

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

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Технология ликвидации аварийного разлива нефти в болотистой местности » УДК 622.276:622.692.282:556.56

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б3А	Ботяновский И.А.		

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
асистент	Макашева Ю.С.			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
асистент	Немцова О.А.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		

Планируемые результаты обучения по ООП

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»		
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, УК-6, УК-7, ОПК-1, ОПК-2), (ЕАС-4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3и).</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, УК-3, УК-4, УК-5, УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК-7).</i>
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	Применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику при эксплуатации и обслуживании технологического оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-5, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-6, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11).</i>
P4	Оценивать риски и определять меры по обеспечению безопасности технологических процессов в практической деятельности и применять принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-8, ОПК-6, ПК-12, ПК-13, ПК-14, ПК-15).</i>
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P5	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, используя принципы менеджмента и управления персоналом и обеспечивая корпоративные интересы	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-3, УК-8, ОПК-3, ОПК-7, ПК-16, ПК-17, ПК-18), (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d).</i>
P6	Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазопромыслового оборудования	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, ПК-19, ПК-20, ПК-21, ПК-22).</i>
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P7	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26).</i>
<i>в области проектной деятельности</i>		
P8	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30), (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-e).</i>

Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»		
P9	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".</i>
P10	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>
P11	Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП ОНД ИШПР
 _____ Брусник О.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б3А	Ботяновскому Игорю Александровичу

Тема работы:

«Технология ликвидации аварийного разлива нефти в болотистой местности »

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(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.).

В данной работе рассматривается участок межпромыслового нефтепровода, на котором была смоделирована аварийная ситуация (в результате проявления трещины на кольцевом сварном шве из-за заводского брака), вылившая нефть растеклась по местности с болотистой почвой.

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов

(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

Технология ликвидации аварийного разлива нефти, от локализации до сбора разлившейся нефти; расчет ущерба окружающей среде от аварии и разлива нефти; финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение; социальная ответственность; заключение по работе.

подлежащих разработке; заключение по работе)	
--	--

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)	
--	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Макашева Юлия Сергеевна, ассистент
«Социальная ответственность»	Немцова Ольга Александровна, ассистент

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

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

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б3А	Ботяновскому Игорю Александровичу		

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Уровень образования бакалавриат
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2017/2018 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
15.05.2018	Особенности прокладки нефтепровода на болоте	10
18.05.2018	Особенности ликвидации аварийного разлива нефти в болотистой местности	10
21.05.2018	Методы сбора нефти с поверхности болот	10
24.05.2018	Технология рекультивации нефтезагрязненных болотных почв	10
28.05.2018	Сбор и утилизация нефти с прилегающей водной поверхности	8
2.06.2018	Сбор и утилизация нефти с болотных почв	8
4.05.2018	Финансовый менеджмент	10
6.05.2018	<i>Заключение</i>	10

Составил преподаватель:

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

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б3А	Ботяновскому Игорю Александровичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат(бакалавр)	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Распределение сметной стоимости производства аварийно-восстановительных работ
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Распределение эксплуатационных расходов направленных на ликвидацию последствий разлива нефти
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Использовать ставку на социальные нужды в размере 30 процентов

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Определить стоимость ликвидации последствий разлива нефти
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Определение сметы затрат производства на ликвидацию последствий аварии
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Оценка итоговых затрат на ликвидацию разлива нефти

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Матрица SWOT
2. Линейный календарный график выполнения работ
3. Затраты на проведение работ по рекультивации нефтезагрязненных болотных почв

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Макашева Юлия Сергеевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б3А	Ботяновскому Игорю Александровичу		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2БЗА	Ботяновскому Игорю Александровичу

Институт	Природных ресурсов	Отделение	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	Бакалавриат(бакалавр)	Направление/специальность	Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов, переработки.

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	В данной работе рассматривается участок промышленного нефтепровода месторождения , на котором была смоделирована аварийная ситуация (в результате проявления трещины на кольцевом сварном шве из-за заводского брака),вылившая нефть растеклась по местности с болотистой почвой. Основным рабочим местом являются нефтезагрязненные участки на которых нужно провести такие мероприятия : 1)Локализация ; 2)Ликвидация ; 3) Сбор и утилизация. Работы производятся в дневное время суток. При Ликвидации последствий разлива нефти могут возникать вредные и опасные производственные факторы, влияющие на обслуживающий персонал предприятия трубопроводного транспорта. Может быть оказано негативное воздействие на природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу). Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, стихийного, экологического и социального характера.
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов и мероприятия по их устранению.	Вредные факторы: 1. Повышенный шум; 2. Вредные вещества; 3. Недостаток естественного света; 4. Отклонение показателей климата.
1.2. Анализ выявленных опасных факторов и мероприятия по их устранению.	Опасные факторы: 1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; 2. Взрыво-пожароопасность.

<p>2. Экологическая безопасность:</p>	<p>При ликвидации последствий разлива нефти воздействия оказывают как производственные процессы, так и объекты постоянного и временного назначения. Ликвидации последствий разлива нефти промышленного нефтепровода сопровождается:</p> <ul style="list-style-type: none"> - загрязнением атмосферного воздуха; - нарушением гидрогеологического режима; - загрязнением поверхностных водных источников и подземных вод; - повреждением почвенно-растительного покрова.
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p>	<p>Чрезвычайные ситуации на <i>промышленном нефтепроводе</i> могут возникнуть в результате внезапной разгерметизации линейной части, возникновения взрыва и развития пожара.</p>
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p>	<p>Правовые, нормативные акты, инструктивные акты в области охраны труда и отраслевые документы: -ГОСТ Р 55990-2014 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования. – Введ. 2014-12-01. – М.: Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 1 апреля 2014 г. N 278-ст. ГОСТ 17.5.1.01-83*. Охрана природы. Рекультивация земель. – Введ. 1984-07-01. – М.: Постановление Государственного комитета СССР по стандартам 13.12.83 N 585 РД-13.020.40-КТН-208-14«Рекультивация земель, нарушенных и загрязненных при аварийном и капитальном ремонте». – Введ. 2014-11-25. – М.: ОАО «АК «Транснефть», 1997; ГОСТ 17.5.3.04-83*. Охрана природы (ССОП). Земли. Общие требования к рекультивации земель. – Введ. 1984-07-01. – М.: Постановление Государственного комитета СССР по стандартам 30.03.83 N 152.</p>

<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Немцова Ольга Александровна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б3А	Ботяновский Игорь Александрович		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 143с. текстового материала, 45рис., 28 табл., и 28 источников.

Ключевые слова: авария, болото, нефтезагрязненные земли, межпромысловый нефтепровод, ЛАРН, рекультивация, технологии по рекультивации, заболоченная местность.

Объектом исследования является ██████████ месторождение, болота Томской области, почвы и растительность загрязненных территорий, а так же технологии по рекультивации нефтезагрязненных болотных почв, вследствие аварии на межпромысловом нефтепроводе.

Цель работы – Анализ технологии и ликвидации аварийного разлива нефти на межпромысловом нефтепроводе ██████████

В процессе исследования проводились расчеты по определению ущерба окружающей природной среде при аварии на промысловом нефтепроводе, в результате образования трещины, а также расчеты трубопровода на прочность и устойчивость. Рассмотрены вопросы по основным требованиям к ликвидации аварий на участках межпромысловых нефтепроводов, по повышению несущей способности грунтов на заболоченной местности, по сооружению ремонтной, вспомогательной площадок и ремонтного котлована. Рассмотрены вопросы производственной и экологической безопасности при выполнении работ по ликвидации аварийных разливов нефти на межпромысловом нефтепроводе ██████████ месторождения, который проходит через болотистую местность. В результате исследования был произведен анализ технологий рекультивации нефтезагрязненных болотных почв.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Технология ликвидации аварийного разлива нефти в болотистой местности		
Разраб.		Ботяновский.И.А			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Антропова Н.А.				10	143
Консульт.					Реферат		
Рук-ль ООП		Брцсник О.В.					
					ТПУ гр. 3-2Б3А		

На основании полученных результатов было выявлено, что единственным реальным настоящим временем способом борьбы с последствиями разлива нефти и нефтепродуктов является комплекс работ, включающий механическое или физико-химическое удаление разлитых нефтепродуктов с последующей очисткой остающейся в почве нефти биологическими методами.

Экономическая эффективность/значимость работы: Основная часть денежных средств расходуется на покупку материалов и заработную плату работникам, объект является трудозатратным. Общий ущерб, нанесенный окружающей среде, при моделировании аварии на промышленном нефтепроводе, почти в 2 раза меньше, чем при проведении работ по рекультивации, но это без учета заработных выплат работникам и ремонта трубопровода. Поэтому к работам на данном участке, преимущественно, должны допускаться организации с большими финансовыми возможностями, с целью уменьшения рисков срыва работ и обеспечением нормальной финансовой деятельности.

					<i>Реферат</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		11

Термины и определения

Биологическая рекультивация: заключительный этап рекультивации, который выполняется на загрязненном земельном участке и включает технологические и производственные операции, направленные на: - снижение содержания нефти (нефтепродуктов) путем их микробиологического разрушения до установленных нормативов качества; - создание условий, необходимых для существования растительного покрова; - создание растительного покрова.

Зона разлива: часть подлежащего рекультивации загрязненного земельного участка, в пределах которой на различной глубине содержится нефть (нефтепродукты) и иные вредные

Болото: участок земли, где наблюдается высокая влажность, повышенная кислотность и низкая плодородность грунта.

Загрязненный земельный участок: земельный участок, который загрязнен нефтью, нефтепродуктами и иными вредными веществами, в пределах которого выполняются работы по рекультивации и ответственность за устранение загрязнения которого лежит на Организации.

Натурное обследование участков: изучение участков по установленным качественным и количественным показателям, осуществляемое Компанией-заказчиком перед проведением работ (этапа работ) по рекультивации в целях определения объемов, видов и характера этих работ и после проведения работ.

Итоговый контроль рекультивации: контроль результатов работ по рекультивации, осуществляемый по завершении каждого этапа рекультивации (удаление погибшего леса, сбор разлитой нефти нефтепродуктов), биологическая рекультивация на каждом участке.

					Технология ликвидации аварийного разлива нефти в болотистой местности			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Ботяновский.И.А			<i>Термины и определения</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Антропова Н.А.					1 2	143
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 3-2Б3А		
<i>Рук-ль ООП</i>		Брцсник О.В						

Локализация зоны разлива: комплекс работ, направленных на прекращение распространения нефти (нефтепродуктов) за пределы зоны разлива путем создания барьера локализации.

Мониторинг участков: регулярные длительные наблюдения за состоянием участков, осуществляемые до и после выполнения на них рекультивации с целью принятия решений о необходимых и достаточных действиях и мероприятиях в отношении этих участков.

Объекты рекультивации: участки, зоны разлива или объекты погибшего леса в части, которая подлежит оплате согласно условиям договора подряда.

Межпромысловый нефтепровод: Инженерное сооружение, используемое для транспортировки нефти от скважины к центральному пункту сбора нефти.

Рекультивация: комплекс работ, направленных на восстановление продуктивности и народнохозяйственной ценности загрязненных земель до состояния, соответствующего требованиям действующих нормативных актов (документов).

Фитомелиорация: стадия биологической рекультивации, представляющая собой комплекс мероприятий по улучшению природной среды с помощью культивирования или поддержания естественных растительных сообществ.

					<i>Термины и определения</i>	<i>Лист</i>
						13
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Обозначения и сокращения

АВР – аварийно-восстановительные работы.

АРН – аварийный разлив нефти.

ГСМ – горюче-смазочные материалы.

ЗВ – загрязняющие вещества.

ЛАРН – ликвидация аварийных разливов нефти.

ЛУ – лицензионный участок.

МДП – мобильные дорожные покрытия.

НТД – нормативно-техническая документация.

НП – нефтепродукты.

ООС – охрана окружающей среды.

ПДК – предельно допустимая концентрация.

РД – руководящий документ.

НПБ – нормы пожарной безопасности.

ОПО – опасный производственный объект.

СИЗ – средства индивидуальной защиты.

СИЗОД – средства индивидуальной защиты органов дыхания.

СНиП – Строительные нормы и правила.

РР – ответственный руководитель работ.

НГДП – нефтегазодобывающий персонал.

ПМЛА – план мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий.

АСФ – аварийно спасательное формирование.

ОУ ДПД – общественное учреждение добровольная пожарная дружина.

РСЧС – единая государственная система предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций.

					Технология ликвидации аварийного разлива нефти в болотистой местности			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Ботяновский И.А.</i>			<i>Обозначения и сокращения</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Антропова Н.А.</i>					14	143
<i>Консульт.</i>						<i>ТПУ гр. 3-2БЗА</i>		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брцсник О.В.</i>						

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	16
ЦЕЛЬ РАБОТЫ.....	18
ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ	19
1. ОСОБЕННОСТИ ПРОКЛАДКИ НЕФТЕПРОВОДА БОЛОТАХ.....	20
1.1 Общие сведения о болотах.....	20
1.2 Характеристика и расположение болот Томской области.....	25
1.3 Организация производства работ при прокладке трубопроводов в условиях болот.....	28
2. ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ	31
3. ОСОБЕННОСТИ ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙНОГО РАЗЛИВА НЕФТИ В БОЛОТИСТОЙ МЕСТНОСТИ.....	37
3.1 Причины аварий и инцидентов на межпромысловых проводах.....	37
3.2 Порядок взаимодействия в случае аварии	40
3.3 Ремонт аварийного участка на болоте.....	43
3.4 Метод сбора нефти с поверхности болот.....	59
4. ОРГАНИЗАЦИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО РЕКУЛЬТИВАЦИИ НЕФТЕЗАГРЯЗНЕННЫХ ЗЕМЕЛЬ.....	61
5. ТЕХНОЛОГИЯ РЕКУЛЬТИВАЦИИ НЕФТЕЗАГРЯЗНЕННЫХ БОЛОТНЫХ ПОЧВ НА ПРИМЕРЕ РАБОТЫ АВАРИЙНО СПАСАТЕЛЬНОГО ФОРМИРОВАНИЯ ООО «НЕФТЕСПАС».....	69
5.1 Сбор и утилизация нефти с прилегающей водной поверхности.....	72
5.2 Сбор и утилизация нефти с болотных почв.....	80
5.3 Рекультивация участка находящегося в болотистой местности.....	83
6. РАСЧЕТ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ УЩЕРБА ОКРУЖАЮЩЕЙ ПРИРОДНОЙ СРЕДЕ ПРИ АВАРИИ НА ПРОМЫСЛОВОМ НЕФТЕПРОВОДЕ, В РЕЗУЛЬТАТЕ ОБРАЗОВАНИЯ ТРЕЩИНЫ.....	87
7. РАСЧЕТ ТРУБОПРОВОДА НА ПРОЧНОСТЬ И УСТОЙЧИВОСТЬ.....	108
8. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	105
9. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	127
10. ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	139
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	140

					Технология ликвидации аварийного разлива нефти в болотистой местности			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Ботяновский И.А.				Лит.	Лист	Листов	
Руковод.	Антропова Н.А.					15	143	
Консульт.					<div style="display: flex; justify-content: space-between;"> Оглавление ТПУ гр. 3-2БЗА </div>			
Рук-ль ООП	Брцник О.В.							

ВВЕДЕНИЕ

Проблема загрязнения почвенного покрова нефтью и нефтепродуктами в настоящее время приобретает общегосударственное значение, так как почва является возобновимым природным ресурсом (способность к самовосстановлению) этим фактом и пренебрегают не добросовестные нефтедобывающие предприятия, так как не учитывают что возобновимость – понятие относительное, есть определенные границы истощения, за которыми данный вид ресурсов лишается возможности самовосстановления и превращается в невозобновимый, и предотвращение дальнейшей деградации почвенного покрова является важнейшей государственной задачей.

Вопросы оценки состояния нефтезагрязненных почв до начала рекультивации, в процессе работ и после их завершения, определения степени сложности восстановительных мероприятий, их длительности, соответственно качества выполняемых работ и воздействия на компоненты природной среды загрязнений как после аварий, так и после рекультивации актуальны везде, где есть проблема нефтяных загрязнений.

Ликвидация аварийного разлива включает в себя комплекс мероприятий, в ходе которых содержания нефтепродуктов (НП) в загрязненной почве снижается до нормативного значения. Биологические методы восстановления нефтезагрязненных земель играют весьма важную роль в процессе рекультивации, однако, часто применение этих методов не приводит к желаемому результату (достижение установленных нормативов по содержанию НП).

Во-первых, помимо того, что болотные массивы представляют собой весьма динамичные образования, их возникновение и развитие тесно связаны с окружающей средой, то есть это водные объекты, через которые зачастую и

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Технология ликвидации аварийного разлива нефти в болотистой местности		
Разраб.		Ботяновский.И.А			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Антропова Н.А.				16	143
Консульт.					Введение ТПУ гр. 3-2Б3А		
Рук-ль ООП		Брисник О.В					

происходит загрязнение окружающей природой среды.

Во-вторых, болота являются сложным объектом с болотными почвами, передвижение по которому затруднено даже человеку, не говоря о прохождении какой-либо техники и тем более строительстве. И, в-третьих, болотные массивы выступают в роли запасов ценного сырья биогенного происхождения, которое можно использовать для топлива, удобрений, строительных материалов, химической переработки и прочее.

В связи с этим актуальность, темы связана с анализом технологии ликвидации аварийного нефтяного разлива на нефтезагрязненных болотных почв их ██████████ месторождения.

В выпускной квалификационной работе представлены технические вопросы по основным требованиям к ликвидации аварий на участках межпромыслового нефтепровода, по повышению несущей способности грунтов на заболоченной местности, по сооружению ремонтной, вспомогательной площадок и ремонтного котлована.

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
						17
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Цель работы

Целью данной выпускной квалификационной работы является анализ технологий ликвидации аварийного разлива на межпромысловом нефтепроводе [REDACTED].

Для реализации поставленной цели, в работе решаются такие задачи, как:

- характеристика болот Томской области;
- локализация, ликвидация и сбор нефти с аварийного участка межпромыслового нефтепровода, расположенного на болоте;
- классификация нефтезагрязненных земель;
- анализ технологий рекультивации нефтезагрязненных болотных почв;
- расчет затрат на ликвидацию аварийного разлива нефти в условиях болот.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
					Технология ликвидации аварийного разлива нефти в болотистой местности		
Разраб.		Ботяновский.И.А.					
Руковод.		Антропова Н.А.			Лит.	Лист	Листов
Консульт.						18	143
Рук-ль ООП		Брцник О.В.			Цель работы		ТПУ гр. 3-2Б3А

ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Объектом исследования является [REDACTED] месторождение, болота Томской области, почвы и растительность загрязненных территорий, а так же технологии по рекультивации нефтезагрязненных болотных почв, вследствие аварии на межпромысловом нефтепроводе.

В результате прохождения преддипломной практики была подробно изучена география распространения болот Томской области, концепция прокладки межпромыслового трубопровода на [REDACTED] месторождении, технологии по рекультивации нефтезагрязненных болотных почв, также по нормативной и проектной документации были изучены мероприятия, предшествующие такой рекультивации.

В работе были применены различные методы исследования, такие как документальный анализ, теоретический анализ, количественный анализ и анализ сравнения.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
					Технология ликвидации аварийного разлива нефти в болотистой местности		
Разраб.		Ботяновский.И.А			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Антропова Н.А.				19	143
Консульт.					ТПУ гр. 3-2Б3А		
Рук-ль ООП		Брцник О.В					

1. Особенности прокладки нефтепровода на болотах

Изучение болот (болотных массивов) имело и имеет большое теоретическое и практическое значение, ведь на территории нашей страны торфяники и заболоченные земли занимают 10% общей площади. Болотные массивы представляют собой весьма динамичные образования. Их возникновение и развитие тесно связаны с окружающей средой. По строению торфяной залежи можно прочесть историю их формирования в пределах различных регионов, а по заключенным в ней макро - и микрофоссилиям (морфологически разнообразных остатков) судить и об изменениях климата и растительного покрова территории. Не меньшее значение имеют болотные массивы как запасы ценного сырья биогенного происхождения, используемого для топлива, удобрений, некоторых строительных материалов, химической переработки и прочее.

1.1 Общие сведения о болотах

Болотами называют участки земли, где наблюдается высокая влажность, повышенная кислотность и низкая плодородность грунта. Они являются частью гидросферы нашей планеты и характеризуются наличием стоячей или проточной воды, которая выходит на поверхность из недр Земли.

По своему происхождению, особенностям динамики развития, положению в рельефе, условиям водного и минерального питания, составу растительности, особенностям строения, физическим и химическим свойствам торфа болота очень разнообразны. Каждое болотное образование, в процессе своего развития, претерпевает изменения, различные во времени и пространстве, от стадии к стадии, поэтому в природе практически невозможно найти два совершенно одинаковых

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Технология ликвидации аварийного разлива нефти в болотистой местности			
Разраб.		Ботьяновский.И.А			Особенности прокладки нефтепровода на болоте	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Антропова Н.А.					20	143
Консульт.						ТПУ гр. 3-2БЗА		
Рук-ль ООП		Брцсник О.В						

(по морфологическим признакам) болотных образований.

Движущей силой развития процесса образования болот на каждом его этапе является не множество факторов, которым принадлежит очень большая роль [7].

Основными критериями при типизации болот могут служить:

- различия особенностей взаимодействия компонентов природы и показателей хода развития болот от стадии к стадии;
- различия относительных и абсолютных значений мощности, скорости, масштабов и направлений развития процесса образования болот;
- изменения площадей, болотообразовательный процесс которых, в течение того или иного отрезка времени усиливается или ослабевает и т.д.

Принципиально динамическая схема развития болот должна состоять из трех крупных стадий, которые различаются по времени и морфогенетическим признакам хода развития болот: **I** – образование болот, **II** – развитие стадии зрелости болот и **III** – деградация болот. Каждая стадия разделяется на классы и типы развития болот [4]. Количество их на каждой стадии зависит от многих показателей:

- от величины и характера территории заболоченных земель, для которых создается типизация,
- от многообразия или единообразия проявления закономерностей развития болот,
- от степени и детальности изученности болот,
- от конкретных требований теории и практики и т.д.

Кроме трех крупных стадий развития болот, в каждом конкретном случае могут быть выделены дополнительные более ограниченные по времени и количеству меняющихся морфологических и генетических признаков стадии развития болот, с которыми связаны те или иные весьма характерные качественные и количественные изменения типов болот. Выделение каждого типа развития болот определяется динамикой изменений морфогенетических и экологических условий [4].

					<i>Общие сведения о болотах</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		21

I стадия развития болот – *образование болот* – включает в себя огромное количество всевозможных болотных урочищ разных морфогенетических классов с многообразными закономерностями проявления болотообразовательного процесса во времени и на различных участках земной поверхности, испытывающих влияние прогрессивной аккумуляции.

II стадия развития болот – *развитие стадии зрелости болот* – включает в себя три крупных типа развития болот (низинные, переходные, верховые), подразделяющиеся на множество классов, характеристика и обособление которых проводится по индивидуальным или групповым морфогенетическим признакам.

III стадия развития болот – *деградация* – включает в себя всевозможные классы деградации болотной местности, находящейся на той или иной стадии формирования типа болот. В том числе и при трансформации угодий, в условиях активного эрозионного разрушения болот, их захоронения, использования под лесные массивы, перекрытия искусственными или естественными водоемами, а так же полной промышленной выработки торфа.

Также болота классифицируются: в зависимости от характера водно-минерального питания, по типу микро- и макрорельефа, по типу характерной растительности и по типу климата.

В зависимости от характера водно-минерального питания болота подразделяются на:

- Низинные (эвтрофные) – болота, с богатым водно-минеральным питанием, которое осуществляется в основном за счет грунтовых вод, расположенные в низинных местностях (в поймах рек, по берегам озер, в местах выхода родников) (рисунок 1).

					<i>Общие сведения о болотах</i>	<i>Лист</i>
						22
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

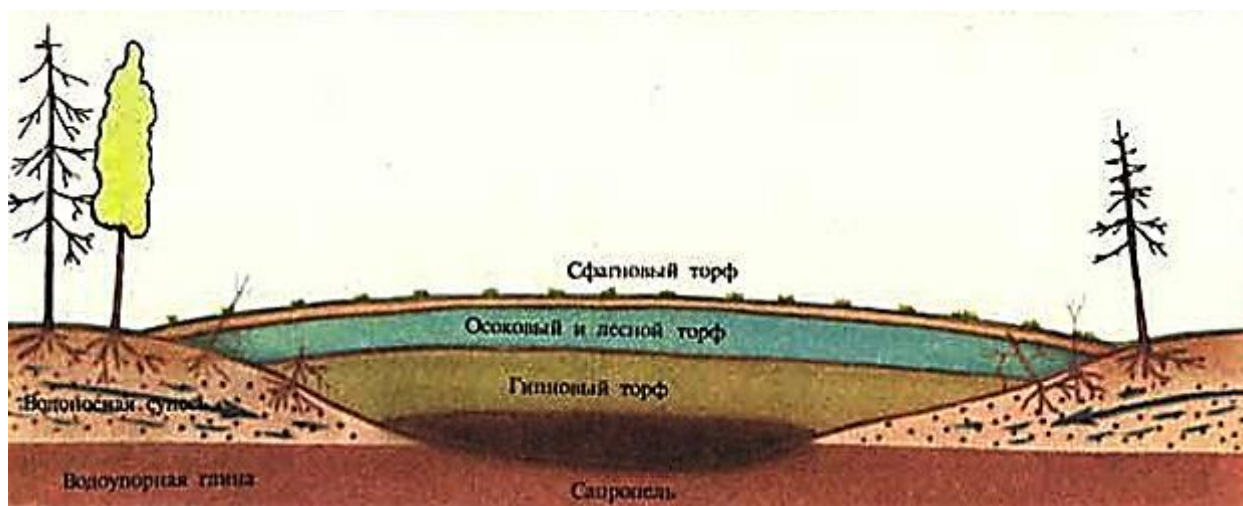


Рисунок 1 – Образование низинного болота

- Переходные (мезотрофные) – болота, которые являются переходной стадией между низинными и верховыми болотами, с умеренным водно-минеральным питанием.
- Верховые (олиготрофные) – болота, вода которых отличается повышенной кислотностью, питающиеся за счет атмосферных осадков, бедных минеральными веществами (рисунок 2). Из-за накопленного торфа со временем поверхность болота может стать выпуклой.

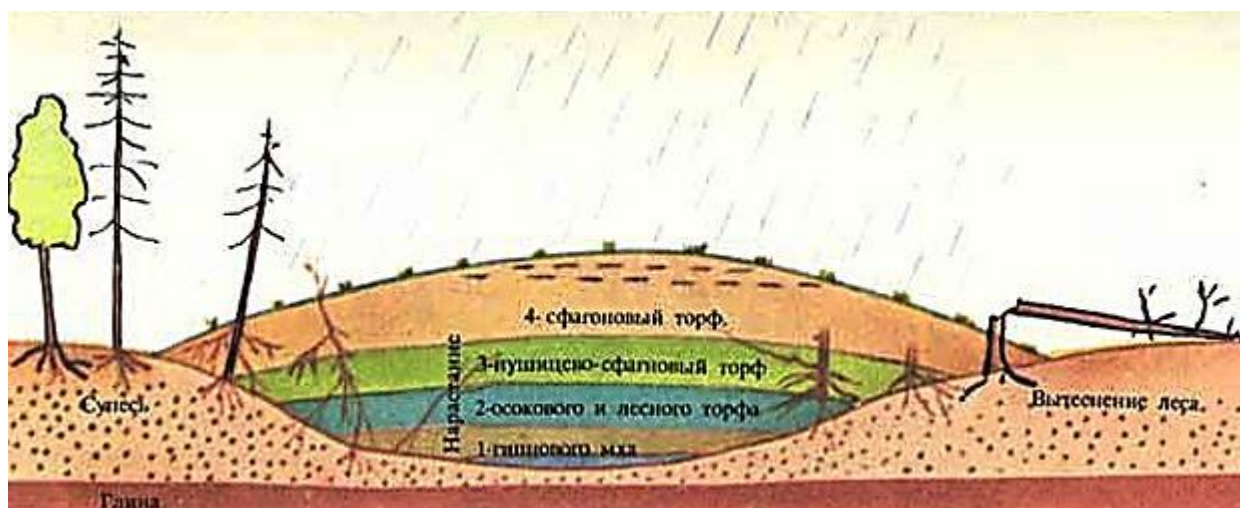


Рисунок 2 – Образование верхового болота

По типу микрорельефа различают следующие типы болот:

- бугристые – особенностью этого типа болот является наличие торфяных бугров от нескольких десятков сантиметров (мелкобугристые болота) до нескольких метров (крупнобугристые болота);

					Общие сведения о болотах	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- плоские – залегают в понижениях, имеют более или менее плоскую поверхность и питаются водой, богатой минеральными веществами (низинные и переходные болота);

- выпуклые – имеют выпуклую поверхность и питаются атмосферной водой (верховые болота).

По типу макрорельефа различают:

- долинные болота, которые чаще всего занимают всю ширину речных долин (низинные болота) и питаются не только атмосферными осадками, но и речными и грунтовыми водами;

- пойменные болота, занимающие поймы рек и имеющие проточное водоснабжение (относятся к низинным болотам);

- склоновые болота, распространенные в горных местностях, образуются на склонах разной крутизны в местах выхода родников;

- водораздельные болота, обычно развитые на широких водных водоразделах (верховые болота).

По типу характерной растительности болота делятся на:

- лесные – болота проточного типа, в растительном покрове которых доминируют древесные породы (ель, берёза и др.), сфагновые и зелёные мхи;

- кустарничковые – слабообводненные болота со стоячей или медленно текущей водой, в растительном покрове которых доминируют кустарнички и угнетённая сосна;

- травяные – виды болот, зарастающие осоками, тростниками, рогозом и др. (чаще всего – низинные болота);

- моховые – виды болот, возникающие на равнинах, водоразделах и даже на склонах, так как мхи, подобно губке, впитывают воду атмосферных осадков. На моховых болотах, кроме различных торфяных мхов, растут багульники, черника, брусника, клюква и др. (чаще всего – верховые болота).

					<i>Общие сведения о болотах</i>	<i>Лист</i>
						24
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Болота подразделяются на следующие виды:

- субарктические (в областях вечной мерзлоты),
- умеренные (большинство болот РФ, Прибалтики, СНГ и ЕС);
- тропические и субтропические (например, болота в Южной Африке и болота Параны в Южной Америке).

1.2 Характеристика и расположение болот Томской области

К настоящему времени накоплены многочисленные сведения о строении болот Томской области, заболоченность которой составляет около 30%. Выяснилось, что Томская область, весьма большая по площади территория, имеет существенные различия в ходе болотообразовательного процесса в разных своих частях. Эти различия определяются, с одной стороны, зонально-климатическими причинами, с другой – особенностями геологического и геоморфологического строения и неотектоникой разных частей территории.

Годовое количество осадков области превышает испарение, а недостаточный дренаж приводит к застою влаги, в результате чего болота на территории области распространены практически повсеместно. Основным типом болот области являются верховые сфагновые. В целом для сильно заболоченных районов Томской области характерно чередование приречных дренированных полос, которые обычно покрыты лесом, с заболоченными междуречными пространствами.

Так, к примеру, знаменитые Васюганские болота (рисунок 3), расположенные в Томской области между реками Обь и Иртыш – самые большие в Северном полушарии нашей планеты. Их площадь на сегодняшний день – 53 000 квадратных километров. Протяженность – 573 км на 320 км. Васюганские болота возникли около 10 тысяч лет назад и с тех пор площадь болот постоянно увеличивается, распространяясь со скоростью, не уступающей скорости распространения пустынь в жарких широтах – три четверти современных территорий (то есть чуть меньше 40 000 км²) болота

					Характер расположения болот Томской области	Лист
						25
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

захватили всего за 500 лет. Изначально на этом месте было 19 больших болот, которые постепенно слились в одно и сейчас активно поглощают территорию междуречья Оби и Иртыша. Болота являются основным источником пресной воды в регионе (запасы воды – 400 км³), здесь расположены около 800 тысяч небольших озёр, множество рек берут начало из болот. Также болота содержат огромные запасы торфа и противодействуют парниковому эффекту, связывая углерод. Разведанные запасы торфа составляют более 1 млрд. тонн, средняя глубина залегания которого – 2,4 м, а максимальная – 10 м.



Схема расположения Васюганского болота

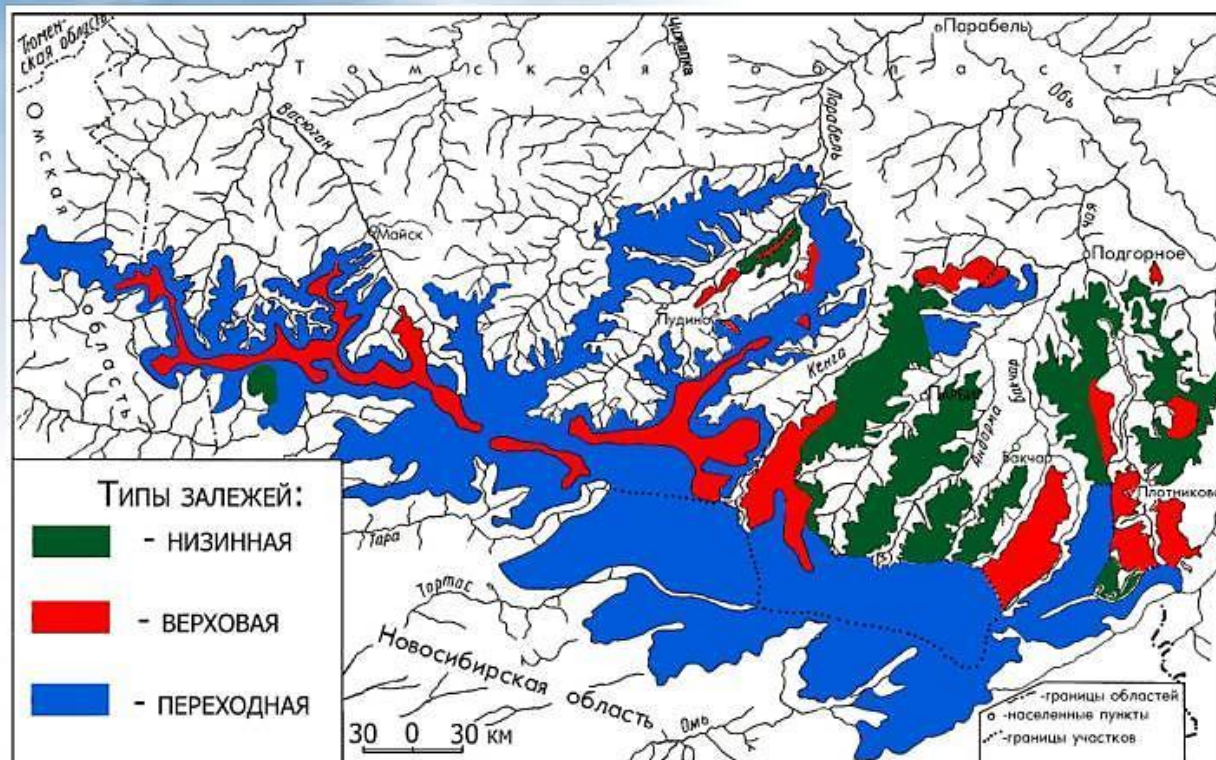


Рисунок 3 – Схема расположения Васюганского болота

Томская область, расположенная в подзонах южной и средней тайги, расчленена на 34 болотных района (рисунок 4). Среди этих районов особо выделяются пойменные части крупных рек, поскольку здесь болотообразование имеет специфические особенности, связанные с мощным воздействием половодья и аллювиальными процессами. Всего на территории

области выделено 10 болотных округов. Не которые районы присоединены к тому или другому округу условно, потому что они принадлежат к округам, основной своей частью расположенным за пределами Томской области.

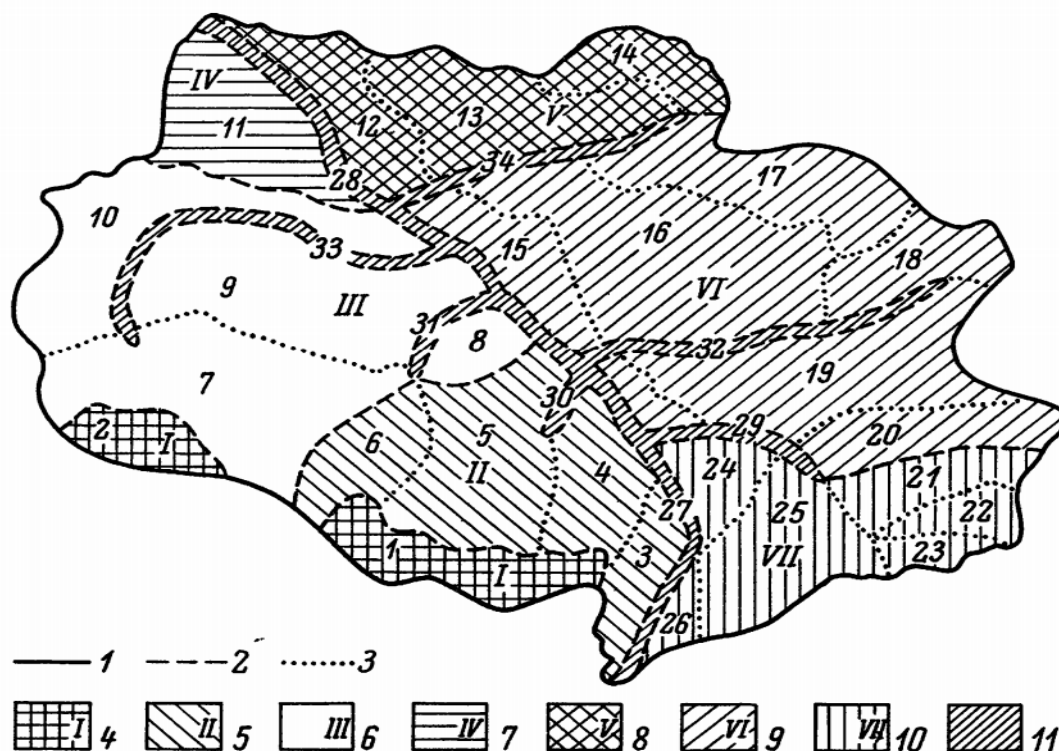


Рисунок 4 – Схема болотного районирования территории Томской области

1 – граница Томской области, 2 – границы болотных округов, 3 – границы болотных районов; 4 – Обь-Иртышский водораздельный округ, 5 – Бакчарский округ, 6 – Привасюганский округ, 7 – Александровский округ, 8 – Тымский округ, 9 – Нарымский округ, 10 – Томь-Чулымский округ; 11 – пойменные округа: Обской, Чая-Чулымский и Кеть-Васюганский.

Цифры на схеме – болотные районы:

1 – Сенчинский, 2 – Верхневасюганский, 3 – Шегарский, 4 – Иксинский, 5 – Парбигский, 6 – Кенгинский, 7 – Верх- нечижанский, 8 – Шудельский, 9 – Чижapo-Нюрольский, 10 – Привасюганский, 11 – Александровский, 12 – Назинский, 13 – Тым-Вахский, 14 – Верхнетымский, 15 – Террасный, 16 – Лисипынский, 17 – Притымский, 18 – Орловский, 19 – Прикетский, 20 – Улююльский, 21 – Чичкаюльский, 22 – Причулымский, 23 – Четский, 24 – Обь-Чулымский, 25 – Томский, 26 – Обь-Томский; **пойменные районы:** 27 – Верхний Обской, 28 – Нижний Обской, 29 – Чулымский, 30 – Чаинский, 31 – Парабельский, 32 – Кетский, 33 – Васюганский, 34 – Тымский.

1.3 Организация производства работ при прокладке трубопроводов в условиях болот

Сведения о проектировании и прокладке трубопроводов через болота и обводненные участки содержатся в таком нормативном документе, как СНиП III-42-80* «Магистральные трубопроводы», где тракуются следующие проектные нормы по организации проведения работ [8]:

1) «Способ прокладки трубопровода в условиях болот определяется проектом, но преимущество отдается подземной прокладке трубопроводов, которая, в зависимости от времени года, методов производства работ, степени обводненности, несущей способности грунта и оснащенности строительного участка оборудованием осуществляется следующими способами» [8]:

- укладкой с бермы траншеи или лежневой дороги;
- сплавом;
- протаскиванием по дну траншеи;
- укладкой в специально создаваемую в пределах болота насыпь.

2) «При сооружении подземных трубопроводов на болотах, обводненных участках трассы и участках с высоким уровнем грунтовых вод допускается укладка трубопровода непосредственно на воду с последующим погружением на проектные отметки и закреплением. Методы укладки и конкретные места балластирования таких трубопроводов определяются проектом и уточняются проектом производства работ» [8].

3) «Прокладку трубопроводов на болотах и обводненных участках следует производить в зимнее время, после замерзания верхнего торфяного покрова, при этом необходимо предусматривать мероприятия по ускорению промерзания грунта на полосе дороги для передвижения машин, а также выполнять мероприятия по уменьшению промерзания грунта на полосе» [8].

4) По характеру передвижения строительной техники болота делятся на следующие типы:

					Организация производства работ	Лист
						28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

«**I тип** – болота, целиком заполненные торфом, которые допускают работу и неоднократное передвижение болотной техники с удельным давлением 0,02-0,03 Мпа (0,2-0,3 кгс/см²) или работу обычной техники с помощью щитов, сланей или дорог, обеспечивающих снижение удельного давления на поверхность залежи до 0,02 Мпа (0,2 кгс/см²)» [8];

«**II тип** – болота, целиком заполненные торфом, которые допускают работу и передвижение строительной техники только по щитам, сланям или дорогам, обеспечивающим снижение удельного давления на поверхность залежи до 0,01 Мпа (0,1 кгс/см²)» [8];

«**III тип** – болота, заполненные растекающимся торфом и водой с плавающей торфяной коркой, которые допускают работу только специальной техники на понтонах или обычной техники с плавучих средств» [8].

5) «Для устройства основания и засыпки наземного трубопровода запрещается использовать мерзлый грунт с комьями размером более 50 мм в поперечнике» [8].

б) «Засыпка трубопроводов, уложенных в траншею на болотах в летнее время, осуществляется:

- бульдозерами на болотном ходу;
- одноковшовыми экскаваторами на уширенных гусеницах, перемещающихся вдоль трассовой дороги;
- одноковшовыми экскаваторами на сланях с перемещением непосредственно вдоль траншеи;
- с помощью легких передвижных гидромониторов путем смыва грунта в траншею, а в зимнее время после промерзания грунта-бульдозерами;
- одноковшовыми экскаваторами и роторными траншеезасыпателями» [8].

					Организация производства работ	Лист
						29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 1 - Конструкции и способы балластировки трубопровода в условиях болот

Условия	Конструкция	Изображение
Укладка трубопровода методами сплава и протаскивания	Сборные кольцевые железобетонные утяжелители	
Укладка трубопровода с бермы траншеи, на переходах через глубокие болота (мощность торфа более глубины траншеи)	Железобетонные утяжелители охватывающего типа	
На переходах через болота с мощностью торфа менее глубины траншеи, на заболоченных и обводненных территориях	Железобетонные утяжелители различных конструкций, анкерные устройства, заполняемые грунтом (ПКБУ) полимерконтейнеры, контейнеры из нетканого синтетического материала	 <p data-bbox="1037 929 1380 996">Контейнер текстильный (КТ)</p>

2. ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Система межпромысловых трубопроводов [REDACTED] [REDACTED] месторождения».

Рассматриваемый нефтесборный трубопровод предназначен для транспортировки скважинной продукции от [REDACTED] до площадки насосной станции (ДНС с УПСВ) [REDACTED] [15].

Нефтесборный трубопровод относится к III классу (трубопровод условным диаметром менее 300 мм включительно) (ГОСТ Р 55990-2014).

Трасса нефтесборного трубопровода на всем протяжении проложена подземно (за исключением участков на наружных установках).

Нефтесборный трубопровод выполнен из труб по (ТУ 1303-006.3-593377520-2003) стальных электросварных прямошовных с объемной термообработкой, из стали 12ГСБ класса прочности K52, с наружным антикоррозионным трехслойным покрытием усиленного типа на основе экструдированного полиэтилена, выполненным по (ТУ 1390-001-86695843-2008), с теплоизоляционным слоем из пенополиуретана, с защитной оболочкой из стали с полиэтиленовым покрытием диаметром 440 мм по ТУ 5768 020 86695843 2012.

Для защиты наружной зоны сварных соединений трубопровода предусмотрены изоляционные комплекты манжет термоусаживающихся типа ТИАЛ-М по ТУ 2293-002-58210788-2004 в комплекте с замковой пластиной «ТИАЛ-ЗП» и эпоксидным праймером производства ООО «ПФК Техпрокомплект», г. Москва. Фасонные детали трубопроводов выполнены из стали 12ГСБ класса прочности K52 по ТУ 1469-013-08.

Надземные участки трубопровода покрыты эмалью ПФ 115 ГОСТ 6465-76 в два слоя по грунтовке ГФ-021 ГОСТ 25129-82.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Технология ликвидации аварийного разлива нефти в болотистой местности			
Разраб.		Ботяновский.И.А			Характеристика месторождения	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Антропова Н.А.					31	143
Консульт.						ТПУ гр. 3-2БЗА		
Рук-ль ООП		Брцник О.В						

Надземные участки трубопровода покрыты эмалью ПФ 115 ГОСТ 6465-76 в два слоя по грунтовке ГФ-021 ГОСТ 25129-82. Теплоизоляция надземных участков – маты прошивные М1-125.1000.1000.100 ГОСТ 21880-2011 толщиной 100 мм, покрывной слой поверх изоляции – стальной лист толщиной 0,5 мм по ГОСТ 19904-90.

При переходе от надземной прокладки к подземной теплоизоляция нанесена на 0,5 м ниже поверхности земли[15].

Глубина заложения нефтесборного трубопровода выполнена согласно требованиям ГОСТ Р 55990-2014, условий прохождения трасс, несущей способности грунтов, а также в соответствии с расчетом на прочность и устойчивость – не менее 0,6 м от поверхности земли до верхней образующей трубы. Исключения составляют пересечения с подземными инженерными коммуникациями, технологическим проездом и автомобильной дорогой, где глубина заложения трубопроводов принята в зависимости от способа прокладки, конструктивного решения и инженерно-геологических условий перехода.

Гидрогеологические условия характеризуются наличием поверхностных вод. Нефтесборный трубопровод [REDACTED] месторождения» пересекает р. Тунжик и несколько ручьев, а также болота II типа. Участок трубопровода в месте пересечения реки Тунжик, уложен в защитном кожухе из стальных труб. Установка защитных кожухов в местах прокладки трубопровода через ручьи и болота не предусмотрена.

В административном отношении [REDACTED] нефтяное месторождение (далее – НМ) расположено на территории Парабельского района Томской области в восточной части [REDACTED]

лицензионного участка, на землях лесного фонда Кедровского лесничества, Пудинского участкового лесничества[15].

В непосредственной близости от участка работ расположены

					<i>Характеристика месторождения</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		32

нефтегазоконденсатные месторождения (далее – НГКМ) (север). С востока к участку примыкает [REDACTED], с юго-востока – Болотное месторождение нефти.

Административным центром Парабельского района является с. Парабель, расположенное в 328 км на северо-восток от Смоляного месторождения. Районный центр связан с областным центром автодорогой г. Томск – с. Парабель (429 км) и воздушным транспортом (вертолет).

Инфраструктура района (населенные пункты, автодорожная сеть, линии электропередачи, базы производственного обслуживания и т. д.) развита слабо.

Расстояние от центра участка до областного центра г. Томск составляет 380 км, до районного центра с. Парабель – 228 км.

Крупных населенных пунктов в непосредственной близости от района нет. В южной части [REDACTED] лицензионного участка на расстоянии 17 км от [REDACTED] месторождения расположен населенный пункт – с. Львовка (р. Чузик), в 60 км к северо-востоку от участка – с. Пудино, в 70 км к северо-востоку – центр нефтедобычи г. Кедровый. В г. Кедровый имеется аэропорт с бетонной взлетно-посадочной полосой, ретранслятор телепередач, узел связи.

Автодорожная сеть в пределах [REDACTED] лицензионного участка развита слабо. Всесезонная дорожная сеть с твердым покрытием в рассматриваемом районе отсутствует.

Транспортировка грузов может осуществляться из г. Томска до пос. Бакчар автомобильным транспортом по дороге с асфальтовым покрытием, далее по грунтовой до пос. Пудино (дорога круглогодичного действия), далее по автозимникам.

Транспортная связь между с. Пудино и г. Колпашево в период навигации осуществляется водным транспортом, зимой – автомобильным; между с. Пудино и рассматриваемым районом – вездеходно-тракторным по зимникам, которые действуют с декабря по март. Передвижение по

					<i>Характеристика месторождения</i>	<i>Лист</i>
						33
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

площади работ и подъезд к ней осуществляется на вездеходном и гусеничном транспорте по специально прорубленным просекам.

В районе [REDACTED] нет магистральных автомобильных дорог, обеспечивающих круглогодичную связь с другими нефтедобывающими районами Томской области. Дорожная сеть развита в пределах месторождения. Круглогодичное передвижение возможно по улучшенной грунтовой дороге «[REDACTED].», на остальной территории – по временным автозимникам. Автозимники функционируют с декабря по апрель. Также осуществляется авиационное сообщение (вертолетами).

2.1 Физико-химические свойства и состав нефти и нефтепродуктов

В системе межпромысловых трубопроводов [REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED], расположенной на территории Парабельского района Томской области, обращаются различные взрыво- и пожароопасные вещества: нефть (сырая), попутный нефтяной газ, пластовые воды.

Компонентный состав и физико-химические свойства пластовой жидкости изменяются в процессе добычи при движении по пласту к забою, в скважине по мере подъёма и снижении давления, в системах сбора и транспорта. По мере извлечения нефти, к забоям добывающих скважин подтягивается подошвенная вода, в результате чего добываемая жидкость обводняется. При длительной эксплуатации месторождений обводненность (содержание воды) продукции скважин растёт и достигает 30-60 % и более.

В процессе подъёма добываемой жидкости по скважинам, по мере снижения давления ниже давления насыщения, происходит разгазирование нефти, в результате чего, в трубопроводы системы сбора нефти, поступает водонефтегазовая смесь, свойства которой определяются компонентным составом нефти, нефтяного газа и пластовой воды, а также гидравлическим режимом транспорта по трубопроводам.

					<i>Характеристика месторождения</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		34

На вязкость транспортируемой продукции скважин и удельные потери давления в трубопроводах особо существенное влияние оказывает обводненность перекачиваемой продукции.

На интенсивность коррозионного разрушения стальных трубопроводов систем нефтесбора влияет обводненность продукции, содержание в ней O₂, CO₂, H₂S, коррозионно-активных микроорганизмов (сульфатовосстанавливающих, тионовых бактерий, грибов и проч.), тип водонефтяной эмульсии, определяемый гидравлическим режимом движения продукции в трубопроводах и прочими факторами.

Данные по свойствам добываемой жидкости приняты согласно технологическому регламенту, выполненному в составе проектной документации «Обустройство [REDACTED] месторождения. Куст скважин № 1. 1 этап строительства» ООО «Томскнефтепроект».

Суммарные извлекаемые запасы и ресурсы углеводородов [REDACTED] участка, числящиеся на Государственном балансе запасов полезных ископаемых Российской Федерации по состоянию на сентябрь 2015 года, составляют:

- нефть – 2,250 млн. т. (оцененные запасы), и 3,176 млн. т. (предполагаемые запасы);
- газ – 0,110 млрд. м³ (оцененные запасы);
- конденсат – 0,019 млн. т. (предполагаемые запасы).

Преобладающие грунты местности – торф и глина, глубина сезонного промерзания которых составляет: для торфа 0,8 м, для глины 2,40 м. Гидрогеологические условия характеризуются наличием поровых вод, которые встречаются в порах и приурочиваются к мягко-пластичному, тугопластичному суглинку, а так же мягко-пластичной глине. Уровень установления поровых вод фиксируется на глубине 0,5 – 4,0 м. Средняя многолетняя годовая температура воздуха -1,2°C, при этом средняя температура января равна -20,4°C, а июля +17,4°C.

					Характеристика месторождения	Лист
						35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 2 – Характеристика нефти [REDACTED] месторождения

№	Наименование показателя	Ед. изм.	Значение	
			Диапазон измерения	Среднее значение
1	2	3	4	5
1	Плотность	кг/м ³	863-872,9	867
2	Вязкость кинематическая нефти при 20 °С при 50 °С	мм ² /с	26,2-41,8 7,4-9,0	36,4 8,4
3	Вязкость динамическая нефти при 20 °С при 50 °С	мПа·с	- -	31,56 7,58
4	Температура застывания	°С	от минус 1 до плюс 18	плюс 11
5	Содержание (среднее значение) серы парафинов смола силикагелевых асфальтенов	% масс.	0,45-0,71 0,5-8,9 5,7-9,8 0,5-2,6	0,6 5,2 7,7 1,6
6	Температура начала кипения	°С	79-97	89,7
7	Объемный выход фракций до 150 °С до 200 °С до 250 °С до 300 °С остаток	%	5-7 13-17 23-28 34-42 58-66	6,3 15,3 25,7 37,3 62,7
8	Температура плавления парафина	°С	39 - 58	52,3

3. Особенности ликвидации аварийного разлива нефти в болотистой местности

Для выполнения ликвидации аварийного разлива нефти, не зависимо где бы не произошла авария (на земле, воде, болотистой местности) существует определенный алгоритм (согласно ПМЛА [15]) по организации работ, аварий и инцидентов происходящих на межпромысловом нефтепроводе[15].



Рисунок 5 – Аварийный участок АРН на межпромысловом трубопроводе

3.1 Причины аварий и инцидентов на межпромысловых нефтепроводах

Под **сценарием** развития ЧС подразумевается последовательность логически связанных отдельных событий (истечение, испарение, распространение, воспламенение опасных веществ и т.д.), обусловленных конкретным иницирующим событием.

Авария – разрушение сооружений и (или) технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, неконтролируемые взрыв и (или) выброс опасных веществ [16].

					Технология ликвидации аварийного разлива нефти в болотистой местности			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Ботяновский.И.А			Особенности ликвидации разлива в болотистой местности	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Антропова Н.А.					37	143
Консульт.						ТПУ гр. 3-2БЗА		
Рук-ль ООП		Брцник О.В						

Инцидент – отказ или повреждение технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, отклонение от установленного режима технологического процесса [16].

Отказ трубопровода – 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.

В общем случае **причинами и условиями возникновения аварий** на промышленных трубопроводах могут являться:

- наружная и внутренняя коррозия трубопроводов;
- механические повреждения (строительной техникой, бурильным оборудованием, в результате взрывных работ, актов вандализма и терроризма);
- дефекты труб, оборудования и материалов во время их изготовления, транспортировки и строительно-монтажных работ;
- циклические нагрузки, приводящие к усталостному разрушению;
- гидравлические удары;
- остаточные напряжения в материале трубопроводов в сочетании с напряжениями, возникающими при монтаже и ремонте;
- разрушения под воздействием температурных деформаций;
- природные воздействия (подвижки грунта из-за оползней, селей, карстов, землетрясений, размывов, морозного пучения и др. процессов, эффекты расцепления многолетнемерзлых грунтов, обводнение траншей). Для надземных трубопроводов может иметь место проседание (выпучивание, коробление) их оснований при недостаточном заглублении свай в многолетнемерзлые грунты. Возникающие в результате изгибающие напряжения могут вызвать разрушение стенок трубопроводов нарушение правил технической эксплуатации.

Основной причиной аварий является физический износ и коррозия металла. На долю этой причины приходится от 60 до 70 процентов всех аварий.

					Причины аварий и инцидентов	Лист
						38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Это обосновывается тем, что:

- во-первых, в промысловых нефтепроводах, в отличие от магистральных, перекачивается не чистая нефть, а скорее нефтесодержащая жидкость, в которой вода, идущая из скважины вместе с нефтью и «неравнодушная» к металлу, составляет до половины перекачиваемых на промыслах объемов продукта;
- во-вторых, в промысловой нефти есть и песок, и другие взвеси с абразивными свойствами;
- в-третьих, некоторые скважины дают не только нейтральные для металла углеводороды, но и агрессивные компоненты, активно разрушающие трубу, например сероводород.

Данные причины, а также значительный физический износ объясняют высокую частоту аварий на промысловых нефтепроводах[18].

Причины отказа внутрипромысловых нефтепроводов (рисунок 7):

- 91 процент – внутренняя коррозия;
- 3,9 процента – внешняя коррозия;
- 2,8 процента – строительные дефекты;
- 0,8 процента – нарушение правил эксплуатации;
- 1,5 процента – прочее.

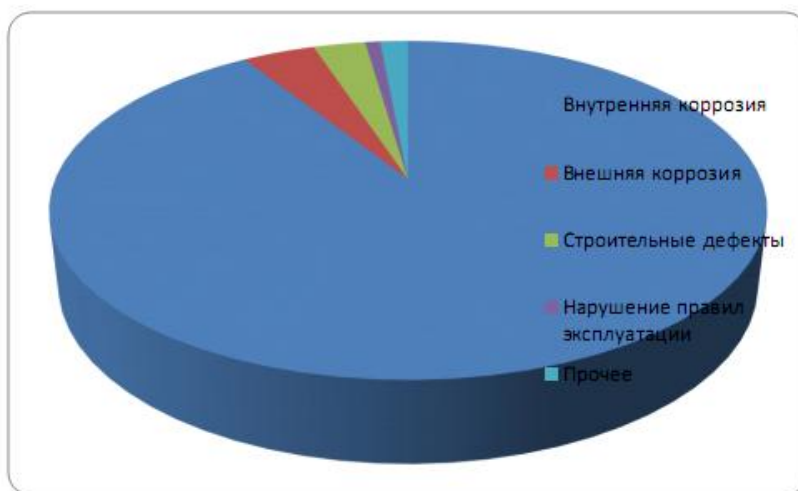


Рисунок 6 – Диаграмма причин отказа межпромысловых нефтепроводов

3.2 Порядок взаимодействия в случае аварии

При получении сигнала об аварии принимаются срочные меры по выяснению её характера и локализации аварии. Определяется опасная зона. Лицо, имеющее средство радиосвязи (трубопроводчик линейный), оповещает оператора ТУ НГДП №2 на ДНС с УПСВ, который в свою очередь информирует командиров ОУ ДПД, начальника НГДП №2 и начальника смены ЦИТС [REDACTED] об аварии [15].

Решение о необходимости остановки технологического процесса, закрытия запорной арматуры для локализации аварии принимается начальником НГДП №2.

Все аварийно-восстановительные работы (АВР) должны выполняться с соблюдением действующих норм и правил по ОТ и ПБ.

На месте проведения АВР обязателен контроль за состоянием воздушной среды, который должен осуществляться согласно утвержденных в установленном порядке инструкций. Состояние воздушной среды должно контролироваться перед началом работ, в процессе работ и после перерыва с помощью переносного газоанализатора. [16].

Таблица 3 – Значения предельных концентраций паров и газов по санитарным нормам

Наименование сырья, продукции	ПДК вредных веществ в воздухе рабочей зоны производственных помещений (ГОСТ 12.1.005-88*), мг/м ³
1. Попутный нефтяной газ	300
2. Нефть	10 - при перекачке; 300 - при хранении

Для исключения случаев взрыва и воспламенения обозначаются границы загазованности зоны. Бригада технического обслуживания и ремонта трубопроводов, оборудования НГДП №2, использующая изолирующие противогазы ПШ-1.

Бригада технического обслуживания и ремонта трубопроводов, оборудования НГДП №2, использующая изолирующие противогазы ПШ-1

(ПШ-2), противогазы фильтрующие марки «А» (4 комплекта), согласно штатной комплектации и газоанализатор переносной, контролирует направление распространения опасной зоны с учетом направления ветра, а также вероятных направлений распространения взрывоопасной среды[15].

Выставляются посты, предупредительные знаки на путях возможного появления людей и техники. Техника, оборудование, механизмы и персонал должны размещаться на наиболее высоких по рельефу местах с наветренной стороны, на расстоянии не ближе 300 м от опасной зоны.

Из опасной зоны выводятся люди и техника, не занятые локализацией аварии. При невозможности вывода техники за пределы опасной зоны прекратить работу машин и механизмов и обесточить.

Дальнейшая последовательность действий персонала НГДП-2 в зависимости от типа аварии представлена в оперативной части Плана.

Аварийная бригада, выезжающая для дообследования аварийного участка и ликвидации аварии на нем, должна соблюдать следующие условия:

– при хорошей видимости трассы (в светлое время) транспортные средства следует устанавливать не ближе 100 м от места обнаружения выхода нефти и газа (с наветренной стороны); дальнейшую разведку должен проводить персонал в составе не менее двух человек, знающих требования безопасности при проведении работ в газоопасных местах;

– при плохой видимости должна действовать группа патрулирования, в составе не менее трех человек;

– при обнаружении признаков загазованности группа патрулирования должна подать сигнал о немедленной остановке транспортных средств.

Запрещается приближение к зоне аварии людей и техники до организации связи, получения сообщений о полной ликвидации или локализации аварии, об организации непрерывного дежурства на отключающей аварийный участок арматуре, о выполнении дополнительных мер по предотвращению случайного переключения запорной арматуры на границах отключенного участка.

					<i>Порядок взаимодействия в случае аварии</i>	<i>Лист</i>
						41
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Порядок взаимодействия между [REDACTED] и профессиональным АСФ ООО «Нефтеспас» определён договорными отношениями, согласно которым силы ПАСФ выезжают на место происшествия немедленно с момента получения информации от [REDACTED] о возникновении чрезвычайной ситуации. Состав сил и средств привлекаемого АСФ определен паспортом и представлен на (рисунке 7) .

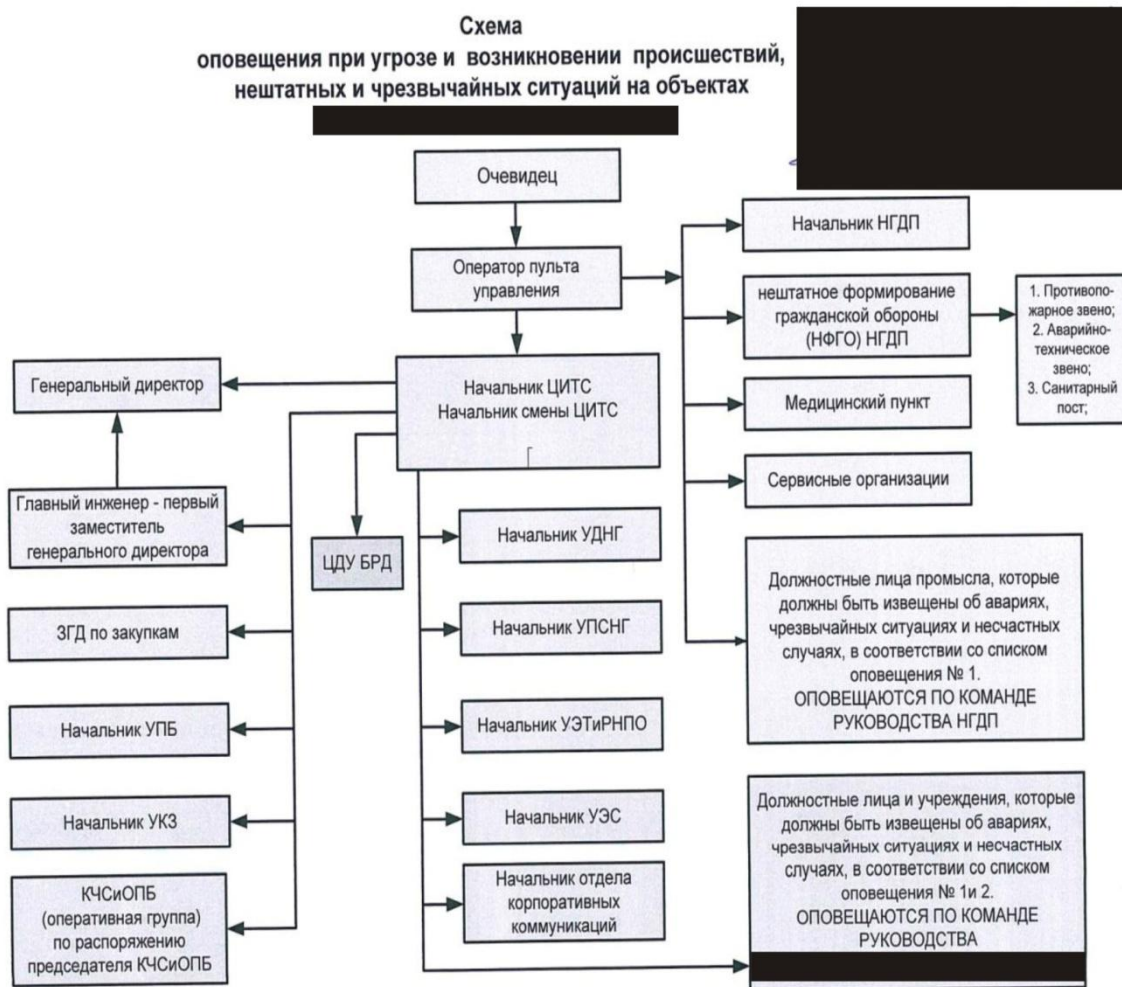


Рисунок 7– Схема оповещения при угрозе и возникновения ЧС

3.3 Ремонт аварийного участка на болоте

В зависимости от конкретных условий, характера и места аварии и других обстоятельств должен быть выбран соответствующий способ ремонта:

– установка временных герметизирующих устройств (ВГУ) возможна при локализованном повреждении тела трубопровода. Этот метод наиболее часто используется при аварийно-восстановительных мероприятиях на трубопроводах;

– заплата приварные или с прижимным устройством используются при повреждениях средних размеров;

– врезка «катушки» – предполагает вырезку участка трубопровода определенной длины и замену на новый. Этот метод применяется при значительных повреждениях трубопровода, имеющих протяженный характер.

Выбор того или иного метода ремонта трубопровода зависит от характера и размеров повреждений, возможности своевременно и качественно повести ремонт в минимально короткие сроки, финансовых и материальных затрат на ликвидацию повреждений[15].

3.3.1 Порядок выполнения ремонта

Порядок организации работ по вырезке, врезке «катушек» (ВВК), соединительных деталей, заглушек, запорной и регулирующей арматуры и подключению участков нефтепроводов.

Согласно темы выпускной квалификационной работы «Технология ликвидации аварийного разлива нефти на промышленном нефтепроводе в условиях болот» все выполняемые работы по ликвидации и локализации аварии будут производиться в болотистой местности.

Разработка проектной и рабочей документации на комплекс работ по ВВК должна проводиться в соответствии с учетом требований, установленных в постановлении [19], а также в действующих нормативных документах

					Ремонт аварийного участка	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

██████████, определяющих безопасное производство, порядок и организацию ремонтных работ на ЛЧ МН и технологических нефтепроводах НПС.

Работы по ВВК должны выполняться по ППР, оформленному в соответствии с [19], разработанному на основании рабочей документации, требований настоящего документа и утвержденному главным инженером ОСТ, а также по технологическим картам, разработанным в следующей последовательности:

- подготовительные мероприятия;
- герметизацию внутренней полости;
- восстановление герметизации трубопровода (сварочные монтажные работы, установка временных герметизирующих устройств (ВГУ), муфт и т.д.);
- контроль сварных соединений;
- изоляция трубопровода;
- ликвидация последствий аварий.

3.3.2 Подготовительные мероприятия

При аварийно-восстановительных работах необходимо обеспечить следующие подготовительные мероприятия.

Уточнение места аварий предполагает изучение аварийного участка трубопровода (повреждена труба, арматура, переход, или что-либо еще, условия пролегания, характер разлива продукта, наличие поврежденных зон, возможность подъезда и т.п.) с целью уточнения потребности в технических средствах и рабочей силе, конкретизации всех мероприятий при АРН.

При этом в первую очередь определяются и обозначаются границы территории, загрязненные продуктом (следует уточнить скрытые растекания под снегом) и принять срочные меры по задержанию вытекшего продукта.

Доставка ремонтных средств персонала к месту аварии должна осуществляться, как правило, наземным (колесным, гусеничным)

					Ремонт аварийного участка	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

транспортом, закрепленным за персоналом НГДП-2. В зависимости от конкретных обстоятельств могут быть использованы воздушные, водные средства, применение которых должно быть предусмотрено заранее, или целесообразно к применению с точки зрения руководства рис.8 и рис.9.



Рисунок 8 – Снегоболотоход на цилиндрических колесах



Рисунок 9 – Снегоболотоход гусиничный

3.3.3 Повышение несущей способности грунтов на заболоченной местности

Для выполнения работ по ликвидации аварии на участках МН (МНПП), расположенных на болотах и обводненных грунтах, необходимо обеспечить возможность маневрирования технических средств, которое осуществляется повышением несущей способности почвы. Для этого сооружаются:

- временные подъездные пути (рис.10);
- ремонтные площадки (рис. 11);
- вспомогательные площадки.



Рисунок 10 – Организация ремонтных площадок



Рисунок 11– Временные подъездные пути

Для повышения несущей способности поверхности болот, в зависимости от его характеристики, могут быть использованы в соответствии с (таблицей 4):

- лежни (рис. 12);



Рисунок 12– Устройства лежневки для ремонтных работ

- слани из бывших в употреблении труб и др.;
- сборно-разборные дорожные покрытия;

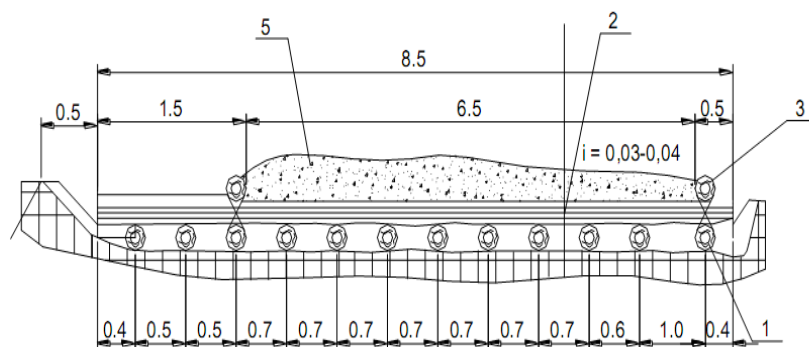


Рис. 5.1.1. Конструктивные схемы технологических лежневых дорог [проект ТомскНИПИнефть] 1. Продольные лежни; 4. Хвост и лесосечные отходы; 2. Лаги поперечного настила толщиной 20–30 см в плотном теле; 3. Отбойный брус; 5. Слой минерального дренажирующего грунта толщиной 30–50 см

Рисунок 13– Конструктивная схема технологических лежневых дорог

Таблица 4 – Технические характеристики временных покрытий

№ п/п	Покрытие	Размеры покрытия, мм			Масса, кг	Материал	Примечание
		Длина	Ширина	Высота			
1	СРДП (секция)	6080	2400	780	2700	Дерево, металл	Выдерживаемый вес, т: - автотехника – 22; - гусеничная – 42.
2	Слани	4700	2100	219	1000	Металл	Выдерживаемый вес гусеничной техникой – 42 т.
3	МДП	6000	от 2000 до 2300	от 40 до 120	не более 1000	Полимерные и композитные материалы	Выдерживаемый вес, т: - автотехника – 40; - гусеничная – 65.
4	Лежни (сегмент)	6000	2500	от 30 до 60	–	Нестроенная древесина лиственных и хвойных пород	Состоит из бревен диаметром, мм: - от 18 до 25; Увязаны проволокой-катанкой диаметром, мм: - от 5 до 6.

3.3.4 Требования к сооружению ремонтной и вспомогательной площадок

Устройство и габариты ремонтной площадки, которую сооружают на болоте, должны обеспечивать возможность размещения и установки требуемых материалов и необходимых технических средств, работы грузоподъемной и землеройной техники [20].

Прежде чем сооружать ремонтную площадку, необходимо выполнить следующие подготовительные работы:

- определение габаритов (размеров) площадки;
- разметка территории под площадку;
- планировка площадки.

Рабочая площадка и подъездные пути к ней разрабатываются с учетом рельефа местности, протяженности поврежденного участка нефтепровода, материалов и оборудования, количества задействованной техники, а также в соответствии с положением и требованиями пожарной безопасности и охраны труда, которые обеспечивают необходимые и безопасные действия для устранения аварии (инцидента) на нефтепроводе.

Также, уже обустроенная рабочая площадка должна предусматривать:

- возможность размещения строительной, специальной техники и грузоподъемных механизмов;
- место для выгрузки и размещения необходимых материалов и технических средств, а также средств пожаротушения;
- возможность выполнения комплекса работ и перемещения различной техники.

Чтобы создать необходимые условия выполнения АВР, сооружают вспомогательные площадки, такие как:

- площадка для стоянки и обслуживания специальной аварийной техники;

- площадка для размещения противопожарного оборудования и техники;
- площадка для размещения жилого кемпинга (городка).

Удаленность вспомогательных площадок от границы разлива нефти (нефтепродуктов) на расстояние не менее 100 м, обеспечивает безопасные условия их эксплуатации. Поэтому располагать площадки следует на открытой местности, с некоторым уклоном, чтобы был обеспечен естественный водоотвод [14].

3.3.5 Устройство ремонтного котлована

На болотах I ремонтный котлован сооружают одним из способов:

- с креплением стенок котлована (укрепляются шпунтами);
- комбинированным методом, когда стенки котлована укрепляются шпунтами и устройством дренажного отвода воды.

Земляные работы на болотах этого типа осуществляются с помощью одноковшового экскаватора на базе болотохода или обычным гусеничным экскаватором с перекидными сланями или щитами, либо с отсыпанного грунта рабочей площадки.

На болотах II типа:

- комбинированным методом;
- с применением ремонтной камеры.

При отрицательных температурах наружного воздуха допускается понижать уровень воды в рабочем котловане способом вымораживания.

На болотах III типа:

- с применением ремонтной камеры;
- с отсыпкой рабочей площадки минеральным грунтом и применением комбинированного метода[14].

Земляные работы на болотах II и III типа осуществляются с помощью специального болотного экскаватора или обычного экскаватора на понтонах плавающих средствах (рис.14, рис.15).

					Ремонт аварийного участка	Лист
						49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

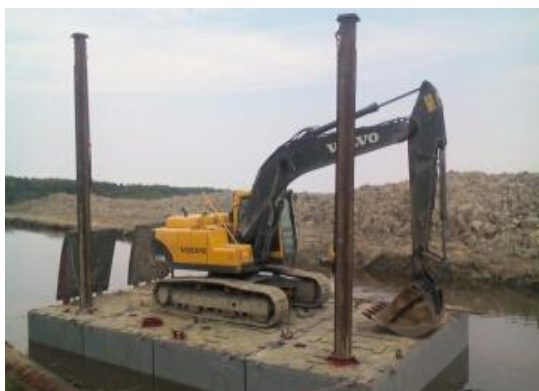


Рисунок 14 – Работа экскаватора при помощи понтонов



Рисунок 15 – Работа экскаватора при помощи плавающих средств

В случае сильного притока грунтовых вод необходимо устанавливать шпунтовое ограждение.

Погружение шпунтов может проводиться несколькими способами:

Погружение шпунтов может проводиться несколькими способами:

- забивкой механизированным способом с применением ручной электротрамбовки, вибропогружателя, вибромолотов и гидромолотов;
- размывом болотной массы на месте погружения шпунтов до минерального грунта с применением гидромониторов, полировочных машин и других технических средств, которые обеспечивают подачу воды под давлением, с последующей добивкой шпунтов.

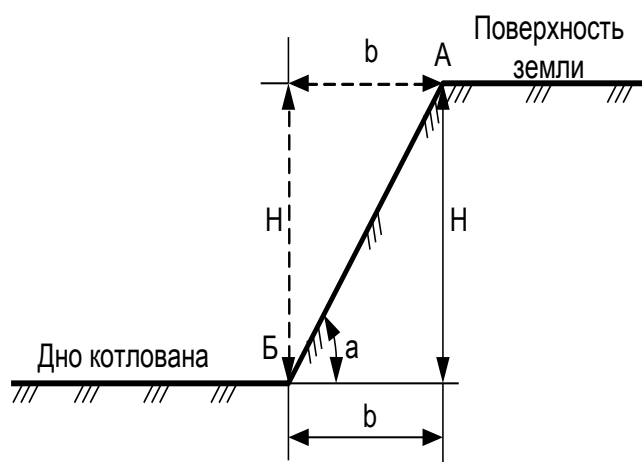
Разработка ремонтного котлована с высоким уровнем грунтовых вод осуществляется с помощью понижения уровня воды путем откачки воды насосами, которые заглублены в грунт ниже подошвы котлована на глубину (0,5 – 1,0) м или водоотливными агрегатами.

Для предотвращения перетока поверхностных вод и болотной массы в котлован, вокруг него необходимо создать земляное обвалование из уплотненной глины.

Крутизна откосов ремонтного котлована, разрабатываемого на болотах, должна устанавливаться в соответствии с таблицей 5 и рис.16 (Расчет крутизны откоса котлована).

Таблица 5 – Крутизна откосов ремонтного котлована

№ п/п	Торф	Крутизна откосов траншеи, разрабатываемых на болотах типа		
		I	II	III
1	Слабо разложившийся	1 : 0,75	1 : 1	–
2	Хорошо разложившийся	1 : 1	1 : 1,25	по проектной документации



- точка А – бровка котлована;
- точка Б – край основания котлована;
- а – угол откоса стенки котлована;
- Н – глубина котлована;
- б – расстояние по горизонтали от края основания котлована до бровки котлована;

Рисунок 16 – Расчет крутизны откоса котлована ($\text{tg } a = H/b$)

Отвал грунта, извлеченного из котлована, для предотвращения падения кусков грунта в котлован, должен находиться на расстоянии не менее 1 м от края котлована. Валуну, камни и прочие негабаритные включения (более 2/3 ширины ковша экскаватора прямого копания) должны быть или разрушены, или удалены за пределы рабочей площадки.

Контроль за состоянием откосов и грунта на бровке котлована должен вестись постоянно. Данное требование должно быть внесено в ППР и указано нарядах-допусках[19].

3.3.6 Мероприятия по локализации и сбору перекачиваемого продукта

При получении сигнала об аварии должны быть приняты все меры по сокращению объема вытекающего продукта:

- остановка перекачки по поврежденному участку трубопровода; определение места аварии;
- перекрытие линейных задвижек, отсекающих поврежденный участок трубопровода.

Команду на закрытие линейных задвижек дает диспетчер ЦПДС после согласования или извещения об этом руководства. Порядок отключения задвижек зависит от профиля трассы трубопровода. Прежде всего, закрывается линейная задвижка со стороны наиболее высокой отметки по отношению к месту утечки.

При авариях вылившаяся нефть стекает в пониженные участки, впитывается в почву и грунт, просачивается (фильтруется) в нижние горизонты, частично испаряется. Наиболее серьезные последствия от разлива нефти будут иметь место на участках пересечения водотоков, где разлив может привести не только к загрязнению почв, но и к попаданию ЛВЖ в воду[19].

3.3.6.1 Подготовка емкостей для освобождения трубопровода от нефти

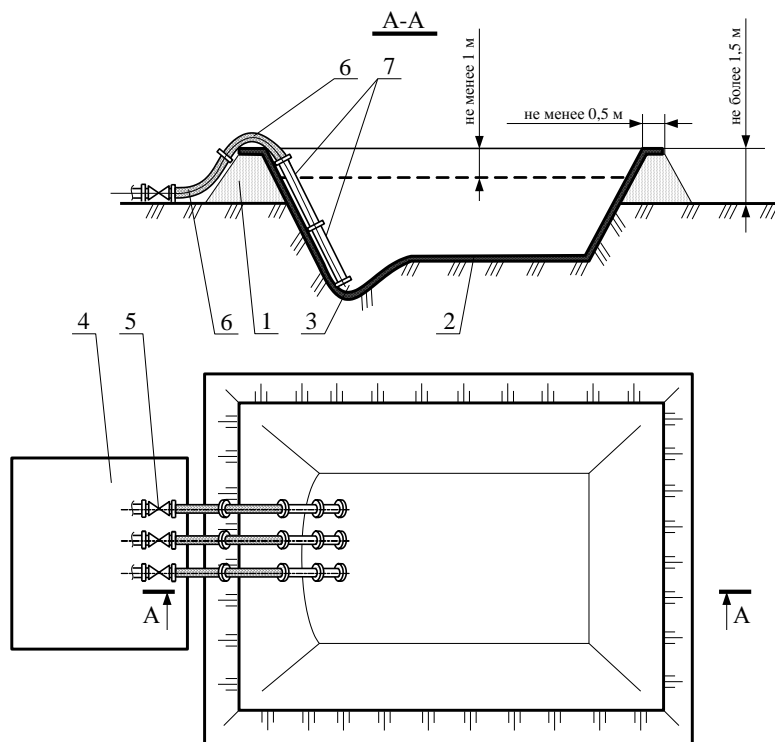
Амбары, которые являются специально подготовленными сооружениями, предназначены для временного хранения (на период выполнения работ) откаченной из ремонтируемого участка нефти. После завершения работ по врезке «катушки» или подключения вновь смонтированного участка нефть из амбаров должна быть закачена обратно в нефтепровод[19].

Амбары могут быть заглубленными и наземными (рис. 17).

На твердом грунте для сбора нефти разрабатываются амбары, если это возможно, в противном случае, могут быть использованы резиноканевые

					Ремонт аварийного участка	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

резервуары или сборно- разборные резервуары(рис.18).



1 – земляной вал; 2 – противодиффузионное покрытие (вкладыш); 3 – приямок;
 4 – площадка для размещения подпорных насосов; 5 – задвижка; 6 – рукав напорно-
 всасывающий; 7 – труба ПМТ (СРТ)

Рисунок 17 – Схема заглубленного амбара



Рисунок 18 – Разборный резервуар

					Ремонт аварийного участка	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

Расстояние от амбара для нефти до ремонтного котлована должно быть не менее 100 м (при температуре воздуха ниже минус 10°С допускается это расстояние уменьшить до 50 м.

По периметру амбара устраивается земляной вал из уплотненной глины или выставляется подпорная стенка. Высота земляного вала по периметру амбара не должна превышать 1,5 м, ширина вала по верху должна быть не менее 0,5 м, крутизна откосов должна быть не более 45°. В нижней части амбара необходимо устраивать приямок. Размеры и емкость амбара рассчитываются, исходя из объема откачиваемой нефти. Площадь амбара не должна превышать 1500 м².

Дно и стенки земляного амбара должны иметь гидроизоляцию. В качестве гидроизоляции применяется слой глины (толщиной не менее 0,2 м с уплотнением механизированным способом, катком, вручную) или нефтестойкие полимерные пленки. Для приема и откачки нефти земляные амбары должны быть оборудованы приемо-раздаточными трубопроводами с Ду не меньше 150 мм, которые должны быть расположены в нижней части обвалования и иметь отвод для спуска в приямок котлована ниже его дна. Амбары должны иметь по всему периметру ограждение и предупредительные аншлаги “Огнеопасно!”, “Проход, проезд и въезд запрещен!”. Запрещается нахождение техники, людей и ведение огневых работ на расстоянии менее 100 м от амбара. В зимнее время при температуре воздуха ниже минус 10 °С [19].

На ряду с амбарами могут устанавливаться резервуары открытого типа ОР (рис.19) предназначенные для кратковременного хранения нефти с целью сокращения ее потерь и улучшения экологической обстановки в прилегающей местности. Они могут быть использованы для сбора и хранения загрязненного нефтью и нефтепродуктами грунта до его последующей обработки. Резервуар изготавливается из непроницаемой нефте- и морозостойкой ткани, выдерживающей нагрузку не менее 175 кг на полосу (50 × 200) мм.

					Ремонт аварийного участка	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

Резервуар работоспособен при температуре окружающего воздуха от -50 до +50 °С. Резервуары устанавливаются в котлованы с размерами, указанными в табл. 6. Резервуар может поставляться отдельными секциями, которые соединяют при монтаже, что позволяет получить резервуар требуемого объема (до 5000 м³).

Таблица 6 – Техническая характеристика котлована и резервуара открытого типа для кратковременного хранения нефти

Показатели	ОР-300	ОР-1000
Объем резервуара, м ³	300	1000
Оптимальный размер	1800	1950
Габаритные размеры резервуара, м:		
-длина	20	40
-ширина	20	20
Габаритные размеры		
-длина	10	10
- ширина	20	20
Количество секций	2	4
Масса резервуара, кг	450	900
Срок службы, лет	5	5

Для наземного хранения горючего, технической воды, неагрессивных жидкостей и перевозки их автотранспортом предназначены эластичные резервуары (табл.7). Оболочки таких резервуаров изготовлены из прорезиненной синтетической ткани. Резервуары снабжены запорной арматурой для заполнения и выдачи продукта, предохранительным клапаном для ограничения давления паров горючего и люком для проведения внутренних работ, связанных с техническим обслуживанием и ремонтом резервуаров.

При транспортировке продукта резервуары объемом 6 и 10 м³ крепятся к платформе кузова с помощью ремней. Остальные резервуары могут эксплуатироваться только в стационарном состоянии. Ремонт резервуаров может осуществляться как в ремонтных мастерских, так и в полевых условиях.

Таблица 7 – Техническая характеристика эластичных резервуаров

Показатели	Вместимость, м ³					
	6	10	25	50	150	200
В заполненном состоянии, мм:						
- длина	3900	5200	9200	7600	18000	18000
- ширина	2600	2300	3700	3700	7000	10000
- высота	900	1200	1000	1000	1400	1600
В упакованном состоянии,						
-длина	1600	1600	1500	2000	2500	2500
- ширина	600	700	1500	1600	1300	1300
- высота	300	400	180	260	600	750
Масса, кг	130	170	255	540	1250	1600

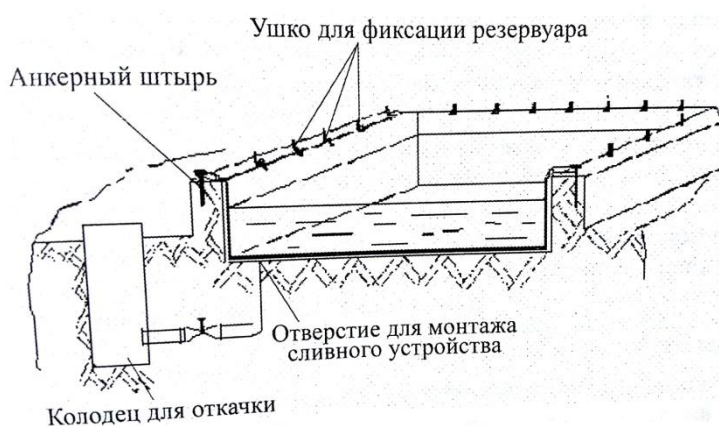


Рисунок 19 – Схема резервуара открытого типа

После завершения ремонтных работ и откачки нефти из амбара необходимо провести зачистку амбара от загрязненного грунта.

В качестве нефтесборного оборудования используется вакуумная техника (рис.20).

Вакуумная техника является наиболее универсальным и эффективным способом сбора нефти, т. к. работоспособна практически в любых условиях, даже при сборе замерзшего нефтепродукта. Размытый грунт также может быть собран с помощью вакуумной техники.

Вакуумные агрегаты могут быть переносными или располагаться на транспортных базах для сбора нефтепродуктов. На транспортных базах устанавливают как специализированные вакуумные агрегаты, так и илососы. Существуют также агрегаты, которые располагают на прицепах

занимают промежуточное положение. При сборе нефтепродуктов с поверхности грунта возможен попутный захват мусора и механических примесей, что обуславливает необходимость очистки емкости и от них. Применение в вакуумных агрегатах и илососах открывающегося днища повышает скорость выгрузки и очистки, а также общую производительность работ. Для данного способа характерны: высокая производительность и малое количество отходов.

Вакуумные системы используют в первую очередь в местах естественного скопления нефти — в понижениях и углублениях или там, где нефть была согнана в коллекторы (канавы, траншеи). Этот метод можно применять в комбинации с подогревом или технологиями смывания, чтобы собрать всплывшую нефть. Двойная система смывания и вакуумного сбора может быть использована в труднодоступных местах, например между валунами и в прибрежных зонах.

К недостаткам вакуумной техники относится то, что ветки и другая растительность снижают скорость очистки грунта с ее помощью и не позволяют полностью собрать нефть с очищаемой поверхности, поэтому требуется предварительная ручная расчистка поверхности.



Рисунок 20 – Откачка нефти из амбара (емкости) в нефтесборное оборудование

Зачистка проводится бульдозером на глубину пропитки грунта нефтью (рис.21).



Рисунок 21 – Механический сбор нефти

Таблица 8 – Сроки ликвидации амбаров и рекультивации земли

№ п/п	Суммарный объем амбара, м ³	Сроки окончания плановых работ	
		освобождения амбара от нефти после завершения плановых работ, сутки*	засыпка и рекультивация**, сутки
1	2	3	4
1	До 2000	1,0	2,0
2	2000 – 5000	1,0	2,0
3	5000 – 10000	2,0	3,0

3.4 Методы сбора нефти с поверхности болот

Ликвидация последствий проводится согласно [13].

После восстановления поврежденного участка трубопровода, перекачиваемый продукт из ям-накопителей (земляного амбара, котлована, или других емкостей) должен быть удален путем закачки в отремонтированный трубопровод (если это позволяет технологическое оборудование и конструкция трубопровода) или откачкой продукта по временно проложенным трубопроводам передвижными насосными агрегатами в специальные емкости, а затем транспортировка на ближайший объект подготовки нефти (ДНС с УПНС ██████████).

Закачка продукта в трубопровод производится через специально подготовленную обвязку с задвижкой и обратным клапаном. Обвязка должна быть предварительно опрессована на рабочее давление трубопровода. После закачки задвижка должна быть заглушена, заключена в колодец (или ограждение), у которого должно быть выставленный постоянно предупредительный знак.

Очистка поверхности болот от остатков продукта может быть осуществлена путем смыва с поверхности болот или путем вымывания.

Метод смыва продукта заключается в следующем: гидромонитором, поливочной машиной или другим техническим средством, обеспечивающим подачу воды под давлением, вода подается из ближайшего источника по направлению к месту аварии. Вода с продуктом собирается в приемке (рис.22) , устроенным на границе разлива продукта, а от туда откачивается в котлован, амбар, яму-накопитель и т.д. для временного хранения продукта.

На заросших участках болот удаление нефти рекомендуется производить по методу, предложенному на всероссийских учениях по ликвидации аварий на магистральных нефтепроводах ██████████ : локализацию разлива производят с использованием противофильтрационных экранов изготовленных фирмой «ТЭРСИ» г. Омск (рис. 23).

Противофильтрационные экраны выполнены из полиэтиленовой пленки низкой плотности по ГОСТ 10354-82* (прочность при растяжении не менее 13,7 МПа, относительное удлинение при разрыве 45 %). Экран устанавливают вокруг нефтяного пятна, далее производят откачку нефтешлама шнековихревым насосом. Водонефтяную эмульсию передают на ДНС с УПСВ [REDACTED] на подготовку.



Рисунок 22- устройство приямков для сбора АРН

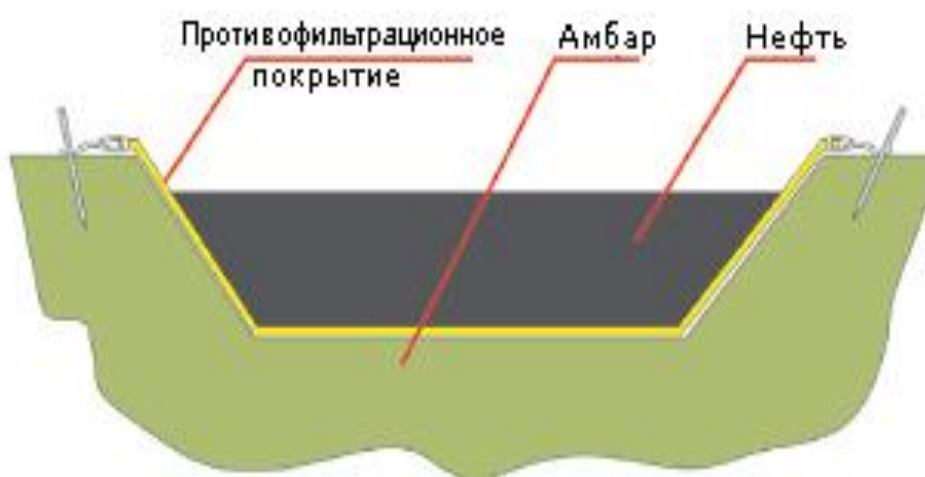


Рисунок 23- Противофильтрационные экраны

					Характеристика Южно-Табаганского месторождения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

4. Организация мероприятий по рекультивации нефтезагрязненных земель

Настоящая инструкция рекомендуется для применения в подрядных организациях, привлекаемых компанией [REDACTED]

4.1 Мероприятия, предшествующие рекультивации

Инвентаризация и паспортизация

Инвентаризация загрязненных земель представляет собой выявление в натуре, учет и картографирование загрязненных земель с определением их площадей и качественного состояния.

Предметом инвентаризации участков является:

- определение общего (полного) количества загрязненных земельных участков на территории, подконтрольной Компании;
- сбор и фиксирование данных, характеризующих время, обстоятельства и причины загрязнения каждого участка, права собственности на участок и затрагиваемые интересы третьих лиц;
- определение географического положения каждого загрязненного земельного участка, в том числе относительно объектов, на которые такой участок может оказывать негативное воздействие;
- определение площади каждого участка;
- определение необходимости и ориентировочных объемов работ по каждому из этапов рекультивации на каждом участке;
- классифицирование участков.

Инвентаризация участков проводится с составлением картографических материалов путем применения методов наземного обследования и (или) дистанционного зондирования поверхности земли

					Технология ликвидации аварийного разлива нефти в болотистой местности			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Ботяновский И.А.			Организация мероприятий по рекультивации нефтезагрязненных земель	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Антропова Н.А.					61	143
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б3А		
Рук-ль ООП		Бвисник О.В.						

(аэрофотосъемка, данные космического мониторинга). Наземное обследование загрязненных земельных участков выполняется в объеме мероприятий рекогносцировочного этапа обследования загрязненных земель согласно «Методических рекомендации по выявлению деградированных и загрязненных земель» [2], утвержденных Комитетом Российской Федерации по земельным ресурсам и землеустройству.

Компания в индивидуальном порядке определяет для себя способ обследования территории, исходя из необходимости получения максимального объема информации при минимальных затратах.

4.2 Натурное обследование участков осуществляется в целях:

- определения объемов и стоимости работ по каждому этапу рекультивации на каждом участке, на котором планируется проведение работ в текущем сезоне или выполнены работы (этап работ) по рекультивации;
- определение (уточнение) характера и степени загрязнения участка до начала работ и после их выполнения;
- разработки плана проведения работ;
- уточнения данных инвентаризации участков.

Как правило, натурное обследование может включать в себя следующие мероприятия:

- визуальный осмотр, фотографирование участка;
- отбор проб почво-грунтов, их химико-аналитический контроль по показателям, которые определяют качество рекультивации и состояние участка;
- установление почвенных горизонтов, определение типов и свойств почв;
- экспрессное приборное исследование трехмерного распределения загрязняющих веществ в грунте (при наличии таких методов и приборов);
- выполнение топосъемки участков, зон разлива, участков сплошного массива погибшего леса, определение иных показателей;

					Организация мероприятий по рекультивации	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

- подсчет числа отдельно расположенных объектов погибшего леса;
- определение необходимости выполнения и объемов дополнительных работ в натуральном выражении;
- определение необходимости выполнения и объемов подготовительных работ, которые не относятся к этапу сбор разлитой нефти (нефтепродуктов) и этапу удаление погибшего леса и выполнение которых не входит в обязанности подрядной организации.



Рисунок 2 4– Натурное обследование при визуальном осмотре участка

4.3Проведение рекультивации

Общие положения по организации работ по рекультивации

Работы по рекультивации производятся на основании разрешительных документов согласно получаемых Компанией-заказчиком в соответствии с требованиями действующего законодательства РФ до начала выполнения этих работ[5].

Организации, привлекаемые для выполнения работ по рекультивации, должны иметь в обязательном порядке:

- предусмотренные законодательством РФ лицензии на осуществление соответствующих видов деятельности;
- необходимые разрешительные документы на применяемые химические реагенты и микробиологические препараты;

					Организация мероприятий по рекультивации	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

- необходимые разрешительные документы на применение оборудования, техники в условиях нефтепромыслов или других производственных объектов заказчика;
- необходимое оборудование и квалифицированный персонал для проведения работ.

Договор подряда на выполнение работ по рекультивации может быть заключен на следующие сроки:

- на выполнение работ по сбору разлитой нефти (нефтепродуктов) – на срок не более 1 года;
- на выполнение работ по удалению погибшего леса – на срок не более 1 года;
- на выполнение работ по проведению биологической рекультивации – на срок не более 1 года;
- на выполнение комплексной рекультивации – на срок 3 года.

Работы по рекультивации осуществляют в соответствии с требованиями проектной документации путем выполнения основных и дополнительных работ. Не допускается начало работы на участках, на которых не выполнено натурное обследование или предпроектное обследование.



Рисунок 25 – Виды рекультивации земель

4.4 Биологическая рекультивация

Биологическая рекультивация – это этап рекультивации земель, включающий комплекс агротехнических и фитомелиоративных мероприятий по восстановлению плодородия нарушенных земель [3]. Основными задачами биологической рекультивации является возобновление процесса почвообразования, повышение самоочищающей способности почвы и воспроизводство биоценозов.

Работы по биологической рекультивации осуществляют на участках, на которых в полном объеме и с требуемым качеством выполнены подготовительные работы или на которых выполнение подготовительных работ не требуется.

Биологическую рекультивацию проводят в двух вариантах:

- биологическая рекультивация в полном объеме, когда она включает все производственные стадии, предусмотренные проектом рекультивации,
- биологическая рекультивация в объеме необходимых доработок и устранения недостатков, которые включают отдельные производственные стадии, предусмотренные проектом рекультивации.

Биологическую рекультивацию выполняют и завершают, как правило, на всем (целом) участке. Рекультивацию участка последовательно по его частям можно осуществлять в том случае, если эти части участка (выделы) надежно отделены друг от друга барьером локализации.

К главным мероприятиям по биологической рекультивации относится введение повышенных доз органических и минеральных удобрений, посев многолетних бобовых культур, посадка почвоулучшающих деревьев и кустарников [3].

В основе рекультивационных работ при авариях на трубопроводе, также принят метод микробиологической деструкции остаточной нефти с использованием аборигенной микрофлоры. Реализация этого метода сводится к активации, имеющейся в почве аборигенной микрофлоры или

					Организация мероприятий по рекультивации	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

привнесению ее в виде наработанной аборигенной, или в виде бактериальных препаратов промышленного производства, что в свою очередь повышает регенерацию нефтезагрязненных почв.

4.5 Техническая рекультивация

Техническая рекультивация – это этап рекультивации земель, направленный на подготовку нарушенных земель для последующего целевого использования.

Технический этап рекультивации земель предусматривает планировку, формирование откосов, снятие, транспортирование и нанесение плодородного слоя почвы, устройство гидротехнических и мелиоративных сооружений, а также проведение других работ, создающих необходимые условия для дальнейшего использования рекультивированных земель по целевому назначению или для проведения мероприятий по восстановлению плодородия почв (биологический этап рекультивации земель) [5].

Главной целью технического этапа рекультивации является приведение земель в состояние, пригодное для восстановления почвенно-растительного покрова естественным путем или последующего проведения биологической рекультивации.

В соответствии с ГОСТ 17.5.3.04 [6] на техническом этапе рекультивации нарушенных земель должны проводиться следующие работы:

- уборка строительного мусора, удаление всех временных устройств в пределах участка рекультивации;
- засыпка траншей трубопроводов грунтом с отсыпкой валика, обеспечивающего создание ровной поверхности после уплотнения грунта;
- распределение оставшегося грунта по рекультивируемой площади равномерным слоем или транспортирование его в специально отведенные места, указанные в проектной документации;
- оформление откосов кавальеров, насыпей, выемок, засыпка или выравнивание рытвин и ям;

					Организация мероприятий по рекультивации	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

- мероприятия по предотвращению эрозионных процессов;
- покрытие рекультивируемой площади плодородным слоем почвы.

Технические мероприятия по рекультивации нарушенных земель подразделяются на следующие виды:

- структурно-проектные: создание новых проектных поверхностей и форм рельефа (профилирование, террасирование, вертикальная планировка), землевание, торфование, кольматаж, создание экранов, удаление ненужной древесно-кустарниковой растительности и т.д;
- химические: известкование, гипсование, кислование, внесение сорбентов, органических и минеральных удобрений;
- водные (гидротехнические): осушение, орошение, регулирование сроков затопления поверхностными водами;
- теплотехнические: мульчирование, грядование, обогрев, применение утеплителей.

4.6 Контроль работ по рекультивации и мониторинг участков

Контроль работ по рекультивации осуществляется с целью обеспечения надлежащего качества рекультивации в необходимых объемах и в установленные сроки. Применяются два обязательных вида контроля работ по рекультивации: **текущий контроль** и **итоговый контроль**.

Текущий контроль работ по рекультивации осуществляется на предмет выполнения подрядной организацией условий договора подряда и требований законодательных, нормативных и иных регламентирующих документов. Такой контроль осуществляется соответствующими службами Компании-заказчика в порядке, предусмотренном внутренними нормативными документами Компании, либо (в случае проведения супервайзинга рекультивации) представителями организации, осуществляющей супервайзинг рекультивации.

Для осуществления **итогового контроля** в Компании создается внутренняя комиссия по приемке рекультивированных земель. Такой

					Организация мероприятий по рекультивации	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

контроль осуществляется Компанией-заказчиком в присутствии уполномоченных представителей подрядной организации по завершении каждого этапа рекультивации (удаление погибшего леса, сбор разлитой нефти (нефтепродуктов), этапов биологической рекультивации).

Итоговый контроль по завершении этапов рекультивации – сбора разлитой нефти (нефтепродуктов) и каждого этапа биологической рекультивации – осуществляется с учетом результатов химико-аналитического контроля.

Итоговый контроль включает:

- фотографирование участка (точка, в которой находится фотограф при фотографировании, а также направление фотографирования должны соответствовать тому, как это происходило при фотографировании этого участка при его натурном обследовании;



Рисунок 26 – Виды рекультивации земель

- натурное обследование участка, включая химико-аналитический контроль, и определение соответствия качества участка и (или) действующих нормативных документов в области качества рекультивации земель по всем установленным показателям, проведение проверки выполнения подрядной организацией условий договора подряда.

**5.Технология рекультивации нефтезагрязненных болотных почв на
примере работы аварийно спасательного формирования
ООО «Нефтеспас».**

При выполнении основных работ связанных с локализации ,
ликвидации и сбору вылившейся нефти [REDACTED]
месторождении выполняются совместно с АСФ ООО «Нефтеспас» согласно
(ПМЛА).

Нефтесборный трубопровод предназначен для транспортировки
скважинной продукции от АГЗУ куста № 1 до площадки насосной станции
(ДНС с УПСВ) [REDACTED], принадлежит компании
[REDACTED]

После ликвидации аварии на межпромысловом нефтепроводе
производится оценка ущерба и масштаба площади загрязненной территории.

“Организация мероприятий по рекультивации нефтезагрязненных земель”
Согласно инструкции, разработанной компанией [REDACTED] и
согласно ПМЛЛА на системе межпромысловых трубопроводов [REDACTED]
[REDACTED] месторождения – [REDACTED]»
производятся профессиональным АСФ ООО «Нефтеспас». При превышении
значения нижнего уровня аварийного разлива нефти и отнесения аварийного
разлива к Чрезвычайной ситуации, действия [REDACTED]
регламентируются согласно ранее разработанному и согласованному в
установленном порядке плану по предупреждению и ликвидации аварийных
разливов нефти и нефтепродуктов (План ПЛАРН).

Согласно тех. заданию компании [REDACTED] была поставлена
задача по выполнению комплекса работ по технической и биологической
рекультивации нефтезагрязненных земель « [REDACTED]
[REDACTED]

					Технология ликвидации аварийного разлива нефти в болотистой местности			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Ботяновский.И.А			Технология рекультивации нефтезагрязненных болотных почв	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Антропова Н.А.					6.9	143
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б3А		
Рук-ль ООП		Борисник О.В						

Общая площадь которого составила 1,5га, из них нефтезагрязненных болотных почв 0,9га и прилегающей водной поверхности 0,6 га (в соответствии с исполнительной съемкой участков).

Локализация – это комплекс работ, направленных на ограничение распространения нефти и придание потоку нефти заданного направления и свойств. Нефтяные пятна локализуют в любых условиях, на суше, на воде и зимой на воде покрытой льдом.

Локализацию нефтяных пятен проводят в кратчайшие сроки, не превышающие на суше 6-ти часов, а на воде 4-х часов[15].

На основании технического задания произведена разбивка основной площади разлива по степени загрязнения согласно [5].

Таблица 9 - Степень нарушенности земель в зависимости от состояния растительности и почвенного покрова

№ п/п	Степень нарушенности земель		Состояние растительного и почвенного покрова
	Обозначение	Характеристика	
1	2	3	4
1	I	Незначительная	Растительный покров уничтожен на площади менее 20 %, почвенный покров сохранен
2	II	Слабая	Растительность уничтожена на площади от 20 % до 50 %, почвенный покров сохранен
3	III	Средняя	Растительность уничтожена на площади от 50 % до 80 %, почвенный покров сохранен
4	IV	Сильная	Растительный покров уничтожен полностью, а почвенный слой сохранен на 50 % площади
5	V	Очень сильная	Растительный и почвенный покров уничтожены полностью

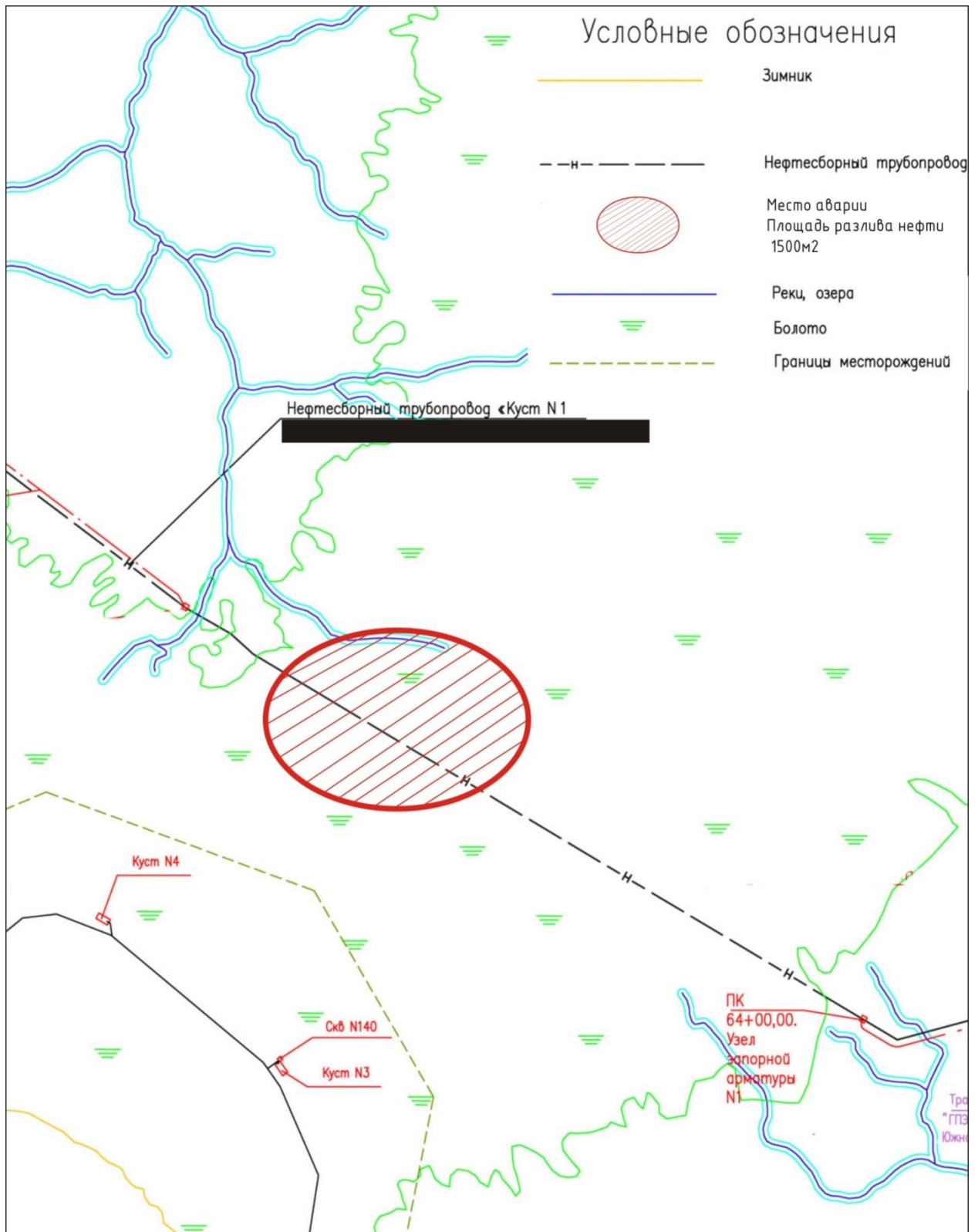


Рисунок 27 – Схема межпромыслового нефтепровода «Куст N 1» с указанием места аварии согласно тех. Задания.

5.1 Сбор и утилизация нефти с прилегающей водной поверхности

Для локализации и сбора аварийной нефти на водотоках и водной поверхности озер и болот применяют боновые заграждения, которые позволяют оперативно перекрывать водоток и задерживать нефть и нефтепродукты, находящиеся на поверхности воды, и направляют нефть к месту сбора (рис. 28, рис.29)

Для локализации аварийной нефти на водотоках и водоемах используют боны: береговые (секция 21 м), речные (секция 10 м), заградительные (секция 30 м), портовые и болотные [17].



Рисунок 28 – Речные боны

Рисунок 29 – Болотные боны

Таблица 10 - Характеристики боновых заграждений

Характеристики	БЗмс 10/300	Бб	БЗз 10/1000	БЗм 10/300	БН 10/300	БНП 450
Масса 1 п-м, кг	3,8	3	8	2,7	2,7	4
Высота экрана, м	300	400		300	300	450
Прочность на разрыв, кН	70	20	54	50	50	25

Возможно применение сорбирующих бонов как вспомогательных к основному заграждению (для исключения протечек рис.30, рис.31).

Сорбирующие боны предназначены для ограничения распространения нефтяных загрязнений, как при аварийных разливах, так и в превентивных целях для защиты участков размещения оборудования, добывающего, транспортирующего и перерабатывающего нефть и нефтепродукты, а также для сбора с поверхности воды разливов нефти и нефтепродуктов, очистки нефтесодержащих водных стоков [17].

Такой тип бонов имеет ряд конструктивных отличий, обеспечивающих возможность проникновения нефтепродуктов внутрь бона и их сорбцию.



Рисунок 30 – Сорбирующие боны



Рисунок 31 – Сорбирующие боны

Основными требованиями к сорбентам для заполнения бонов являются: отсутствие токсичности для человека и гидробионтов, гидрофобность, плавучесть, высокая сорбционная емкость и простота утилизации.

Для наполнения бонов с точки зрения экологической чистоты и дешевизны сырья, наиболее приемлемыми являются сорбенты на базе органических природных веществ: торфа, опилок, сельскохозяйственных отходов (отрубей, соломы, рисовой шелухи и т.п.).

Общим недостатком синтетических сорбентов, а, следовательно, и бонов, в которых они используются, является сложность утилизации. Как правило, она проводится путем сжигания в специальных установках.

После оцепления береговой линии бонами, расплывется сорбенты[17].

Краткая характеристика сорбентов.

Сорбенты – это материалы, собирающие нефть путем адсорбции и абсорбции (налипания или впитывания).

Сорбция (от лат. sorbeo поглощаю) – поглощение твердым телом или жидкостью какого-либо вещества из окружающей среды. Основные разновидности сорбции адсорбция, абсорбция, хемосорбция.

Абсорбция – поглощение какого-либо вещества из окружающей среды всей массой поглощающего тела (абсорбента). Адсорбция (от лат. ad на, при и sorbeo поглощаю) поглощение газов, паров или жидкостей поверхностным слоем твердого тела (адсорбента) или жидкости. Физическая адсорбция результат действия дисперсионных или электростатических сил. Если адсорбция сопровождается химической реакцией поглощаемого вещества с адсорбентом, то она называется хемосорбцией.

Главными требованиями, предъявляемыми к нефтесорбирующим материалам, являются: безвредность для окружающей среды; нефтеемкость (количество поглощенного нефтепродукта на единицу веса сорбента); плавучесть (в исходном и насыщенном состоянии); гидрофобность (сорбент не должен впитывать воду); возможность регенерации и повторного использования; технологичность изготовления и применения (удобство нанесения на поверхность и удаление); доступная стоимость [17].

Именно по совокупности этих факторов определяется эффективность применения нефтесорбирующих материалов.

Сбор нефти сорбентами является одним из возможных методов ликвидации разливов, когда работа других нефтесборных средств и специализированных плавсредств затруднена (малые глубины, ограниченные площади и т.д.).

Сорбенты разделяются на три типа: не органические, природные органические и искусственные органические. Выпускаются в виде полос, ковриков, матов, валиков, боновых заграждений, подушек и свободно разбрасываемого сорбента. Сегодня наша промышленность предлагает не менее двухсот типов сорбентов. Характеристика некоторых сорбентов нефти и нефтепродуктов приведена в таблице 8.

Способ нанесения сорбента на водную поверхность и под нефтяное пятно – с помощью распылителя бункерного типа (рис.32, рис.33) с использованием в качестве носителя воздух (комплектуется компрессором) или воду (комплектуется насосом).

					Сбор и утилизация нефти с прилегающей водной поверхности	Лист
						74
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 11. – Характеристика сорбентов нефти и нефтепродуктов

Сорбент	Коэффициент нефтепогло-	Время впитыва-	Плаваемость	Эффективность очистки, %
Резиновая крошка	1:4	60	Не тонет	92
Текстильный	1:16	60	Не тонет	99,98
Горошек	1:0,7	-	Не тонет	98,93
Пенополиуретан	1:6	30	Не тонет	83
Перлит	1:3	30	Не тонет	82,5
Опилки	1:1	30	Не тонет	67



Рисунок 32 – Распыление сорбента с берега Рисунок 33 – Распыление сорбента с лодки

После распыления сорбента боны смыкаются в кольцо, и производится механическая очистка водной (сбор нефти при помощи плавающих механизмов «скимеров») поверхности от загрязнений. Схема локализации и сбора нефти бонов представлена на рис.34.

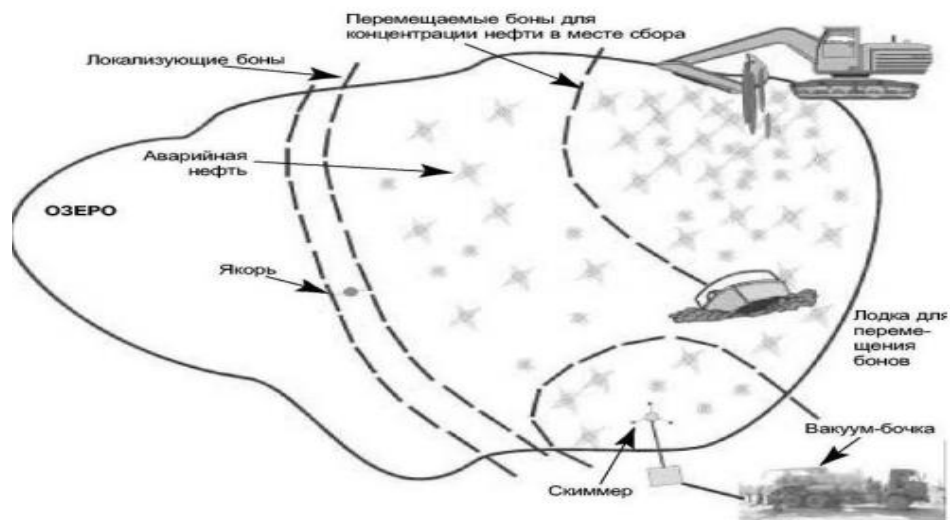


Рис. 34- Схема локализации и сбора нефти

При всем многообразии конструктивных решений и принципов сбора и приема нефти работа всех механических нефтесборных систем – скиммеров, основана на различии физических свойств нефти и воды (различие в плотности и в молекулярном сцеплении нефти и воды с поверхностями различных материалов).

Эти различия определяют две основные группы: гравитационные устройства, использующие различие в плотности воды и нефти, и сорбционные, в которых используются свойства нефти налипать на поверхности либо впитываться некоторыми материалами.

Все типы нефтесборщиков - скиммеров включают узел для сбора нефти (плавающего или подвешенного вида) и насос для перекачки собранной нефти в емкость, классификация нефтесборщиков по принципу действия и конструкции рабочих органов рис.35.

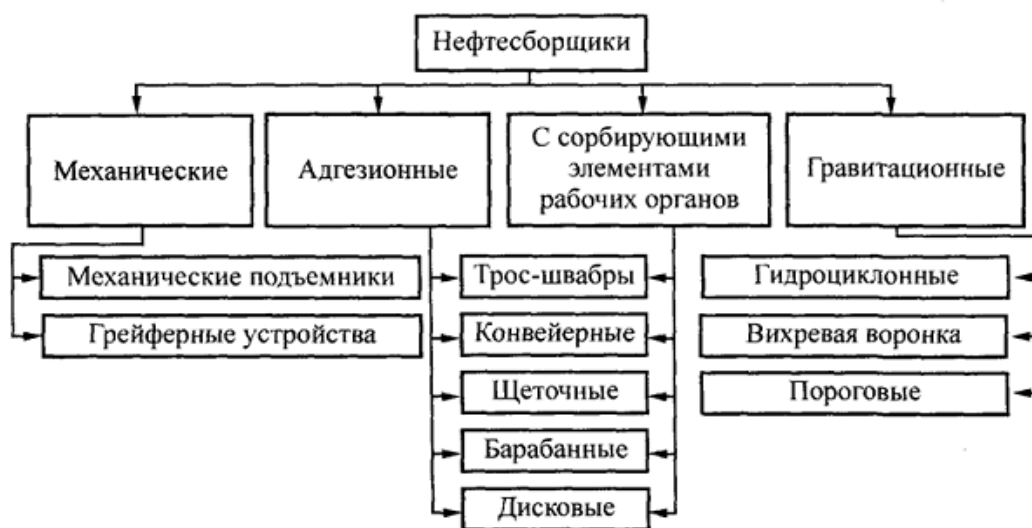


Рис.35- Классификация нефтесборщиков по принципу действия и конструкции рабочих органов

Гравитационные нефтесборные устройства можно подразделить на пять основных типов:

- вакуумные (по принципу непосредственного всасывания);
- пороговые (по принципу перетекания нефти через порог, удерживаемый ниже уровня воды);

- погружного типа (с устройствами, вызывающими погружение нефти и улавливание ее в сборные емкости);
- с горизонтальным шнеком, имеющим постепенно убывающий шаг;
- центробежного типа, использующие энергию для образования всасывающей нефть воронки).

Вода вместе с нефтяной пленкой направляется в скиммер воздушными струями из заградительного барьера, расположенного под углом к поверхности воды. При ускорении, создаваемом центральной воздушной струей на входе, пленка нефти втягивается в скиммер [17].

Входное отверстие скиммера расположено выше уровня заградительной поверхности, поэтому в него попадает лишь тонкий верхний слой жидкости, нижние слои воды в него не попадают. За входным отверстием расположено расширенное пространство, в котором происходит снижение скорости поступившей в скиммер жидкости.

При этом под действием собственного веса происходит сепарация воды и нефти. Более тяжелая по весу вода выходит из нижних отделов скиммера, а в верхнем отделе собирается нефть. При достаточном накоплении нефти анализатор уровня автоматически включает насос для откачки нефти.

Главной особенностью конструкции скиммеров порогового типа является наличие самонастраивающегося слива. В зависимости от производительности насоса величина откачиваемого слоя меняется от 2 до 30 мм. Это позволяет устанавливать такой режим работы, когда на слив поступает нефть с минимальным количеством воды.

Собранная водонефтяная эмульсия закачивается во временные емкости, после производится вакуумная откачка в нефтесборное оборудование.

Установки с вакуумным насосом.

Установка оборудована вакуумным насосом и цилиндрической камерой способной обеспечивать очень низкое внутреннее давление приблизительно 10-140 мм рт. ст. (абсол.). В камере создается вакуум, а шланг диаметром 80-100 мм обычно погружается в разлитую нефть, чуть ниже ее поверхности. В зависимости от толщины нефтяного пятна формируется водонефтяная смесь, всасываемая в сборную камеру.

Правильное расположение всасывающего конца шланга исключительно важно для сведения к минимуму количества собираемой воды. В целях дальнейшего снижения объема поступления воды к всасывающему концу шланга могут присоединяться плавающие пороговые скиммеры. В этом случае может быть целесообразным использование ручного регулирующего крана.

Области применения установок (автоцистерн) с вакуумным насосом:

- откачка вязкой нефти из судов-нефтесборщиков или емкостей;
- создание всасывания для пороговых скиммеров;
- откачка нефти из участков локализации бонами, из земляных шурфов, эластичных резервуаров и т. п.;
- перевозка собранной нефти в отдаленные места захоронения.



Рис.36- Скиммер универсальный

Таблица 12 – Технические характеристики нефтесборного оборудования

Технические характеристики	СУ-1Щ	СО-1	Спрут-1	СЩ-10	Lamor mini-max-20
Производительность, м ³ /час	10	10	15	10	20
Количество заборных валов, шт	1	1	1	1	1
Скорость вращения, об/мин	200	200	100	50	50
Масса нефтесборщика, кг	60	50	130	60	80
Масса откачивающей головки, кг	30	11	50	30	20
Содержание воды в собираемой нефти,%	8	5	5	5	5

Установка для сжигания нефтесодержащих отходов "Факел"

Установка для сжигания нефтесодержащих отходов «Факел» (Композит) Рисунок 40
 С приводом вентилятора от ДВС
 Производительность: 50 – 100 м³/час
 Температура сжигания: до 1000 С0
 Вес: 190 кг.
 Предназначена для сжигания нефтесодержащих отходов и замазученных материалов, образующихся при проведении работ, связанных с устранением аварийных разливов нефти и нефтепродуктов: отработанных сорбентов и изделий на их основе, обтирочных и других расходных материалов, загрязнённой спецодежды и т.п. Кроме того на установке разрешено утилизировать сгораемые бытовые отходы органического происхождения (упаковочный материал, мусор и т.п.)



Рис.37- Установка для сжигания нефтесодержащих отходов «Факел»

После утилизации собранной (водонефтяной эмульсии) с водной поверхности, на данном этапе можно считать что работа по локализации и ликвидации, сбора разлившейся нефти выполнены (рис.37).

5.2 Сбор и утилизация нефти с болотных почв

Сбор и утилизация нефти с болотных почв и с прилегающей водной поверхности производятся одновременно.

Болотные почвы характеризуются комплексом специфических условий: избыточным увлажнением и близким уровнем грунтовых вод, ограничивающим распространение нефти по глубине, наличием достаточно мощного слоя торфяной залежи и слабой степенью разложения торфа, оказывающих влияние на емкость поглощения и удержания нефти. Этот тип почв характеризуется наиболее высокой нефтеемкостью, низкой способностью к выносу загрязняющих веществ и самоочищению. При близком уровне грунтовых вод весьма значителен риск распространения нефти по большой площади с поверхностным стоком.

Нефтяные разливы классифицируются по следующим факторам:

- значимости загрязненного объекта (акватории, территории), его место положению (участки разлива, находящейся в зеленой зоне городов, на охраняемых территориях, в малонаселенной местности и т. п.);
- объему разлившейся нефти;
- площади нефтезагрязненных земель;
- доступности для проведения ликвидационных и рекультивационных работ (транспортные коммуникации);
- типу почвогрунтов, на которых произошел разлив (торфяно-болотные почвы, подзолистые почвы);
- степени загрязнения почвогрунтов;
- по степени обводнения участка.

Очистка поверхности болот от остатков продукта может быть осуществлена путем смыва с поверхности болот или путем вымывания (см. пункт 3.4), [17]. После обнаружения участка свежего разлива мобильная бригада на автомобиле повышенной проходимости, оснащенная необходимым оборудованием (металлические разборные ограждения скиммер или другие), выезжает на участок разлива нефти.

					Сбор и утилизация нефти с болотных почв	Лист
						80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Определяется место ближайшего открытого водного источника (озеро, ручей или др.), а в случае отсутствия таковых сооружают временный колодец на незагрязненном нефтью участке болота (для забора воды).

Локализуют участок для очистки путем установки водонепроницаемой рамы из металлических щитов с плотно зацепляющимися краями с заглублением в почву на глубину не менее 20 см. В центр огражденного участка устанавливается легкий металлический поддон. Проводят заполнение водой огороженного пространства. Струей воды, подогретой до 30 или 40°С под повышенным давлением, проводится смывание пленки нефти с поверхности почвы. По мере всплывания нефтяной пленки на поверхности осуществляют ее удаление. После удаления нефтяных загрязнений ограждение переносят на соседний участок со смежной стороной и процедура повторяется[15].



Рисунок 38 – Отчистка поверхности



Рисунок 39 – Подача воды под давлением



Рисунок 39 – Сбор водонефтяной эмульсии

Механическими и физико-химическими средствами невозможно полностью очистить от загрязнения, но от степени сбора нефти зависит успех последующих рекультивационных работ и само очищение участка.

					Сбор и утилизация нефти с болотных почв	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		82

5.3 Рекультивация участка, находящегося в болотистой местности

Щадящий (без вывоза замазученного грунта), метод основывается на применении биопрепарата «МД-Сухой», в состав которого входит концентрат клеток микроорганизмов-деструкторов нефти, перемешанных с органоминеральным наполнителем, в состав которого входят стимуляторы роста микроорганизмов.

Технология применения следующая Рекультивация нефтяных загрязнений по технологии ООО «ЭКОЙЛ» предусматривает три этапа:

- подготовительный (рис.40);
- основной (рис.41);
- биологический (рис.42).

Каждый этап сочетается с характерными мероприятиями, которые следует выполнять в строгой последовательности, поскольку изменение одного из данных видов работ может привести к полной гибели и без того загрязненного участка, что будет противоречить основному принципу рекультивации.

Подготовительный этап предусматривает:

- нахождение и сравнение участка с существующими картами и паспортами нефтезагрязненных участков, описание рельефа поверхности нефтезагрязненного участка (обводненность, формы рельефа, уклоны и т.д.);
- фотосъемку участка до рекультивации (с учетом характерных для данного участка привязок);
- определение характера загрязнения, степени замазученности;
- участка, вероятности динамики (увеличения или уменьшения) площади разлива и т.д. с помощью технических средств, а также визуального осмотра всего участка;
- откачку нефтесодержащей жидкости и свободной нефти;

- участка, вероятности динамики (увеличения или уменьшения) площади разлива и т.д. с помощью технических средств, а также визуального осмотра всего участка;

- откачку нефтесодержащей жидкости и свободной нефти;
- вырубку и захоронение засохшей растительности.



Рис. 40- Подготовительный этап



Рис. 41- Основной этап

Основной этап включает (рисунок 41):

- фрезерование нефтезагрязненных горизонтов почв с внесением полного комплекса необходимых компонентов: удобрений, травосмесей и биопрепарата. Фрезерование оптимизирует процессы обогащения загрязненных почвенных горизонтов кислородом (необходимым элементом для более эффективного окисления углеводов), а удобрения играют важную роль в структуре, питании и росте микроорганизмов;
- дополнительное внесение (при необходимости раскислителей) минеральных удобрений.

Проведение фиторекультивации внесение семян и различных видов травосмесей на загрязненный участок.

Третий этап рекультивации - Биологический этап (рис. 42) включает:

- масштабирование концентрированного биопрепарата;
- разведение биопрепарата до нужных концентраций, создание рабочей культуры (10⁶-10⁷ кл/мл);
- подготовка инокулированного торфа для внесения биопрепарата с помощью техники и жидкой рабочей культуры для внесения на загрязненные нефтью участки с помощью мотопомп и других технических средств;
- внесение биопрепарата на нефтезагрязненные территории.

При правильно проведенных технических и технологических мероприятиях и планомерном производстве работ рисунок 4.4.3 результат восстановления рекультивированных земель можно увидеть уже за один сезон (рис. 43). Конечно, он зависит от множества причин : степени загрязненности, кислотности почвы, удаленности участка от транспортных путей и т.д. На (рис.44) представлены участки до рекультивации и после нее. Время восстановления на данных участках- 1год.

Нормы внесения биопрепарата «МД» (сухой) и комбинированных минеральных удобрений на 1 га замазученной территории при фрезеровании на глубину 25–30 см(табл.13).

					Сбор и утилизация нефти с болотных почв	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		85



а)

б)

Рис. 42- Результат работы препарата «МД-Сухой: а)-до биологического этапа, б)- после биологического этапа

Таблица 13 – Нормы внесения биопрепарата «МД» (сухой) удобрений

Н/П г/кг	Биопрепарат «МД» (сухой), кг	Азофоска, кг	Нитроаммофоска, кг
< 100	15	300	280
100-250	20	570	540
> 350	25	950	900

Для раскисления почвы можно дополнительно вносить известь или доломитовую муку в количестве 2000 кг на 1 га.

Схема внесения для достижения максимальной эффективности рекомендуется дробное внесение биопрепарата, с промежутком в 2–3 недели.

В течении 3-4 месяцев с периодичностью 1 раз в неделю проводится барабатаж (насыщение кислородом) для жизнедеятельности бактерий.[17]

Таблица 14- Время, рекомендуемое на восстановление нефтезагрязненных земель в зависимости от степени загрязнения почвенных и водных систем

Уровень загрязнения	Количество нефтепродуктов	Время рекультивации
Слабо загрязненный участок	До 150 г/кг (менее 15 %)	1 год
Средне загрязненный участок	От 150 – 300 г/кг (15 – 30 %)	2 года
Сильно загрязненный участок	Более 300 г/кг (более 30 %)	3 и более лет

6. РАСЧЕТ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ УЩЕРБА ОКРУЖАЮЩЕЙ ПРИРОДНОЙ СРЕДЕ ПРИ АВАРИИ НА ПРОМЫСЛОВОМ НЕФТЕПРОВОДЕ, В РЕЗУЛЬТАТЕ ОБРАЗОВАНИЯ ТРЕЩИНЫ

Смоделируем ситуацию аварии на промышленном трубопроводе [REDACTED], в результате проявления трещины на кольцевом сварном шве из-за заводского брака. Вылившаяся нефть растеклась по местности с болотистой почвой. Необходимо произвести ликвидацию аварийного разлива нефти и рекультивацию нефтезагрязненных болотных почв (0,9 га) с прилегающей водной поверхностью, общей площадью 1,5 га, посчитав при этом ущерб окружающей природной среде, а также затраты на ЛАРН и убытки.

6.1 Условия, при которых произошла авария

Подземный нефтепровод диаметром 219 мм с толщиной стенки 8 мм, длиной 36 км, глубина заложения 0,6 м. Давление в нефтепроводе 2,55 Мпа.

Нефтеперекачивающая станция находится на 36 км.

Расход нефти при работающей нефтеперекачивающей станции равен 59304,96 т/сутки. Плотность нефти равна 0,880 т/м³.

Место аварии 11 км. Произошла авария, в результате проявления трещины на кольцевом сварном шве из-за заводского брака. Объем утечки нефти составил 1747 м³. Общая площадь загрязнения нефтью составила 15000 м². Из них 9000 м² – загрязнение береговой зоны.

Левая задвижка от места аварии на 4 км трассы, правая – 19 км.

Время возникновения аварии – 10.08.2015 г. в 14:35. Время остановки перекачки нефти – 7 минут. Время закрытия задвижек – 18 минут.

Температура наружного воздуха равна 15,2°C, температура верхнего слоя земли 12°C, температура верхнего слоя воды 9°C.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Технология ликвидации аварийного разлива нефти в болотистой местности		
Разраб.		Ботяновский.И.А			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Антропова Н.А.				87	143
Консульт.					ТПУ гр. 3-2БЗА		
Рук-ль ООП		Брисник О.В					
					Расчет по определению ущерба окружающей природной среде при аварии на промышленном нефтепроводе		

На рисунке 43 представлен профиль трассы трубопровода.

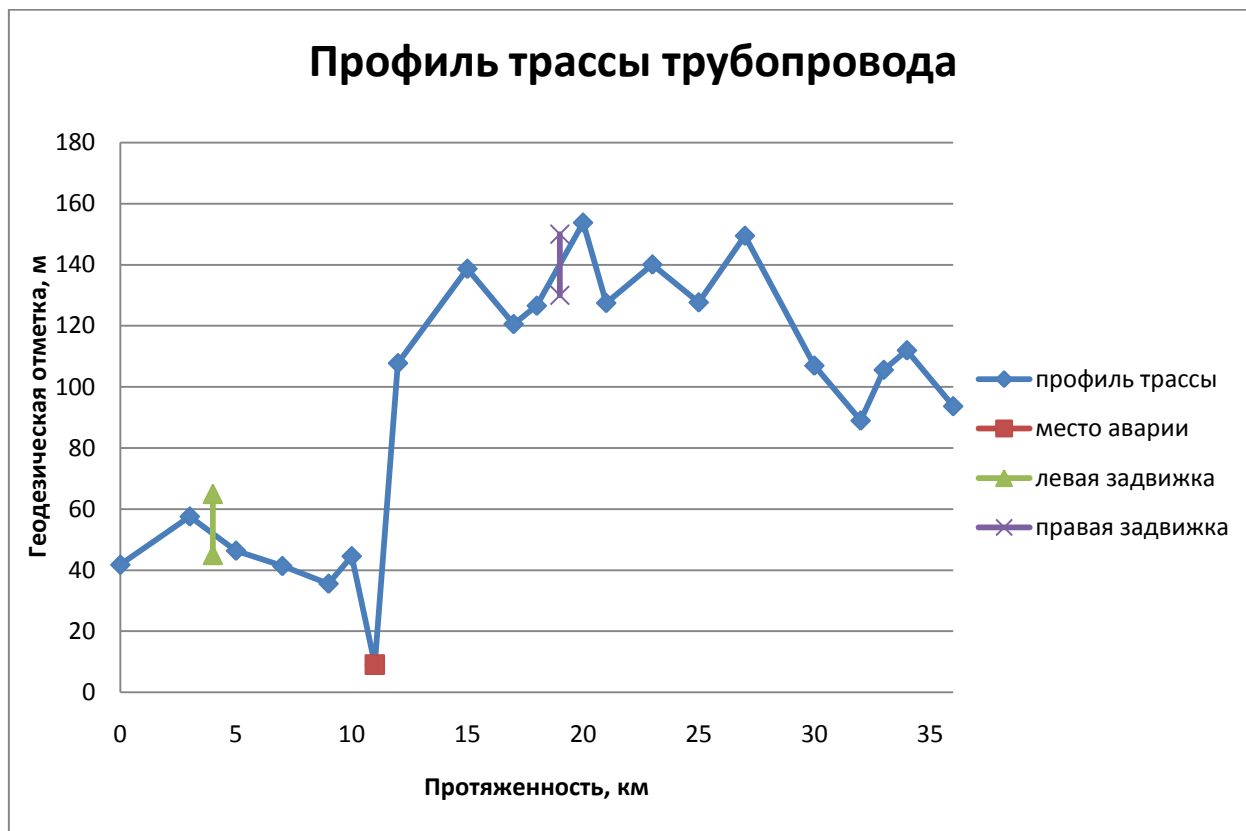


Рисунок 43 – Профиль трассы трубопровода

6.2 Исходные данные:

$T_a = 14 \text{ ч } 35 \text{ мин}$ – время повреждения нефтепровода;

$T_o = 14 \text{ ч } 42 \text{ мин}$ – время останова насосов;

$T_z = 15 \text{ ч } 00 \text{ мин}$ – время закрытия задвижек;

$Q_o = 2808 \text{ м}^3/\text{ч}$ – расход нефти в неповрежденном нефтепроводе при работающих насосных станциях;

$Q' = 3492 \text{ м}^3/\text{ч}$ – расход нефти при работающих насосах в поврежденном нефтепроводе;

$L = 36 \text{ км}$ – протяженность аварийного участка нефтепровода между двумя насосными станциями;

$x^* = 11 \text{ км}$ – расстояние от насосной станции до места повреждения;

$l_{\text{зав}1} = 43 \text{ км}$ – расстояние от НПС до задвижки 1;

$l_{\text{зав}2} = 19 \text{ км}$ – расстояние от НПС до задвижки 2;

$Z_1 = 41,8 \text{ м}$ – геодезическая отметка начала аварийного участка;

					Расчет по определению ущерба окружающей природной среде при аварии на промышленном нефтепроводе	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		88

$Z_2 = 93,7$ м – геодезическая отметка конца аварийного участка;
 $g = 9,81$ м/с² – ускорение силы тяжести;
 $\rho_0 = 0,880$ т/м³ – плотность нефти;
 $m_0 = 0,25$ – показатель режима движения нефти по нефтепроводу;
 $d_{вн} = 0,203$ м – внутренний диаметр нефтепровода;
 $\nu = 0,076 \times 10^{-4}$ м²/с – кинематическая вязкость нефти;
 $h_a = 10$ м.вод.ст. – напор, создаваемый атмосферным давлением;
 $h_T = 0,6$ м – глубина заложения нефтепровода;
 $Z_M = 9,1$ м – геодезическая отметка места повреждения;
 $P_0 = 2,55$ Мпа – рабочее давление;
 $h_{ср} = 0,05$ м – средняя глубина пропитки грунта нефтью;
 $F_{гр} = 9000$ м² – площадь нефтенасыщенного грунта;
 $t_{п} = 12^\circ\text{C}$ – температур верхнего слоя земли;
 $t_{в} = 9^\circ\text{C}$ – температура воды;
 $t_{воз} = 15,2^\circ\text{C}$ – температура воздуха;
 $C_H = 26$ г/м³ – концентрация насыщения растворенной и эмульгированной нефти в поверхностном слое воды (водоем);
 $C_{\phi} = 2$ г/м³ – концентрация растворенной и эмульгированной нефти в воде на глубине 0,3 м до аварии;
 $C_p = 12$ г/м³ – концентрация растворенной и эмульгированной нефти в воде на глубине 0,3 м после аварии;
 $m_p - m_{\phi} = 1,2$ г/м² – удельная масса пленочной нефти на 1 м² водной поверхности;
 $m_{пл.ост.} = 0,4$ г/м² – удельная масса пленочной нефти на 1 м² после ликвидации аварии;
 $F_H = 6000$ м² – площадь поверхности реки, покрытая разлитой нефтью;
 $D_{п} = 0,01$ м – толщина слоя нефти на поверхности земли;
 $D_{в} = 0,003$ м – толщина слоя нефти на водной поверхности;
 $T_{н.п.} = 48$ ч – продолжительность испарения свободной нефти с поверхности земли;

					<i>Расчет по определению ущерба окружающей природной среде при аварии на промышленном нефтепроводе</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		89

$T_{н.в.} = 48$ ч – продолжительность испарения свободной нефти с водной поверхности;

$q_{н.п.} = 1574$ г/м² – удельная величина выбросов углеводородов с 1 м² поверхности нефти, разлившейся на земле;

$q_{н.в.} = 960$ г/м² – удельная величина выбросов углеводородов с 1 м² поверхности нефти, разлившейся на воде;

$K_n = 0,10$ – нефтеемкость земли;

Значения коэффициентов взяты в соответствии с постановлениями правительства №77 от 1997 года и № 344 от 2003 года.

К нормативам платы, установленным в 2003 г. (постановление Правительства РФ от 12 июня 2003 г. № 344), применяется коэффициент инфляции – 5,61 в 2014 году.

6.3 Оценка факторов, определяющих величину ущерба окружающей природной среде при авариях на нефтепроводах

6.3.1 Определение количества нефти, вылившейся из нефтепровода вследствие аварии

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

- 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:

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

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

					Расчет по определению ущерба окружающей природной среде при аварии на промышленном нефтепроводе	Лист
						90
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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.

Этап 1. Объем V_1 нефти, вытекшей из нефтепровода с момента τ_a возникновения аварии до момента τ_0 остановки перекачки, определяется соотношением:

$$V_1 = Q_1 \cdot T_1 = Q \cdot (T_0 - T_a), \quad (2)$$

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

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 определяется выражением:

$$Q_1 = Q' - Q_0 \times \left(\frac{Z_1 - Z_2 + \frac{(P' - P'')}{g \times \rho} - i_0 \times X^* \times \left(\frac{Q'}{Q_0} \right)^{2-m}}{i_0 \times (l - X^*)} \right)^{\frac{1}{2-m}} = (3)$$

$$= -581,519 \text{ м}^3/\text{с}$$

$$Q_1 = Q' = 3492 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$V_1 = 3492 \cdot T_1 = 3492 \cdot (7/60) = 407,4 \text{ м}^3 \quad (4)$$

Время повреждения τ_a и остановки τ_0 насосов фиксируется системой автоматического контроля режимов перекачки.

Этап 2. После отключения насосных станций происходит опорожнение расположенных между двумя ближайшими НПС возвышенных и обращенных к месту повреждения участков, за исключением понижений между ними.

					Расчет по определению ущерба окружающей природной среде при аварии на промышленном нефтепроводе	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		91

Истечение нефти определяется переменным во времени напором, уменьшающимся по мере освобождения НП столбом нефти над местом истечения.

Для выполнения расчетов продолжительность T_2 истечения нефти с момента остановки перекачки T_0 до закрытия задвижек T_3 разбивается на элементарные интервалы T_i , внутри которых режим истечения (напор и расход) принимается неизменным. Для практического применения T_i принимают равным 0,25 ч, для более точных расчетов значения T_i можно уменьшить до 0,01...0,1 ч.

Общий объем нефти, вытекший из НП за время $T_2 = (T_0 - T_3)$, определяется, как сумма объемов V_i нефти, которые вытекли за элементарные промежутки времени T_i

$$V_2 = \sum Q_i \cdot T_i \quad (5)$$

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

$$Q_i = \mu \omega \cdot \sqrt{2gh_i} \quad (6)$$

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

$$h_i = Z_i - Z_M - h_T - h_a \quad (7)$$

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

Z_M – геодезическая отметка места повреждения, м;

h_T – глубина заложения НП, м;

h_a – напор, создаваемый атмосферным давлением, м.

За элементарный промежуток времени T_i освобождается V_i объем НП, что соответствует освобождению l_i участка НП:

$$l_i = \frac{4V_i}{\pi D_{вн}^2} \quad (8)$$

где $D_{вн}$ – внутренний диаметр нефтепровода, м.

					Расчет по определению ущерба окружающей природной среде при аварии на промышленном нефтепроводе	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		92

Освобожденному участку li соответствуют значения xi и Zi , определяющие статический напор в НП в следующий расчетный интервал времени $ti+1$. Значение Zi подставляется в формулу определения напора и далее расчет повторяется полностью для интервала времени $Ti+1$. Операция расчета повторяется до истечения времени $T_2 = (T_0 - T_3)$.

Рассчитаем количество вытекшей нефти на второй стадии с каждой стороны от места прорыва отдельно, так как разрыв произошел на полное сечение и, соответственно, начальные напоры в каждом из участков (левый и правый) разные.

Участок 0 – 11 км.

Для того чтобы в каждый момент времени T_i коэффициент расхода нефти через место повреждения μ , необходимо определить число Рейнольдса для каждого из моментов времени по формуле:

$$Re_i = \frac{d_{\text{отв}} \cdot \sqrt{2gh_i}}{\nu} \quad (9)$$

где $d_{\text{отв}} = 0,1784$ м

h_i – напор в отверстии, соответствующий i -му элементарному интервалу времени;

Определим напор в отверстии h_i :

$$h_i = Z_i - Z_M - h_T - h_a$$

$$h_1 = 57,6 - 9,1 - 0,6 - 10 = 37,9$$

$$h_2 = 27,71 - 9,1 - 0,6 - 10 = 8,01$$

$$h_3 = 24,5 - 9,1 - 0,6 - 10 = 4,8$$

$$h_4 = 22,9 - 9,1 - 0,6 - 10 = 3,2$$

$$h_5 = 21,9 - 9,1 - 0,6 - 10 = 2,3$$

$$h_1 = 33,2; h_2 = 8,01; h_3 = 4,8; h_4 = 3,2; h_5 = 2,3$$

Определим значение Q_i , м³/ч:

$$Q_i = \mu \omega \cdot \sqrt{2gh_i}$$

					Расчет по определению ущерба окружающей природной среде при аварии на промышленном нефтепроводе	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		93

$$Q_1 = 0,595 \cdot 0,025 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 37,9} \cdot 3600 = 1460,1 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$Q_2 = 0,595 \cdot 0,025 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 8,01} \cdot 3600 = 671,13 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$Q_3 = 0,595 \cdot 0,025 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 4,8} \cdot 3600 = 517,1 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$Q_4 = 0,595 \cdot 0,025 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 3,2} \cdot 3600 = 423,9 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$Q_5 = 0,595 \cdot 0,025 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 2,3} \cdot 3600 = 358,7 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$Q_1 = 1460,1 \text{ м}^3/\text{ч}; Q_2 = 671,13 \text{ м}^3/\text{ч}; Q_3 = 517,1 \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$Q_4 = 423,9 \text{ м}^3/\text{ч}; Q_5 = 358,7 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$Re_1 = \frac{0,1784 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 37,9}}{7,6 \cdot 10^{-6}} = 640038$$

$$Re_2 = \frac{0,1784 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 8,01}}{7,6 \cdot 10^{-6}} = 294209$$

$$Re_3 = \frac{0,1784 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 4,8}}{7,6 \cdot 10^{-6}} = 226672,1$$

$$Re_4 = \frac{0,1784 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 3,2}}{7,6 \cdot 10^{-6}} = 185807,2$$

$$Re_5 = \frac{0,1784 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 2,3}}{7,6 \cdot 10^{-6}} = 157264,4$$

$$Re_1 = 640038; Re_2 = 294209; Re_3 = 226672,1; Re_4 = 185807,2;$$

$$Re_5 = 157264,4$$

Все значения чисел Рейнольдса больше 30000, значит, согласно таблице 15, значения μ во всех случаях будут равны 0,595.

Таблица 15 – Коэффициент расхода нефти через место повреждения μ

Показатели при Re	до 25	25...400	400...10000	10000...30000	30000
μ	$\frac{Re}{48}$	$\frac{Re}{1,5 + 1,4Re}$	$0,29 + \frac{0,27}{\sqrt[6]{Re}}$	$0,592 + \frac{5,5}{\sqrt{Re}}$	0,595

Определим значение V_i , м^3 :

$$V_i = Q_i \cdot T_i$$

$$V_1 = 1460,1 \cdot 0,083 = 121,18 \text{ м}^3$$

$$V_2 = 671,13 \cdot 0,083 = 55,7 \text{ м}^3$$

$$V_3 = 517,1 \cdot 0,083 = 42,92 \text{ м}^3$$

$$V_4 = 423,9 \cdot 0,083 = 35,2 \text{ м}^3$$

$$V_5 = 358,7 \cdot 0,083 = 29,8 \text{ м}^3$$

$$V_1 = 121,18 \text{ м}^3; V_2 = 55,703 \text{ м}^3; V_3 = 42,92 \text{ м}^3; V_4 = 35,2 \text{ м}^3; V_5 = 29,8 \text{ м}^3$$

Определим значение l_i , м:

$$l_i = \frac{4V_i}{\pi D_{вн}^2} \quad (10)$$

$$l_1 = \frac{4 \cdot 121,18}{3,14 \cdot 0,203^2} = 3744,13 \text{ м}$$

$$l_2 = \frac{4 \cdot 55,703}{3,14 \cdot 0,203^2} = 1721,08 \text{ м}$$

$$l_3 = \frac{4 \cdot 42,92}{3,14 \cdot 0,203^2} = 1326 \text{ м}$$

$$l_4 = \frac{4 \cdot 35,2}{3,14 \cdot 0,203^2} = 1087 \text{ м}$$

$$l_5 = \frac{4 \cdot 29,8}{3,14 \cdot 0,203^2} = 920 \text{ м}$$

$$l_1 = 3744,13 \text{ м}; l_2 = 1721,08 \text{ м}; l_3 = 1326 \text{ м}; l_4 = 1087 \text{ м}; l_5 = 920 \text{ м}$$

Найдем значение Z_i , м:

$$Z_i = \frac{Z_{1i} - Z_M}{l_{\text{самот.сл.}}} * (l_{\text{самот.сл.}} - l_i) + Z_M \quad (11)$$

$$Z_2 = \frac{57,6 - 9,1}{4552} \times (4552 - 3744,13) + 9,1 = 27,71 \text{ м}$$

$$Z_3 = \frac{27,71 - 9,1}{4552} \times (4552 - 1721,08) + 9,1 = 24,5 \text{ м}$$

$$Z_4 = \frac{24,5 - 9,1}{4552} \times (4552 - 1326) + 9,1 = 22,9 \text{ м}$$

$$Z_5 = \frac{22,9 - 9,1}{4552} \times (4552 - 1087) + 9,1 = 21,9 \text{ м}$$

					Расчет по определению ущерба окружающей природной среде при аварии на промышленном нефтепроводе	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		95

$$Z_1 = 57,6 \text{ м}; Z_2 = 27,71 \text{ м}; Z_3 = 24,5 \text{ м}; Z_4 = 22,9 \text{ м}; Z_5 = 21,9 \text{ м};$$

Найдем V_2 нефти, вытекший из участка трубопровода, находящегося до места разрыва, как сумму объемов V_i :

$$V_2 = \sum V_i = 121,2 + 55,7 + 42,9 + 35,2 + 29,8 = 284,8 \text{ м}^3$$

Участок 11 – 36 км.

На этом участке, благодаря большому перепаду высот, создается значительный напор, поэтому вся нефть успевает утечь из участка еще до закрытия задвижек (время закрытия которых – 18 мин.).

Определим напор в отверстиях h_i :

$$h_i = Z_i - Z_M - h_T - h_a$$

$$h_1 = 134,1; h_2 = 9,85; h_3 = 5,02; h_4 = 3,4;$$

Определим значение Q_i , $\text{м}^3/\text{ч}$:

$$Q_i = \mu\omega \cdot \sqrt{2gh_i}$$

$$Q_1 = 2746,31 \text{ м}^3/\text{ч}; Q_2 = 744,34 \text{ м}^3/\text{ч}; Q_3 = 531,23 \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$Q_4 = 433,2 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Определим значение V_i , м^3 :

$$V_i = Q_i \cdot T_1$$

$$V_1 = 227,9 \text{ м}^3; V_2 = 61,8 \text{ м}^3; V_3 = 44,1 \text{ м}^3; V_4 = 36 \text{ м}^3$$

Определим значение l_i , м:

$$l_i = \frac{4V_i}{\pi D_{\text{вн}}}$$

$$l_1 = 7042,8 \text{ м}; l_2 = 1908,8 \text{ м}; l_3 = 1362,3 \text{ м}; l_4 = 1110,9 \text{ м};$$

Найдем значение Z_i , м:

$$Z_i = \frac{Z_{1i} - Z_M}{l_{\text{самот.сл.}}} * (l_{\text{самот.сл.}} - l_i) + Z_M$$

$$Z_1 = 153,8 \text{ м}; Z_2 = 29,6 \text{ м}; Z_3 = 24,7 \text{ м}; Z_4 = 23 \text{ м}; Z_5 = 22,1 \text{ м};$$

Тогда найдем V_2 нефти на этом участке как произведение длины участков, из которых нефть может течь самотеком, на площадь сечения трубопровода.

					Расчет по определению ущерба окружающей природной среде при аварии на промышленном нефтепроводе	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		96

$$V_2 = \sum V_i = 227,9 + 61,8 + 44,1 + 36 = 369,8 \text{ м}^3$$

Следовательно, $V_{2\text{общ.}} = 284,8 + 369,8 = 654,6 \text{ м}^3$

Этап 3. Истечение нефти из НП с момента закрытия задвижек до прекращения утечки.

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

$$V_3' = \pi \cdot d^2 \cdot l' / 4 \quad (12)$$

где l' - суммарная длина участков НП между двумя перевальными точками или двумя смежными с местом повреждения задвижками, возвышенными относительно места повреждения и обращенными к месту повреждения, за исключением участков, геодезические отметки которых ниже отметки повреждения, м.

В зависимости от положения нижней точки контура повреждения относительно поверхности трубы и профиля участков нефтепровода, которые примыкают к месту повреждения, возможно и частичное их опорожнение. Дополнительный сток ΔV_3 , определяемый объемом участка НП с частичным опорожением, для различных условий в зависимости от диаметра НП определяется в соответствии с данными, приведенными на рисунке 42.

$$\Delta V_3 = A \cdot D_{\text{вн}}^3 \cdot [1/k(x_i) + 1/k(x_j)] \quad (13)$$

Объем стока нефти из нефтепровода с момента закрытия задвижек равен:

$$V_3 = V_3' + \Delta V_3 \quad (14)$$

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

По профилю нефтепровода (рисунок 44) определим участки, из которых нефть будет вытекать под действием гравитации при условии, что задвижки закрыты.

Это только участок от задвижки, расположенной до места прорыва (4 км), до самого места аварии (11 км).

Профили участков нефтепровода, примыкающих к месту повреждения	Объем опорожнения участков НП, примыкающих к месту повреждения, ΔV_3	$\alpha = \frac{2a}{D_{\text{вн}}}$									
		α (рад)	0	0,196	0,785	1,177	1,570	1,962	2,355	2,747	3,140
	$A \cdot D_{\text{вн}}^3 \cdot \frac{1}{k(X_i)}$	A	0,513	0,521	0,582	0,652	0,720	0,764	0,781	0,784	0,785
	$A \cdot D_{\text{вн}}^3 \cdot \left[\frac{1}{k(X_i)} + \frac{1}{k(X_j)} \right]$	B	0	0,001	0,003	0,021	0,065	0,133	0,203	0,264	0,272
	$B \cdot D_{\text{вн}}^3 \cdot \left[\frac{1}{k(X_i)} + \frac{1}{k(X_j)} \right]$	C	0	0,010	0,071	0,206	0,392	0,579	0,714	0,775	0,785
	$AD_{\text{вн}}^3 \cdot \left[\frac{1}{k(X_i)} + \frac{1}{k(X_j)} \right] + CD_{\text{вн}}^2 (x_{r+1} - x_r)$	$k(X_{i(j)}) = \frac{Z_{i(j)+1} - Z_{i(j)}}{X_{i(j)+1} - X_{i(j)}}$ <p>Условные обозначения: а – длина дуги по контуру трубы от верхней образующей до наиболее удаленной точки контура повреждения</p> <p>Примечание. Для промежуточных значений α и значения А, В, С находятся методом интерполяции</p>									
	$BD_{\text{вн}}^3 \cdot \left[\frac{1}{k(X_i)} + \frac{1}{k(X_j)} \right] + CD_{\text{вн}}^2 (x_{r+1} - x_r)$										
	$AD_{\text{вн}}^3 \cdot \frac{1}{k(X_i)} + BD_{\text{вн}}^3 \cdot \frac{1}{k(X_j)} + CD_{\text{вн}}^2 (x_{r+1} - x_r)$										

Рисунок 44 – Дополнительный сток ΔV_3 , определяемый объемом участка НП с частичным опорожнением, для различных условий в зависимости от диаметра НП

Найдем длину этой части:

$$l_{\text{уч}} = 11 - 4 = 7 \text{ км} = 7000 \text{ м}$$

Тогда найдем V_3 :

$$V_3' = \pi \cdot d^2 \cdot l/4 = 3,14 \cdot 0,203^2 \cdot 7000/4 = 226,56 \text{ м}^3$$

$$\Delta V_3 = 0,018 \text{ м}^3$$

$$V_3 = 226,58 \text{ м}^3$$

Общий объем вылившейся нефти:

$$V = V_1 + V_2 + V_3 = 407,4 + 284,85 + 226,58 = 918,73 \text{ м}^3 \quad (15)$$

Масса вылившейся нефти:

$$M = V \cdot \rho = 918,73 \cdot 0,880 = 808,5 \text{ т} \quad (16)$$

6.3.2 Оценка степени загрязнения земель

Степень загрязнения земель определяется нефтенасыщенностью грунта (количество нефти, впитавшейся в грунт), которая определяется по соотношениям:

$$M_{\text{вп}} = K_{\text{н}} \cdot \rho \cdot V_{\text{зр}} \quad (17)$$

$$V_{\text{вп}} = K_{\text{н}} \cdot V_{\text{зр}}, \quad (18)$$

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

$V_{\text{вп}}$ – объем нефти, впитавшийся в грунт, м³;

$K_{\text{н}} = 0,10$ – нефтеемкость грунта, принимается по таблице 16.

ρ – плотность нефти, т/м³;

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

Таблица 16 – Нефтеемкость грунта $K_{\text{н}}$

Грунт	Влажность, %				
	0	20	40	60	80
Гравий (диаметр частиц 2...20 мм)	0,30	0,24	0,18	0,12	0,06
Пески (диаметр частиц 0,05...2 мм)	0,30	0,24	0,18	0,12	0,06
Кварцевый песок	0,25	0,20	0,15	0,10	0,05
Супесь, суглинок (средний и тяжелый)	0,35	0,28	0,21	0,14	0,07
Суглинок легкий	0,47	0,38	0,28	0,18	0,10
Глинистый грунт	0,20	0,16	0,12	0,08	0,04
Торфяной грунт	0,50	0,40	0,30	0,20	0,10

Объем нефтенасыщенного грунта вычисляется по формуле:

$$V_{\text{зр}} = F_{\text{зр}} \cdot h_{\text{ср}},$$

где $F_{\text{зр}}$ – площадь нефтенасыщенного грунта, м²;

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

$$V_{\text{зр}} = F_{\text{зр}} \cdot h_{\text{ср}} = 9000 \cdot 0,05 = 450 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{вп}} = K_{\text{н}} \cdot V_{\text{зр}} = 0,1 \cdot 450 = 45 \text{ м}^3$$

$$M_{\text{вп}} = V_{\text{вп}} \cdot \rho = 45 \cdot 0,880 = 39,6 \text{ т.}$$

6.3.3 Оценка степени загрязнения водных объектов

Степень загрязнения водных объектов определяется массой растворенной и (или) эмульгированной в воде нефти.

Масса нефти, загрязняющей толщу воды, рассчитывается по формуле для водоемов:

$$M_{H.B-M} = 5,8 \cdot 10^{-3} \cdot M_P (C_H - C_\Phi), \quad (19)$$

$M_{H.B-M}$ – масса растворенной и (или) эмульгированной нефти, загрязняющей водоем, т;

M_P – масса нефти, разлитой на поверхности водного объекта, т;

C_H – концентрация насыщения растворенной и (или) эмульгированной нефти в поверхностном слое воды водного объекта, $C_H = 26 \text{ г/м}^3$ для водоемов и 122 г/м^3 для водотоков.

C_Φ – фоновая концентрация насыщения растворенной и (или) эмульгированной нефти на глубине 0,3 м в поверхностном слое воды водного объекта, свободном от разлива, г/м^3 . Данные о фоновой концентрации могут быть получены в местных органах, контролирующих водные объекты, или определены по результатам лабораторных анализов проб воды, отобранных вне зоны загрязнения.

Масса нефти, разлитой на поверхности водного объекта, определяется одним из следующих способов:

- по балансу количества нефти, вылившейся из магистрального нефтепровода при аварии, и ее распределения по компонентам окружающей природной среды;
- по результатам инструментальных измерений на загрязненной нефтью поверхности водного объекта;
- по количеству нефти, собранной нефтесборными средствами при ликвидации аварийных разливов.

Расчет массы разлитой на поверхности водного объекта нефти по балансу ее количества производится по формуле:

$$M_P = M - M_{\Pi} - M_{III}, \quad (20)$$

где M – масса нефти, вылившейся из нефтепровода, т;

M_{Π} – масса загрязнившей почву нефти, включая находящуюся на дневной поверхности, т;

					Расчет по определению ущерба окружающей природной среде при аварии на промышленном нефтепроводе	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		100

$M_{ИП}$ – масса летучих низкомолекулярных углеводородов нефти, испарившихся с поверхности почвы, т.

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

$$M_P = (m_P - m_\Phi) \cdot F_H \cdot 10^{-6} + (C_P - C_\Phi) \cdot V_P \cdot 10^{-6}, \quad (21)$$

где m_P – масса разлитой нефти на 1 м² поверхности водного объекта, г/м²;

m_Φ – масса фоновой нефти на 1 м² свободной от разлива поверхности водного объекта, г/м²;

F_H – площадь поверхности водного объекта, покрытая разлитой нефтью, м²;

C_P – концентрация растворенной и (или) эмульгированной нефти в поверхностном слое воды водного объекта на глубине 0,3 м под поверхностью разлива, г/м³;

C_Φ – фоновая концентрация насыщения растворенной и (или) эмульгированной нефти на глубине 0,3 м в поверхностном слое воды водного объекта, свободном от разлива, г/м³.

V_P – объем воды, в котором к моменту инструментальных измерений растворилась разлитая нефть, м³, определяется по формуле:

$$V_P = 0,3 \cdot F_H \quad (22)$$

Масса пленочной нефти, оставшейся на водной поверхности после проведения обязательных мероприятий по ликвидации последствий разливов нефти, рассчитывается по формуле:

$$M_{пл.ост.} = m_{пл.ост.} \cdot F_{н.ост.} \cdot 10^{-6} \quad (23)$$

где $m_{пл.ост.}$ – масса пленочной нефти на 1 м² площади водной поверхности после завершения сбора основной массы разлитой нефти, г/м²;

$F_{н.ост.}$ – площадь водной поверхности, покрытой пленочной нефтью после завершения сбора основной массы разлитой нефти, м².

Масса нефти, принимаемая для расчета платы за загрязнение водного объекта при авариях на нефтепроводах, рассчитывается по формуле:

Если в результате проведения мероприятий пленочная нефть полностью удалена, то второе слагаемое формулы (24) принимается равным нулю.

1) Для начала, вычисляем объем воды, в которой растворилась разлитая нефть:

$$V_p = 0,3 \cdot 6000 = 1800 \text{ м}^3$$

2) Масса нефти, поступившая в водоем:

$$M_p = 1,2 \cdot 6000 \cdot 10^{-6} + (12-2) \cdot 1800 \cdot 10^{-6} = 0,0252 \text{ т}$$

Расчет массы разлитой на поверхности водного объекта нефти по балансу ее количества производится по формуле:

$$M_p = 808,5 - 39,6 - 14,2 = 754,7 \text{ т}$$

3) Масса нефти, загрязняющая толщу воды:

$$M_{H.B-M} = 0,0058 \cdot 0,0252 \cdot (26 - 2) = 0,00351 \text{ т.}$$

4) Масса плёночной нефти, оставшейся на водной поверхности после проведения обязательных мероприятий:

$$M_{OCT} = 0,4 \cdot 100 \cdot 10^{-6} = 0,4 \cdot 10^{-4} \text{ т.}$$

5) Масса нефти, принимаемая для расчётов платы за загрязнение:

$$M_y = 0,00351 + 0,00004 = 0,00355 \text{ т.}$$

6.3.4 Оценка степени загрязнения атмосферного воздуха

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

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

$$M_{u.n.} = q_{u.n.} \cdot F_{zp} \cdot 10^{-6}, \quad (25)$$

где $q_{u.n.}$ – удельная величина выбросов летучих углеводородов с 1 м² поверхности нефти, разлившейся на почве, г/м², выбирается из справочника «Удельные выбросы в атмосферу». В ПП «Аварии на нефтепроводах» эта величина автоматически выбирается в зависимости от: плотности нефти ρ ; средней температуры поверхности испарения $t_{n.u.}$; толщины слоя нефти на

					Расчет по определению ущерба окружающей природной среде при аварии на промышленном нефтепроводе	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		102

дневной поверхности почвы (для воды $D_v = 0,003\text{м}$, для земли $D_{\text{п}} = 0,01\text{м}$); продолжительности процесса испарения свободной нефти с дневной поверхности почвы $\tau_{u.n} = 48\text{ч.}$ Плотность нефти принимается по данным документов о качестве нефти, перекачиваемой по нефтепроводу перед его аварийной остановкой,

Средняя температура поверхности испарения определяется по формуле:

$$t_{n.u.} = 0,5 \cdot (t_n + t_{\text{воз}}), \quad (26)$$

где t_n – температура верхнего слоя почвы, °С;

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

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

$$T_{n.u.} = 0,5 \cdot (12 + 15,2) = 13,6^\circ\text{C}$$

$$M_{u.n.} = 1574 \cdot 9000 \cdot 10^{-6} = 14,2 \text{ т.}$$

Масса летучих низкомолекулярных углеводородов, испарившихся в атмосферный воздух с поверхности водного объекта, покрытой нефтью, определяется по формуле:

$$M_{u.в.} = q_{u.в.} \cdot F_n \cdot 10^{-6}, \quad (27)$$

где $q_{u.в.}$ – удельная величина выбросов летучих углеводородов с 1 м^2 поверхности нефти, разлившейся на водной поверхности, $\text{г}/\text{м}^2$, выбирается из справочника «Удельные выбросы в атмосферу» (есть в дано).

Средняя температура поверхности испарения определяется по формуле:

$$t_{в.у.} = 0,5 \cdot (t_в + t_{\text{воз}}), \quad (28)$$

где $t_в$ – температура верхнего слоя воды, °С;

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

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

$$T_{в.и.} = 0,5 \cdot (9 + 15,2) = 12,1^\circ\text{C}$$

$$M_{u.в.} = 960 \cdot 6000 \cdot 10^{-6} = 5,8 \text{ т.}$$

					Расчет по определению ущерба окружающей природной среде при аварии на промышленном нефтепроводе	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		103

Масса нефти, принимаемая для расчета платы за выбросы летучих низкомолекулярных углеводородов нефти в атмосферный воздух при авариях на нефтепроводах, рассчитывается по формуле:

$$M_u = M_{u.n.} + M_{u.в} + M_{u.амб} \quad (29)$$

$$M_u = 14,2 + 5,8 + 0 = 20 \text{ т.}$$

6.4 Учет количества вылившейся и потерянной нефти

На всех стадиях ликвидации аварии на нефтепроводах с момента ее возникновения до полной ликвидации ее последствий должен соблюдаться баланс между массой M вылившейся нефти из трубопровода и распределением ее по компонентам ОПС с последующим соблюдением баланса между массой вылившейся из трубопровода нефти M и собранной $M_{сб.}$ и безвозвратно потерянной $M_{б.н.}$ нефти:

$$M = M_{б.н.} + M_{сб.}, \quad (30)$$

$$M_{б.н.} = M_{в.н.} + M_y + M_u, \quad (31)$$

где $M_{в.н.}$ – масса, впитавшейся в грунт нефти, т,

M_y – масса нефти, причинившая ущерб, принимаемая для расчета платы за загрязнение водного объекта, т,

M_u – масса, испарившихся летучих низкомолекулярных углеводородов нефти, т

$$M_{б.н.} = 39,6 + 0,00355 + 20 = 59,604 \text{ т.}$$

$$M = 59,604 + 734,7 = 794,3 \text{ т.}$$

Масса же разлитой нефти M , рассчитанная в самом начале – 808,5 т, что отличается от полученной только что цифры на 1,8 % (менее чем на 5%), значит расчеты верны.

6.5 Оценка ущерба

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

В соответствии с нормативным документом «Методика исчисления размера вреда, причиненного почвам как объекту охраны окружающей

					Расчет по определению ущерба окружающей природной среде при аварии на промышленном нефтепроводе	Лист
						104
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

среды», Приказ Минприроды России от 25.04.2014 № 194 [9], фактическое содержание нефтепродуктов (X_i) определено как среднее арифметическое из 11 объединенных проб.

Исчисление размера вреда осуществляется по формуле:

$$УЩ_{загр} = СЗ \cdot S \cdot K_r \cdot K_{исх} \cdot T_x, \quad (32)$$

где $УЩ_{загр}$ – размер вреда (руб.);

$СЗ$ – степень загрязнения (при значении $С$ менее 5 $СЗ$ принимается равным 1,5);

S – площадь загрязненного участка (m^2);

K_r – показатель в зависимости от глубины загрязнения или порчи почв, $K_r = 1,0$;

$K_{исх}$ – показатель в зависимости от категории земель и целевого назначения, на которой расположен загрязненный участок, $K_{исх} = 1,8$ (для водоохранных зон в составе земель всех категорий);

T_x – такса для исчисления размера вреда, причиненного почвам как объекту окружающей среды, при загрязнении почв, $T_x = 500$ руб./ m^2 (лесостепная зона);

X_i – фактическое содержание i -го загрязняющего вещества в почве, $X_i = 1036$ мг/кг;

X_n – норматив качества окружающей среды для почв (мг/кг). При отсутствии установленного норматива качества окружающей среды для почв (для конкретного загрязняющего вещества) в качестве значения X_n применяется значение концентрации этого загрязняющего вещества на сопредельной территории аналогичного целевого назначения и вида использования, не испытывающей негативного воздействия от данного вида нарушения, $X_n = 1000,0$ мг/кг.

$$C = \sum_{i=1}^n X_i / X_n = 1036 / 1000 = 1,04$$

$$УЩ_{загр} = 1,5 \cdot 1414 \cdot 1,0 \cdot 1,5 \cdot 500 = 1\,590\,750 \text{ руб.}$$

					Расчет по определению ущерба окружающей природной среде при аварии на промышленном нефтепроводе	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		105

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

Расчет ущерба ОПС от загрязнения водных объектов нефтью при аварийных разливах выполняется по формуле:

$$Y_{к.в.} = 5 \cdot K_{и} \cdot C_{в} \cdot M_{у} \quad (33)$$

где $Y_{к.в.}$ – ущерб, подлежащий компенсации, рассчитывается как плата за сверхлимитный сброс загрязняющих веществ с применением повышающего коэффициента 5;

$K_{и}$ – коэффициент инфляции, $K_{и} = 5,61$.

$M_{у}$ – масса нефти, принимаемая для расчета платы за загрязнение водного объекта.

$$C_{в} = H_{б.в.} \cdot K_{э} \quad (34)$$

$H_{б.в.}$ – базовый норматив платы, $H_{б.в.} = 221750$ руб./т;

$K_{э}$ – коэффициент экологической ситуации, $K_{э} = 1,03$.

$$C_{в} = 221750 \cdot 1,03 = 228402,5 \text{ руб./т}$$

$$Y_{к.в.} = 5 \cdot 5,61 \cdot 228402,5 \cdot 0,00355 = 22743,8 \text{ руб.}$$

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

Расчет ущерба ОПС от выбросов углеводородов нефти в атмосферу при аварийных разливах выполняется по формуле:

$$Y_{к.а.} = 5 \cdot K_{и} \cdot C_{а} \cdot M_{и} \quad (35)$$

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

$$C_{а} = H_{б.а.} \cdot K_{э.а} \quad (36)$$

$$C_{а} = 50 \cdot 1,2 = 60$$

$$Y_{к.а.} = 5 \cdot 5,61 \cdot 60 \cdot 20 = 33660 \text{ руб.}$$

					Расчет по определению ущерба окружающей природной среде при аварии на промышленном нефтепроводе	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		106

6.6 Плата за загрязнение окружающей природной среды при авариях на магистральных нефтепроводах

Плата за загрязнение окружающей природной среды разлившейся нефтью при авариях на магистральных нефтепроводах Π складывается из ущерба, подлежащего компенсации, за загрязнение земли, водных объектов и атмосферы:

$$\Pi = Y_3 + Y_{к.в.} + Y_{к.а.}, \text{ руб.} \quad (37)$$

$$\Pi = 1590750 + 22743 + 33660 = 1\,647\,153 \text{ руб.}$$

					Расчет по определению ущерба окружающей природной среде при аварии на промышленном нефтепроводе	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		107

7. РАСЧЕТ ТРУБОПРОВОДА НА ПРОЧНОСТЬ И УСТОЙЧИВОСТЬ

7.1 Расчетные характеристики материалов

Методика расчета данного раздела взята из источника [10]. Трубы выбраны в соответствии с «Инструкцией по применению труб в нефтяной и газовой промышленности», изготовленные из стали 12ГСБ.

Нормативные сопротивления растяжению (сжатию) металла труб и сварных соединений R_1^H и R_2^H следует принимать равными соответственно минимальным значениям временного сопротивления и предела текучести, принимаемым по государственным стандартам и техническим условиям на трубы [10].

$$R_1^H = \sigma_{вр} = 520 \text{ МПа}; \quad R_2^H = \sigma_m = 375 \text{ МПа};$$

Расчетные сопротивления растяжению (сжатию) R_1 и R_2 следует определять по формулам, МПа:

$$R_1 = \frac{R_1^H m}{k_1 k_n}, \quad (38)$$

$$R_2 = \frac{R_2^H m}{k_2 k_n}, \quad (39)$$

где $R_1^H = \sigma_{вр}$ – нормативное сопротивление растяжению металла трубы, МПа;

$R_2^H = \sigma_{нр}$ – нормативное сопротивление сжатию металла трубы, МПа;

$m = 0,825$ – коэффициент условий работы трубопровода при расчете его на прочность, устойчивость и деформативность, принимаемый по таблице 1 в СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы» (актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*) [11]. Зоны, проходящие через болотные местности, относятся к трубопроводу II категории.

$k_1 = 1,34$, $k_2 = 1,15$ – коэффициенты надежности по материалу [11].

$k_n = 1,1$ – коэффициент надежности по назначению трубопровода [11].

					Технология ликвидации аварийного разлива нефти в болотистой местности			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Ботяновский.И.А			Расчет трубопровода на прочность и устойчивость	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Антропова Н.А.					108	143
Консульт.						ТПУ гр. 3-2БЗА		
Рук-ль ООП		Брцник О.В						

Магистральные трубопроводы и их участки подразделяются на категории в соответствии с таблицей 2 и 3 в СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы» [11].

$$R_1 = \frac{520 \cdot 0,825}{1,34 \cdot 1,1} = 291,1 \text{ МПа}; \quad R_2 = \frac{375 \cdot 0,825}{1,15 \cdot 1,1} = 244,6 \text{ МПа}.$$

7.2 Нагрузки и воздействия

При расчете трубопровода следует учитывать нагрузки и воздействия, возникающие при его строительстве, испытании и эксплуатации. Коэффициенты надежности по нагрузке надлежит принимать по таблице 13* СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы» (актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*) [11], но также допускается принимать их по внутреннему давлению, исходя из условий эксплуатации трубопровода.

Вес транспортируемой нефти (нефтепродукта) в 1 м трубопровода $q_{\text{прод}}$, Н/м, следует определять по формуле:

$$q_{\text{прод}} = 10^{-4} \cdot \rho_n \cdot g \cdot \frac{\pi \cdot D_{\text{вн}}^2}{4} \text{ Н/м} \quad (40)$$

где $\rho_n = 880 \text{ кг/м}^3$ – плотность транспортируемой нефти или нефтепродукта;

$g = 9,81 \text{ м/с}^2$ – ускорение свободного падения;

$D_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр трубы, см;

$$q_{\text{прод}} = 10^{-4} \cdot 880 \cdot 9,81 \cdot \frac{3,14 \cdot 20,3^2}{4} = 279,3 \text{ Н/м}$$

Выталкивающая сила воды $q_{\text{воды}}$, Н/м, приходящаяся на единицу длины полностью погруженного в воду трубопровода при отсутствии течения воды, определяется по формуле:

$$q_{\text{в}} = \frac{\pi}{4} \cdot D_{\text{н.и}}^2 \cdot \gamma_{\text{в}} \cdot g \quad (41)$$

где $D_{\text{н.и}}$ – наружный диаметр трубы с учетом изоляционного покрытия и футеровки, м;

$\gamma_{\text{в}}$ – плотность воды с учетом растворенных в ней солей, кг/м^3 ;

Примечание – При проектировании трубопроводов на участках переходов, сложенных грунтами, которые могут перейти в жидкопластическое

					Расчет трубопровода на прочность и устойчивость	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		109

состояние, при определении выталкивающей силы следует вместо плотности воды принимать плотность разжиженного грунта, определяемую по данным изысканий. Поэтому за плотность воды берем плотность рыхлого торфа верховых болот, $\gamma_в = 1650 \text{ кг/м}^3$.

$$q_в = \frac{3,14}{4} \cdot 0,219^2 \cdot 1650 \cdot 9,81 = 609,4 \text{ Н/м}$$

7.3 Определение толщины стенки трубопроводов

Расчетную толщину стенки трубопровода δ , мм, следует определять по формуле:

$$\delta = \frac{npD_n}{2(R_1 + np)}, \quad (42)$$

где n – коэффициент надежности по нагрузке – давление (вес) грунта, $n = 1,2$;

p – рабочее (нормативное) давление, $p = 9,5 \text{ МПа}$;

D_n – наружный диаметр трубы, м;

R_1 – расчетное сопротивление растяжению, Мпа.

Определим минимально необходимую толщину стенки трубопровода:

$$\delta = \frac{1,2 \cdot 9,5 \cdot 0,219}{2 \cdot (291,05 + 1,2 \cdot 9,5)} = 0,00413 \text{ м} = 4,13 \text{ мм}.$$

Принимаем предварительное значение толщины стенки проектируемого трубопровода по сортаменту $\delta_{ном} = 6 \text{ мм}$.

7.4 Проверка прочности и устойчивости подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов

Подземные и наземные (в насыпи) трубопроводы следует проверять на прочность, деформативность и общую устойчивость в продольном направлении и против всплытия, которая производится из условия:

$$|\sigma_{npN}| \leq \psi_2 R_1, \quad (43)$$

где $\sigma_{np.N}$ – продольное осевое напряжение от расчетных нагрузок и воздействий, МПа:

					Расчет трубопровода на прочность и устойчивость	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		110

ψ_2 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих осевых продольных напряжениях ($\sigma_{пр.N} \geq 0$) принимаемый равным 1, при сжимающих ($\sigma_{пр.N} < 0$) определяемый по формуле:

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{кц}}{R_1}\right)^2} - 0,5 \left(\frac{\sigma_{кц}}{R_1}\right) \quad (44)$$

R_1 – расчетное сопротивление растяжению;

$\sigma_{кц}$ – кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления, МПа, определяемые по формуле:

$$\sigma_{кц} = \frac{n p D_{вн}}{2 \delta_n} \quad (45)$$

где $n = 1,2$ – коэффициент надежности по нагрузке – воздействию деформаций грунта, сопровождающихся изменением его структуры;

$p = 9,5$ МПа – нормативное рабочее давление;

$D_{вн} = 20,3$ см – внутренний диаметр трубы;

$\delta_n = 0,8$ см – номинальная толщина стенки трубы.

$$\sigma_{кц} = \frac{1,2 \cdot 9,5 \cdot 20,3}{2 \cdot 0,8} = 144,6 \text{ МПа}$$

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{144,6}{291,1}\right)^2} - 0,5 \left(\frac{144,6}{291,1}\right) = 0,654$$

Продольные осевые напряжения $\sigma_{пр.N}$ МПа, определяются от расчетных нагрузок и воздействий с учетом упругопластической работы металла. Расчетная схема должна отражать взаимодействие трубопровода с грунтом и его условия работы. В частности, для прямолинейных и упруго-изогнутых участков подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов при отсутствии продольных и поперечных перемещений, просадок и пучения грунта продольные осевые напряжения определяются по формуле:

$$\sigma_{пр.N} = -\alpha E \Delta t + \mu \frac{n p D_{вн}}{2 \delta_n} \quad (46)$$

$\alpha = 1,17 \cdot 10^{-5}$ град⁻¹ – коэффициент линейного расширения металла трубы;

					Расчет трубопровода на прочность и устойчивость	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		111

$\mu = 0,3$ – переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона);

$E = 2,07 \cdot 10^5$ МПа – переменный параметр упругости (модуль Юнга);

Δt – расчетный температурный перепад, °С;

Абсолютное значение максимального положительного или отрицательного температурного перепада определяют по формулам:

$$\Delta t_{\text{с}} = \frac{\mu \cdot R_1}{\alpha \cdot E} = \frac{0,3 \cdot 291,1}{1,17 \cdot 10^{-5} \cdot 2,07 \cdot 10^5} = 36,1 \text{ град}; \quad (47)$$

$$\Delta t_{\text{н}} = \frac{(1 - \mu) \cdot R_1}{\alpha \cdot E} = \frac{0,7 \cdot 291,1}{1,17 \cdot 10^{-5} \cdot 2,07 \cdot 10^5} = 84,12 \text{ град}. \quad (48)$$

К дальнейшему расчету принимаем больший перепад температуры, т.е. 84,12 градусов.

Находим величину продольных осевых сжимающих напряжений:

$$\sigma_{\text{пр.Н}} = -1,17 \cdot 10^{-5} \cdot 2,07 \cdot 10^5 \cdot 84,12 + 0,3 \cdot \frac{1,2 \cdot 9,5 \cdot 20,3}{2 \cdot 0,8} = -160,34 \text{ МПа};$$

Так как $\sigma_{\text{пр.Н}} = -160,34$ Мпа – отрицательное значение, можно сделать вывод о наличии сжимающих напряжений.

$$\begin{aligned} |\sigma_{\text{пр.Н}}| &\leq \psi_2 R_1 \\ |-160,34| &\leq 0,654 \cdot 291,1 \\ 160,34 &\leq 190,4 \end{aligned}$$

Вывод: в продольном направлении условие прочности трубопровода выполняется.

7.5 Проверка на предотвращение недопустимых пластических деформаций

Для предотвращения недопустимых пластических деформаций подземных трубопроводов проверку следует производить по условиям:

$$|\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}}| \leq \psi_3 \cdot \frac{m_0}{0,9 \cdot k_{\text{н}}} \cdot R_2^{\text{н}}; \quad (49)$$

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}} \leq \frac{m_0}{0,9 \cdot k_{\text{н}}} \cdot R_2^{\text{н}}; \quad (50)$$

где σ_{np}^H – максимальные суммарные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий, МПа;

ψ_3 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих продольных напряжениях ($\sigma_{np}^H > 0$) принимаемый равным единице, при сжимающих ($\sigma_{np}^H < 0$) определяемый по формуле:

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m_0}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m_0}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H}; \quad (51)$$

где $R_2^H = \sigma_{np} = 375$ МПа – нормативное сопротивление сжатию металла труб и сварных соединений;

$k_H = 1,1$ – коэффициент надежности по назначению трубопровода;

$\sigma_{кц}^H$ – кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления, МПа, определяемые по формуле:

$$\sigma_{кц}^H = \frac{P \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta_H} = \frac{9,5 \cdot 0,203}{2 \cdot 0,0008} = 120,5 \text{ МПа}. \quad (52)$$

Для прямолинейных и упруго-изогнутых участков трубопровода при отсутствии продольных и поперечных перемещений трубопровода, просадок и пучения грунта максимальные суммарные продольные перемещения от нормативных нагрузок и воздействий – внутреннего давления, температурного перепада и упругого изгиба определяются по формуле:

$$\sigma_{np}^H = \mu \cdot \sigma_{кц}^H - \alpha \cdot E \cdot \Delta t \pm \frac{E \cdot D_H}{2 \cdot \rho}; \quad (53)$$

где $\rho = 600$ м – минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода.

$$\sigma_{np1}^H = 0,3 \cdot 120,5 - 1,17 \cdot 10^{-5} \cdot 2,07 \cdot 10^5 \cdot 84,12 + \frac{2,07 \cdot 10^5 \cdot 0,219}{2 \cdot 600} = -129,8 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{np1}^H = 0,3 \cdot 120,5 - 1,17 \cdot 10^{-5} \cdot 2,07 \cdot 10^5 \cdot 84,12 - \frac{2,07 \cdot 10^5 \cdot 0,219}{2 \cdot 600} = -205,4 \text{ МПа}.$$

					Расчет трубопровода на прочность и устойчивость	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		113

Проверку выполняем по наибольшим по абсолютному значению продольным напряжениям $\sigma_{\text{пр}2}^H = -205,4$ МПа.

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{120,5}{\frac{0,825}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 375} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{120,5}{\frac{0,825}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 375} = 0,75;$$

$$\psi_3 \cdot \frac{m_0}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H = 0,75 \cdot \frac{0,825}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 375 = 234,3 \text{ МПа};$$

$$|-205,4| \leq 234,3$$

$$\frac{m_0}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H = \frac{0,825}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 375 = 312 \text{ МПа};$$

$$|120,5| \leq 312$$

Вывод: на предотвращение недопустимых пластических деформаций условия прочности трубопровода выполняются.

					Расчет трубопровода на прочность и устойчивость	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		114

8. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ

РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Планирование НИР играет большую роль в её рациональной организации. По теме научно-исследовательских работ составляются рабочие программы и планы-графики их выполнения. Конкретное научное исследование осуществляется по принципиальному плану, который строится в зависимости от количества информации об объекте исследования. В процедурной части программы обосновывается выбор методов исследования, показывается связь данных методов с целями, задачами исследования.

При выборе того или иного метода следует учитывать, что он должен быть: а) эффективным, т.е. обеспечивающим достижение поставленной цели и необходимую степень точности исследования; б) экономичным, т.е. позволяющим сэкономить время, силы и средства исследователя; в) простым, т.е. доступным исследователю соответствующей квалификации; г) безопасным для здоровья и жизни людей; д) допустимым с точки зрения морали и норм права; е) научным, т.е. имеющим прочную научную основу. Чтобы упорядочить основные этапы научно-исследовательской работы в соответствии с планом (программой) исследования, календарными сроками, материальными затратами, составляется рабочий план (план-график) выполнения работ.

8.1.2 SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
					Технология ликвидации аварийного разлива нефти в болотистой местности		
Разраб.		Ботяновский			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Антропова Н.А.				115	143
Консульт.		Макашева Ю.С.			ТПУ гр. 3-2БЗА		
Рук-ль ООП		Бричник О.В.					
					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение		

Таблица 17– Матрица SWOT

	<p>Сильные стороны проекта:</p> <p>С1. Трубопровод пересекает безлюдные территории (находится в отдаленных районах) С2. Наличие достаточного финансирования С3. Квалифицированный персонал</p>	<p>Слабые стороны проекта:</p> <p>Сл1. На всей территории месторождения болотистая местность</p>
<p>Возможности:</p> <p>В1. Использование технологий рекультивации на других объектах нефтегазового промысла В2. Появление спроса на продукт</p>	<p>1. Разработка дополнительных мер по предупреждению разгерметизации трубопровода 2. Продолжение научных исследований с целью усовершенствования имеющихся технологий</p>	<p>1. Разработка научного исследования 2. Повышение квалификации кадров у потребителя 3. Приобретение необходимого оборудования опытного образца</p>
<p>Угрозы:</p> <p>У1. Отсутствие спроса на новые технологии производства У2. Изменение законодательства</p>	<p>1. Продвижение новых технологий с целью появления спроса 2. Изучение законодательной базы</p>	<p>1. Разработка научного исследования 2. Повышение квалификации кадров у потребителя 3. Продвижение новых технологий с целью появления спроса 4. Изучение законодательной базы</p>

8.2 Планирование управления научно-техническим проектом

8.2.1 План проекта











В рамках планирования научного проекта необходимо построить календарный и сетевые графики проекта. Линейный график представлен в виде таблицы 18.



Таблица 18 – Календарный план проекта

Код работы (из ИСР)	Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников (ФИО ответственных исполнителей)
1	Введение	5	10.03.2015	15.03.2015	Ботяновский И.А. Антропова Н.А.
2	Постановка задачи и целей исследования, актуальность, научная новизна	2	16.03.2015	18.03.2015	Ботяновский И.А. Антропова Н.А.
3	Литературный обзор	30	20.03.2015	19.04.2015	Ботяновский И.А.
4	Экспериментальная часть	14	21.04.2015	14.05.2015	Ботяновский И.А.
5	Результаты и обсуждения	20	15.05.2015	05.06.2015	Ботяновский И.А. Антропова Н.А.
6	Оформление пояснительной записки	8	07.06.2015	15.06.2015	Ботяновский И.А.
Итого:		79			

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. Для удобства отображения каждый месяц разделен на декады (таблица 16)

Таблица 19 – Календарный план-график проведения НИОКР по теме.

Вид работ	Исполнители	Т _{к.} раб. дн.	Продолжительность выполнения работ													
			март			апрель			май			июнь				
			1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3		
Введение	Бакалавр руководитель	5														
Постановка задачи и целей исследования, актуальность, научная новизна	Бакалавр Руководитель	2														
Литературный обзор	Бакалавр Руководитель	30														
Экспериментальная часть	Бакалавр	14														
Результаты и обсуждения	Бакалавр Руководитель	20														
Оформление пояснительной записки	Бакалавр	8														

 - Бакалавр
 - Руководитель

8.2.2 Бюджет научного исследования

Расчет материальных затрат НТИ

При планировании бюджета научного исследования должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов планируемых расходов, необходимых для его выполнения. Расчет стоимости материальных затрат производится по действующим прейскурантам или договорным ценам.

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$Z_m = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{расxi}, \quad (54)$$

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

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

C_i – цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м, руб./м² и т.д.);

k_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

Таблица 20 – Материальные затраты на проведение рекультивации

№ п/п	Наименование работ и затрат, единица измерения	Количество	Стоимость единицы, руб.	Общая стоимость, руб.
Раздел 1. Транспортировка оборудования				
1	Авиа транспортировка оборудования и ЛС (час)	2	68255	136510
2	Погрузочные работы при авиаперевозках: Материалы, перевозимые: в ящиках и мешках (1 т груза)	4	22,2	89
Раздел 2. Подготовка площадки под оборудование				
3	Разработка грунта на площадке (1000 м ³ грунта)	1	18036	18036
Раздел 3. Монтаж оборудования				
4	Погрузочные работы при железнодорожных перевозках: Материалы, перевозимые: в ящиках (1 т груза)	7	22,2	155
5	Трансформатор трехфазный: 35 кВ мощностью 250 кВ·А (1 шт.)	7	1069,89	7489
6	Агрегат насосный лопастный центробежный одноступенчатый, многоступенчатый объемный, вихревой, поршневой, приводной, роторный на общей фундаментной плите или моноблочный, масса: 0,064 т (1 шт.)	7	701,89	4913
7	Пускатель ручной общего назначения на ток до 25 А отдельно стоящий, устанавливаемый на конструкции на стене или колонне (1 шт.)	7	95,91	671
8	Заземление оборудования: центральное (1 шт.)	7	380,75	2665

9	Трубопровод из полиэтиленовых труб с применением готовых деталей, диаметр труб наружный: 110-140 мм (100 м)	4,2	1838,61	7722
Раздел 4. Откачка нефтепродукта				
10	Откачка нефтепродукта: насосами в емкость временного хранения (1 м ³)	600	75,6	45360
Раздел 5. Демонтаж оборудования				
11	Трансформатор трехфазный: 35 кВ мощностью 250 кВ·А (1 шт.)	7	726,11	5083
12	Агрегат насосный лопастный центробежный одноступенчатый, многоступенчатый масса: 0,064 т (1 шт.)	7	317,39	2222
13	Пускатель ручной общего назначения на ток до 25 А отдельно стоящий (1 шт.)	7	23,54	165
14	Пост управления кнопочный общего назначения (1 шт.)	7	20,16	141
15	Заземление оборудования: центральное (1 шт.)	7	100,98	707
16	Трубопровод из полиэтиленовых труб с применением готовых деталей, диаметр труб наружный: 110-140 мм (100 м)	4,2	1187,08	4986
17	Погрузочные работы при авиaperевозках: Материалы, перевозимые: в ящиках (1 т груза)	4	29,97	120
Раздел 6. Земляные работы				
18	Разработка грунта техникой (1 км ²)	5	10270,8	51354
19	Обработка сорбентом: распыление (1 м ²)	1000	169,32	169320
20	Посев семян трав (1 га)	1	19350,31	19350

По всем учтенным позициям материальные расходы на производство работ по рекультивации загрязненных земель нефтью составляет **477 058** руб.

Расчет затрат на оплату труда

Расходы на оплату труда – отражают затраты на оплату труда основного производственного персонала предприятия, включая премии рабочим и служащим за производственные результаты, стимулирующие и компенсирующие выплаты, в том числе компенсации по оплате труда в связи с повышением цен и индексацией доходов в пределах норм, предусмотренных законодательством, компенсации, выплачиваемые в установленных законодательством размерах женщинам, находящимся в частично оплачиваемом отпуске по уходу за ребенком до достижения им

определенного законодательством возраста, а также затраты на оплату труда не состоящих в штате предприятия работников, занятых в основной деятельности.

К расходам на оплату труда относятся:

- Суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда.
- Премии за производственные результаты, надбавки к тарифным ставкам и окладам за профессиональное мастерство и др.
- Начисления стимулирующего или компенсирующего характера – надбавки за работу в ночное время, в многосменном режиме, совмещение профессий, работу в выходные и праздничные дни и др.
- Надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах крайнего Севера и др.
- Суммы платежей (взносов) работодателей по договорам обязательного и добровольного страхования.

В нашем случае работы производятся вахтовым методом, со сменным графиком работы. Вахта длится 30 дней без учета времени в пути.

Таблица 21 – Общая численность рабочих находящихся на вахте

Максимальное количество работающих, чел.				
Всего	в том числе			
	Инженерно-технич. рабочих 73,3 %	рабочих 13,3 %	Служащих 6,7 %	МОП и охрана 6,7 %
15	2	11	1	1

Продолжительность рекультивации составляет 1 месяц.

Посчитаем заработную плату за месяц одного рабочего:

$$Z_{зп} = Z_{осн} \times k_p, \quad (55)$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата одного работника;

k_p – районный коэффициент, равный 1,5 (для Томской области, Парабельский район).

Таблица 22 – Расчет заработной платы

Должность	Количество, чел.	Оклад	Заработная плата за месяц одного рабочего с учетом надбавок, руб.	Итого заработанная плата за весь период строительства
Начальник участка	1	43 324,00	64986,00	64986,00
Специалист по землеустройству	1	39562,00	59343,00	59343,00
Мастер	1	24364,00	36546,00	36546,00
Машинист бульдозера	1	33275,30	49912,95	49912,95
Геодезист	1	26 489,00	39733,50	39733,50
Инженер-эколог	2	30000,00	45000,00	90000,00
Инженер лесного хозяйства	1	29500,00	44250,00	44250,00
Машинист экскаватора	1	38133,30	57 199,95	57 199,95
Проектировщик	1	40520,00	60780,00	60780,00
Гидротехник	1	22300,00	33450,00	33450,00
Эксперт по промышленной и экологической безопасности	1	32000,00	48000,00	48000,00
Инженер-мелиоратор	2	23000,00	34500,00	69000,00
Охранник	1	78,03 в час	31461,70	31461,70

Итого сумма на оплату труда задействовано персонала составила **684 661,40** рублей.

Выплаты на социальные нужды (СВ)

Так же подсчитаем величину отчислений, которая приходится на социальные нужды, составляющая 30% от фонда оплаты труда:

					Финансовый менеджмент	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		122

$$B_{CB} = \frac{30 \cdot B_{ФОР}}{100}, \quad (56)$$

где B_{CB} – величина страховых взносов;

$B_{ФОР}$ – величина фонда оплаты труда за весь период рекультивации.

$$B_{CB} = \frac{30 \cdot 684661,4}{100} = 205398,42 \text{ руб.}$$

Получаем, сумму отчисления на социальные нужды составляющую 205 398,42 руб.

Сумма амортизационных отчислений определяется исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части.

Расчет амортизационных отчислений можно свести в таблицу 23.

Таблица 23 – Амортизационные отчисления

№ пп	Наименование	Цена за ед., руб	срок экспл., лет	Годовая норма амортизации, %	Ежемесячная сумма амортизационных отчислений, руб	Сумма амортизационных отчислений на всем сроке рекультивации, руб
1	Экскаватор	4050000	5	20	675000	67500
2	Бульдозер	6507000	5	20	108450	308450
3	Вертолет	7000000	5	20	116666,7	350000
4	Вахтовый автобус	2310000	5	20	38500	38500
5	Автомастерская	3124345	5	20	52 072	52072
6	Топливозаправщик	2240000	5	20	37 333,3	37 333,3
7	Водовоз	2240000	5	20	37 333,3	37 333,3

Сумма амортизационных отчислений за период рекультивации земель составил **888 188,6** рублей.

Линейный способ начисления амортизации.

В соответствии с классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы, утвержденной Постановлением Правительства РФ

от 1 января 2002 года № 1, объекты, указанные в таблице относятся к третьей амортизационной группе со сроком использования свыше 3-х лет до 5-ти лет включительно. Срок полезного использования установлен 5 лет.

Годовая норма амортизации принята 20% (100%/5 лет).

В состав прочих затрат включаются:

- налоги, сборы, отчисления в социальные внебюджетные фонды в порядке, установленном законодательством (земельный налог, экономические платежи, плата за недра и др.);
- платежи по обязательному и добровольному страхованию имущества, учитываемого в составе ОПФ;
- расходы по обслуживанию объектов жилищной и коммунальной сферы (общежития и др.);
- оплата услуг связи, сторожевой и пожарной охраны, авиационных услуг и др.;
- затраты на гарантийный ремонт и обслуживание;
- командировочные расходы;
- расходы по подготовке и переподготовке кадров и др.;

Прочие затраты составляют 10% от ФОТ.

Кроме перечисленных затрат в составе затрат на проведение мероприятий по рекультивации нефтезагрязненных земель учитываются накладные расходы, связанные с организацией, управлением и обслуживанием производства.

Накладные затраты составляют 40% от основных.

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется общая сумма затрат на проведение работ по рекультивации таблица 24.

					Финансовый менеджмент	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		124

Таблица 24 – Затраты на проведение работ по рекультивации нефтезагрязненных земель

Состав затрат	Сумма затрат, руб.	Структурная форма, %
1. Материальные затраты	477 058,00	14,7
2. Затраты на оплату труда	684 661,40	21,1
3. Отчисления на социальные нужды	205 398,42	6,31
4. Амортизационные отчисления	888 188,6	27,3
5. Прочие затраты	68 466,14	2,1
Итого основные расходы	2 323 772,56	60
Накладные расходы	929 509,024	40
Всего затраты на мероприятие	3 253 281,6	100

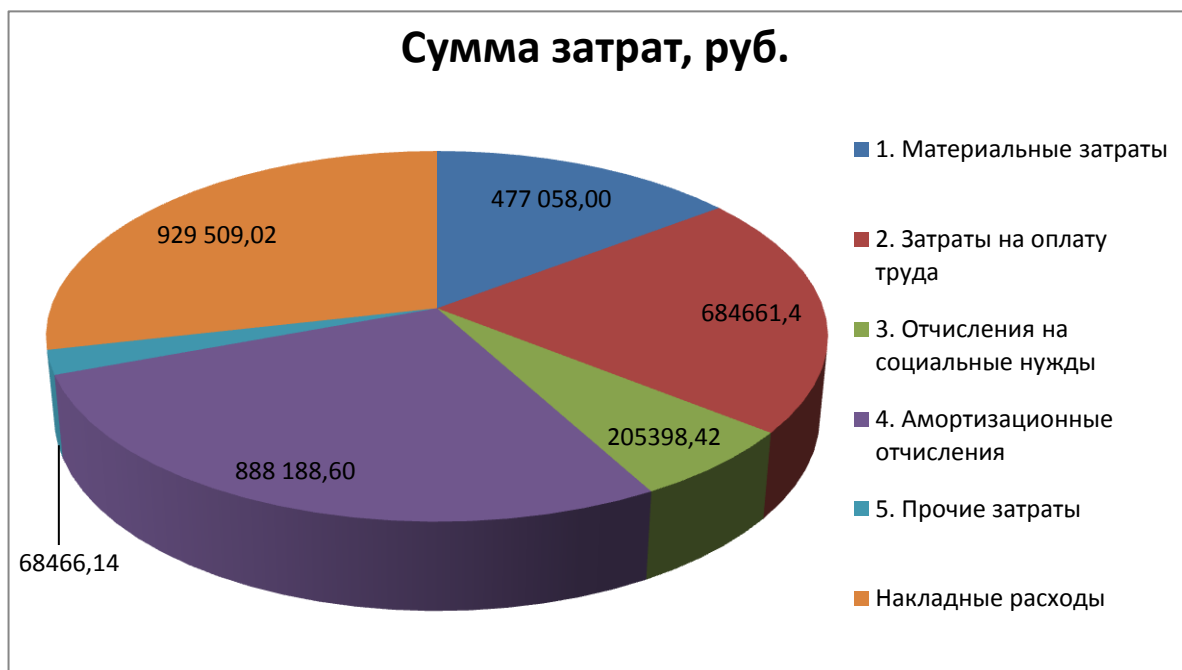


Рисунок 45 - Затраты на проведение работ по рекультивации нефтезагрязненных болотных почв на [REDACTED] месторождении

В результате подсчетов и анализа полученных данных по объекту рекультивации загрязненных земель [REDACTED] месторождения нефтью и ЛАРН можно сделать следующие выводы:

- Основная часть денежных средств расходуется на покупку материалов и заработную плату работникам, объект является трудозатратным. Затраты на выполнение работ по объекту составляют **3 253 281,6** рублей, что является крупной суммой денежных средств.

- В зависимости от объема и площади разлива нефти и нефтепродуктов на местности и во внутренних пресноводных водоемах и водотоках, авария приурочена к аварии территориального значения. Тем не менее, это доказывает, что нанесен большой вред окружающей природной среде, так как работы по рекультивации нефтезагрязненных болотных почв имеют свою специфику.

- Общий ущерб, нанесенный окружающей среде, при моделировании аварии на промышленном нефтепроводе, в денежном выражении оказался равным **1 647 153** руб., без учета заработных выплат работникам и ремонта трубопровода. Поэтому к работам на данном участке, преимущественно, должны допускаться организации с большими финансовыми возможностями, с целью уменьшения рисков срыва работ и обеспечением нормальной финансовой деятельности.

					Финансовый менеджмент	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		126

9. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Рабочей зоной является участок промыслового нефтепровода, который проходит в болотистой местности. Сам трубопровод проложен подземно. Рабочая зона находится под охраной и имеет ограждения и знаки, обозначающие опасный производственный объект, его схему и название. На рабочую зону допускается только уполномоченный персонал компании.

9.1 Производственная безопасность

Вредные и опасные производственные факторы, возникающие при проведении работ по ликвидации аварии и рекультивации земель, приведены в таблице 25.

Таблица 25 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ по ликвидации аварии.

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015г.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Ликвидация аварийного разлива нефти (установка боновых заграждений, емкостей для временного хранения нефти и т.д.) Рекультивация нефтезагрязненных болотных почв	1. Повышенный уровень шума; 2. Вредные вещества; 3. Недостаток естественного света; 4. Отклонение показателей климата;	1. Движущаяся машины и механизмы; 2. Пожаровзрывоопасность.	РД 153-39.4-114-01 [13] РД 153-39.4Р-130-2002 [13] РД-13.100.00-КТН-225-06 [14] РД-13.100.00-КТН-226-06 [14]

					Технология ликвидации аварийного разлива нефти в болотистой местности			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Ботьяновский.И.А			Социальная ответственность	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Антропова Н.А.					127	143
<i>Консульт.</i>		Немцова О.А				ТПУ гр. 3-2БЗА		
<i>Рук-ль ООП</i>		Брцник О.В						

9.1.1 Анализ вредных производственных факторов и мероприятия по их устранению

Вредными производственными факторами называются факторы, отрицательно влияющие на работоспособность или вызывающие профессиональные заболевания и другие неблагоприятные последствия.

Повышенный шум

Источниками шума являются звуки, вызванные в результате производственной деятельностью мотопомпы, автомобилями, привлеченными для необходимых работ по локализации, ликвидации аварий, а также рекультивации нефтезагрязненных земель. Действие шума на человека определяется влиянием на слуховой аппарат и многие другие органы и системы организма, в том числе и нервную систему.

Громкость ниже 80 дБ обычно не влияет на органы слуха.

Длительное действие шума > 85 дБ в соответствии с нормативными документами СН 2.2.4/2.1.8.562-96 и ГОСТ 12.1.003-83, приводит к постоянному повышению порога слуха, к повышению кровяного давления.

Основные методы борьбы с шумом:

- Средства индивидуальной защиты (СИЗ): наушники;
- Соблюдение режима труда и отдыха;
- Коллективные средства защиты: укрытие источников шума в кожухи, кабины, создание шумозащищенных зон, применение малошумных технологических процессов и машин, оснащение шумных машин средствами дистанционного управления и автоматического контроля и т.д.

Вредные вещества

Источником утечки токсичных и вредных веществ является поврежденный нефтепровод.

Действие аварийного разлива нефти на человека определяется влиянием на дыхательную систему человека и на многие другие органы и системы организма, т.е. вызывает головокружение и тошноту, острые и

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		128

хронические отравления, развиваются вегетативные расстройства, расстройства нервной системы, бессонница, мышечные судороги и т.д.

Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны приведены в таблице 26.

Таблица 26 – Предельно допустимые концентрации вредных веществ.

Наименование вещества	ПДК, мг/м ³	Агрегатное состояние	Класс опасности	Особенности действия на организм
Азота диоксид	2	П	3	0
Углерода оксид	20	П	4	0

Основные методы борьбы с токсическим влиянием паров нефти на человека:

- Средства индивидуальной защиты (СИЗ): противогазы, респираторы;
- Соблюдение техники безопасности;
- Соблюдение режима труда и отдыха.

Отсутствие или недостаток естественного света

Работы по ликвидации аварии и рекультивации загрязненных земель проводятся непрерывно, до полного восстановления работоспособности трубопровода и, по возможности, до полной очистки почвы и прилегающих водоемов от нефти, не зависимо от времени суток и времени года. Освещенность необходима для обеспечения нормальных условий работы на открытых площадках. Средства нормализации освещения рабочих мест – искусственное освещение – при работах в ночное время. В ночное время освещение рабочего котлована должно осуществляться прожекторами или светильниками во взрывобезопасном исполнении.

Для местного освещения необходимо применять светильники напряжением не более 12 В, или аккумуляторные фонари (включать и выключать их следует за пределами взрывоопасной зоны).

Отклонение параметров климата

Климат представляет комплекс физических параметров воздуха,

влияющих на тепловое состояние организма. К ним относят температуру, влажность, скорость движения воздуха, интенсивность радиационного излучения солнца, величину атмосферного давления. Максимальная температура данного района Томской области составляет + 36 °С, минимальная – 51 °С.

Работающие в зимний период года должны быть обеспечены спецодеждой с теплозащитными свойствами. При температуре воздуха -40 °С и ниже необходима защита органов дыхания и лица.

В летний период работающие должны быть обеспечены головными уборами исключающие перегрев головы от солнечных лучей.

9.1.2 Анализ опасных производственных факторов и мероприятия по их устранению

Опасными производственными факторами называются факторы, способные при определенных условиях вызывать острое нарушение здоровья и гибели человека.

Механические травмы при основных видах работ

При проведении работ по ликвидации аварийного разлива нефти и рекультивации нефтезагрязненных земель высока возможность получения механических травм. Это может быть воспламенение нефтепродукта или взрыв его паров, повторные подвижки землетрясения. Повреждения могут быть разной степени тяжести вплоть до летального исхода. Для предотвращения повреждений необходимо соблюдать технику безопасности [13].

Организационные и технические меры по обеспечению безопасности, применяемые средства коллективной и индивидуальной защиты, режим проведения работ, а также по оборудованию мест отдыха, приема пищи и санитарно-гигиенических норм до начала работ:

- Оформить наряд-допуск на проведение работ повышенной опасности;

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		130

- Провести внеплановый инструктаж всем членам бригады по выполнению работ повышенной опасности, а также по правилам поведения во взрыво- и пожароопасной обстановке и других опасных условиях и обстоятельствах с росписью в журнале инструктажей на рабочем месте и наряд-допуске;

- Установить наличие и обозначить знаками расположение всех коммуникаций в радиусе проведения работ;

- Проверить исправность используемого оборудования;

На весь период работ. В зоне производства работ ограничить доступ лиц, не задействованных в ликвидации аварийного разлива нефти и рекультивации. Весь персонал, задействованный на работах, должен находиться в спецодежде [13].

Пожароопасность

В процессе испарения разлившихся нефтепродуктов образуется облако топливно-воздушной смеси (ТВС). Наличие источника зажигания в пределах облака ТВС может повлечь за собой воспламенение. Основным поражающим фактором при возгорании нефти является тепловое излучение. Предельно допустимые значения интенсивности теплового излучения пожаров проливов нефти, представлены в таблице 27.

Таблица 27 – Предельно допустимые значения интенсивности теплового излучения

Степень поражения	Интенсивность, кВт/м ²
Безопасно для человека в брезентовой одежде	4,2
Непереносимая боль через 20—30 с Ожог 1-й степени через 15—20 с Ожог 2-й степени через 30—40 с	7,0
Воспламенение хлопка-волокна через 15 мин Непереносимая боль через 3—5 с Ожог 1-й степени через 6—8 с Ожог 2-й степени через 12—16 с	10,5
Воспламенение древесины с шероховатой поверхностью (влажность 12 %) при длительности облучения 15 мин	12,9

На месте производства работ устанавливается противопожарный режим. Места для курения разрешается устраивать на расстоянии, не ближе 300 м от места производства работ.

Автомобили, спецтехника, оборудование и механизмы, а также технические средства, не используемые при работе, следует расположить за территорией проведения работ. Выхлопные трубы от двигателей внутреннего сгорания машин и механизмов должны быть оборудованы искрогасителями.

После прибытия пожарной части руководитель тушения пожара делает выбор способов и приемов прекращения горения, которое зависит от обстановки на пожаре, а также от наличия технических средств подачи огнетушащих веществ.

Основным средством тушения пожаров нефтепродуктов являются воздушно-механические пены. Огнетушащие порошковые составы применяют для тушения небольших проливов, локальных очагов горения на задвижках и фланцевых соединениях, а также в комбинации с пенными средствами (с применением порошковых огнетушителей на отдельных очагах горения) [13].

Взрывоопасность

В процессе испарения разлившихся нефтепродуктов образуется облако топливно-воздушной смеси (ТВС). Наличие источника зажигания в пределах облака ТВС может повлечь за собой воспламенение и взрыв облака ТВС. Таким образом, необходимо убрать источники искрообразования с рабочей зоны. Предельно допустимые значения избыточного давления представлены в таблице 28.

Таблица 28 – Предельно - допустимые значения избыточного давления

Степень поражения	Избыточное давление, кПа
50 %-я вероятность разрыва барабанной перепонки	103
Полное разрушение зданий	100
50 %-ное разрушение зданий	53

Нижний порог разрыва барабанной перепонки	34,5
Средние повреждения зданий	28
Умеренные повреждения зданий (повреждение внутренних перегородок, рам, дверей и т.п.)	12
Нижний порог повреждения человека волной давления	5

Для проведения замеров состояния воздушной среды должны использоваться газоанализаторы АНТ-2М предназначенные для определения предельно допустимых концентраций (ПДК) веществ в воздухе рабочей зоны (в весовых (мг/м³) или объемных величинах (% об.).

Контроль воздушной среды проводится до и после выполнения всех подготовительных мероприятий, предусмотренных нарядом-допуском.

При выборе точек контроля необходимо учитывать место и характер проведения работ, а также метеорологические условия (температуру воздуха, направление и скорость ветра).

Результаты замеров заносятся в наряд-допуск и журнал контроля. Результаты анализа газовоздушной среды сообщаются ответственным лицам и заносятся в «Журнал контроля состояния воздушной среды».

9.2 Экологическая безопасность

В зависимости от характера аварии и от местных условий для сбора разлитой и освобождаемой из трубопровода нефти могут быть использованы следующие сооружения и емкости [13]:

- неповрежденные участки аварийного трубопровода или параллельно проложенного трубопровода;
- земляные амбары, котлованы, обвалования или ямы-накопители, ёмкости существующих защитных противопожарных сооружений или естественные складки местности;
- система заранее подготовленных (например, мелиоративных) каналов, траншей;
- мягкие резиноканевые резервуары или другие емкости.

Утилизация замазученного мусора, растительности

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		133

материалов и грунтов заключается в сборе их в месте временного хранения, предварительном отстое собранного материала, отделении его от водной составляющей и переработке. Место сбора и отстоя замазученного мусора, растительности, расходных материалов и грунтов целесообразней организовывать в локализованной зоне разлива нефти [13]. Место сбора и отстоя может быть оборудовано на площадке с отдельной обваловкой или в котловане с обваловкой, и учётом фильтрационных свойств подстилающего грунта.

В местах временного хранения замазученных отходов должны быть созданы соответствующие условия:

- стекающий нефтепродукт не должен распространяться по площади;
- должен быть организован сток стекаемых нефтепродуктов в отдельный котлован и сбор её из котлована;
- должен быть сооружён подъезд для техники, осуществляющей транспортировку замазученного грунта на оборудованный полигон [13].

9.3 Оценка воздействия на атмосферный воздух

При выполнении работ в период локализации и ликвидации аварии, а также рекультивации на приземный слой атмосферы будет связано с неорганизованными и организованными выбросами загрязняющих веществ (ЗВ) в атмосферу. Выбросы являются неизбежными [13]. Источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух являются:

- автотранспорт при перевозке строительных материалов, рабочих, питания;
- машины и механизмы;
- работы при резке трубы;
- сварочные работы;
- изоляционные работы.

В период ликвидации аварии и рекультивации земель: 1) При

					Социальная ответственность	Лист
						134
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

выполнении сварочных работ в атмосферу выделяется сварочный аэрозоль, в состав которого входят: железа оксид, марганец и его соединения, пыль неорганическая 2) При осуществлении изоляционных работ выделяются: бензол, толуол, ксилол, этилбензол, углеводороды. 3) При резке трубы выделяется железа оксид, марганец и его соединения, диоксид азота, оксид углерода.

9.4 Оценка воздействия на почву

При возникновении аварийной ситуации на промышленном трубопроводе ██████████ месторождения происходит негативное воздействие на почвенно-растительный покров и рельеф местности Тип воздействия – механическое разрушение. Источниками воздействия являются: земляные работы при разработке котлованов; создание временных отвалов грунта, при разработке котлована; передвижение техники; загрязнение отходами производства и т.д.[13].

Для снижения воздействия на поверхность земли необходимо выполнить следующие мероприятия: рекультивация нарушенных земель; для исключения разлива горюче-смазочных материалов (ГСМ) заправка техники должна осуществляться только на временной площадке с твердым покрытием; для исключения загрязнения территории отходами производства должно быть предусмотрена своевременная уборка мусора; запрещение использования неисправных пожароопасных транспортных и строительномонтажных средств и т.д.; При выполнении вышеуказанных мероприятий воздействие на земельные угодья и растительность будет минимальным.

9.5 Безопасность в ЧС

Чрезвычайные ситуации на промышленном нефтепроводе могут возникнуть в результате антропогенного и природного воздействия.

При проектировании подземных трубопроводов следует рассмотреть следующие виды разрушения: разрыв трубопровода, разрушение сварного шва, коррозия металла и т.д. Самым опасным разрушением, как для объекта,

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		135

так и для окружающей среды, является разрыв трубопровода, который несет за собой большие утечки нефти. Поэтому, для предотвращения возможных разрушений, компания всячески исследует и диагностирует работу трубопровода.

Если разрыв трубопровода всё-таки произошёл, первым делом сигнал поступает на узел запорной арматуры, где происходит автоматическое перекрывание задвижек, и на пульт оператора. Далее на пункте аварийно-восстановительных работ (АВР) собираются бригады, под руководством начальника АВР, и выезжают на место аварии, где и происходит локализация и ликвидация ЛАРН, а затем рекультивация местности, загрязненной нефтью.

Локализация нефти осуществляется за счет применения подручных и специальных средств. К ним относят естественные понижения, защитные амбары, траншеи и всевозможные дамбы. В качестве вспомогательных средств по предотвращению разлива применяются природные и искусственные сорбенты, такие как песок, торф и полимерные материалы [14].

9.6 Правовые и организационные мероприятия обеспечения безопасности.

Охрана здоровья персонала, обслуживающего нефтесборный трубопровод, обеспечивается системой мер законодательного, правового, административно-хозяйственного, технико-экономического характера, установлением контроля за состоянием окружающей среды, созданием оптимальных санитарно-гигиенических условий.

Мероприятия по обеспечению безопасности персонала включают в себя:

- выполнение технологического процесса транспортировки нефти в соответствии с действующими правилами и инструкциями;
- применение производственного оборудования, удовлетворяющего требованиям нормативной документации и не

					Социальная ответственность	Лист
						136
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

являющегося источником травматизма и профессиональных заболеваний;

- применение надежно действующих и регулярно проверяемых контрольно-измерительных приборов, устройств противоаварийной защиты, средств получения и передачи информации;

- применение герметичной быстродействующей запорной и регулирующей арматуры и средств локализации опасных и вредных производственных факторов;

- рациональное размещение производственного оборудования и организации рабочих мест;

- профессиональный отбор, обучение работников, проверка их знаний и навыков безопасности труда;

- применение средств индивидуальной защиты работников, таких как спецодежда и спецобувь, выдаваемая работникам предприятием;

- осуществление технических и организационных мер по предотвращению взрыва и противопожарной защите.

В зависимости от рода выполняемых работ при угрозе поражения персонал использует противогазы, респираторы, защитные комплекты.

Первоочередные меры по защите персонала, не принимающего участия в локализации и ликвидации последствий аварий - эвакуация в безопасную зону.

Технические средства, не задействованные в локализации и ликвидации последствий аварий необходимо переместить на безопасное расстояние.

Основными мероприятиями при проведении работ по локализации и ликвидации последствий аварий по защите здоровья и жизни людей, работающих или находящихся в опасной зоне, являются:

- организацию охраны и ограничение доступа населения в район аварии;

- организацию дежурства бригад скорой помощи и пожарных

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		137

в районе аварии;

- ограждение зоны аварии;
- соблюдение мер противопожарной безопасности;
- оказание помощи пострадавшим, их эвакуации и лечения;
- организацию мониторинга окружающей среды в зоне аварии;
- приведение в готовность приемных отделений больниц для

приема пострадавших отравления парами нефти (газом) и ожогов в случае возникновения пожаров.

Медицинское обеспечение организуется в целях своевременного оказания медицинской помощи рабочим, служащим, а также эвакуации их в лечебные учреждения.

При этом важно своевременно и правильно оказать пострадавшему первую помощь (до оказания помощи медицинским работником). До оказания первой помощи необходимо выяснить характер повреждения (ушиб, ожог, отравление и т.д.) и, по возможности, степень его тяжести, ограничиваясь при этом расспросом пострадавшего и осмотром поврежденного участка.

Территория района расположения трассы трубопровода слабо заселена. Объекты обустройства расположены вне мест проживания людей на достаточном удалении от населенных пунктов, поэтому в случае возникновения аварии население не пострадает.

					Социальная ответственность	Лист
						138
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При выполнении выпускной квалификационной работы проведено исследование технических решений по основным требованиям к ликвидации аварий на участках магистральных нефтепроводов, по повышению несущей способности грунтов на заболоченной местности, по сооружению ремонтной, вспомогательной площадок и ремонтного котлована.

С целью соблюдения внутренней логики между разделами дипломной работы, произведено описание географии распространения болот, их общие сведения, а также характеристика и расположение болот Томской области, рассмотрены требования к ликвидации аварий и инцидентов на участках магистральных нефтепроводов, расположенных на болотах;

Выявлено, что рекультивация производилась в сложных условиях болот. Показан масштаб данного объекта, а так же его влияние на развитие данного региона.

Анализ данных, полученных при изучении технологий рекультивации нефтезагрязненных болотных почв при аварии на промышленном нефтепроводе ██████████, может быть применен в дальнейшем, как для предупреждения аварий на трубопроводах, так и для возможной разработки новых, не существующих в природе видов микроорганизмов.

В результате выполнения работы были достигнуты поставленные цели и решены сформулированные задачи, показана практическая значимость работы, получены теоретические навыки в технологии по рекультивации нефтезагрязненных болотных почв.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Технология ликвидации аварийного разлива нефти в болотистой местности			
Разраб.		Ботяновский И.А.			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Антропова Н.А.					139	143
Консульт.								
Рук-ль ООП		Брисник О.В.						
						ТПУ гр. 3-2Б3А		

Список использованных источников

1. ГОСТ Р 55990-2014 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования. – Введ. 2014-12-01. – М.: Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 1 апреля 2014 г. N 278-ст.
2. «Методические рекомендации по выявлению деградированных и загрязненных земель». – М.: Минприроды России и Роскомзем от 27 декабря 1993 года.
3. ГОСТ 17.5.1.01-83. Охрана природы. Рекультивация земель. – Введ. 1984-07-01. – М.: Постановление Государственного комитета СССР по стандартам 13.12.83 N 5854
4. Ф.М. Зимин, А.И. Голованов, Введение в природообустройство (учебное пособие для лицеев и профильных классов), 2-ое издание. М: – Москва 2003, с.63.
5. РД-13.020.40-КТН-208-14 «Рекультивация земель, нарушенных и загрязненных при аварийном и капитальном ремонте». – Введ. 2014-11-25. – М.: ОАО «АК «Транснефть», 1997;
6. ГОСТ 17.5.3.04-83. Охрана природы (ССОП). Земли. Общие требования к рекультивации земель. – Введ. 1984-07-01. – М.: Постановление Государственного комитета СССР по стандартам 30.03.83 N 1521
7. Н.И. Пьявченко. Лесное болотоведение. Основные вопросы. М.: АН СССР, 1963. - 192 с.
8. СНиП III-42-80*. Магистральные трубопроводы. – Введ. 1981-01-01. – М.: Минстрой России, 1981.
9. Приказ Минприроды России № 238 "Об утверждении Методики исчисления размера вреда, причиненного почвам как объекту охраны

					Технология ликвидации аварийного разлива нефти в болотистой местности		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		Ботяновский.И.А			Список использованных источников		
<i>Руковод.</i>		Антропова Н.А.					
<i>Консульт.</i>							
<i>Рук-ль ООП</i>		Брцник О.В					
					<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
					140	143	143
					ТПУ гр. 3-2Б3А		

окружающей среды"– Введ. 2010-07-08 (ред. от 25.04.2014). – М.: Минстрой России, 07.09.2010.

10. М. Х. Султанов, А. Л. Шурайц, Д. И. Егоров «Методы оценки технического состояния трубопровода по характеристике безопасности».
11. СП 36.13330.2012. Свод правил «Магистральные трубопроводы». Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*. – Введ. 2013-07-01.
12. Учебное пособие по расчету ущерба окружающей природной среде при авариях на нефтепроводах с использованием программного продукта «Аварии на нефтепроводах». Фомина Е.Е.– М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2009. – 56 с.
13. РД 153-39.4-114-01 «Правила ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах». – Введ. 2002-02-20. – М.: Госгортехнадзор, 2001;
14. РД 13.100.00-КТН-225-06 «Система организации работ по охране труда на нефтепроводном транспорте». – Введ. 09.06.2006 г. – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2000;
15. Постановление Правительства Российской Федерации от 15.04.2002 г. № 240 «О порядке организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.consultant.ru/document/> (дата обращения 11.01.2014 г.).
16. Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ (в редакции Федерального закона от 15.02.2014 г. № 22-ФЗ) [Электронный ресурс]. –Режим доступа:<http://www.consultant.ru/document/> (дата обращения 10.05.2018 г.)

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Список использованных источников	141

17. Техника и технологии локализации и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов : справочник / под ред. И. А. Мерициди. СПб.: Профessional, 2008. 824 с.: ил.. Научно-промышленная энциклопедия России. Библиография в конце разделов.. ISBN 978-5-91259-016-0.
18. Воробьев, Юрий Леонидович Предупреждение и ликвидация аварийных разливов нефти и нефтепродуктов / Ю. Л. Воробьев, В. А. Акимов, Ю. И. Соколов; Институт риска и безопасности (ИРБ). 2-е изд., стер.. Москва: Ин-т риска и безопасности, 2007. 368 с.: ил.Библиогр.: с. 370-375.. — ISBN 978-5-89635-0552.
19. РД-23.040.00-КТН-073-15 Вырезка и врезка катушек, соединительных деталей, запорной и регулирующей арматуры. подключение участков магистральных трубопроводов.
20. СНиП 2.05.06-85* Магистральные трубопроводы. [Электронный ресурс].– Режим доступа: http://ohranatruda.ru/ot_biblio/normativ/ (дата обращения 08.05.2018 г.).
21. РД-13.020.40-КТН-177-13 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. План по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов. Требования к содержанию, порядку разработки, согласования и утверждения (взамен РД-13.020.40-КТН-003-10, РД-13.020.40-КТН-329-06). [Электронный ресурс]. – Режим доступа (доступ органичен): <http://gisprofi.com/gd/documents/> (дата обращения 19.03.2018 г.).
22. РД-13.020.40-КТН-195-13 (с изм. 01. 2014 г.) Табель оснащения нефте- и нефтепродуктопроводных предприятий ОАО «АК «Транснефть» техническими средствами для ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов на подводных переходах магистральных нефте- и нефтепродуктопроводов (взамен РД 153-39.4Р-125-02, РД 153-39.4-143-99).

23. РД-13.020.00-КТН-020-14 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Ликвидация аварий и инцидентов. Организация и проведение работ.
24. Приказ Минприроды России от 29.06.2009 г. № 191 «Об утверждении Административного регламента исполнения Федеральной службой по надзору в сфере природопользования государственной функции по осуществлению федерального государственного экологического надзора». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.rg.ru/2013/01/23/> (дата обращения 10.05.2018 г.).
25. Федеральный закон «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» от 21.12.1994 г. № 68–ФЗ. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.consultant.ru/document/> (дата обращения 01.13.2015 г.).
26. ОР-03.100.30-КТН-154-13 Порядок проведения учебно-тренировочных занятий в ОАО «АК «Транснефть». [Электронный ресурс]. – Режим доступа (доступ органичен): <http://gisprofi.com/gd/documents/> (дата обращения 18.06.2015 г.).
27. ОР-03.100.30-КТН-150-11 Порядок организации огневых, газоопасных и других работ повышенной опасности на взрывопожароопасных и пожароопасных объектах организаций системы «Транснефть» и оформления нарядов-допусков на их подготовку и проведение.
28. Федеральный закон от 22.08.1995 № 151-ФЗ «Об аварийно-спасательных службах и статусе спасателей». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://base.consultant.ru/> (дата обращения 20.03.2018 г.).