в отдельных случаях до 30-60% (Солнцева, 1998). Это в свою очередь изменяет структуру, текстуру и гранулометрический состав субстрата.

В следствие процесса сорбции, битуминозные вещества могут оказаться погребёнными, что замедлит процесс естественного самоочищения водоёмов и за счёт ухудшении аэрации ускорит развитие оглеения или глеево – сероводородного процесса. Нефтяные потоки могут испаряться с поверхности акваторий. Однако при низких и отрицательных температурах, которые характерны для северных регионов, испарение будет ослаблено, что в свою очередь будет ослаблять и сам процесс самоочищения водоёма (Солнцева, 1998).

Количество зафиксированных случаев попадания нефти и нефтепродуктов в водоём колеблется в пределах 35-40 тыс., их число непреклонно растёт с каждым годом.

Нефть и нефтепродукты вносят наибольший вклад в общую оценку загрязнения (таблица 2.1) [3].

					Причины и последствия аварийных разливов на магистральных трубопроводах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

Таблица 2.1 Сведения о качестве поверхностных вод на территории Томской области (в пунктах наблюдений Томского Центра по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды – филиала ФГБУ «Западно-Сибирское управление по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды» в 2013-2014 году

№ п/п	Наименование водного объекта	Пункт наблюдения	2013 год			2014 год		
			УКИЗ В	Класс качества	Ингредиент*	УКИЗ В	Класс качества	Ингредиент*
1	р. Обь	г. Колпашево, в/г	3,04	3 «Б»	НФПР	3,34	3 «Б»	НФПР
2	р. Обь	г. Колпашево, н/г	2,50	3 «А»	НФПР	2,73	3 «Б»	НФПР
3	р. Обь	с. Александровское	4,91	4 «Б»	НФПР, медь	4,29	4 «А»	НФПР
4	р. Чулым	с. Тегульдэт	4,56	4 «А»	НФПР	3,07	3 «Б»	НФПР
5	р. Чулым	с. Зырянское	4,06	4 «А»	НФПР	2,88	3 «Б»	НФПР
6	р. Чулым	с. Батурино	3,65	3 «Б»	НФПР, железо общ.	3,50	3 «Б»	НФПР, ХПК железо общ.
7	р. Четь	с. Конторка	4,12	4 «А»	НФПР	4,34	4 «А»	НФПР
8	р. Шегарка	с. Бабарыкино	4,87	4 «А»	НФПР, ХПК	4,18	4 «А»	НФПР
9	р. Томь	г. Томск, в/г	3,49	3 «Б»	НФПР	3,66	3 «Б»	НФПР
10	р. Томь	г. Томск, н/г	3,66	4 «А»	НФПР	3,67	3 «Б»	НФПР
11	р. Томь	с. Козюлино	4,04	4 «А»	НФПР	4,01	4 «А»	НФПР
12	р. Ушайка	г. Томск	4,59	4 «А»	НФПР	4,71	4 «А»	НФПР
13	р. Кеть	д. Волково	4,48	4 «А»	Железо общ. ХПК	4,07	4 «А»	НФПР, ХПК
14	р. Чая	с. Подгорное	4,47	4 «Б»	НФПР, ХПК железо общ. азот аммон.	4,39	4 «А»	НФПР, ХПК
15	р. Бакчар	с. Горелый	4,08	4 «А»	ХПК	3,93	3 «Б»	НФПР, ХПК
16	р. Андарма	с. Панычево	4,89	4 «Б»	НФПР, ХПК, БПК5	5,09	4 «Б»	НФПР, ХПК
17	р. Чузик	с. Пудино	4,13	4 «А»	НФПР	4,75	4 «А»	НФПР
18	р. Васюган	с. Средний Васюган	4,37	4 «А»	НФПР	4,62	4 «А»	НФПР, железо общ.
19	р. Васюган	с. Новый Васюган	4,92	4 «А»	НФПР	4,26	4 «А»	ХПК
20	р. Тым	с. Напас	4,79	4 «А»	НФПР, железо общ.	4,21	4 «А»	НФПР
21	р. Парабель	с. Новиково	4,39	4 «А»	НФПР, ХПК	4,64	4 «А»	НФПР
22	р. Икса	с. Плотниково	3,74	4 «А»	ХПК	4,77	4 «Б»	НФПР, ХПК азот нитрит

Нефть, как загрязнитель изменяет качество воды. Так по данным государственного доклада в 2014 году, вода из реки Обь с. Александровского оценивалась по 13 ингредиентам, из которых в девяти, было зафиксировано превышение ПДК, в частности содержание нефтепродуктов. Достоверно зафиксирован уровень загрязнения нефтепродуктами – средний.

Удельный комбинаторный индекс загрязненности воды (УКИЗВ) в 2014 году (рисунок 2.6) составил 4,29 (класс 4 «А» – грязная вода) [3].

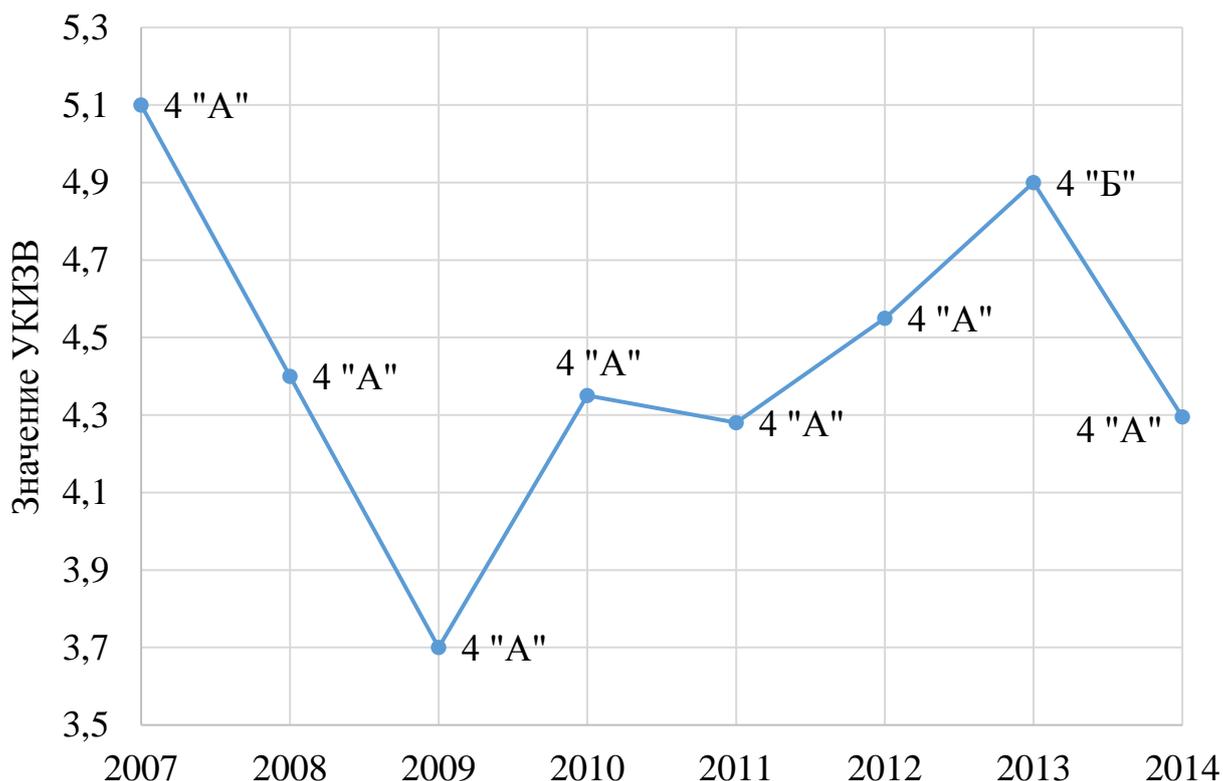


Рисунок 2.6 Значение УКИЗВ, класс качества воды р. Обь с. Александровское

Магистральные трубопроводы вносят весомый вклад в загрязнение малых рек, ручьев, играющих важную роль в развитии рыбного хозяйства. Нарушение в устройстве трубопровода и отклонение от проекта изначального планирования, приводит к всплыванию труб, захламлению ручьев и т.д. Исключительно опасны аварийные явления в аккумулятивных частях рельефа – поймах рек и болотах.

Воздействие нефти на человека обусловлено деградацией водных экосистем через ихтиофауну, так как токсичные вещества нефти накапливаются

в мягких тканях, внутренних органах, икре. Большие запасы поллютанта не видны вооруженным глазом, поэтому могут быть опасны при употреблении такой рыбы в пищу человеком.

					Причины и последствия аварийных разливов на магистральных трубопроводах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

3 Ликвидация аварийных разливов нефти

Основная задача аварийно-восстановительной службы (АВС) – это устранение последствий аварий согласно плану, после завершения аварийно-восстановительных работ (АВР).

Согласованный план устранения последствий аварий включает:

- способы и методы откачки и закачки собранной нефти, разлитой вследствие аварии;
- методы ликвидации оставшихся нефтепродуктов из амбаров, замазученных грунтов и ям;
- возможные способы утилизации замазученного нефтью сорбента, а также план места сбора отработанных материалов для их последующей утилизации;
- демонтаж временных нефтепроводов, оборудования, жилых вагончиков, других построек и сооружений;
- объемы рекультивационных работ, затраты на восстановление земельных участков;
- возможные методы по ликвидации нефти из грунтовых (подземных) и поверхностных (надземных) вод и их обеззараживание;
- методы для задержания и последующей очистки нефти, попавшей под ледовые толщи;
- оценка уровня загрязнения акватория, грунтов и атмосферного воздуха в результате аварийного разлива нефти;
- затраты на восстановление сооружений и объектов, пострадавших от взрывов, пожаров и других антропогенных явлений в результате аварии;

В некоторых случаях, в зависимости от характера аварийного разлива нефти, виды работ по ликвидации последствий разлива, согласуются с Госгортехнадзором, природоохранными и противопожарными органами [18].

					Ликвидация последствий аварийных разливов нефти на магистральных трубопроводах в северных районах Томской области			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Рыбин А.С.			Ликвидация аварийных разливов нефти	Лит.	Лист	Листов
Проверил		Антропова Н.А.					41	107
Конс.						НИТПУ, ИПР, ТХНГ, группа 2Б3А		
Н. Контр.								
Утверд.		Бурков П.В.						

Документ, определяющий технологию локализации и ликвидации аварийного разлива нефти (АРН) и дальнейшую ликвидацию последствий таких аварий и катастроф в соответствии с требованиями федеральных и региональных нормативных документов являются методические рекомендации по локализации и ликвидации АРН на территориях и водоемах.

При выборе технических средств ЛАРН следует использовать многофункциональную амфибийную технику, которая может использоваться при работах по локализации, ликвидации последствий АРН на водных объектах и рекультивации территорий, а для ликвидации АРН – средства сбора нефтепродуктов с высокой вязкостью.

Правила устанавливают нормативы выполнения работ по ликвидации и локализации АРН со времени обнаружения данного разлива нефти и нефтепродуктов или со времени поступления данных (информации) о разливе любого уровня [1]:

- в акватории не более 4 часов;
- на почве не более 6 часов.

Комплекс всех работ по ликвидации и локализации АРН, их последовательность определяется «Графиком проведения мероприятий по ликвидации разливов нефти» действующего плана ЛАРН организации, осуществляющей добычу, переработку, транспортировку и хранение нефти и нефтепродуктов (далее Организации), утвержденного в соответствии с региональными требованиями.

Ликвидация последствий АРН (сбор разлитого нефтепродукта) на территории производственного объекта организации в случае не категорийного АРН (разлива ниже уровня ЧС локального значения [Приказ МПР РФ № 156 от 3 марта 2003 г.]) проводится сразу же после локализации разлива и ликвидации опасности расширения ареала загрязнения [2].

При ЧС локального, территориального, муниципального (местного), федерального и регионального уровней ликвидация АРН (сбор нефтепродуктов)

					Ликвидация аварийных разливов нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

проводится по действующему плану ЛАРН и при необходимости согласуются с землевладельцем.

При АРН на почве последствия загрязнения ликвидируются к началу технического этапа рекультивации [РД 39-00147105-006-97] (таблица 3.1) [19]:

Таблица 3.1. Сроки проведения работ по ликвидации последствий аварийных разливов нефти

Время загрязнения	Окончание работ по ликвидации АРН
Осень-Зима	К первой весне через год после загрязнения
Весна-Лето	К весне следующего года

Сбор нефтепродуктов и нефти на водных объектах (поверхности водоемов) проводится в процессе локализации АРН. Для снижения платы за сверхнормативные выбросы нефтяных углеводородов в атмосферу ликвидация АРН должна быть проведена за период менее 10 суток и завершена к началу следующего гидрологического сезона (ледостава, ледохода, половодья, дождевого паводка) или опасного гидрометеорологического явления (ливня, шторма), которые могут осложнить или блокировать выполнение операций по ликвидации, локализации АРН и привести к значительному загрязнению водных объектов и береговой полосы [29].

Для отработки нормативов рекомендуется организовывать учения и хронометраж ликвидации АРН.

Работы необходимые для ликвидации аварийного разлива нефти, условно выполняются в три этапа:

- на первом этапе выполняются работы по локализации разлитой нефти;
- вторым этапом является сбор нефти;
- на третьем этапе производится рекультивация земель.

Также стоит отметить, что между приведенными выше этапами нет четкой границы, поскольку работы могут проводиться в одно время как по сбору нефтепродукта, так и по биологической и технической рекультивации, при этом занимают достаточно долгое время.

3.1 Методы локализации разлива нефтепродукта

К методам локализации большого объема разлитой нефти относятся строительства дамб, каналов, отстойников, нефтеловушек, а также применением боновых ограждений.

Сдерживание разлива происходит при помощи следующих типов дамб: сифонная, ледяная, бетонная дамба донного стока, переливная плотинная дамба, сдерживающая дамбы. Недостатком способа является необходимость в наличии нескольких сифонных водовыпусков по высоте. Также недостатком является то, что при колебании уровня загрязненной воды, не исключается попадания жидкости в приемные оголовки сифонов. Это приводит к снижению эффективности работы дамбы.

Известна оградительная дамба, принятая за прототип (пат. РФ № 2112832, кл. E02B 15/00, 1998 г.), включающая размещенные в ее теле сифонные водовыпуски, снабженные со стороны водопритока вертикальными трубками. Перед дамбой на дне выполнена траншея для сбора воды, снабженная коробом с водонепроницаемыми стенками [23].

Недостатком прототипа является недостаточная защищенность русла водотока от экстремальных нефтяных загрязнений.

Задачей изобретения является повышение надежности и эффективности защиты гидрологической сети от экстремальных нефтяных загрязнений, возникших в результате нештатных ситуациях на трубопроводном транспорте. Создание в русле водотока ниже по течению от потенциального источника негативного воздействия постоянного гидрозатвора, назначение которого – перевод растворенной и эмульгированной форм нефтепродуктов в пленочную с целью дальнейшего их сбора механическими способами и локализация загрязнения на ограниченной территории.

Ограждения для предотвращения попадания нефти в грунтовые воды: биополимерные мембраны (рисунок 3.1), водопроницаемые реактивные барьеры (рисунок 3.2), «стена в грунте».

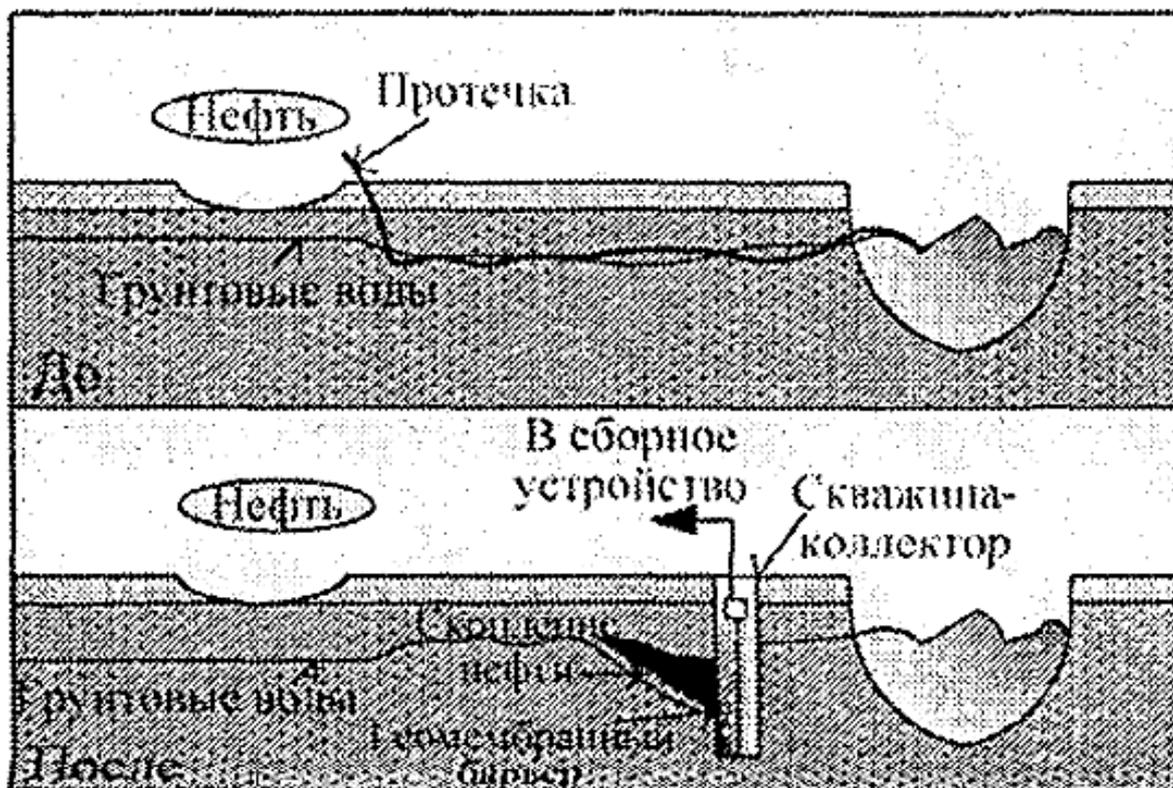


Рисунок 3.1 Траншея с биополимером Geomembrane для защиты грунтовых вод [38]

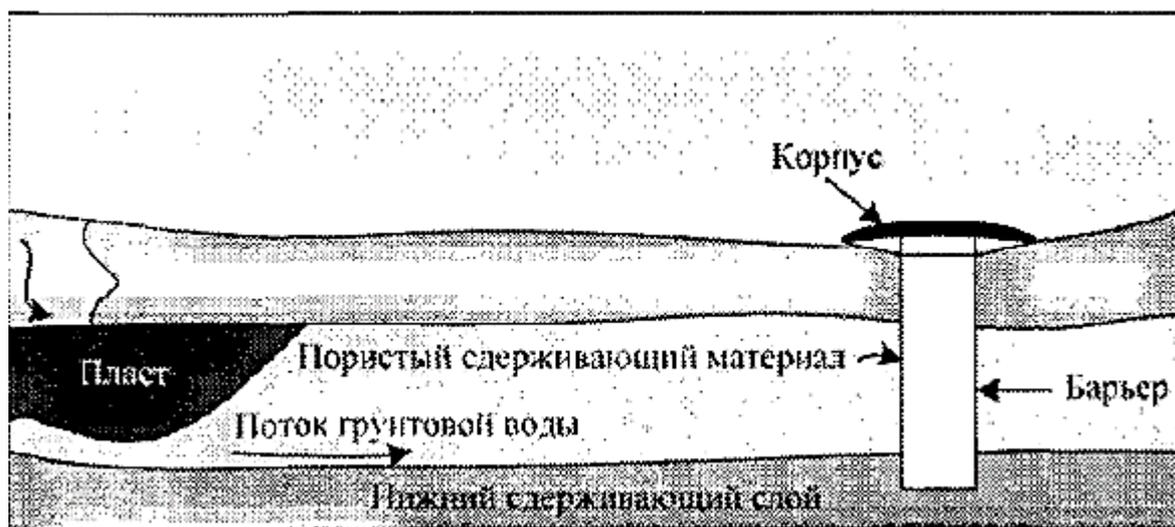


Рисунок 3.2 Водопроницаемый реактивный барьер [38]

Сборно-монолитная «стена в грунте» имеет следующие основные преимущества перед монолитной:

- гарантированные прочностные показатели, обусловленные изготовлением железобетонных элементов в заводских условиях;

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

- получение конструкции более высокого качества в водонасыщенных грунтах;
- отсутствие таких технологических операций, как выравнивание «стены в грунте», вторичное бетонирование каверн (так называемого «грунтобетона»), устройство гидроизоляции в сочетании с прижимной стенкой;
- наличие листового армирования, выполняющего одновременно функции металлоизоляции;
- меньшая стоимость (на 10-15%), учитывая выполнение вышеперечисленных финишных технологических операций, и сокращение сроков сооружения «стены в грунте» и строительства в целом.

Как правило, чаще всего используется строительство земляных дамб насыпным способом. Тяжёлой спецтехникой (бульдозерами или скреперами) с основания дамбы снимается и перемещается в вал растительный слой. Если растительный слой отсутствует, то производятся работы по подготовке основания, а именно предварительное рыхление от 0,15 до 0,30 м с последующим уплотнением грунта катками.

С целью предотвращения распространения разлива нефтепродукта, также активно используется нефтеловушка (гидрозатвор) представляющая собой гидротехническое сооружение, состоящее из металлических труб диаметром от 330 до 1400 мм. Укладка данных труб производится под наклоном, это делается для обеспечения отвода воды из средних слоев отстойника трубы. Отстойник является аккумулялирующей емкостью для отстоя и сбора аварийной нефти. Режим течения жидкости в отстойнике должен быть ламинарным, это нужно для разделения всплывшей на поверхность аварийной нефти и нефтезагрязненного грунта, осаждающегося на дно отстойника.

Чтобы сузить диапазон распространения аварийных разливов нефти и отвести избыточную воду на переувлажненных почвах и болотах (данные условия широко распространены в пределах Западного Сибирского региона)

					Ликвидация аварийных разливов нефти	Лист
						46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ведутся работы по прокладке открытых каналов, обустройств отстойников, работающих по принципу сбора нефти и нефтепродуктов. Самый распространенный способ разработки открытых каналов – землеройные работы, реже используют взрывной способ, еще реже способ гидромеханизации.

Если аварийный разлив нефти произошел на водной поверхности, то наиболее эффективным для локализации данного загрязнения являются использование боновых заграждений (рисунок 3.3). Данный вид заграждений может быть, как плавучим, так и подводным. Основная задача плавучего бонового заграждения является в создании механического барьера, который препятствует распространению или перемещению поверхностного слоя водонефтяной пленки.

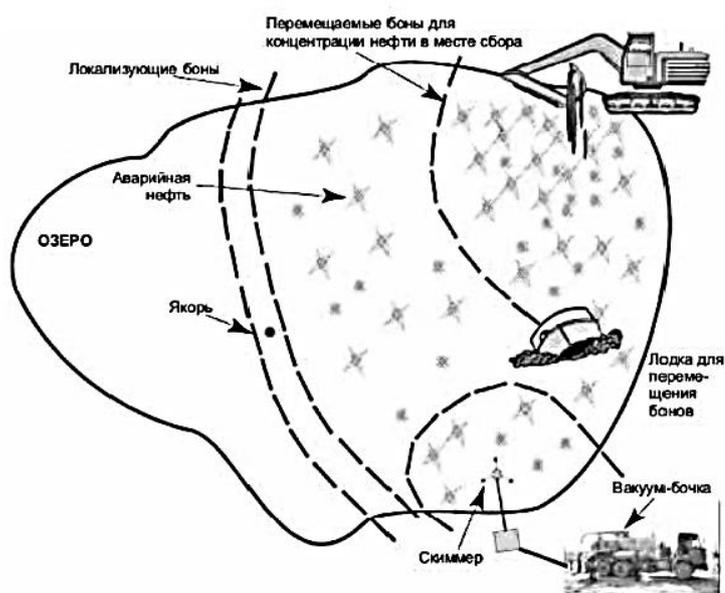


Рисунок 3.3 – Схема ограждение нефтяного пятна с помощью бонового ограждения [40]

Транспортабельные системы сбора могут располагаться так, чтобы сырая нефть имела возможность собираться в течение начального этапа работ по ликвидации аварийных разливов нефти.

(Рисунок 3.4) иллюстрирует возможную схему локализации нефтяного разлива с помощью бонового заграждения у берега и в море.

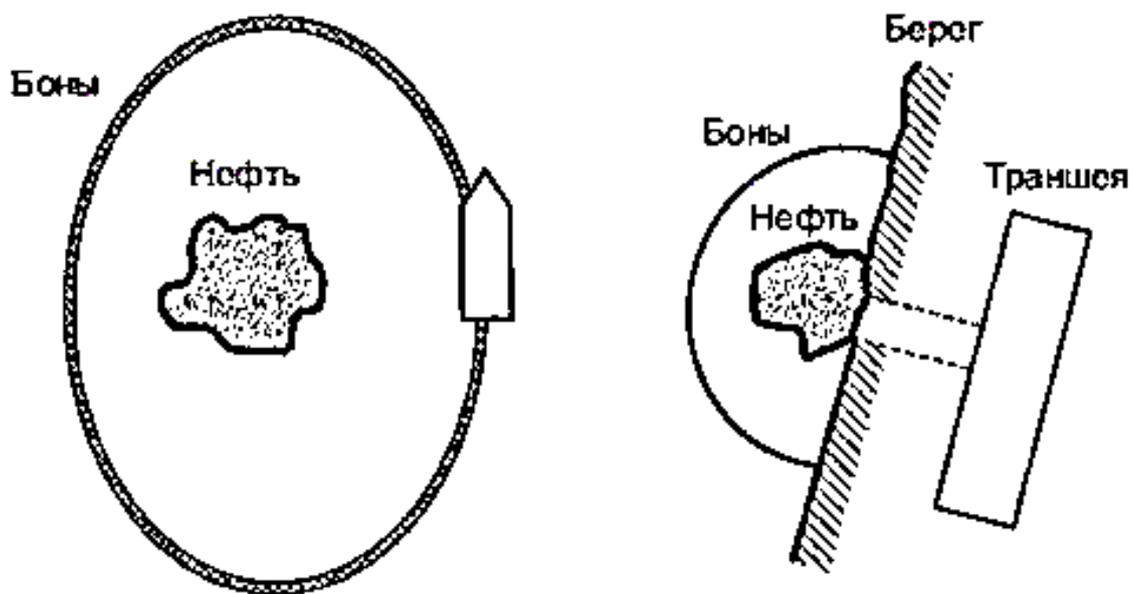


Рисунок 3.4 Технологическая схемы обеспечения локализации нефтяных разливов при помощи бокового заграждения [41]

В частных случаях такой нефтяной разлив локализуется дрейфующими боновыми заграждениями, временно не допускающими растекание нефти по воде (рисунок 3.5).

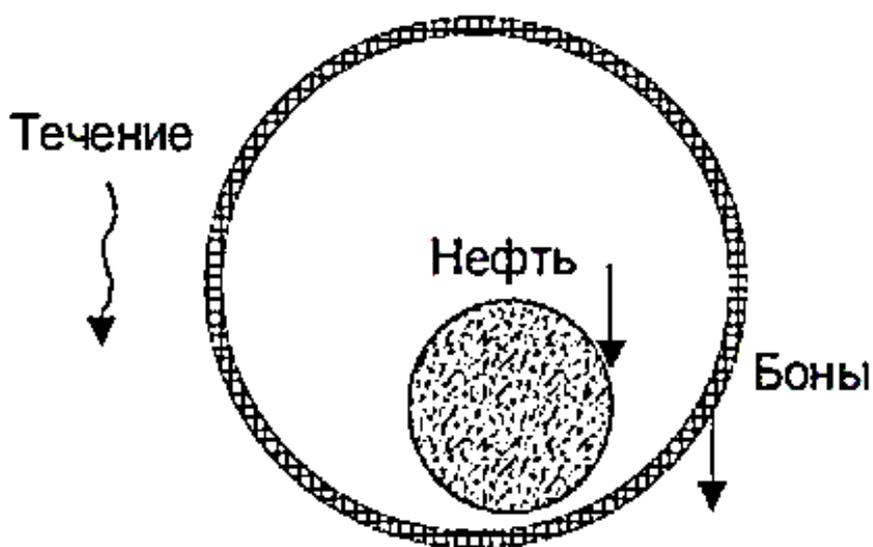


Рисунок 3.5 – Свободно дрейфующие боновые заграждения [41]

3.2 Ликвидация аварийного разлива при помощи сбора нефти

В настоящее время принято делить работы по аварийному сбору нефти на грубые, где нефть и нижележащий замазученный грунт вместе с растительностью убираются бульдозером, экскаватором и щадящие.

Щадящий вид работ подразумевает сохранение верхнего почвенного слоя и растительности: место разлива заводняют и собирают нефть с поверхности воды. Этот вид работ хорошо зарекомендовал себя при глубоком проникновении нефти в грунт на глубину 30-50 см. При помощи водяных струй, скребками-драгами и нефтесборщиками, нефть убирают с поверхности. Оставшаяся нефть под высоким давлением смывается водой либо срезается вместе с почвенным слоем.

Самый распространённый метод ликвидации разливов, является засыпка нефтезагрязненных почв песком. Намывные и карьерные пески не могут в должной степени возобновить почвенное плодородие в достаточной степени. Использование торфа на месте нефтяного разлива считается наиболее успешной технологией, особенно в условиях сильной заболоченной территории. При этом не рекомендуется перемешивать торфяной слой с загрязненным грунтом, так как такой приём не считается экологически приемлемым.

Механический способ сбора нефти

Использование технологий и специальных технических средств, целью которых является локализация разливов нефти на воде, обеспечивает минимальное распространение углеводородного загрязнения. Важное значение имеет оперативное реагирование на такой разлив, так как со временем такое загрязнение расплзается и трансформируется.

Существует 2 типа нефтесборных работ:

- стационарный: с помощью бонов и нефтесборщиков, обеспечивающих локализацию и удаление нефтяных пятен. Работы ведутся, начиная с эпицентра разлива или на дистанции от него;
- передвижной: используются забортные скиммеры и другие скиммеры, размещенные в контактной подвеске буксируемого двумя судами

					Ликвидация аварийных разливов нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

бонового заграждения различной конфигурации U – , V – , J – образные. Данные конфигурации представлены на (рисунке 3.6).

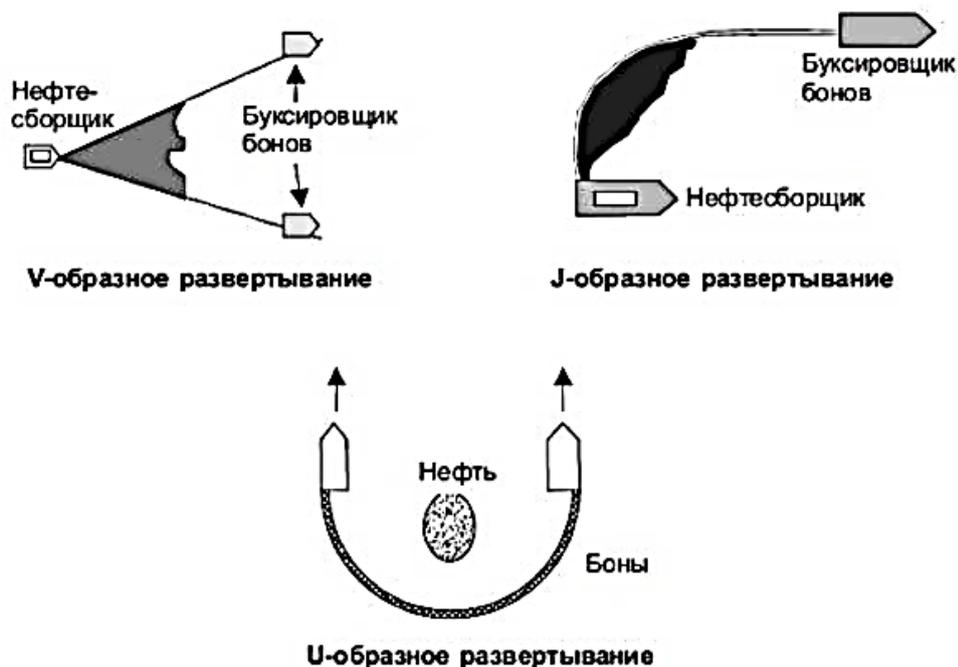


Рисунок 3.6 Различные схемы развертывания боновых заграждений [41]

Скиммеры и боны могут дополняться вспомогательными средствами:

- рабочие платформы для хранения, извлечения бонов и управления скиммерами;
- для хранения твердых веществ и собранных жидкостей используют специальные емкости;
- немаловажным вспомогательным средством являются насосы, задача которых перекачка собранной жидкости в емкости – хранилища;
- устройства для перевозки и (или) удаления нефти;
- воздушное судно для выполнения систематического контроля и наблюдения;
- судна, которые обеспечивают безопасность;
- техника для очистки и защиты побережья;
- дополнительное оборудование, такое как адаптеры, прокладки, шланги и т.д.

Использование сорбентов

Перед использованием сорбентов для ликвидации нефтяных загрязнений, прежде всего необходимо произвести локализацию разлившейся нефти боновыми заграждениями, что является обязательным условием при любой технологической очистке. Далее производятся операции по нанесению сорбента на загрязненную поверхность (либо механизированным, либо ручным способом) до того момента, пока нефтяное пятно не будет полностью поглощено сорбентом. Заключительным этапом является стягивание бонового заграждения, для концентрации сорбента с поглощенной нефтью в месте, удобном для сбора, с последующим его удалением с поверхности воды.

Оптимальное время локализации нефтяного пятна должно находиться в промежутке от 24 до 72 часов с момента аварии. Увеличение резерва времени для проведения подготовительных работ и сбора нефти достигается путём использования порошковых сорбентов, которые сохраняют плавучесть в течение продолжительного времени [24].

Сорбенты применяют для локализации нефтяного разлива, в условиях севера наиболее распространен сорбент «торф гранулированный» (рисунок 3.7).



Рисунок 3.7 Разлив нефти с сорбентом «торф гранулированный» (фото автора)

При взаимодействии с поверхностью нефтяной пленки сорбент начинает впитывать нефть, при средней плотности нефти – максимальное насыщение

будет достигнуто уже в течении десяти секунд, после чего образуются сгустки смеси торфа и сорбента.

3.3 Технологии рекультивации нефтезагрязненных земель

Нормирование ориентировочной допустимой концентрации нефти (ОДК) до и после проведения рекультивационных работ различается в каждой природной зоне и зависит от конкретного вида почв и метеорологических условий. Количество нефти, которая не видна вооруженным глазом определяет сложность и технологию проведения работ.

Многолетний опыт показывает две крайности проведения рекультивационных работ. Иногда практически невозможно полностью восстановить исходную экосистему, но в тоже время при малых концентрациях нефти аборигенная микрофлора может справляться с такой задачей самостоятельно.

Категории рекультивации делятся на *in-situ* и *ex-situ*.

Ex-situ применяется для обработки загрязненного грунта, который был предварительно удален с поверхности территории. Главное преимущество данной технологии состоит в том, что при такой обработке происходит полная изоляция загрязненных материалов вне участка. Это дает возможность использовать сложные способы обработки, которые могут быть более результативными, быстрыми и безопасными для местных жителей, грунтовых вод, флоры и фауны. Однако метод является весьма дорогостоящим и более трудоемким.

In-situ – технология очистки нефтезагрязненного грунта на месте. Имеет также ряд преимуществ, а именно: использование данного метода, существенно менее затратный и имеет щадящее влияния на экосистему.

При обработке почвы на месте используется два подхода:

- биостимуляция – подход, который основан на внесении биогенных элементов (N, P, K), субстратов, кислорода, активизирующих способность аборигенной микрофлоры к самоочищению и самовосстановлению путем деградации нефтяных углеводородов;

					Ликвидация аварийных разливов нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

- биогументация – интродукция генно-инженерных штаммов и природных соединений.

Изымая почву при использовании метода on-site, мобильный биореактор доставляют к месту нефтяного разлива, где в течение короткого промежутка времени за счет интенсификации процессов очистки в биореакторе, производится восстановление нарушенных почв и их возврат в окружающую среду. Метод off-site помимо использования биореакторов, реализуется путем создания специализированные технологических площадок.

Процесс рекультивации загрязненных земель включает в себя комплекс, состоящий из механического или физико-химического удаления разлитых нефтепродуктов с последующей очисткой биологическими методами при помощи нефтеокисляющих микроорганизмов (представители родов *Candida*, *Bacillus*, *Pseudomonas* и др.)

Основополагающим этапом рекультивации нефтезагрязненных грунтов является очистка земель от нефти. Такой этап приятно называть механический (технический) или физико-химический. Его целью является подготовка территории, и обеспечение максимального потенциала полного восстановления почвенного плодородия нарушенных земель, которое происходит на этапе микробиологической рекультивации.

Для очистки замазученного грунта рекомендуется экстракция нефти жидким диоксидом углерода или органическим растворителем. Однако самый недорогой и быстрый способ, осуществимый при наличии благоприятной обстановки – разложение нефтяных углеводородов микрофлорой почвы.

В нефтегазоносных регионах самым распространённым способом остается биодеструкция нефти и нефтепродуктов микробными ассоциациями. Разработано большое количество разнообразных эффективных отечественных биопрепаратов. Самыми известными из них и давно применяющимися на практике являются биопрепараты Путидойл, Деворойл и томский препарат микроорганизмов-деструкторов (МД) Экойл. Для увеличения эффективности

препарата, его следует наносить тонким слоем с дальнейшим перемешиванием при помощи перепашки.

После биологического этапа рекультивации биопрепаратами, в грунте остаётся разлагающийся бактериальный белок, который не требует утилизации. Отмирающие бактерии и продукты их жизнедеятельности поедаются аборигенной микрофлорой почвы. После чего в системе устанавливается устойчивое равновесие и происходит вторичная сукцессия (самозарастание многолетними травами).

В случае если участок не подвергся самозарастанию, то завершающим этапом биологической рекультивации является посев нефтестойких трав. По достижению устойчивого общепроективного покрытия территории, рекультивация считается оконченной и готовой к сдаче. Далее самоочищение земель происходит самостоятельно. Однако рекультивированный участок нуждается в ограждении, запрещающим использование участка в сельскохозяйственных целях. Снятие этих ограничений возможно только после проведения исследований и наблюдении положительных тенденций при мониторинге, указывающих на экологическую безопасность растительности и земель на территории, что означает достижение конечной цели рекультивационных работ.

Суровые условия северных регионов предъявляют особые требования к методам рекультивации, которые будут применяться на территории. Так, одним из важнейших направлений является разработка биопрепарата из совокупности таких штаммов бактерий, которые смогли бы адаптироваться и развиваться при пониженных температурах Сибири. В настоящее время существует огромное множество препаратов (таблица 3.2), но немногие из них подходят для использования на территории Западно-Сибирского округа [36].

					Ликвидация аварийных разливов нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

Таблица 3.2 Отечественные биопрепараты

Деструкторы ксенобиотиков			
Путидойл	Олеоварин	Валентис	Лидер
Аллегро	Деворойл	Дизойл	Дестройл
Лестан	Родер	Руден	Универсал
Нафтокс	Родарт	Бациспектин	Никаойл
Сойлекс	Ванитон	Ленойл	Экойл МД
Петро-Трит	Центрин	Биоойл	Микрозим
Активаторы аборигенной микрофлоры			
Азотовит	Ризоком-плекс	Бактофосфин	Ризотофин
Ризобин	Биофлора	Мелафен	-

***чёрным** выделены препараты, использующиеся в Западной Сибири

Биопрепараты, условно делят на два вида: активаторы аборигенной микрофлоры и деструкторы нефти. Однако на территории севера, первые биопрепараты будут во многом уступать последним. Таким образом образуется два подхода к рекультивации экосистем: биостимуляция – активизация деградирующей способности аборигенной микрофлоры внесением биогенных элементов, кислорода, различных субстратов; биодополнение – интродукция природных и генно-инженерных штаммов-деструкторов чужеродных соединений.

Данные препараты активно применяются в различных регионах Западной Сибири.

Так в Ханты-Мансийском автономном округе (ХМАО) в декабре 2013 года в лабораторных условиях был успешно поставлен опыт рекультивации нефтезагрязненной песчаной почвы. Для микробиологической рекультивации использовали биопрепарат «Ленойл».

С 1995 года, в Томске, компания «ЭКОЙЛ» является активным участником процесса рекультивации нефтезагрязненных земель на территории Западной Сибири и крайнего севера. С 1993 года персонал компании «ЭКОЙЛ» совместно с сотрудниками научно-исследовательского института (НИИ) Биологии и Биофизики города Томска работали над созданием биологического препарата, способного утилизировать нефть и нефтепродукты, не нанося вреда окружающей среде и здоровью человека. Итогом данного сотрудничества стало

создание комплексного биопрепарата «МД» (Экойл МД), основанного на способности микроорганизмов-деструкторов использовать в качестве источников питания нефть и нефтепродукты.

Биопрепараты комплексные, – содержат несколько штаммов микроорганизмов-деструкторов (рисунок 3.8), способных утилизировать углеводороды с различной длиной углеродной цепи [30].



Рисунок 3.8 Комплексный биопрепарат «МД»

Штаммы бактерий, входящих в состав препарата, обладают высокой скоростью утилизации нефти и нефтепродуктов при низких температурах окружающей среды (диапазон рабочих температур от +5 до +37°C) [30].

Кроме того, перспективным методом рекультивации нефтезагрязненных экосистем является очистка почв при помощи системы биовентиляции (рисунок 3.9).

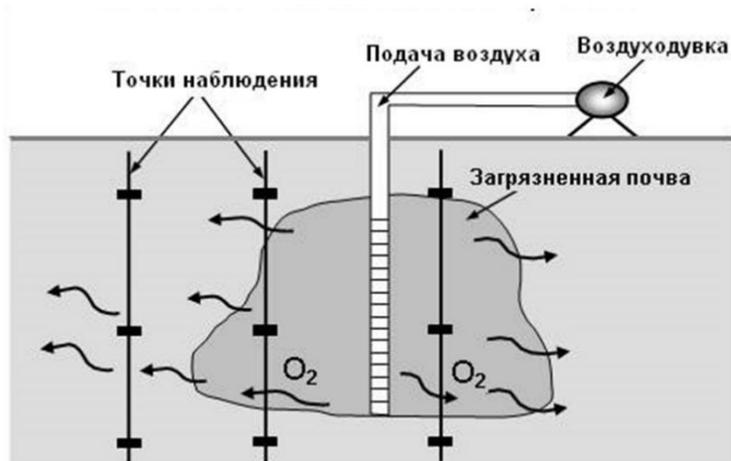


Рисунок 3.9 Система биоventилирования [40]

Биоventилирование используется за рубежом для удаления из почв нефти и нефтепродуктов. В теле загрязненного грунта бурятся скважины, в которые подается воздух. Этот метод увеличивает скорость биологического разложения, который сдерживается недостатком кислорода в грунте. Так же метод может сочетаться с технологией откачки грунтовых испарений. В таком варианте часть скважин может использоваться для закачки воздуха, а остальная часть наоборот для откачивания образовавшихся испарений.

Одной из актуальных проблем рекультивации нефтезагрязненных экосистем является пробелы в нормативно-правовой базе. В частности, не существует норматива, который бы контролировал ПДК нефти на дне водоёма. При нефтяном разливе в водоёме легкие фракции нефти, как правило, улетучиваются, а тяжелые могут опускаться на дно водоёма. При простесвии длительного периода времени, диагностировать нефть на дне водоёма практически невозможно. В ТГУ был разработан механизм диагностики нефти на дне водоёма глубиной не более трех метров (аэрошуп) и механизм, позволяющий удалять нефть при помощи сорбирования углеводородов пузырьками воздуха, поступающими из наземного источника – аэратор. Данные механизмы запатентованы, прошли испытания на месторождениях ПАО «Лукойл» и «Роснефть». Могут использоваться на болотистой местности, а значит подходят для использования в условиях севера.

					Ликвидация аварийных разливов нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

4 Расчетная часть

Аварийный разлив нефти – это огромный ущерб окружающей среде. Для количественного выражения данного вида антропогенной нагрузки, существует расчетный методический метод, базирующийся на расчете количества нефти, вылившейся при аварии на МНП.

Основными факторами, определяющими величину ущерба, наносимого окружающей природной среде при авариях на нефтепроводах, являются [35]:

- количество вылившейся из нефтепровода нефти и распределение ее по компонентам окружающей среды;
- площадь и степень загрязнения земель;
- площадь и степень загрязнения водных объектов;
- количество углеводородов, выделившихся в атмосферу.

Расчет количества нефти, вылившейся из трубопровода, производится в 3 этапа, определяемых разными режимами истечения [35]:

- истечение нефти с момента повреждения до остановки перекачки;
- истечение нефти из трубопровода с момента остановки перекачки до закрытия задвижек;
- истечение нефти из трубопровода с момента закрытия задвижек до прекращения утечки.

Наша задача с помощью данной методики рассчитать количество вылившейся нефти на этих трех стадиях и оценить ущерб, нанесенный окружающей среде.

В 8.20 оператор УПН ЦППН-4 зафиксировал резкое падение давления на нагнетании насосов внешней перекачки нефти в напорный нефтепровод. Через Центральную инженерно-техническую службу (ЦИТС) сообщение поступило главному инженеру – председателю комиссии по чрезвычайным ситуациям и пожарной безопасности ОАО «Томскнефть» ВНК, который дал указание на

					Ликвидация последствий аварийных разливов нефти на магистральных трубопроводах в северных районах Томской области			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Рыбин А.С.			Расчетная часть	Лит.	Лист	Листов
Проверил		Антропова Н.А.					58	107
Конс.								
Н. Контр.								
Утверд.		Бурков П.В.						
						НИТПУ, ИПР, ТХНГ, группа 2Б3А		

облёт трассы МНП ЦППН-4 – НПС Раскино длиной 172 км, диаметром 720 и глубиной залегания 2 м. Уже в 8:50 вертолёт поднялся в воздух, чтобы установить место предполагаемого порыва.

К моменту, когда наблюдатель обнаружил порыв в районе судоходной реки, на 101-м километре трубопровода (вдоль продольного шва в результате коррозии образовалась трещина) площадь разлива нефти (условно) на суше достигла 500 м² квадратных метров, на воде 150 м².

Левая задвижка от места аварии находится на 95 км трассы, правая – 105 км. Время остановки перекачки нефти – 20 минут. Время закрытия задвижек – 12 минут. Температура наружного воздуха равна 19° С, температура верхнего слоя земли 16° С, температура верхнего слоя воды 14° С. Грунт берега – песок влажностью 60%. Основные данные представлены в таблице (4.1-4.2)

Таблица 4.1 Исходные данные

толщина слоя нефти на поверхности земли	$D_n = 0,01$ м
толщина слоя нефти на поверхности воды	$D_n = 0,003$ м
концентрация растворенной и эмульгированной нефти в воде на глубине 0,3 м до аварии	$C_\phi = 0,2$ г/м ³
концентрация растворенной и эмульгированной нефти в воде на глубине 0,3 м после аварии	$C_p = 8$ г/м ³
концентрация насыщения растворенной и эмульгированной нефти в поверхностном слое воды	$C_n = 70$ г/м ³
удельная масса пленочной нефти на 1 м ² площади реки после аварии	$m_p = 70$ г/м ²
удельная масса пленочной нефти на 1 м ² площади реки до аварии	$m_\phi = 0$ г/м ²
масса пленочной нефти, оставшейся на водной поверхности после проведения мероприятий	$M_{ост.} = 150$ г
продолжительность испарения свободной нефти с поверхности земли	$T_{н.н} = 48$ ч

Продолжение таблицы 4.1

продолжительность испарения свободной нефти с поверхности воды	$T_{н.в} = 48$ ч
удельная величина выбросов углеводородов с 1 м ² поверхности нефти, разлившейся на воде	$q_{н.н}=387$ г/м ²
расход нефти в исправном нефтепроводе при работающих насосных станциях	$Q_0=0,163$ м ³ /с
расход нефти в повреждённом нефтепроводе	$Q' = 0,259$ м ³ /с
давление в начале участка нефтепровода в поврежденном состоянии	$P_1 = 1,6$ Мпа
давление в конце участка в поврежденном состоянии	$P_2 = 1,2$ Мпа
давление в начале участка нефтепровода в исправном состоянии	$P_0 = 6,3$ МПа;
плотность нефти	$\rho = 850$ кг/м ³
средняя глубина пропитки на всей площади нефтенасыщенной земли	$h_{ср} = 0,6$ м
показатель режима движения нефти по нефтепроводу	$m_0 = 0,25$
кинематическая вязкость нефти	$\nu = 0,076 \cdot 10^{-4}$ м ² /с
напор, создаваемый атмосферным давлением	$h_a = 10$ м вод.столба
элементарный интервал времени	$\tau_i = 0,5$ ч
глубина пропитки грунта нефтью	$h_{ср} = 0,07$ м
время возникновения аварии	$T_a=8$ ч 20 мин
время остановки насосов	$T_o=9$ ч 00 мин
время закрытия задвижек	$T_3=9$ ч 12 мин
площадь отверстия повреждения	$w=0,00072$ м ²
температура верхнего слоя почвы	$t_{п}=16$ °С
температура воздуха	$t_{воз}=19$ °С

Таблица 4.2 Исходные данные для расчетов

№ п/п	X, м	Z, м	№ п/п	X, м	Z, м
1	0	150,4	6	105000	141,1
2	40000	156,8	7	123000	147,2

Продолжение таблицы 4.2

№ п/п	X, м	Z, м	№ п/п	X, м	Z, м
3	60000	150,2	8	155000	145,1
4	95000	140,5	9	163000	143,2
5	101000	139,3	10	172000	142,3

С учетом данных, представленных в таблице 4.1-4.2, требуется рассчитать ущерб почве, воде и атмосфере при проколе нефтепровода в месте подводного перехода.

4.1 Определение количества нефти, вылившейся из нефтепровода вследствие аварии

Расчет количества нефти, вылившейся из трубопровода, производится в три стадии, определяемыми разными режимами истечения [35]:

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

Суммарный объем аварийной утечки нефти равен (формула 1):

$$V = V_1 + V_2 + V_3 \quad (1)$$

где V_1 – объем нефти, вытекшей с момента повреждения до остановки перекачки, м³;

V_2 – объем нефти, вытекшей с момента остановки перекачки до закрытия задвижек, м³;

V_3 – объем нефти, вытекшей с момента закрытия задвижек до прекращения утечки (до полного опорожнения отсеченной части трубопровода), м³.

Первый объем

Объем нефти V_1 вытекшей на первой стадии в напорном режиме, определяется по формуле (2):

$$V_1 = Q_1 * t_1 = Q_1 * (t_o - t_a); \quad (2)$$

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

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		61

T_1 – продолжительность истечения нефти из поврежденного нефтепровода при работающих насосных станциях, ч;

T_0 – время остановки насосов после повреждения, ч;

T_a – время повреждения нефтепровода, ч.

Расход нефти через место повреждения с момента возникновения аварии до остановки перекачки, м³/ч (формула 3)

$$Q_1 = Q' - Q_0 \cdot \left[\frac{Z_1 - Z_2 + \frac{(P' - P'')}{\rho g} - i_0 \cdot x^* \cdot \left(\frac{Q'}{Q_0}\right)^{2-m_0}}{(l-x^*) \cdot i_0} \right]^{\frac{1}{2-m_0}} \quad (3)$$

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

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

Z_1 – геодезическая отметка начала участка нефтепровода, м;

Z_2 – геодезическая отметка конца участка нефтепровода, м;

P' – давление в начале участка МНП в поврежденном состоянии, Па;

P'' – давление в конце участка МНП в поврежденном состоянии, Па;

ρ – плотность нефти, кг/м³;

g – ускорение силы тяжести, м/с²;

i_0 – гидравлический уклон при перекачке нефти по исправному МНП;

x^* – протяженность участка МНП от насосной станции до места повреждения, м;

$m_0 = 0,25$ – показатель режима движения нефти по МНП в исправном его состоянии;

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

На рисунке 4.1 представлен профиль трассы МНП.

					Расчетная часть	Лист
						62
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

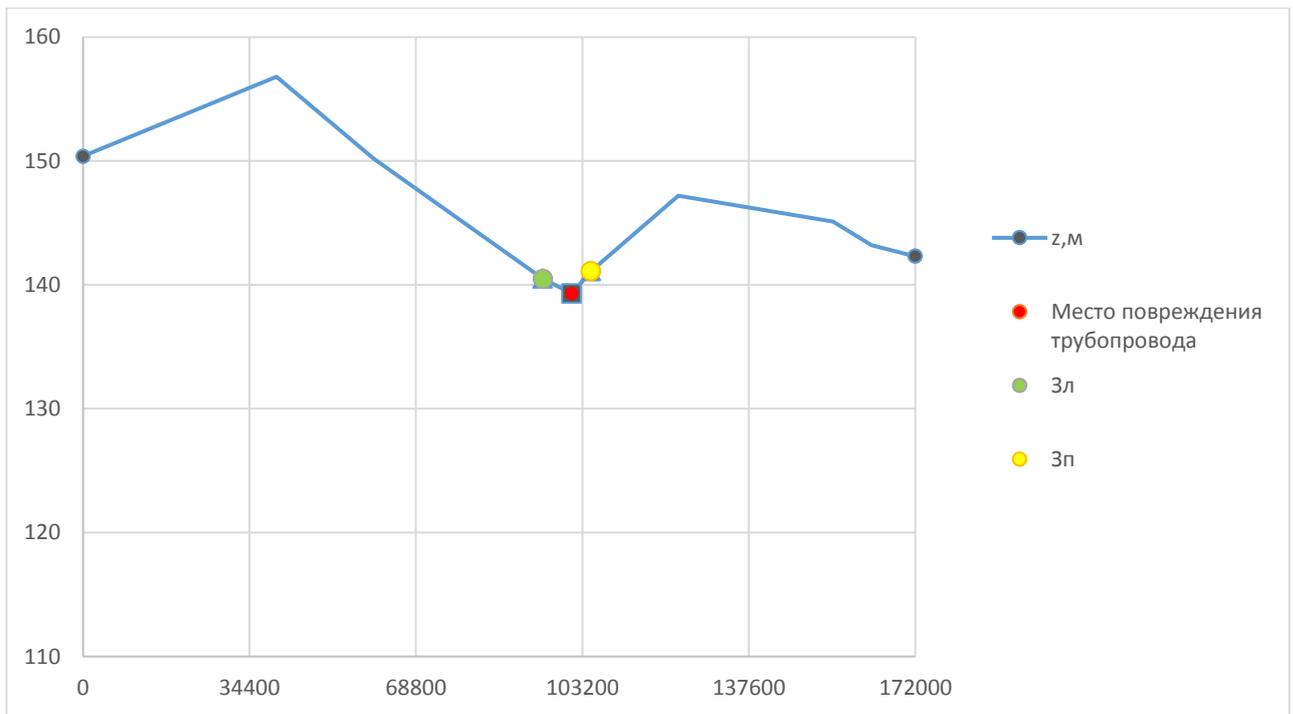


Рисунок 4.1 Профиль трассы нефтепровода

Расход Q_0 нефти в исправном МНП при работающих нефтеперекачивающих станциях (НПС) определяется режимом загрузки МНП и фиксируется по показаниям приборов на НПС.

l, Z_1, Z_2, x^* определяются по профилю трассы МНП (рисунок 19).

Расход Q' , давление P' в начале и P'' в конце поврежденного МНП при работающих НПС определяются по показаниям приборов на НПС на момент аварии.

Для того что бы найти Q_1 нужно сначала найти гидравлический уклон i_0 . Физический смысл гидравлического уклона – потеря напора на трение, приходящаяся на единицу длины трубопровода. То есть, гидравлический уклон есть отношение потери напора от трения к длине трубопровода.

Согласно формуле Дарси-Вейсбаха гидравлический уклон равен (формула 4):

$$i = \frac{\lambda}{D} \cdot \frac{\omega^2}{2 \cdot g} \quad (4)$$

где ω – средняя скорость потока течения жидкости в трубопроводе (формула 5);

λ – коэффициента гидравлического сопротивления от трения;

$D_{вн}$ –внутренний диаметр трубопровода, м.

$$\omega = \frac{4 \cdot Q_0}{\pi \cdot D_{вн}^2} = \frac{4 \cdot 0,163}{3,14 \cdot 0,702^2} = 0,421 \text{ м/с} \quad (5)$$

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

Скорость потока течения жидкости в трубопроводе определяет число Рейнольдса (формула 6):

$$Re = \frac{\omega \cdot D_{вн}}{\nu} = \frac{0,421 \cdot 0,702}{0,076 \cdot 10^{-4}} = 38919,5 \quad (6)$$

Где ν – кинематическая вязкость жидкости, м²/с.

Для турбулентного течения различаются три зоны течения жидкости, и соответственно используются три различных закона для коэффициента гидравлического сопротивления от трения. Зависимость коэффициента гидравлического сопротивления от числа Рейнольдса и эквивалентной шероховатости труб в данном случае определяется неравенством (формула 7):

$$\frac{10 \cdot D_{вн}}{\Delta} < Re < \frac{500 \cdot D_{вн}}{\Delta} \quad (7)$$

Где Δ – эквивалентная шероховатость труб, мм.

Значения коэффициентов эквивалентной шероховатости Δ для стальных труб, подверженных незначительной коррозии равен $20 \cdot 10^{-2}$ мм.

$$\frac{10 \cdot 702}{0,2} < 38919,5 < \frac{500 \cdot 702}{0,2}$$
$$35100 < 38919,5 < 1755000$$

Коэффициента гидравлического сопротивления от числа Рейнольдса и эквивалентной шероховатости труб определяется по формуле 8:

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{Re} + \frac{\Delta}{D_{вн}} \right)^{0,25} = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{38919,5} + \frac{0,2}{702} \right)^{0,25} = 0,023 \quad (8)$$

Находим значение гидравлического уклона (формула 4):

$$i = \frac{0,023}{0,702} \cdot \frac{0,421^2}{2 \cdot 9,81} = 0,0003$$

Рассчитываем расход нефти через место повреждения (формула 3):

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

$$Q_1 = 0,259 - 0,163 \cdot \left(\frac{150,4 - 142,3 + \frac{(1,6 \cdot 10^6 - 1,2 \cdot 10^6)}{850 \cdot 9,81} - 0,0003 \cdot 101000 \cdot \frac{0,259^2 - 1,75}{0,163}}{0,0003 \cdot (172000 - 101000)} \right)^{\frac{1}{2-1,75}} = 0,078 \text{ м}^3/\text{с}$$

$$V_1 = Q_1 T_1 = Q_1 (T_0 - T_a) = 0,078 \cdot (32400 - 30000) = 187,85 \text{ м}^3 \quad (10)$$

Рассчитываем второй объем

Опорожнение возвышенных и направленных к месту аварии участков, находящихся между двумя НПС происходит после отключения насосных станций (НС). При освобождении трубопровода от нефти происходит уменьшение переменного напора, таким образом, чем больше нефти находится в МНП, тем выше будет величина напора.

Чтобы провести расчеты необходимо учесть продолжительность T_2 вытекания нефти с начало остановки перекачки T_0 до закрывания задвижек T_3 . Данные величины следует разбить на интервалы τ_i , при этом (внутри данных величин) режим истечения, представляющий собой сумму между напором и расходом будет неизменной величиной. В практике τ_i делают равным 0,25 ч, чтобы понизить погрешность расчетов τ_i можно уменьшить до 0,01...0,1 ч. Для собственных расчетов мы приняли $\tau_i = 0,25$

Общий объем нефти, вытекший из МНП за время $T_2 = (T_0 - T_3) = 720$ с определяется как сумма объемов V_i нефти, вытекшие за элементарные промежутки времени τ_i (формула 12) [35]:

$$V_2 = \sum V_i = \sum Q_i \cdot \tau_i \quad (11)$$

Для каждого i -го элементарного интервала времени определяется соответствующий расход Q_i нефти через дефектное отверстие (формула 12):

$$Q_i = \mu \omega \sqrt{2gh_i} \quad (12)$$

Напор в отверстии, соответствующий i -му элементарному интервалу времени, рассчитывается по формуле 14:

$$h_i = Z_i - Z_M - h_T - h_a \quad (13)$$

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

Z_M – геодезическая отметка места повреждения, м;

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

h_T – глубина заложения МНП, м;

h_a – напор, создаваемый атмосферным давлением, м.

За элементарный промежуток времени τ_i освобождается V_i объем МНП, что соответствует освобождению l_i участка МНП (формула 14):

$$l_i = \frac{4V_i}{\pi \cdot D_{\text{вн}}^2} \quad (14)$$

Где $D_{\text{вн}}^2$ – внутренний диаметр нефтепровода, м. Освобожденному участку l_i соответствуют значения x_i и Z_i , определяющие статический напор в МНП в следующий расчетный интервал времени τ_{i+1} . Значение Z_i подставляется в формулу 8 и далее расчет повторяется полностью для интервала времени τ_{i+1} .

Операция расчета повторяется до истечения времени $T_2 = (T_0 - T_3)$. [35]

Необходимо определить число Рейнольдса для каждого из моментов времени по формуле 15:

$$Re_i = \frac{d_{\text{отв}} \cdot \sqrt{2gh_i}}{\nu} \quad (15)$$

Перепад напора h^* в точке истечения зависит от давления P' в начале участка l , гидравлического уклона i' , удаленности места повреждения от НПС, глубины h_T заложения нефтепровода, напора h_a , создаваемого атмосферным давлением, и определяется из формулы 16:

$$h^* = \frac{P_1}{\rho g} - i' \cdot x^* - h_T \quad (16)$$

Где i' – гидравлический уклон при перекачке нефти по поврежденному НП до места повреждения;

h_T – глубина заложения нефтепровода (от поверхности земли до нижней образующей), м.

P_1 – давление в начале участка МНП в поврежденном состоянии, Па;

ρ – плотность нефти, кг/м³;

g – ускорение силы тяжести, м/с²;

x^* – протяженность участка МНП от насосной станции до места повреждения, м.

Определяем коэффициент расхода нефти:

Коэффициент расхода μ зависит от числа Рейнольдса Re (таблица 4.3)

					Расчетная часть	Лист
						66
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 4.3 Коэффициенты расхода μ

Показатели при Re	до 25	25...400	400...10000	10000...30000	30000
μ	$\frac{Re}{48}$	$\frac{Re}{1,5 + 1,4Re}$	$0,29 + \frac{0,27}{\sqrt[3]{Re}}$	$0,592 + \frac{5,5}{\sqrt{Re}}$	0,595

Перепад напора h^* в точке истечения (формула 17):

$$h^* = \frac{1,6 \cdot 10^6}{850 \cdot 9,81} - 0,0017 \cdot 101000 - 2 = 18,18 \text{ м} \quad (17)$$

Для определения коэффициента расхода m отверстий, форма которых отличается от круглой, рассчитывается эквивалентный диаметр (формула 18):

$$d_{\text{ЭКВ}} = \sqrt{\frac{4\omega}{\pi}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,00072}{3,14}} = 0,0303 \text{ м} \quad (18)$$

Где ω – площадь отверстия повреждения, м^2 .

Определяем число Рейнольдса (формула 15) подставляем $d_{\text{ОТВ}} = d_{\text{ЭКВ}}$:

$$Re = \frac{d_{\text{ОТВ}} \cdot \sqrt{2gh^*}}{\nu} = \frac{0,0303 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 18,18}}{0,076 \cdot 10^{-4}} = 75262,15$$

Полученное значение сравниваем с таблицей, определяем, что μ – коэффициент расхода нефти равен 0,595.

(1-ый промежуток) Через 0 ч 3 мин сек после отключения напорных станций:

Напор в отверстии, соответствующий 1 элементу интервалу времени по формуле 14:

$$h_1 = 156,8 - 139,3 - 2 - 10 = 5,5 \text{ м}$$

Расход нефти по формуле 12:

$$Q_1 = 0,595 \cdot 0,00072 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 5,5} = 0,00445 \text{ м}^3/\text{с}$$

Объем нефти, вытекшей за элементарный интервал по формуле 10:

$$V_{2,1} = 0,0044 \cdot 180 = 0,801 \text{ м}^3$$

Длина освобожденного участка (формула 14):

$$l_1 = \frac{4 \cdot 0,801}{3,14 \cdot 0,702^2} = 2,07 \text{ м}$$

Найдем значение Z_2 (формула 19):

$$Z_2 = 139,3 + \frac{17,5}{61000,01} \cdot (61000,01 - 2,07) = 156,799 \text{ м} \quad (19)$$

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

(2-ой промежуток) Через 0 ч 6 мин 0 сек после отключения напорных станций.

Напор в отверстии, соответствующий 2 элементу интервалу времени (формула 13):

$$h_2 = 86,799 - 139,3 - 2 - 10 = 5,499$$

Расход нефти по формуле 12:

$$Q_2 = 0,595 \cdot 0,00072 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 5,49} = 0,00445 \text{ м}^3/\text{с}$$

Объем нефти, вытекшей за элементарный интервал (формула 11):

$$V_{2.2} = 0,0043 \cdot 180 = 0,8 \text{ м}^3$$

Длина освободившегося участка по формуле 14:

$$l_2 = \frac{4 \cdot 0,8}{3,14 \cdot 0,702^2} = 2,07 \text{ м}$$

Найдем значение Z_3 (формула 19):

$$Z_3 = 139,3 + \frac{17,5}{61000,01} \cdot (61000,01 - 2,07 - 2,07) = 156,7988 \text{ м}$$

(3-ий промежуток) Через 0 ч 9 мин 0 сек после отключения напорных станций

Напор в отверстии, соответствующий 3 элементу интервалу времени (формула 13):

$$h_3 = 86,798 - 139,3 - 2 - 10 = 5,498$$

Расход нефти (формула 12)

$$Q_3 = 0,595 \cdot 0,00072 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 5,496} = 0,00445$$

Объем нефти, вытекшей за элементарный интервал (формула 11):

$$V_{2.3} = 0,00445 \cdot 180 = 0,8 \text{ м}^3$$

Длина освободившегося участка (формула 14):

$$l_3 = \frac{4 \cdot 0,8}{3,14 \cdot 0,702^2} = 2,07 \text{ м}$$

Найдем значение Z_4 (формула 19):

$$Z_4 = 139,3 + \frac{17,5}{61000,01} \cdot (61000,01 - 2,07 - 2,07 - 2,07) = 156,7982 \text{ м}$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

(4-ий промежуток) Через 0 ч 12 мин 0 сек после отключения напорных станций

Напор в отверстии, соответствующий 4 элементу интервалу времени (формула 13):

$$h_4 = 86,7982 - 139,3 - 2 - 10 = 5,498$$

Расход нефти (формула 12)

$$Q_4 = 0,595 \cdot 0,00072 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 5,496} = 0,00444$$

Объем нефти, вытекшей за элементарный интервал (формула 11):

$$V_{2.4} = 0,00444 \cdot 180 = 0,8 \text{ м}^3$$

Длина освободившегося участка (формула 14):

$$l_4 = \frac{4 \cdot 0,8}{3,14 \cdot 0,702^2} = 2,07 \text{ м}$$

Суммарный объем после отключения насосных станций определяется по формуле 20:

$$V_2 = 0,801 + 0,8 + 0,8 + 0,8 = 3,201 \text{ м}^3 \quad (20)$$

(Стадия 3).

Расчет объема нефти V_3 , вытекшей с момента закрытия задвижек до момента полного прекращения истечения нефти через место повреждения определяется по формуле 21 [35]:

$$V_3 = V'_3 + \Delta V_3 \quad (21)$$

Так как 3 стадия истечения – это истечение нефти самотеком, то тут на нефть действует лишь гравитация и она будет течь только вниз.

Основной объем нефти, вытекающей после закрытия задвижек до прекращения самопроизвольного истечения нефти через место повреждения, м^3 , определяется по формуле 22:

$$V'_3 = \frac{\pi \cdot D_{\text{вн}}^2 \cdot l'}{4} \quad (22)$$

Значение l' находится как сумма длин участков нефтепровода между перевальными точками или 2-мя смежными с местом повреждения задвижками,

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

возвышенных относительно места повреждения и обращенных к месту повреждения, за исключением участков, геодезические отметки которых ниже отметки места повреждения.

Суммируя значения всех этих участков получим значения $l' = 10001,3$

Находим V_3' по формуле 22:

$$V_3' = \frac{3,14 \cdot 0,702^2 \cdot 5001,3}{4} = 1934,759 \text{ м}^3$$

Общая масса вылившейся при аварии нефти по формуле 23:

$$M = (V_1 + V_2 + V_3) \cdot \rho \quad (23)$$

$$M = (187,85 + 3,201 + 1934,759) \cdot 0,85 = 1806,947 \text{ т}$$

4.2 Оценка степени загрязнения

Степень загрязнения земель определяется нефтенасыщенностью грунта (количество нефти, впитавшейся в грунт), которая определяется по соотношениям 24, 25 [35]:

$$M_{\text{вп}} = K_{\text{н}} \cdot \rho \cdot V_{\text{гр}} \quad (24)$$

$$V_{\text{вп}} = K_{\text{н}} \cdot V_{\text{гр}} \quad (25)$$

где $M_{\text{вп}}$ – масса нефти, впитавшаяся в грунт, т;

$V_{\text{вп}}$ – объем нефти, впитавшийся в грунт, м^3 ;

$K_{\text{н}}$ – нефтеемкость грунта, принимается $K_{\text{н}} = 0,20$;

ρ – плотность нефти, $0,850 \text{ т/м}^3$;

$V_{\text{гр}}$ – объем нефтенасыщенного грунта, м^3 .

Объем нефтенасыщенного грунта вычисляется по формуле 26:

$$V_{\text{гр}} = F_{\text{гр}} \cdot h_{\text{ср}} \quad (26)$$

где $F_{\text{гр}}$ – площадь нефтенасыщенного грунта, 500 м^2 ;

$h_{\text{ср}}$ – средняя глубина пропитки грунта на всей площади нефтенасыщенного грунта, $0,6 \text{ м}$.

Объем нефтенасыщенного грунта (формула 26):

$$V_{\text{гр}} = 500 \cdot 0,6 = 300 \text{ м}^3$$

Объем нефти, впитавшейся в грунт (формула 25):

					Расчетная часть	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$V_{\text{вп}} = 0,2 \cdot 300 = 60 \text{ м}^3$$

Количество нефти, впитавшейся в грунт по формуле 24:

$$M_{\text{вп}} = 0,2 \cdot 0,85 \cdot 300 = 51 \text{ т}$$

4.3 Оценка степени загрязнения водных объектов

Степень загрязнения водных объектов определяется массой растворенной и (или) эмульгированной нефти в воде [35]:

Масса нефти, загрязняющая толщу воды, рассчитывается по формуле 27:

– для водотоков:

$$M_{\text{н.в-к}} = 8,7 \cdot 10^{-4} \cdot M_p (C_n - C_\phi) \quad (27)$$

При использовании данных инструментальных измерений расчет массы нефти, поступившей в водный объект, производится по формуле 28:

$$M_p = (m_p - m_\phi) \cdot F_n \cdot 10^{-6} + (C_p - C_\phi) \cdot V_p \cdot 10^{-6} \quad (28)$$

Где m_p – удельная масса разлитой нефти на 1 м² поверхности воды, г/м²;

m_ϕ – удельная масса фоновой нефти на 1 м² свободной от разлива поверхности воды, г/м²;

F_n – площадь поверхности воды, покрытая разлитой нефтью, м²;

C_p – концентрация растворенной и (или) эмульгированной нефти в водном объекте на глубине 0,3 м в зоне разлива, г/м³;

C_ϕ – фоновая концентрация растворенной и (или) эмульгированной нефти в водном объекте на глубине 0,3 м вне зоны разлива, г/м³;

V_p – объем воды, в котором к моменту инструментальных измерений растворилась разлитая нефть (формула 29):

$$V_p = 0,3 \cdot F_n = 0,3 \cdot 150 = 45 \text{ м}^3 \quad (29)$$

Рассчитываем массу нефти, загрязняющую толщу воды (формула 27):

$$M_{\text{н.в-к}} = 8,7 \cdot 10^{-4} \cdot 1,78(120 - 0,2) = 0,2 \text{ т}$$

Масса нефти, принимаемая для расчета платы за загрязнение водного объекта (формула 30):

$$M_{\text{вод}} = M_{\text{н.в.к}} + M_{\text{пл.ост}} = 0,2 \text{ т} \quad (30)$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		71

4.4 Оценка степени загрязнения атмосферного воздуха

Степень загрязнения атмосферного воздуха вследствие аварийного разлива нефти определяется массой летучих низкомолекулярных углеводородов, испарившихся с поверхности почвы или водоема [35].

Масса летучих низкомолекулярных углеводородов, испарившихся с поверхности почвы, покрытой разлитой нефтью, определяется по формуле 31:

$$M_{\text{ип}} = q_{\text{ип}} \cdot F_{\text{гр}} \cdot 10^{-6} \quad (31)$$

где $q_{\text{и.п.}}$ – удельная величина выбросов летучих углеводородов с 1 м² поверхности нефти, разлившейся на почве, г/м², выбирается из справочника «Удельные выбросы в атмосферу». В Постановлении Правительства (ПП) «Аварии на нефтепроводах» эта величина автоматически выбирается в зависимости от: плотности нефти ρ ; средней температуры поверхности испарения $t_{\text{п.и}}$; толщины слоя нефти на дневной поверхности почвы $\delta_{\text{п}}$; продолжительности процесса испарения свободной нефти с дневной поверхности почвы $\tau_{\text{и.п.}}$.

Плотность нефти принимается по данным документов о качестве нефти, перекачиваемой по нефтепроводу перед его аварийной остановкой.

Средняя температура поверхности испарения определяется по формуле 32:

$$t_{\text{пи}} = 0,5(t_{\text{п}} + t_{\text{воз}}) \quad (32)$$

Где $t_{\text{п}}$ – температура верхнего слоя почвы, °С;

$t_{\text{воз}}$ – температура воздуха, °С.

Если $t_{\text{п.и}} < 4^{\circ}\text{C}$, то удельная величина выбросов принимается равной нулю.

Толщина слоя свободной нефти на поверхности почвы рассчитывается по формуле 33:

$$\delta_{\text{п}} = \frac{M_{\text{п.с.}}}{F_{\text{г.р}} \cdot \rho} \quad (33)$$

Где $M_{\text{п.с.}}$ – масса свободной нефти, находящейся на поверхности почвы в месте разлива, т;

ρ – плотность нефти, т/м³.

					Расчетная часть	Лист
						72
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Продолжительность испарения свободной нефти с поверхности почвы определяется по формуле 34:

$$\tau_{и.н} = \tau_{м.п} - \tau_{о.п} \quad (34)$$

Где $\tau_{м.п}$ – время завершения мероприятий по сбору свободной нефти с дневной поверхности почвы, ч;

$\tau_{о.п}$ – время начала поступления нефти на поверхность почвы, ч.

Средняя температура поверхности испарения (формула 32):

$$t_{пи} = 0,5(16 + 19) = 17,5 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Масса углеводородов, испарившихся с поверхности земли $q_{ип}$

$$q_{ип} = 2272$$

$$M_{ип} = 2272 \cdot 500 \cdot 10^{-6} = 1,136 \text{ т}$$

Масса углеводородов, испарившаяся с поверхности воды по формуле 35 ($F_H=150 \text{ м}^2$):

$$M_{и.в.} = q_{и.в.} \cdot F_H \cdot 10^{-6} \quad (35)$$

$$M_{и.в.} = 387 \cdot 150 \cdot 10^{-6} = 0,058 \text{ т}$$

Масса нефти, принимаемая для расчётов платы за выбросы углеводородов нефти в атмосферу по формуле 36:

$$M_{воз} = M_{ип} + M_{ив} \quad (36)$$

$$M_{воз} = 1,136 + 0,058 = 1,194 \text{ т}$$

4.5 Оценка ущерба, подлежащего компенсации, окружающей природной среде от загрязнения земель

Ущерб от загрязнения земель нефтью определяется по формуле 37 [35]:

$$У_з = H_c \cdot F_{гр} \cdot K_{п} \cdot K_{в} \cdot K_{э(i)} \cdot K_{г} \quad (37)$$

Где H_c – норматив стоимости сельскохозяйственных земель, руб/га

$F_{гр}$ – площадь нефтенасыщенного грунта, га;

$K_{п}$ – коэффициент пересчета, принимаемый в зависимости от периода времени по восстановлению загрязненных сельскохозяйственных земель (табл. П.5) [35];

$K_{в}$ – коэффициент пересчета, принимаемый в зависимости от степени загрязнения земель, которая характеризуется 5 уровнями (табл. П.6) [35];

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

$K_{э(i)}$ – коэффициент экологической ситуации и экологической значимости территории i -го экономического района;

K_r – коэффициент пересчета, принимаемый в зависимости от глубины загрязнения земель (табл. П.7) [35].

$$Y_3 = 1590 \cdot 500 \cdot 2,5 \cdot 1,5 \cdot 1,2 \cdot 1 = 3577500 \text{ руб}$$

4.6 Оценка ущерба, подлежащего компенсации, окружающей природной среде от загрязнения атмосферы

Расчет ущерба ОПС от выбросов летучих низкомолекулярных углеводородов нефти в атмосферу при аварийных разливах рассчитывается как плата за сверхлимитный выброс загрязняющих веществ (ЗВ) с применением повышающего коэффициента по формуле 38:

$$Y_{к.а} = 5K_{и}C_{а}M_{и} \quad (38)$$

Ущерб, подлежащий компенсации, $Y_{к.а}$ рассчитывается как плата за сверхлимитный выброс загрязняющих веществ применением повышающего коэффициента 5.

Ставка платы за выброс одной тонны углеводородов в атмосферу в пределах установленного лимита, руб/т рассчитывается по формуле 39:

$$C_{а} = H_{б.а}K_{э.а} \quad (39)$$

Базовый норматив платы $H_{б.а}$ коэффициент экологической ситуации $K_{э.а}$ – в соответствии с Базовыми нормативами платы за выбросы, сбросы загрязняющих веществ в окружающую среду и размещение отходов (приложение к постановлению правительства РФ от 28.08.92 г. № 632 "Об утверждении порядка определения платы и ее предельных размеров за загрязнение окружающей природной среды, размещение отходов, другие виды вредного воздействия"). Рассчитываем $C_{а}$ по формуле 39:

$$C_{а} = 50 \cdot 2 = 100$$

Рассчитываем ущерб ОПС от выбросов летучих низкомолекулярных углеводородов нефти в атмосферу при аварийных разливах согласно формуле 38:

$$Y_{к.а} = 5 \cdot 4,9 \cdot 100 \cdot 1,194 = 2925,423 \text{ руб}$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

4.7 Оценка ущерба, подлежащего компенсации, окружающей природной среде от загрязнения водных объектов

Ущерб, подлежащий компенсации окружающей среде от загрязнения водной поверхности, определяется по формуле 40 [35]:

$$Y_{\text{вод}} = 5K_{\text{инф}} \cdot C_{\text{в}} \cdot M_{\text{у}} \quad (40)$$

Ставка платы за загрязнение поверхностного слоя водного объекта одной тонной растворенной и эмульгированной нефти в пределах установленного лимита, руб./т определяется согласно формулы 41:

$$C_{\text{в}} = H_{\text{б.в.}} \cdot K_{\text{э.в.}} \quad (41)$$

Базовый норматив платы $H_{\text{б.в.}}$ принимается по табл.П.8.1 [35], коэффициент экологической ситуации $K_{\text{э.в.}}$ – по табл.П.8.2 [35] в соответствии с Базовыми нормативами платы за выбросы, сбросы загрязняющих веществ в окружающую среду и размещение отходов (приложение к постановлению правительства РФ от 28.08.92 г. № 632 "Об утверждении порядка определения платы и ее предельных размеров за загрязнение окружающей природной среды, размещение отходов, другие виды вредного воздействия").

Определяем ставку платы за загрязнение поверхностного слоя водного объекта по формуле 41:

$$C_{\text{в}} = 221750 \cdot 1,02 = 226185$$

Определяем ущерб, подлежащий компенсации окружающей среде от загрязнения водной поверхности по формуле 40:

$$Y_{\text{вод}} = 5 \cdot 4,9 \cdot 226185 \cdot 0,231 = 1285526$$

4.8 Общий ущерб окружающей природной среде

Общий ущерб окружающей природной среде рассчитывается по формуле 42 [35]:

$$\Pi = Y_{\text{а}} + Y_{\text{воз}} + Y_{\text{вод}} = 3577500 + 2925,423 + 1285526 = 4865951 \quad (42)$$

Вывод:

За каждый квадратный метр поверхности загрязненной нефтью ущерб составит .7486,08 руб.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		75

4.9 Ликвидация последствий аварийного разлива нефти

Болотистая местность и болота – сорбируют и аккумулируют в себе биогенные отложения. Если аварийный разлив нефти имеет небольшую площадь, ЛАРН обходится без локализации. Для сбора нефти используют нефтесборщики. Работу начинают в месте, где диагностируется наибольшее скопление нефти и нефтепродуктов. При попадании нефти на поверхность воды, образуются тонкая пленка толщиной 1 мм, которую помимо нефтесборщиков можно убрать сорбирующими изделиями – сорбентами.

По границе разлива проводят:

- смыв нефтепродуктов и сбор эмульсии в ямы-амбары;
- нанесение и сбор пропитанного нефтью сорбента.

К специфическим технологиям ЛАРН, применяемым на побережьях относятся гидромеханизированные методы. Обычно используют специальную технику или пожарные средства, а непосредственный сбор смеси проводят вручную или вакуумными пневмотранспортными установками. Для очистки береговых линий средних и крупных акватории применяются передвижные мотопомпы с автономными энергосистемами.

Для защиты от вторичного загрязнения, эпицентр загрязнения огораживают сорбционными боновыми ограждениями. При необходимости данную защиту можно дополнить добавлением между бонами дополнительных рубежей на берегу и на акватории.

Завершающим этапом полной очистки водоёмов и береговой полосы будет являться применение в местах скопления нефтепродуктов – сорбентов с их последующим механическим удалением с помощью комплекта ручного взрывобезопасного шанцевого инструмента.

Предлагаемые мероприятия, необходимые для ликвидации последствий разлива к загрязненной территории:

- для локализации: сорбент (торф гранулированный), боновые ограждения;
- для сбора: нефтесборщики (на водотоке), скребки (на грунте);

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

- для рекультивации: вспашка грунта, биопрепараты, состоящие из нескольких штаммов микроорганизмов с широким диапазоном рабочих температур (Деворойл, Ленойл, Экойл–МД)

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77

5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

5.1 Планирование и формирование бюджета научных исследований

5.1.1 Структура работ в рамках научного исследования

В рамках планирования научного проекта необходимо построить календарный и сетевые графики проекта (таблица 5.1).

Таблица 5.1 – Календарный план проекта

Код	Название	Длительность, сутки	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников (ФИО ответственных исполнителей)
1	Предотвращение распространения при помощи заграждений; установка каркасных емкостей для сбора нефти	1	01.06.2014	02.06.2014	Начальник УАВР – 1 чел.; командир отделения-1; пожарные- 6-8 чел.
2	Укрепление обвалования; устройство подъездных путей для сбора нефти.	1	02.06.2014	03.06.2014	Мастер - 1 чел.; рабочие - 6 чел.
3	Устранение жидкой фракции нефти	3	03.06.2014	06.06.2014	Мастер - 1 чел.; рабочие - 6 чел.
4	Составление плана рекультивации; согласование с гос. органами (не позднее 80-ти часов); рекультивация территории согласно разработанного плана производства работ (ППР)	15	06.06.2014	21.06.2014	Мастер - 1 чел.; рабочие - 3 чел.
Итого:		20			

					Ликвидация последствий аварийных разливов нефти на магистральных трубопроводах в северных районах Томской области				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					
Разраб.		Рыбин А.С.			Лит.	Лист	Листов		
Проверил		Антропова Н.А.				78	107		
Конс.					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение				
Н. Контр.				НИТПУ, ИПР, ТХНГ, группа 2Б3А					
Утверд.		Бурков П.В.							

Для иллюстрации календарного плана проекта приведена диаграмма Ганта, на которой работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ (таблица 5.2).

Таблица 5.2 – Линейный календарный график проведения работ на объекте

Наименование операции	сутки	Продолжительность проведения работ								
		Июнь								
		1	2	3	4	5	6	7	8	9
Локализация	1	■								
Инженерные работы	1	■								
Сбор и вывоз НСЖ, НГЖ	3		■	■						
Рекультивация	15			■	■	■	■	■	■	■

5.1.2 Бюджет научно-технического исследования

Расчет затрат на проведение работ по локализации и ликвидации аварийного разлива нефти на магистральном нефтепроводе 101-ый км.

Состав затрат в соответствии с их экономическим содержанием формируется по следующим элементам:

- затраты на спецоборудование;
- материальные затраты;
- затраты на оплату труда;
- страховые взносы в государственный внебюджетный фонд;
- амортизационные отчисления;
- накладные расходы

В таблицах 5.3 – 5.8 представлены отдельные статьи затрат. В таблице 5.9 представлена общая смета затрат на выполнение проектно-изыскательской работы. На рисунке 5.1 изображена структура всех затрат по статьям.

Таблица 5.3 – Затраты на спецоборудование, руб.

№ п/п	Наименование материалов и комплектующих	Единица измерения	Количество	Цена	Сумма
1	Мотопомпа HONDA WX 15 TE	шт	4	24900,00	99 600,00
2	Газоанализатор переносной многокомпонентный АНКАТ-7664 Микро	шт	2	31000,00	62 000,00
3	Электростанция ENDRESS ESE 35 BS PROF1	шт	1	27792,00	27 792,00
4	Распылитель сорбента PAC Акустико-эмиссионная система «Малахит АС-15А»	шт	1	48000,00	48 000,00
ИТОГО:					237 392,00

Таблица 5.4 – Затраты на материалы и комплектующие, руб.

№ п/п	Наименование материалов и комплектующих	Единица измерения	Количество	Цена	Сумма
	<i>Материалы</i>				
1	Боны постоянной плавучести	п/м	100	1030,00	103 000,00
2	Сорбент торфяной	т	1,3	35400,00	46 020,00
3	Деворойл	кг	10	9800,00	98 000,00
4	Резервуар каркасный РК-4	шт	5	27200,00	136 000,00
ИТОГО:					383 020,00

Таблица 5.5 – Затраты на оплату труда, руб.

№ п/п	Наименование категории работников	Численность по штату (ед.)	Средняя заработная плата одного чел. дня	Фонд з/платы в день	Количество дней проведения работ	Фонд з/платы на весь объем работ
1	Руководитель	1	3 200,00	3 200,00	20,00	64 000,00
2	Мастер	1	2 233,00	2 233,00	20,00	44 660,00
3	Линейные трубопроводчики	4	1 450,00	5 800,00	20,00	116 000,00
4	Машинист экскаватора	1	1 650,00	1 650,00	20,00	33 000,00
5	Водитель вездехода	1	1 200,00	1 200,00	20,00	24 000,00
ИТОГО						281 660,00

Таблица 5.6 – Затраты на страховые взносы в фонд социального страхования на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний

Зарботная плата	% (согласно уведомлению Фонда Социального Страхования)	Сумма
281 660,00	0,2	563,00

Таблица 5.7 – Затраты на амортизацию основных средств, руб.

№ п/п	Наименование основных средств	Количество	Балансовая стоимость единицы, руб.	Шифр по единым нормам амортизационных отчислений	Норма амортизационных отчислений, %	Время полезного использования в разработке % по 2016 году	Амортизация, руб.
1	КРАЗ-6443 (сидельный тягач) для перевозки экскаватора	2	2800000,00		10,00	5,00	28 000,00
2	КАМАЗ-43118 ПНУ-2	3	1600000,00		25,00	5,00	60 000,00
3	Нефаз 4208-03	1	1200000,00		25,00	10,00	30 000,00
4	УАЗ 2206 1	1	195600,00		25,00	10,00	4 890,00
5	4320 бортовой (перевозка БЗ, нефтесборщиков, сорбента)	1	2125000,00		25,00	10,00	53 125,00
	ИТОГО						176 015,00

Таблица 5.8 – Затраты на накладные расходы, руб.

№ п/п	Наименование затрат по направлениям затрат	Общий объем затрат, руб.	% накладных расходов	Сумма накладных расходов
	Всего прямых расходов	1157303,00	10,00	115 730,30
1	Спецоборудование	237 392,00	10,00	23 739,20
2	Материалы и комплектующие	383 020,00	10,00	38 302,00
3	Оплата труда	281 660,00	10,00	28 166,00
4	Начисления на оплату труда	79 216,00	10,00	7 921,60
5	Амортизация основных средств	176 015,00	10,00	17 601,50

Таблица 5.9 – Смета затрат на выполнение проектно-исследовательской работы

№ п/п	Статьи затрат	Сумма затрат, руб.	Сумма затрат, руб.		
			1	2	3
1	Спецоборудование	237 392,00	59 348,00	59 348,00	118 696,00
2	Материалы и комплектующие	383 020,00	95 755,00	95 755,00	191 510,00
3	Оплата труда	281 660,00	70 415,00	70 415,00	140 830,00
4	Страховые взносы в государственные внебюджетные фонды	79 216,00	19 804,00	19 804,00	39 608,00
5	Амортизация основных средств	176 015,00	44 003,75	44 003,75	88 007,50
6	Накладные расходы	115 730,30	28 932,58	28 932,58	57 865,15
7	Итого собственных затрат	1 273 033,30	318 258,33	318 258,33	636 516,65

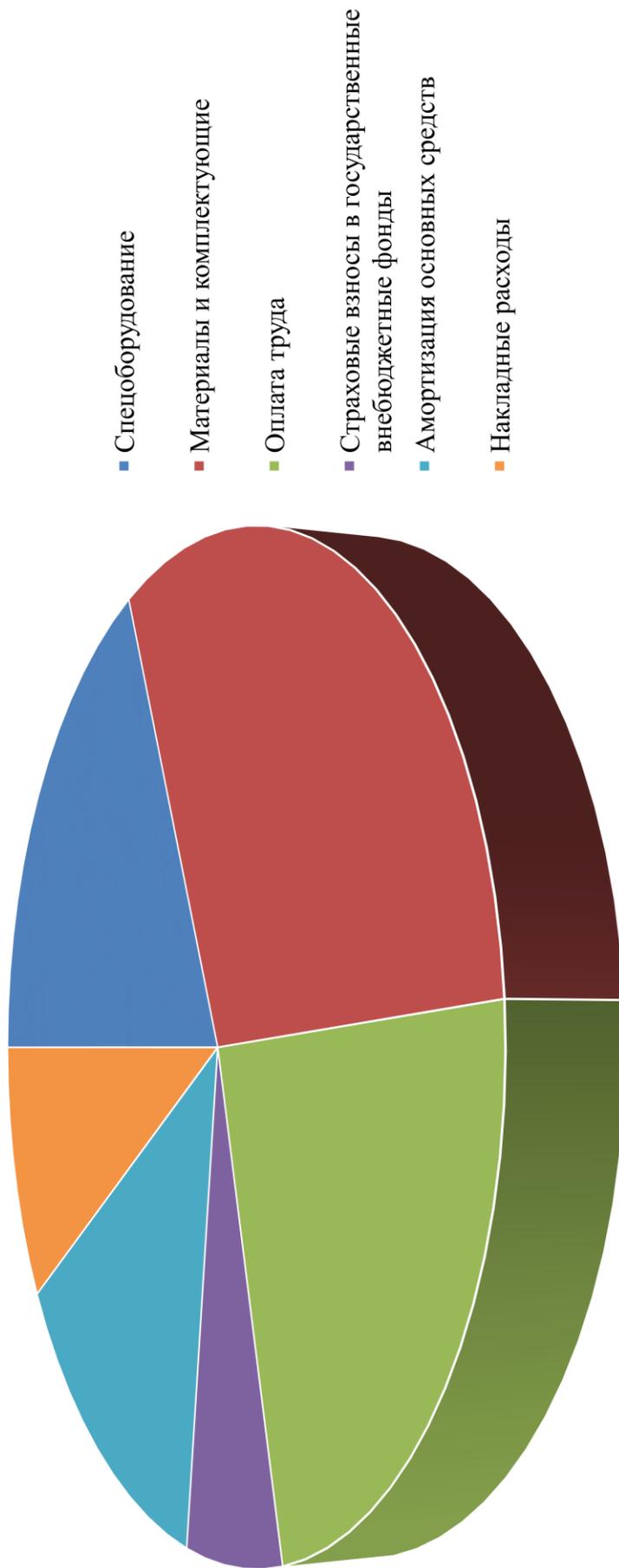


Рисунок 5.1 – Структура затрат

5.2 Экономическая эффективность проектно-исследовательских работ

Экономический расчет является подтверждением того, что очень важно совершенствование концептуальных подходов к вопросу предупреждения аварийных ситуаций на магистральном нефтепроводе. Локализация и ликвидация аварийных разливов нефти предприятию обходится намного дороже, чем постоянный мониторинг технического состояния трубопровода.

Оптимизация затрат на предупреждение утечек нефти и ликвидацию последствий требует выработки компромисса между целями достижения компаниями макро- и микроэкономических показателей деятельности, а также выполнения требований регулирования по снижению опасностей возникновения аварий с тяжелыми последствиями.

На микроэкономическом уровне дополнительные меры по снижению опасностей возникновения аварий с тяжелыми последствиями являются условно убыточными. Для компаний с низким качеством корпоративного управления улучшение экономических показателей деятельности достигается и за счет снижения издержек на меры по безопасности.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		85

6 Социальная ответственность

6.1 Производственная безопасность

Рассмотрим основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при ликвидации аварийных разливов нефти на магистральном нефтепроводе в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы.

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74.) [4]		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
Полевые работы: 1. Разведка места аварии 2. Сбор вывободившегося нефтепродукта 3. Рекультивационные работы	Физические		–
	–	Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т. ч. грузоподъемные)	ГОСТ 12.1.003 - 2014 ССБТ [5]
	–	Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением	ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ[11]
	–	Пожарная и взрывная безопасность	ГОСТ 12.1.010–76 ССБТ[8] РД-13.220.00-КТН-211-12 [20]
	–	Статическое электричество	ГОСТ Р 12.1.019-2009 [14] ГОСТ 12.1.030-81 [10]
	Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны	–	СанПиН 2.2.4.548-96 [22]
	Превышение уровней шума	–	ГОСТ 12.1.003–2014 [5]

					Ликвидация последствий аварийных разливов нефти на магистральных трубопроводах в северных районах Томской области			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Рыбин А.С.			Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов
Проверил		Антропова Н.А.					86	107
Конс.						НИТПУ, ИПР, ТХНГ, группа 2Б3А		
Н. Контр.								
Утверд.		Бурков П.В.						

Продолжение таблицы 6.1

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74.) [4]		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
	Физические		–
	Превышение уровней вибрации	–	ГОСТ 12.1.012–2004 ССБТ [9]
	Недостаточная освещенность рабочей зоны	–	СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03[21]
	Химические		
	Повышенная загазованность рабочей зоны	–	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ [6]
	Биологические		–
	Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися	–	ГОСТ 12.1.008-76 [7]

Далее рассмотрим вредные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при проведении данных работ, а также рассмотрим нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

6.1.1 Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производённой среды

6.1.1.1 Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны

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

- при перегреве – к обильному потоотделению, учащению пульса и дыхания, резкой слабости, головокружению, появлению судорог, а в тяжелых случаях – возникновению теплового удара;
- при переохлаждении возникают простудные заболевания, хронические воспаления суставов, мышц и др.

Работы ведутся в различных погодных условиях от минус 45°С до плюс 40°С [22].

Работающие на открытой территории в зимний период года должны быть обеспечены спецодеждой с теплозащитными свойствами, работа должна быть организована таким образом, чтобы рабочие имели возможность периодически находиться в теплом помещении.

Профилактика перегревания осуществляется организацией рационального режима труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха в зонах с нормальным микроклиматом. От перегрева головного мозга предусматривают головные уборы, средства индивидуальной защиты.

Согласно ГОСТ 12.1.005-88 [6] «Воздух рабочей зоны» при определенной температуре воздуха и скорости ветра работы приостанавливаются (таблица 6.2).

Таблица 6.2 – Погодные условия для остановки работ на открытом воздухе [6]

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха °С
При безветренной погоде	-40
Не более 5,0	-35
5,1-10,0	-25
10,0-15	-15
15,1-20,0	-5
Более 20,0	0

6.1.1.2 Превышение уровней шума

Превышение уровней шума возможно при работе экскаватора и другой спецтехники.

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

- до 9 дБ – 30-40 мин;
- до 12 дБ – 15-40 мин;
- при превышении более 12 дБ запрещается проводить работы и применять оборудование, генерирующее такую вибрацию.

6.1.1.4 Недостаточная освещенность рабочей зоны

Для строительных площадок и участков работ необходимо предусматривать общее равномерное освещение. При этом освещенность должна быть не менее 2 лк независимо от применяемых источников света, за исключением автодорог [21]. При подъеме или перемещении грузов должна быть освещенность места работ не менее 5 лк при работе вручную и не менее 10 лк при работе с помощью машин и механизмов [21].

6.1.1.5 Повышенная загазованность рабочей зоны

Повышенная загазованность рабочей зоны связана с испарениями нефти или других токсичных веществ, находящихся в котловане, а также с выхлопами двигателей работающей техники.

В большинстве случаев эти газы являются ядовитыми, оказывающими сильное токсическое действие на организм человека. Свойства их определяются химической структурой и агрегатным состоянием. Ядовитые вещества проникают в организм человека через дыхательные пути, желудочно-кишечный тракт, кожный покров. На участки кожи яды могут оказывать локальное болезненное воздействие.

В случае превышения нормативных показателей, (таблица 6.3) следует предусмотреть средства коллективной (специально отведенные помещения или система вентиляции) и индивидуальной защиты (противогазы, фильтрующие гражданские противогазы (ГП)-5 или противогазы шланговые (ПШ)-2).

Таблица 6.3 – Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны [6]

Наименование вещества	ПДК, мг/м ³	Класс опасности
Бензол	15	II
Сера	6	IV

Продолжение таблицы 6.3

Наименование вещества	ПДК, мг/м ³	Класс опасности
Серы диоксид SO ²	10	III
Сероводород H ₂ S	10	II
Сероводород в смеси с углеводородами	3	III
Толуол	50	III
Углеводороды C ₁ – C ₁₀	300	IV
Углерода оксид CO	20	IV

6.1.1.6 Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися

Биологическими опасностями называются опасности, исходящие от живых объектов. К применению индивидуальных средств защиты относят использование специальной защитной одежды, обуви, рукавиц, головных уборов [7].

К техническим мерам защиты работающих относятся: оборудование и препараты для дезинфекции, дезинсекции (уничтожения вредных насекомых и клещей с помощью химических и биологических средств), оградительные устройства, сигнализации, знаки безопасности.

В змееопасных районах предпочтительней передвигаться в сапогах, ботинках с высокими рантами. Брюки не должны плотно облегать ноги.

6.1.2 Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды

6.1.2.1 Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

Движение машин происходит при перевозке месту работ и обратно. Основными причинами опасностей, аварий и несчастных случаев, связанных с эксплуатацией транспортных средств является нарушение требований правил дорожного движения на улицах и дорогах, а также во всех местах, где возможно движение транспортных средств, например, внутривозовские территории.

Для предотвращения несчастных случаев необходимо соблюдать технику безопасности при работе оборудования, машин и механизмов, а их эксплуатацию должны выполнять только лица, имеющие на это право [5].

6.1.2.2 Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением

Основная опасность при эксплуатации трубопровода и другого оборудования заключается в возможности их разрушения под действием давления рабочей среды (физический взрыв). При физическом взрыве энергия сжатой среды в течение малого промежутка времени реализуется в кинетическую энергию осколков разрушенного сосуда и воздушную ударную волну. При этом осколки могут разлетаться на несколько сотен метров и при соударении с технологическим оборудованием, емкостями вызвать их разрушение, приводя к возможности возникновения взрывов и пожаров и гибели людей.

Оборудование, работающее под давлением, должно быть рассчитано с учетом нагрузок, возникающих во время его эксплуатации, и прогнозируемых отклонений от них. При этом должны учитываться следующие факторы:

- внутреннее/внешнее давление;
- температура окружающей среды и температура рабочей среды;
- статическое давление в рабочих условиях и условиях испытания от массы содержимого в оборудовании;
- инерционные нагрузки при движении, ветровые и сейсмические воздействия;
- реактивные усилия (противодействия), которые передаются от опор, креплений, трубопроводов и т.д.;
- усталость при переменных нагрузках, коррозию, эрозию и т.д.;
- химические реакции из-за нестабильности перерабатываемых сред и технологического процесса;
- изменения механических свойств материалов в процессе эксплуатации.

При расчете на прочность необходимо учитывать все нагрузки и факторы, которые могут иметь место и вероятность их одновременного возникновения.

					Социальная ответственность	Лист
						92
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Во избежание разрушения трубопровода под действием давления, он должен подвергаться техническому диагностированию, неразрушающему, разрушающему контролю, в том числе до выработки ими назначенного ресурса (срока службы), в соответствии с требованиями, установленными в руководстве (инструкции) по эксплуатации, производственных инструкциях и иных распорядительных документах, принятых в эксплуатирующей организации.

Также необходима проверка исправности действия манометров и предохранительных клапанов в следующие сроки:

- для трубопроводов с рабочим давлением до 1,4 МПа включительно - не реже одного раза в смену;
- для трубопроводов с рабочим давлением свыше 1,4 до 4,0 МПа включительно – не реже одного раза в сутки;
- для трубопроводов с рабочим давлением свыше 4 МПа, а также для всех трубопроводов, установленных на тепловых электростанциях, – в сроки, установленные инструкцией, утвержденной в установленном порядке техническим руководителем (главным инженером) организации [11].

В случае аварии трубопровод должен быть немедленно остановлен и отключен действием защит или персоналом в случаях, предусмотренных инструкцией, в частности:

- при выявлении неисправности предохранительного устройства от повышения давления;
- если давление в трубопроводе поднялось выше разрешенного и не снижается, несмотря на меры, принятые персоналом;
- если в основных элементах трубопровода будут обнаружены трещины, выпучины, пропуски в их сварных швах, обрыв анкерного болта или связи;
- при неисправности манометра и невозможности определить давление по другим приборам;
- при неисправности предохранительных блокировочных устройств;
- при заземлении и повышенной вибрации трубопровода;

					Социальная ответственность	Лист
						93
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- при неисправности дренажных устройств для непрерывного удаления жидкости;
- при возникновении пожара, непосредственно угрожающего трубопроводу [11].

6.1.2.3 Пожарная и взрывная безопасность

Образование взрывоопасной среды обусловлено высокой концентрацией паров нефти в воздухе.

Горючие газы и пары легко воспламеняющихся жидкостей способны образовывать в смеси с кислородом воздуха взрывчатые смеси. Границы концентраций горючих паров в воздухе при которых возможен взрыв называются нижним и верхним пределом распространения пламени (НКПР и ВКПР). Другими словами, концентрация от НКПР до ВКПР называется диапазоном взрываемости. Для паров нефти установлены следующий диапазон взрываемости: НКПР – 42000 мг/м³; ВКПР – 195000 мг/м³ [8].

С целью обеспечения взрывной и пожарной безопасности для всех веществ установлена предельно-допустимая взрывобезопасная концентрация (ПДВК), составляющая 5% величины НКПР [21].

Основными причинами возникновения пожаров на территории разлива нефти являются:

- нарушение правил пожарной безопасности (курение в неустановленных местах, неаккуратное обращение с электроприборами и огнем);
- повреждения проводки или электрических устройств;
- попадание молнии.

Работники объектов магистральных трубопроводов обязаны:

- знать и выполнять установленные на объекте правила пожарной безопасности, не допускать действий, которые могут привести к пожару или загоранию;
- пользоваться только исправными инструментами, приборами, оборудованием, соблюдать инструкции по их эксплуатации и указания руководителей и лиц, ответственных за обеспечение пожарной

					Социальная ответственность	Лист
						94
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- безопасности при проведении работ на объектах с наличием взрывопожароопасных и пожароопасных технологических сред;
- производить своевременную уборку рабочих мест от горючих веществ и материалов и отключать электроприемники по окончании работы;
 - уметь применять имеющиеся на рабочем месте средства пожаротушения;
 - немедленно вызывать пожарную охрану в случае возникновения пожара, одновременно приступив к эвакуации людей, при отсутствии угрозы жизни и здоровью – к ликвидации пожара имеющимися в наличии средствами пожаротушения;
 - сообщать лицу, ответственному за обеспечение пожарной безопасности объекта, и должностному лицу пожарной охраны объекта обо всех замеченных на участке своей работы или в других местах объекта нарушениях мер пожарной безопасности, а также о неисправности или об использовании не по назначению пожарного оборудования или средств связи с пожарной охраной [20].

6.1.2.4 Статическое электричество

Нефть и нефтепродукты являются хорошими диэлектриками и способны сохранять электрические заряды в течение длительного времени.

Высокие диэлектрические свойства нефтепродуктов способствуют накоплению на их поверхности зарядов статического электричества.

Образование статического электричества может произойти от ряда самых разнообразных причин:

- при перекачке нефтепродуктов в результате трения о трубы;
- в результате ударов жидкой струи при заполнении емкостей или резервуаров;
- в результате трения брызг и нефти с окружающим воздухом.

Если изолированные металлические емкости или трубопроводы примут высокие потенциалы относительно земли, то между ними и заземленными предметами возникнет искровой разряд, который может вызвать загорание или взрыв нефтепродуктов и нефти.

					Социальная ответственность	Лист
						95
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Для предупреждения возникновения опасных искровых разрядов с поверхности нефти и нефтепродуктов, оборудования, а также с тела человека необходимо предусматривать меры, уменьшающие величину заряда и обеспечивающие стекание возникающего заряда статического электричества.

Для снижения интенсивности накапливания электрических зарядов нефтепродукты должны закачиваться в емкости, цистерны и резервуары без разбрызгивания, распыления или бурного перемешивания. Для обеспечения стекания возникшего электростатического заряда все металлические части аппаратуры, насосов и трубопроводных коммуникаций должны быть заземлены, а также должен осуществляться постоянный электрический контакт тела человека с заземлителем.

Средства защиты от статического электричества должны соответствовать ГОСТ 12.4.124 [12].

6.2 Экологическая безопасность

Рассмотрим воздействие вредных факторов на окружающую среду и природоохранные мероприятия при аварийном разливе нефти на магистральном нефтепроводе в таблице 6.4.

Таблица 6.4 – Вредное воздействие на окружающую среду и природоохранные мероприятия при аварии на нефтепроводе

Природные ресурсы и компоненты	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Почва	Засорение почвы нефтью ПДК: – <1000 мг/кг - допустимый уровень загрязнения; – 1000-2000 мг/кг - низкий уровень загрязнения; – 2000-3000 мг/кг - средний уровень загрязнения; – 3000-5000 мг/кг - высокий уровень загрязнения.	Приказом по предприятию назначается лицо, ответственное за сбор и утилизацию загрязненного нефтью грунта. Принимаются меры по минимизации ущерба окружающей среде.

- экологические (загрязнения окружающей среды).

Аварии, возникающие на магистральном нефтепроводе (МНП), приводят к ЧС, так как в результате разлива нефти возможен пожар, разрушения сооружений, гибель людей, значительные потери материальных ценностей, загрязнение окружающей среды.

ЧС, вызванные авариями на МНП, могут сопровождаться одним или несколькими следующими событиями:

- смертельным(и) случаем(ями);
- травмированием с потерей трудоспособности или групповым травматизмом;
- воспламенением нефти или взрывом его паров;
- утечкой транспортируемой нефти в количестве более 1 т

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

Наиболее характерной ЧС является экологическое загрязнение окружающей среды.

Для предотвращения возникновения аварийных ситуаций необходимо:

- строгое соблюдение технологического процесса;
- строгое соблюдение правил техники безопасности, инструкций, нормативов по пожарной охране и промышленной санитарии;
- своевременное проведение профилактических мероприятий и поддержание надёжной работы оборудования;
- контролировать правильность действий персонала, проверять уровень знаний и повышать квалификацию персонала.

Для защиты жизни и здоровья населения в ЧС следует применять следующие основные мероприятия [15]:

- эвакуацию людей из зон ЧС;
- использование средств индивидуальной защиты органов дыхания и кожных покровов;

					Социальная ответственность	Лист
						98
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- проведение мероприятий медицинской защиты;
- проведение аварийно-спасательных и других неотложных работ в зонах ЧС.

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

- создание собственных формирований или заключение договоров с профессиональными аварийно-спасательными формированиями (службами);
- создание резервов финансовых средств и материально-технических ресурсов для локализации и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов;
- обучение работников способам защиты и действиям в чрезвычайных ситуациях, связанных с разливами нефти и нефтепродуктов;
- разработка декларации промышленной безопасности опасных производственных объектов;
- организация и осуществление производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на опасном производственном объекте;
- проведение корректировки планов при изменении исходных данных;
- создание и поддержание в готовности системы обнаружения разливов нефти и нефтепродуктов, а также системы связи и оповещения;
- проверка работоспособности автоматических систем обнаружения и оповещения о возникновении аварии на объектах;
- контроль за выполнением правил противопожарной безопасности;
- защита персонала и населения: организация системы оповещения, запас индивидуальных средств защиты, планирование проведения эвакуации;
- подготовка к привлечению при необходимости дополнительных сил и средств в соответствии с планом взаимодействия.

					Социальная ответственность	Лист
						99
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

6.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Для работников, занятых на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, где установлена сокращенная продолжительность рабочего времени, максимально допустимая продолжительность ежедневной работы (смены) не может превышать:

- при 36-часовой рабочей неделе – 8 часов;
- при 30-часовой рабочей неделе и менее – 6 часов.

Установление ограничений на работы вахтовым методом обусловлено повышенной напряженностью режима работы на вахте, переработкой рабочего времени в пределах графика, неполноценностью междусменного отдыха, осуществлением трудовой деятельности, как правило, в неблагоприятных климатических условиях в труднодоступных и необжитых районах и местностях. К работам, выполняемым вахтовым методом, не могут быть привлечены беременные женщины. В случае наступления беременности после начала работы вахтовым методом работница в соответствии со ст. 254 ТК должна быть переведена на другую работу, исключающую воздействие неблагоприятных производственных факторов, с сохранением среднего заработка по прежней работе.

Не могут привлекаться к работе вахтовым методом лица, имеющие медицинские противопоказания к выполнению таких работ в соответствии с медицинским заключением. Порядок выдачи медицинскими организациями справок и медицинских заключений утвержден Приказом Минздравсоцразвития России от 02.05.2012 N 441н.

Время вахты включает в себя время выполнения работ на объекте, а также время междусменного отдыха, которое может быть использовано либо непосредственно на объекте (участке), либо в вахтовом поселке, общежитии или иных специально приспособленных жилых помещениях, оплачиваемых за счет средств работодателя.

продолжительность вахты не должна быть более одного месяца. Работодателю предоставлено право в исключительных случаях (т.е. принимая во

					Социальная ответственность	Лист
						100
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

внимание отдаленность и труднодоступность места производства работ, ограниченные возможности использования транспортных средств, иные неблагоприятные факторы) увеличить на отдельных объектах продолжительность вахты до трех месяцев. Такое решение принимается работодателем с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации и фиксируется в соответствующем локальном нормативном акте.

В организации должно быть организовано проведение проверок, контроля и оценки состояния охраны и условий безопасности труда, включающих следующие уровни и формы проведения контроля [17]:

- постоянный контроль работниками исправности оборудования, приспособлений, инструмента, проверка наличия и целостности ограждений, защитного заземления и других средств защиты до начала работ и в процессе работы на рабочих местах согласно инструкциям по охране труда;
- периодический оперативный контроль, проводимый руководителями работ и подразделений предприятия согласно их должностным обязанностям;
- выборочный контроль состояния условий и охраны труда в подразделениях предприятия, проводимый службой охраны труда согласно утвержденным планам.

При обнаружении нарушений норм и правил охраны труда работники должны принять меры к их устранению собственными силами, а в случае невозможности этого прекратить работы и информировать должностное лицо.

В случае возникновения угрозы безопасности и здоровью работников ответственные лица обязаны прекратить работы и принять меры по устранению опасности, а при необходимости обеспечить эвакуацию людей в безопасное место.

					Социальная ответственность	Лист
						101
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Заключение

Многофакторность системы "нефть-окружающая среда" нередко усложняет задачу принятия оптимального решения по ликвидации аварийного разлива. Однако, проведя тщательный анализ современных способов борьбы с последствиями разливов и сравнив их результативные показатели, применимые к конкретным условиям, можно разработать действенную систему мероприятий, позволяющую за наикротчайший промежуток времени ликвидировать последствия аварийных разливов нефти и свести к минимуму экологический ущерб экосистемы.

В результате проделанной работы был изучен материал по способам и методам ликвидации аварийных разливов нефти. В заключение необходимо отметить – каждая чрезвычайная ситуация, которая обусловлена аварийным разливом нефти, имеет ряд специфических особенностей.

Были описаны характерные особенности северных районов Томской области, из которой мы узнали, что наиболее осложняющими факторами, влияющими на проведения мероприятия, для ликвидации последствий разлива нефти являются:

- пониженный температурный режим;
- значительная заболоченность территории и наличие многочисленных полузамкнутых водоемов;
- растительный покров.

В результате расчетов было предделен общий ущерб окружающей природной среде в результате аварийного разлива нефти 4865951 руб.

Предложен вариант ликвидации последствий аварийных разливов нефти на севере Томской области.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Ликвидация последствий аварийных разливов нефти на магистральных трубопроводах в северных районах Томской области			
Разраб.		Рыбин А.С.			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Проверил		Антропова Н.А.					102	107
Конс.						НИТПУ, ИПР, ТХНГ, группа 2Б3А		
Н. Контр.								
Утверд.		Бурков П.В.						

Список источников и литературы

1. 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.
2. Об утверждении указаний по определению нижнего уровня разлива нефти и нефтепродуктов для отнесения аварийного разлива к чрезвычайной ситуации [Текст]: Приказ Министерства природных ресурсов РФ от 3 марта 2003 г. N 156 // Собрание законодательства Российской Федерации, 2000, N 35, ст. 3582; 2002, N 16, ст. 1569.
3. Государственный доклад «О состоянии и охране окружающей среды Томской области в 2015 году» / глав. ред. С. Я. Трапезников, редкол.: Ю. В. Лунева, Н. А. Чатурова; Департамент природных ресурсов и охраны окружающей среды Томской области, ОГБУ «Облкомприрода». — Томск: Дельтаплан, 2016. – 156 с.
4. ГОСТ 12.0.003-74. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. – Введ. 01.01.76. – М.: Издательство стандартов, 1974. – 28 с.
5. ГОСТ 12.1.003-2014. Шум. Общие требования безопасности. – Взамен ГОСТ 12.1.003-83, ГОСТ 12.1.023-80; Введ. 2015-11-01. – М.: Стандартинформ, 2015. – 28 с.
6. ГОСТ 12.1.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – Взамен ГОСТ 12.1.005-76; Введ. 1989-01-01. – М.: Издательство стандартов, 2002. – 49 с.
7. ГОСТ 12.1.008-76. Биологическая безопасность. Общие требования. – Введ. 1977.01.01. – М.: Издательство стандартов, 2002. – 2 с.

					Ликвидация последствий аварийных разливов нефти на магистральных трубопроводах в северных районах Томской области			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Рыбин А.С.			Список источников и литературы	Лит.	Лист	Листов
Проверил		Антропова Н.А.				103	107	
Конс.						НИТПУ, ИПР, ТХНГ, группа 2Б3А		
Н. Контр.								
Утверд.		Бурков П.В.						

8. ГОСТ 12.1.010-76. Взрывобезопасность. Общие требования. – Введ. 1978-01-01. – М.: Издательство стандартов, 1976. – 7 с.
9. ГОСТ 12.1.012-2004. Вибрационная безопасность. Общие требования. – Взамен ГОСТ 12.1.012-90; Введ. 2008.07.01. – М.: Стандартиформ, 2008. – 20 с.
- 10.ГОСТ 12.1.030-81. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление. – Введ. 1982-07-01. – М.: Издательство стандартов, 2001. – 31 с.
- 11.ГОСТ 12.2.003-91. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. – Взамен ГОСТ 12.2.003-74; Введ. 1992.01.01. – М.: Издательство стандартов, 1991. – 11 с.
- 12.ГОСТ 12.4.124. Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования. – Введ. 1984.01.01. – М.: Издательство стандартов, 2003. – 8 с.
- 13.ГОСТ 3900-85 Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности. – Взамен ГОСТ 3900-47; Введ. 1987.01.01. – М.: Издательство стандартов, 2001. – 36 с.
- 14.ГОСТ Р 12.1.019-2009. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. – Введ. 2011.01.01. – М.: Стандартиформ, 2010. – 32 с.
- 15.ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Защита населения. Основные положения – Введ. 1996.01.01. – М.: Издательство стандартов, 1995. – 14 с.
- 16.ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия. – Введ. 30.06.2002. – М.: Стандартиформ, 2006. – 17 с.
- 17.СНИП 12-03-2001. Безопасность труда в строительстве. – Взамен СНИП 12-03-99, СНИП III-4-80 в части разделов 1-7, ГОСТ 12.1.013-78; М.: Минстрой России, 2001. – Ч. 1. – 27 с. 4.
- 18.РД 153-39.4-114-01 «Правила ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах». – М.: ОАО «АК «Транснефть». 2002. 115 с.

					Список источников и литературы	Лист
						104
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- 19.РД 39-00147105-006-97 Инструкция по рекультивации земель, нарушенных и загрязненных при аварийном и капитальном ремонте магистральных нефтепроводов. [Электронный ресурс]. – режим доступа (доступ ограничен): <http://www.gosthelp.ru/text/RD390014710500697Instrukc.html> (дата обращения 09.04.2017 г.).
- 20.РД-13.220.00-КТН-211-12 «Правила пожарной безопасности на объектах организаций системы «Транснефть»». - М.: ОАО «АК «Транснефть»». 2012. – 12 с.
- 21.Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий: СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03 от 08.04.2003 г.
- 22.Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений: СанПиН 2.2.4.548-96 от 01.10.1996 г.
- 23.Пат. № 2112832 Российская Федерация, МПК E02B15/00. Оградительная дамба [Текст] / Путилин В.Н., заявитель и патентообладатель Тюменский государственный научно-исследовательский и проектный институт природных газов и газовых технологий. – № 2000131736/09; заявл. 02.09.96; опубл. 10.06.98, Бюл. № 23 (II ч.). – 3 с.
- 24.Артемов А.В. Сорбционные технологии очистки воды от нефтяных загрязнений [Текст] / Артемов А.В. // Издательский дом "Вода: химия и экология". – 2008. – №1. – С. 19-28.
- 25.Бахмат В.Г. Справочник инженера по эксплуатации нефтегазопроводов и продуктопроводов. – Москва: Инфра-Инженерия, 2006 г.
- 26.Берлин Г.И., Терентьева Т.И., Шатова А.С. Отчет о работах сейсморазведочной партии №5/79-80 в Каргасокском районе Томской области зимой 1979-1980 гг.
- 27.Волчков С.В. Прусенко Б.Е., Сажин Е.Б. и др. Анализ причин аварий на промысловых нефтепроводах Западной Сибири. Сборник научных трудов «Морские и арктические нефтегазовые месторождения и экология», - М, РАО Газпром, 1996, с.26.

					Список источников и литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		105

28. Вылкован А.И., Венцюлис Л.С., Зайцев В.М., Филатов В.Д. «Современные методы и средства борьбы с разливами нефти: Научно- практическое пособие». – СПб.: Центр-Техинформ, 2000. 204 с.
29. Гумеров А.Г. Методика определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах [Текст]., ИПТЭР, 1995 г.
30. Леонов К.А. Хроматографический контроль биоразложения нефраса [Текст] / Леонов К.А. // Казанский национальный исследовательский технологический университет. – 2012. – №16. – С. 224-226.
31. Мазур И.И., Шапиро В.Д., Ольдерогге Н.Г. Управление проектами: Учебное пособие / Под общ. ред. И.И. Мазура. — 2-е изд. — М.: Омега-Л, 2004. – с. 664
32. Мустафин Ф.М. Промысловые трубопроводы и оборудование 2004. – 664 с.
33. Серов Г.П., Серов С.Г. Техногенная и экологическая безопасность в практике деятельности предприятий: Теория и практика. – М.: Изд-во «Ось-89», 2007. – 512 с.
34. Филипенко А.С. Перспективы космических методов экологического контроля "Новости Югры" 24.08.2000 г.
35. Фомина Е.Е. Расчет ущерба окружающей природной среде при авариях на нефтепроводах: учебное пособие / Фомина Е.Е. – Москва: Изд-во РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2009. – 56 с.
36. Чичиков М.Е. Геоэкологические особенности территории Александровского района (Томская область) и рекультивация почв и водоемов, загрязненных нефтью и нефтепродуктами на примере первомайского нефтяного месторождения [Текст]: дис. ... маг. геол.: 05.04.01 / М.Е. Чичиков. – Томск, 2016. – 67 с.
37. Охрана окружающей среды ХМАО [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://geografiyahmao.blogspot.ru/2011/10/blog-post_3614.html (дата обращения 04.04.2017 г.)

					Список источников и литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		106

38. 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 24.03.2017 г.)
39. Биовентиляция [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://cozyhomestead.ru/rastenia_34590.html (Дата обращения 26.03.2017 г.)
40. Технологии и средства ликвидации разливов нефти [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://repead.ru/souamic/Аварийных_+разливовс/part-15.html (Дата обращения 07.04.2017 г.)
41. Предупреждение и ликвидация аварийных разливов нефти и нефтепродуктов: [Электронный ресурс]. – Режим доступа <http://pandia.ru/text/78/340/905-30.php> (Дата обращения 15.04.2017 г.)

					Список источников и литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		107