

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
«Ликвидация аварийного разлива нефти на подводном переходе магистрального нефтепровода»

УДК 504.5:665.6:622.692.4.053(204.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4А	Ковалева Ирина Александровна		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ОСГН	Макашева Ю.С.			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ОКД	Абраменко Н.С.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

ТРЕБОВАНИЯ К РЕЗУЛЬТАТАМ ОСВОЕНИЯ ПРОГРАММЫ БАКАЛАВРИАТА

21.03.01 Нефтегазовое дело

Планируемые результаты обучения

<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 общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7, ОК-8) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3e)
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с	Требования ФГОС ВО

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
	интерпретацией полученных результатов с использованием <i>современных методов моделирования и компьютерных технологий</i>	<i>(ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)</i>
<i>в области проектной деятельности</i>		
Р11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)</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 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
2Б4А	Ковалевой Ирине Александровне

Тема работы:

«Ликвидация аварийного разлива нефти на подводном переходе магистрального нефтепровода»
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	Объектом исследования является магистральный нефтепровод, прокладываемый через подводный переход.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	1) Рассмотреть классификацию подводных переходов; 2) проанализировать причины аварий на подводном переходе магистрального нефтепровода; 3) рассмотреть способы локализации и ликвидации аварийных разливов нефти на подводном переходе магистрального нефтепровода;

	4) рассчитать ущерб при аварии, определить угол установки и длину боновых заграждений на подводном переходе магистрального нефтепровода.
--	--

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 ОСГН
«Социальная ответственность»	Абраменко Никита Сергеевич, ассистент ОКД

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 ОНД	Антропова Наталья Алексеевна	К.Г. – М.Н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4А	Ковалева Ирина Александровна		

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль 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

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
15.03.2018	<i>Классификация подводных переходов</i>	10
25.03.2018	<i>Способы прокладки подводных переходов</i>	10
06.04.2018	<i>Причины возможных аварий и повреждений на подводных переходах</i>	10
15.04.2018	<i>Методы локализации и ликвидации аварийных разливов на подводных переходах магистрального нефтепровода</i>	10
25.04.2018	<i>Расчетная часть</i>	10
30.04.2018	<i>Финансовый менеджмент</i>	10
30.04.2018	<i>Социальная ответственность</i>	10
15.05.2018	<i>Заключение</i>	10
25.05.2018	<i>Презентация</i>	20

Составил преподаватель:

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

СОГЛАСОВАНО:

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

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4А	Ковалевой Ирине Александровне

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль <u>«Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»</u>

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	1. <i>Расчет сметной стоимости выполняемых работ, согласно применяемой техники и технологии</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	2. <i>Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций, нормы расхода материалов, инструмента и др.</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	3. <i>Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	1. <i>Технико-экономическое обоснование целесообразности внедрения новой техники или технологии выполнения работ</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	2. <i>Структура затрат на выполнение работ</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	3. <i>Расчет экономической эффективности внедрения нового решения</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Структура затрат на выполнение работ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ОСГН	Макашева Ю.С.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4А	Ковалева Ирина Александровна		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4А	Ковалевой Ирине Александровне

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

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика магистрального нефтепровода на подводном переходе.

1. Объектом данного исследования является магистральный нефтепровод.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1 Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; - действие фактора на организм человека; - приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); - предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства) 	<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1 Проанализировать выявленные вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; - превышение уровней шума; - превышение уровней вибрации; - недостаточная освещенность рабочей зоны; - повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися.
<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - механические опасности (источники, средства защиты); - термические опасности (источники, средства защиты); - электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); 	<p>2. Проанализировать выявленные опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - движущиеся машины и механизмы; - утечки токсичных и вредных веществ в рабочую зону.
<p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> - защита селитебной зоны - анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); - анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); - разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> - анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); - анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> - перечень возможных ЧС на объекте; - выбор наиболее типичной ЧС; - разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; - разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; - разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по 	<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> - перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; - выбор наиболее типичной ЧС; - разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;

ликвидации её последствий	- разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий
<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 	<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны
Перечень графического материала:	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)	

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ОКД	Абраменко Н.С.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4А	Ковалева Ирина Александровна		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 113 с., 23 рис., 26 табл., 35 источников, 2 прил.

Ключевые слова: ликвидация, подводный переход, аварийный разлив, магистральный нефтепровод, расчет ущерба

Объектом исследования является магистральный нефтепровод прокладываемый на подводном переходе

Цель работы – анализ технологии ликвидации аварийного разлива нефти на подводном переходе магистрального нефтепровода

В процессе исследования был произведен расчет ущерба, угол и длина установки бонового заграждения. Рассмотрена классификация подводных переходов, представлен анализ аварий на подводных переходах магистрального нефтепровода, рассмотрены способы локализации и ликвидации аварийного разлива.

Область применения: ликвидация аварийного разлива нефти на подводном переходе магистрального нефтепровода.

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

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Ликвидация аварийного разлива нефти на подводном переходе магистрального нефтепровода		
Разраб.		Ковалева И.А.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Антропова Н.А.				11	114
Консульт.					НИ ТПУ гр. 2Б4А		
Рук-ль ООП		Брисник О.В.					

Термины и сокращения

В работе использованы следующие термины с соответствующими определениями:

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

- смертельным травматизмом людей;
- травмированием людей с потерей трудоспособности;
- воспламенением нефти или взрывом её паров;
- загрязнением рек, водоемов и водотоков сверх пределов, установленных стандартом на качество воды;
- утечками нефти объемом 10 м³ и более.

Инцидент на магистральном нефтепроводе - отказ или повреждение оборудования, технических устройств, применяемых на объектах, отклонение от режима технологического процесса, нарушение положений Федерального закона о промышленной безопасности опасных производственных объектов, других Федеральных законов и иных нормативных правовых актов РФ, а также нормативных технических документов, устанавливающих правила ведения работ на объектах магистрального нефтепровода.

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

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
					<i>Ликвидация аварийного разлива нефти на подводном переходе магистрального нефтепровода</i>		
Разраб.		Ковалева И.А.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Антропова Н.А.				12	114
Консульт.					НИ ТПУ гр. 2Б4А		
Рук-ль ООП		Брисник О.В.					

Магистральный нефтепровод - инженерное сооружение, состоящее из подземных, подводных, наземных и надземных трубопроводов и связанных с ними насосных станций, хранилищ нефти и других технологических объектов, обеспечивающих транспортировку, приемку, сдачу нефти потребителям или перевалку на другой вид транспорта.

Магистральные трубопроводы — трубопроводы и отводы от них диаметром до 1420 мм включительно с избыточным давлением среды свыше 1,18 МПа (12 кгс/см²) до 15 МПа (153 кгс/см²), предназначенные для транспортирования углеводородов от места производства к месту потребления.

Разлив нефти – это сброс сырой нефти, нефтепродуктов, смазочных материалов, смесей, содержащих нефть и очищенных углеводородов в окружающую среду, произошедший в результате аварийной ситуации при добыче, транспортировке и хранении нефти.

Боновые заграждения - плавучие заграждения, служащие для ограничения распространения чего-либо по поверхности воды.

Применялись следующие сокращения:

АР – аварийный разлив;

БЗ – боновые заграждения;

МН – магистральный нефтепровод;

НАСФ - нештатные аварийно-спасательные формирования;

ПЛВА – план ликвидации возможных аварий;

ПЛРН - план по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов;

ППМН – подводный переход магистрального нефтепровода;

РДП – районный диспетчерский пункт;

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

ЧС – чрезвычайная ситуация;

ЭХЗ – электрохимическая защита

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

Оглавление

Введение.....	16
1 Обзор литературы	18
2 Классификация подводных переходов	20
3 Способы прокладки подводных переходов.....	24
3.1 Прокладка подводных трубопроводов траншейным способом	24
3.2 Виды бестраншейной прокладки трубопроводов.....	25
4 Причины возможных аварий и повреждений на подводных переходах.....	31
5 Методы локализации и ликвидации аварийных разливов нефти на подводных переходах магистрального нефтепровода	35
5.1 Организация работ по локализации и ликвидации аварийного разлива нефти	35
5.2 Локализация аварийного разлива с помощью боновых заграждений....	36
5.3 Ликвидация аварийного разлива нефти.....	45
6 Защитные устройства для подводного перехода магистрального нефтепровода	52
6.1 Защита подводного перехода с помощью сорбирующего покрытия	52
6.2 Способ очистки загрязненных нефтью берегов.....	56
7 Расчетная часть.....	59
7.1 Расчёт ущерба водному объекту, почве и атмосфере при порыве нефтепровода в месте подводного перехода.....	59
7.2 Оценка степени загрязнения земель	69
7.3. Оценка степени загрязнения водных объектов.....	70
7.4 Оценка загрязнения атмосферного воздуха	72
7.5 Баланс количества вылившейся и потерянной нефти	74
8 Оценка ущерба, подлежащего компенсации, окружающей природной среде от загрязнения земель	76

					<i>Ликвидация аварийного разлива нефти на подводном переходе магистрального нефтепровода</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Ковалева И.А.</i>			Оглавление	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Антропова Н.А.</i>					14	113
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр. 2Б4А		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брисник О.В.</i>						

9	Оценка ущерба окружающей природной среде, подлежащего компенсации, от загрязнения атмосферы испарениями нефти.....	77
10	Оценка ущерба окружающей природной среде, подлежащего компенсации, от загрязнения нефтью водных объектов.....	79
11	Плата за загрязнение окружающей природной среды при авариях на магистральных нефтепроводах.....	80
12	Расчет угла и длины необходимого количества боновых заграждений.....	81
13	Социальная ответственность	84
13.1	Производственная безопасность	84
13.2	Экологическая безопасность.....	90
13.3	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	91
13.4	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	93
14	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	98
14.1	Расчет сметной стоимости работ по ликвидации аварийного разлива нефти на подводном переходе магистрального нефтепровода.....	98
	Заключение	107
	Список литературы	108
	Приложение 1	113
	Приложение 2	114

Введение

При эксплуатации магистральных трубопроводов существует **актуальная** проблема в том, что при аварийном разливе (далее АР) трубопроводов происходит загрязнение окружающей среды, которое влечет за собой огромные штрафы, а также затраты на ликвидацию последствий аварии со стороны эксплуатирующего предприятия.

К наиболее важным относят АР нефти на переходах трубопроводов через водные объекты. В настоящее время около 80% всех аварийных ситуаций на магистральных нефтепроводах возникает в результате размыва грунта вокруг труб на подводных переходах и образования оголенных участков нефтепровода, подвергающихся силовому воздействию потока и всего 20% – приходится на коррозию и механические повреждения.

АР на водных объектах гораздо опаснее разливов на наземной части тем, что многократно увеличивается площадь загрязнения, время и средства на локализацию зоны загрязнения и ликвидацию последствий аварии. Основной задачей при ликвидации АР нефти на водной поверхности, не допустить загрязнения береговой полосы, так как затраты на ликвидацию последствий аварии возрастают. Сложность устранения АР на водных поверхностях заключается в необходимости привлечения дорогостоящего оборудования и спецтехники (моторные лодки, боновые заграждения, нефтесборное оборудование и техника). Дополнительная сложность заключается в отсутствии подъездных путей для спецтехники.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
					<i>Ликвидация аварийного разлива нефти на подводном переходе магистрального нефтепровода</i>		
Разраб.		Ковалева И.А.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Антропова Н.А.				16	114
Консульт.					Введение НИ ТПУ гр. 2Б4А		
Рук-ль ООП		Брисник О.В.					

Цель работы – анализ технологии ликвидации аварийного разлива нефти на подводном переходе магистрального нефтепровода.

Задачи:

1. Рассмотреть классификацию подводных переходов.
2. Анализ причин аварий на подводном переходе магистрального нефтепровода (ППМН).
3. Анализ способов локализации и ликвидации аварийных разливов на ППМН.
4. Привести расчеты ущерба при аварии на ППМН. Определить угол установки боновых заграждений и их длину.

Объект исследования. Ликвидация аварийного разлива нефти на подводном переходе магистрального нефтепровода.

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

1 Обзор литературы

При написании выпускной квалификационной работы была использована научная и учебно-методическая литература, а также руководящие документы и строительные нормы и правила.

Основными источниками, раскрывающими данную тему стали:

1. СНиП 2.05.06-85* «Магистральные трубопроводы».
2. СНиП 1.02.07-87 «Инженерные изыскания для строительства».
3. Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах. РД. Госгортехнадзор России, М., 2002.
4. Притула В.В. Вероятностная оценка аварии на подводном переходе магистрального нефтепровода/ Притула В.В., Артемьева С.А.// Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2012. - № 1(29). – С. 18-19;
5. РД-13.020.00-КТН-020-14 «Ликвидация аварий и инцидентов. Организация и проведение работ».
6. РД-13.020.40-КТН-025-14 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Требования к разработке плана по предупреждению и ликвидации разливов нефти (нефтепродуктов) на переходах МН (МНПП) через водные преграды».
7. [Электронный ресурс]: Аналитический обзор методов удаления нефтепродуктов с поверхности воды. №78-1 – Режим доступа: <https://novainfo.ru/article/14727>. Дата обращения: 15.04.2018
8. Сальников, А.В. Методы строительства подводных переходов газонефтепроводов на реках Печорского бассейна [Текст] : учеб. пособие / А.В. Сальников, В.П. Зорин, Р.В. Агиней. – Ухта: УГТУ, 2008. – 108 с., ил.

В данных источниках расписана методика аварийно-восстановительных работ, классификация подводных переходов.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Ликвидация аварийного разлива нефти на подводном переходе магистрального нефтепровода			
Разраб.		Ковалева И.А.			Обзор литературы	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Антропова Н.А.					18	114
Консульт.								
Рук-ль ООП		Брисник О.В.						
					НИ ТПУ гр. 2Б4А			

Представлен сравнительный анализ причин возможных аварий на подводных переходах, а также методы локализации и ликвидации аварийных разливов нефтепродуктов. Рассмотрены методы и способы прокладки подводных переходов через водные преграды.

В расчетной части были использованы материалы из руководящего документа, отраслевого регламента и методика определения ущерба.

1. Методика определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах. – Утв. Минтопэнерго 1 ноября 1995. – Режим доступа: <http://meganorm.ru/Index2/1/4293836/4293836449.htm>. Дата обращения: 09.04.2018

2. Порядок определения размеров ущерба от загрязнения земель химическими веществами. – М.: Роскомзем, 1993.

3. ОР-13.020.30-КТН-161-13. Отраслевой регламент «Порядок применения действующих методик расчета ущерба окружающей среде при инцидентах и авариях с разливами нефти и нефтепродуктов. Примеры расчетов».

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

2 Классификация подводных переходов

Трубопроводы на подводных переходах через водоемы классифицируются по различным признакам. Основными признаками являются ширина и глубина водной преграды.

Существует два фактора исходя из которых определяется граничная длина подводных переходов:

- для многониточных переходов - участок, ограниченный камерами пуска приёма ОУ, установленных на берегах;
- для однониточных переходов - участок, ограниченный запорной арматурой и уровнем вод не ниже отметок 10 % обеспеченности (уровень воды в водоеме, до которого вода может подниматься в течение ста лет в 10 раз).

«Подводные переходы через водные преграды в зависимости от условий работы, диаметра трубопровода и судоходности водной преграды относятся к категориям I, II и В в соответствии с» [1].

«Подводные переходы подразделяются по группам сложности в зависимости от ширины водного объекта (табл.1) в соответствии с» [2]:

Таблица 1 – Группы сложности подводных переходов в зависимости от ширины водного объекта

Группа сложности перехода	Характеристики условий пересечения водного объекта
<u>Малые переходы</u>	Ширина зеркала воды в межень для створа пересечения трассой до 30 м при средних глубинах воды 1,5м
<u>Средние переходы</u>	Ширина зеркала воды в межень для створа пересечения трассой от 31 до 75 м при средних глубинах воды более 1,5м
<u>Большие переходы</u>	Ширина зеркала воды в межень для створа пересечения более 75м. Ширина зеркала воды в межень для створа пересечения менее 75м, но зона затопления составляет более 500 м (10% вероятности превышения при 20 - дневном стоянии уровней воды)

					<i>Ликвидация аварийного разлива нефти на подводном переходе магистрального нефтепровода</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Ковалева И.А.</i>			Классификация подводных переходов	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Антропова Н.А.</i>					20	114
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр. 2Б4А		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брисник О.В.</i>						

В зоне перехода по плановым и глубинным переформированиям русла участки рек подразделяются на категории (табл.2) [3]:

Таблица 2 – Категории участков рек

Категории	Глубинные и плановые переформирования	Характеристика	Примечание
I	Глубинные переформирования не превышают 1 м/год, а плановые незначительны.	Реки шириной до 50 м ленточно – грядового, осередкового и побочного типов, а также реки шириной более 50 м с устойчивым дном и берегами.	Опасность оголения труб полностью исключается, если глубина их заложения более 1 м, а врезка в берег более 5 м.
II	Глубины переформирования достигают 2 м, а плановые – 10 м.	Реки шириной более 50 м ленточно – грядового и побочного типов.	Трубопроводы не оголяются и не подвергаются силовому воздействию потока, если они заглушены больше чем на 2 м, а врезка в берег больше 15 м.
III	Наибольшие глубинные переформирования достигают 2 м, а плановые – от 11 до 100 м.	Участки переходов через реки с ограниченным, незавершенным и свободным типом меандрирования, а также участки пойменной многорукавности.	
IV	Переформирования русла в течение нескольких дней или недель могут достигнуть по глубине более 2 м, а в плане – несколько десятков метров.	Участки горных рек с особыми формами руслового процесса, реки с явно выраженной неустойчивостью русла.	Строительство подводных переходов через такие участки рек нецелесообразно.

«П.П. Бородавкин и О.Б. Шадрин в 1967 г. предложили классификацию, она основана на продолжительном изучении условий работы подводных трубопроводов в различных гидролого-морфологических условиях. Такая классификация учитывает тип руслового процесса, ширину реки, вид грунта, составляющего русло, скорость течения и другие показатели»[3].

Участки 1 категории – «это участки, на которых глубинные переформирования малозначительны. При полном проявлении деструкций русла в большинстве случаев трубопроводы на этих участках не размываются. К данной категории участков подводных переходов относятся мелкие реки (шириной до 50 м) ленточно-грядового, осередкового и побочного типов, а еще средние и большие реки с устойчивыми берегами и руслами (в скальных грунтах при толщине аллювиального слоя менее 1 м). Угроза размыва трубопровода как правило исключается, в случае если глубина залегания выше 1 м, а врезка в берег 3-5 м» [3].

«Участки 2 категории – к ним относятся глубинные деформации – до 2 м, а плановые – до 10 м. К данной категории относятся участки подводных переходов сквозь средние и большие реки ленточного-грядового и побочного типов» [3].

Участки 3 категории – это участки в которых «наибольшие глубинные переформирования русла до 2 м и плановое переформирование до 100 м. К данной категории относятся участки подводных переходов через малые, средние и большие реки с русловым ходом ограниченного, незавершенного и свободного на подобии меандрирования и пойменной многорукавности в зависимости от плановых переформирований» [3]. «Вероятные размывы участка подводного перехода предполагают огромную угрозу вследствие значимой проблемы четкого определения наибольших плановых переформирований. Еще имеется угроза повреждения трубопровода от гидродинамического влияния потока, ледохода, а также якорями и волокушами судов и плотов (как правило, суда проходят по предельным глубинам, размещенным у размывающего вогнутого берега и на поворотах реки)»[3].

«Участки 4 категории – это участки рек с особенными формами руслового процесса: горные реки, селевые потоки, реки с ярко выраженными неустойчивым руслом (максимальные плановые и глубинные

					Классификация подводных переходов	Лист
						22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

переформирования больше 2 м могут происходить в течение нескольких дней, недель или месяцев). В каждом конкретном случае принимаются соответствующие решения по глубине заложения и врезке трубопровода в берег, учитывающие условия водной преграды, а также необходимость сооружения надводных переходов» [3].



Рисунок 1 -Подводный переход трубопровода через водную преграду

Вывод: На участках 1 категории эксплуатация переходов, как правило, ведется без каких-либо осложнений; на участках 2 - й и особенно 3 - й категории размывы труб (при неправильном определении глубины заложения) очень часты. Размывы во многих случаях сопровождаются разрушениями труб. На участках 4-й категории строить подводные переходы не рекомендуется.

3 Способы прокладки подводных переходов

«Подводный переход, в большинстве случаев, представляет из себя двухтрубную систему. Пересечение водной преграды при меженном уровне воды от 75 м осуществляется с обязательной укладкой резервной нитки нефтепровода по» [1].

Подводные переходы через естественные и искусственные преграды выполняются двумя способами: траншейным и бестраншейным.

3.1 Прокладка подводных трубопроводов траншейным способом

Укладка производится несколькими способами, которые можно разбить на три группы:

1. «Протаскивание нефтепровода по дну водоема – при помощи троса нефтепровод протаскивают с одного берега на другой по дну подводной траншеи. При данном способе отсутствуют проблемы, связанные с судоходством. Во избежание всплытия нефтепровод протаскивают одновременно с заливкой внутрь него воды, с учетом положительной плавучести нефтепровода незаполненном состоянии» [3].

Основные операции по укладке нефтепровода методом протаскивания по дну водоема:

- Сваривание трубопровода на берегу, опрессовывание, изолирование, футеровка, балластировка;
- Установка спусковой дорожки;
- Укладка тягового троса на дне подводной траншеи;
- С помощью тракторов и лебедок протаскивание трубопровода через водные преграды;

					<i>Ликвидация аварийного разлива нефти на подводном переходе магистрального нефтепровода</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Ковалева И.А.</i>			Способы прокладки подводных переходов	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Антропова Н.А.</i>					24	114
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр. 2Б4А		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брисник О.В.</i>						

- После окончания работ по протаскиванию трубопровода осуществляют водолазное обследование трубопровода. Далее определяют положение трубопровода и засыпают грунтом.

Ко времени укладки трубопровода должен быть подготовлен трубопровод, береговые и подводные траншеи. После того как установлено что все сведения подводной траншеи отвечают проектным, приступают к протаскиванию трубопровода.

2. Погружение нефтепровода полной длины с поверхности водоема – нефтепровод, готовый к укладке, устанавливают на плаву над разработанной траншей, далее происходит опускание в траншею нефтепровода путем его заполнения водой.

3. Погружение секций нефтепровода с последовательным наращиванием на дне водоема – используют для переходов водных преград с обширной протяженностью. Нефтепровод укладывается с помощью трубоукладочного судна, с последующим наращиванием секций.

3.2 Виды бестраншейной прокладки трубопроводов

«Способы бестраншейного строительства применяют при пересечении рек и других водоемов как замену траншейной или воздушной прокладке» [3].

Методы прокладки бестраншейным способом:

1. Расширение пробуренных скважин раскатчиком.

«Реверсивный раскатчик скважин специализирован для проходки скважин (вертикальных, наклонных и горизонтальных) в дисперсных уплотняемых грунтах, и в грунтах которые содержат крупнообломочные частички» [3].

Суть метода состоит в том, что сначала с помощью установки пробуривается лидерная скважина, а затем с помощью раскатчика она

расширяется, и в нее затягиваются трубы, при этом скважину расширяют без бентонитового раствора.

Раскатчик может сохранять работоспособность в грунтах до 4 категории с твердыми включениями (величина которых до 1/3 диаметра раскатчика), которые закатываются им в стенки скважины при ее образовании.

«Раскатчик обеспечивает гладкие стенки скважин, и исключает повреждение труб. Уплотнение околотрубного пространства повышает срок службы трубопровода» [3].

Эффективность раскатчика заключается в следующем:

- Отсутствие интенсивного шума по сравнению с ударными способами проходки;
- Снижение энергозатрат по сравнению с ударным и статистическим проколом;
- Высокая точность проходки;
- Проходка скважин в гравелистых и галечниковых грунтах.

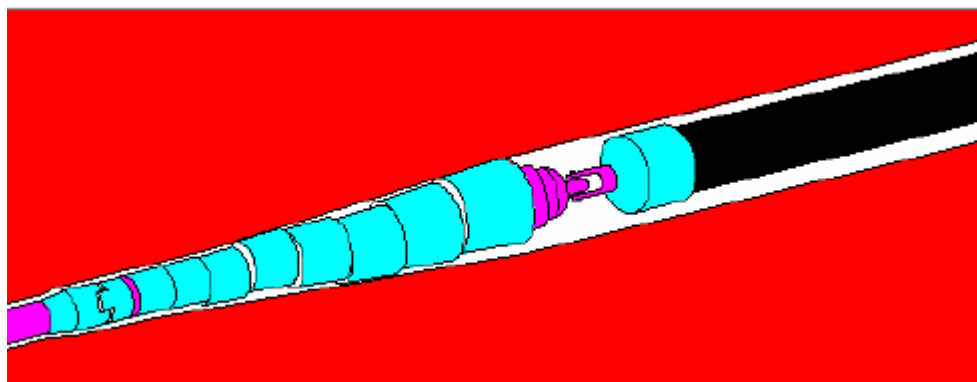


Рисунок 2 - Внешний вид раскатчика в момент раскатки скважины с одновременным протаскиванием трубопровода

2. Горизонтальное (наклонное) направленное бурение (ГНБ).

«Сущностью метода является использование специальных буровых станков (буров, штанг), которые обеспечивают предварительное (пилотное) бурение по рассчитанной траектории с последующим расширением скважины (набор расширителей и буровых головок, которые могут

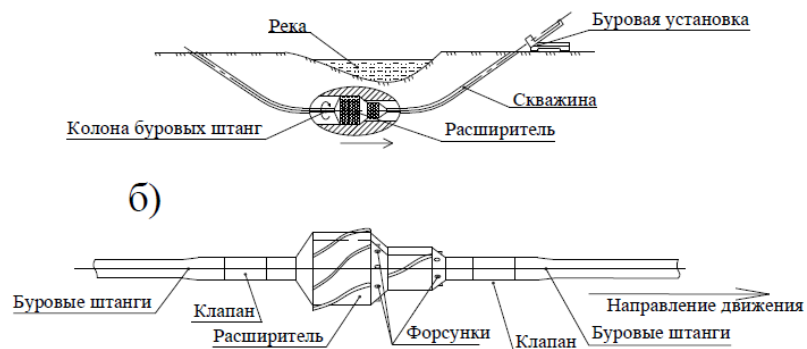
омываться буровым раствором) и протаскиванием в образовавшуюся полость трубопровода» [3].

Этапы строительства подводного перехода методом ГНБ:

I - Бурение пилотной скважины



II - Расширение скважины



III - Протаскивание трубопровода

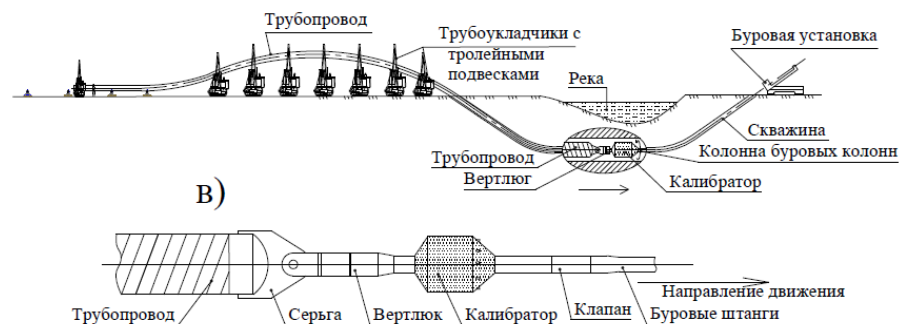


Рисунок 3 - Этапы строительства подводного перехода методом ГНБ [3]

- а) состав инструмента при бурении пилотной скважины; б) состав инструмента при расширении и калибровке пилотной скважины бочкообразным расширителем; в) состав инструмента при протаскивании трубопровода.

«Буровой раствор – это смесь воды и специальных добавок, соотношение и концентрация которых определяется в соответствии с типом грунта и условиями бурения. Основными ингредиентами бурового раствора являются специальные глины – бетониты и полимеры. Также используются добавки для улучшения химического состава воды и предотвращения налипания грунта на буровой инструмент штанги» [3].

«Буровой раствор обеспечивает:

- Размыв грунтов в забое скважины с применением гидромониторной буровой головки;
- Устойчивость ствола и кольматацию стенок скважин;
- Поддержание бурового шлама в скважине во взвешенном состоянии и удаление его из скважины;
- Охлаждение буровой головки, расширителя и передатчика;
- Снижение величины трения рабочего трубопровода о стенки скважины при его протаскивании;
- Снижение опасности возможного повреждения изоляционного покрытия на трубопроводе при его протаскивании.

Высококачественный буровой раствор позволяет снизить аварийность при бурении и проходке коммуникации, успешно осуществить любой проект. Качество бурового раствора – это 70-80% успеха в ГНБ»[3].

Комплексы ГНБ делятся на три основные группы по значению усилия прямой/обратной тяги – основной параметр, характеризующий эту технику:

- Mini – до 12 тонн;
- Midi – до 50 тонн;
- Maxi – свыше 50 тонн.

3. Микротонелирование.

«Сущность метода заключается в безлюдной щитовой проходке пород с укреплением стенок тоннеля особо прочными и долговечными железобетонными трубами, которые продавливаются из стартовой шахты

					Способы прокладки подводных переходов	Лист
						28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

мощной пресс-рамой, оборудованной домкратами, вслед за продвигающимся в породах проходческим щитом» [3]. «После продавливания щита на длину одной железобетонной трубы ее помещают перед пресс-рамой и вдавливают в разработанное отверстие тоннеля. Далее процесс повторяется» [3].

«Преимущества микротоннелирования:

- Быстрая и очень точная проходка в самых сложных гидрогеологических условиях (песчаные грунты, пливуны, твердые скальные породы и т.д.);
- Строительство ведется бестраншейным способом, без вскрытия поверхности, что дает существенные финансово-экономические преимущества, так как отпадает необходимость в привлечении дополнительной тяжелой землеройной технике, дополнительной рабочей силы;
- Возможность прокладки коммуникаций на больших глубинах;
- Управление автоматизировано из одного центра» [3].

Таблица 4 – Основные параметры строительства подводных переходов бестраншейными методами

Методы	Диаметр скважины	Длина проходки	Грунтовые условия	Особенности
Реверсивный раскатчик скважин	До 0,4 м	-	Проходка скважин в дисперсных уплотняемых грунтах, в том числе в грунтах, содержащих крупнообломные частицы.	Образование уплотненной зоны в околотрубном пространстве диаметром равным 3 – 4 диаметрам образованной скважины

Наклонно – направленно е бурение	До 2 м	До 2000 км	Бурение в связных однородных грунтах – суглинки, супеси, алевриты. Несколько сложнее выполнять бурение в плотных глинах, водонасыщенных песках, однородных скальных породах. Наибольшую сложность для бурения представляют грунты с большим содержанием гравия (более 30%). К неблагоприятным инженерно-геологическим условиям строительства переходов методом ННБ отнесены твердые, полутвердые (трещиноватые) скальные породы, отложения с большим содержанием крупных включений (валунов, обломков), неоднородные слоистые толщи, отложения с большим содержанием галечника с размером частиц более 20 мм	При добавлении необходимых присадок появляется возможность придания необходимых физико-имических свойств буровому раствору. Например, появляется возможность укрепления стенок скважины при добавлении цементирующих добавок.
Микротонел ирование	0,6 – 12 м	До нескольких десятков километров	Быстрая и очень точная проходка в самых сложных гидрогеологических условиях (песчаные грунты, пlyingуны, твердые скальные породы и т.д.). Позволяет выполнять задачи по прокладке коммуникаций в сложнейших условиях, в которых без специальных методов (водопонижение, замораживание и др.) прокладка была невозможна. Возможность проходки в сильно трещиноватой породе с обильными водопритоками	Тоннельные буровые машины способны устанавливать различные виды крепи тоннеля, в т.ч. анкерные болты, стальную сетку, стальные кольца, а также наносить набрызг-бетон при бурении по достаточно крепким породам, когда она необходима.

Вывод: Исходя из рассмотренных способов прокладки подводных трубопроводов, можно сделать вывод, что бестраншейный метод наиболее подходящий, т.к. главным преимуществом является незначительное влияние на окружающую среду и низкий экологический ущерб. Также экономически бестраншейный метод по сравнению с траншейным экономически более выгодный (в 2,5 – 3 раза).

4 Причины возможных аварий и повреждений на подводных переходах

Факторы влияния аварийного разрушения нефтепроводов

«Методическим руководством по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах» [4] предложен алгоритм оценки частоты аварийных утечек нефти на участках линейной части МН (таблица 5) для прогноза остаточного ресурса действующих нефтепроводов по результатам диагностики их технического состояния. Концептуальной основой этой методики является предложенная в сопровождении к ней система классификации факторов влияния статистических данных по аварийным отказам» [4].

Таблица 5 – Факторы влияния аварийного разрушения нефтепроводов в соответствии с «Методическим руководством по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах»

Индекс факторов	Наименование фактора влияния	Значимость (для влияния фактора)
F ₁	Внешние антропогенные воздействия	0,20
F ₂	Коррозия	0,10
F ₃	Качество производства труб	0,05
F ₄	Качество строительно-монтажных работ	0,10
F ₅	Конструктивно-технологические факторы	0,10
F ₆	Природные воздействия	0,10
F ₇	Эксплуатационные факторы	0,05
F ₈	Дефекты тела трубы и сварных швов	0,30

Статистические данные Ростехнадзора РФ, а также многолетнего изучения обстоятельств аварийных разрушений нефтепроводов в России дают иную группировку факторов влияния, связанных с аварийными разрушениями нефтепроводов (таблица 6).

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
					<i>Ликвидация аварийного разлива нефти на подводном переходе магистрального нефтепровода</i>			
Разраб.		Ковалева И.А.			Причины возможных аварий и повреждений на подводных переходах	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Антропова Н.А.					31	114
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2Б4А		
Рук-ль ООП		Брисник О.В.						

Таблица 6 – Факторы влияния аварийного разрушения нефтепроводов по данным Ростехнадзора РФ

Индекс факторов	Наименование фактора влияния	Значимость (повторяемость фактора)
M ₁	Коррозия	0,45
M ₂	Качество строительно-монтажных работ	0,25
M ₃	Эксплуатационные (технологические) факторы	0,15
M ₄	Качество материалов и оборудования	0,12
M ₅	Факторы внешнего воздействия	0,03

Сопоставление таблиц 5 и 6 показывает, что они по ряду позиций совпадают конструктивно, однако, в то же время, таблица 5 допускает двойной статистический учет значимости факторов влияния. Например, дефекты тела трубы и сварных швов во многих случаях могут иметь коррозионное происхождение и должны быть по этой причине отнесены дополнительно к доле фактора влияния «коррозия».

В то же время дефекты сварных швов являются, как правило, следствием низкого качества сварных, т.е. строительно-монтажных работ, имеющих собственный фактор влияния. Дефекты тела трубы возникают в значительной степени из-за снижения качества производства труб. Конструктивно-технологические факторы являются второй составляющей и проявляют влияние лишь в процессе эксплуатации, который охарактеризован отдельным фактором влияния. И, наконец, антропогенные и, особенно, природные воздействия проявляют разрушительное для нефтепроводов влияние не сами по себе, а через реализацию влияния конструктивных факторов и коррозии.

Руководство для оценки интенсивности аварий рекомендует использовать эмпирическое соотношение в условиях отсутствия достоверных статистических данных по аварийности нефтепроводов на локальных участках подводных переходов:

$$\lambda_{\Pi} = 0,33 \cdot \lambda_{\text{ср}} \cdot F_{\text{н}}, \quad (1)$$

где λ_{cp} – среднестатистическая интенсивность аварий нефтепроводов за последние 5 лет, аварий/1000 км в год;

F_n – балльная функциональная участка нефтепровода по конструкции и условиям эксплуатации.

Для группы факторов влияния «коррозия» Руководство предлагает учитывать семь основных показателей, характеризующих коррозионную ситуацию и коррозионное состояние на подводном переходе нефтепровода (таблица 7). Для количественного учета влияния каждого из приведенных факторов алгоритмом предложены балльные соотношения, учитывающие:

- защищенность перехода средствами ЭХЗ (по уровню защитных потенциалов);
- срок действия ЭХЗ перехода;
- периодичность штатного контроля работы ЭХЗ;
- состояние изоляционного покрытия на переходе;
- удельное сопротивление водной среды;
- щелочность (кислотность) водной среды по показателю pH;
- наличие коррозионно-опасных микроорганизмов в водной среде;
- дистанцию от перехода до соседних посторонних объектов различного назначения;
- организацию контрольных электрических измерений на переходе;
- периодичность комплексного коррозионного обследования перехода.

Таблица 7 – Факторы, влияющие на коррозионное состояние подводного перехода магистрального нефтепровода

Индекс фактора	Наименование фактора влияния	Значимость (доля влияния фактора)
M ₁₁	Наличие и качество работы устройств ЭХЗ	0,20
M ₁₂	Состояние изоляционного покрытия	0,20
M ₁₃	Коррозионная активность водной среды	0,10
M ₁₄	Срок службы изоляционного покрытия без ремонта	0,10

M ₁₅	Наличие посторонних соседних сооружений	0,14
M ₁₆	Контроль эффективности ЭХЗ	0,13
M ₁₇	Контроль защищенности нефтепровода на переходе	0,13

При этом эквивалентные значения F_n для подводного и берегового участков перехода учитываются отдельно, как совокупность оценки:

$$F_n = k_B + k_B F_2, \quad (2)$$

где F_1 , F_2 – балльные оценки соответствующих подводного и берегового участков перехода;

k_B , k_B – доли берегового и подводного участков переходов от его совокупной протяженности соответственно.

«В то же время для береговых участков, с учетом расположения на них запорной (крановых узлов) и вспомогательной арматуры, соответствующие расчетные значения функционалов F_n могут изменяться в диапазоне от 3,9 до 4,8 единиц» [5].

Вывод: Классификация факторов влияния, предложенная Ростехнадзором РФ, более репрезентативна в отношении учета реальных причин и условий аварийных разрушений нефтепроводов.

Основной причиной разрушений подводных переходов нефтепроводов является коррозия. Могут быть оценены два показателя опасности коррозионного разрушения подводных участков переходов по сравнению с их береговыми участками:

- вероятностная частота;
- геометрические размеры коррозионных разрушений.

На основании этих показателей должны быть рассчитаны риски коррозионных отказов, которые служат показателями коррозионно-промышленной безопасности подводных переходов магистральных нефтепроводов с противокоррозионной защитой.

5 Методы локализации и ликвидации аварийных разливов нефти на подводных переходах магистрального нефтепровода

Подводные переходы являются наиболее ответственными участками. Это объясняется, во-первых, тем, что на этих участках в значительно большей степени возможна опасность повреждения трубопровода от гидродинамического воздействия потока, а также якорями и волокушами судов. Трубопроводы подводных переходов могут быть размыты вследствие глубинных деформаций в створе перехода, которые зависят от типа руслового процесса, размеров и скоростей течения реки (рисунок 4). Во-вторых, это объясняется трудностью контроля состояния подводного трубопровода и производства на этом участке ремонтно-восстановительных работ.

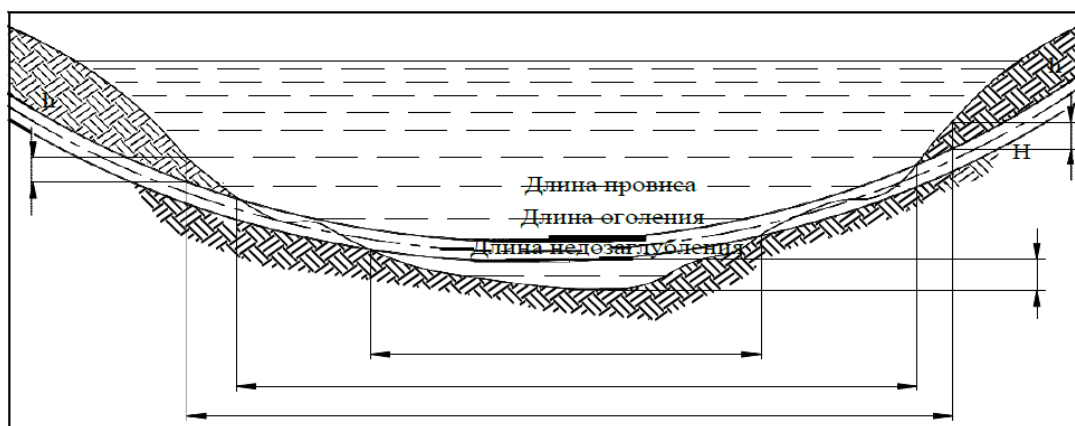


Рисунок 4 - Длины провиса, оголения, незаглубления:

H – максимальная величина провиса; h – минимальная нормативная толщина защитного слоя

5.1 Организация работ по локализации и ликвидации аварийного разлива нефти

В соответствии с Федеральными законами от 21 декабря 1994 года № 68-ФЗ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера», от 12 февраля 1998 года № 28-ФЗ

					<i>Ликвидация аварийного разлива нефти на подводном переходе магистрального нефтепровода</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Ковалева И.А.				<i>Методы локализации и ликвидации аварийных разливов нефти на подводных переходах магистрального нефтепровода</i>	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Антропова Н.А.						35	114
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2Б4А		
Рук-ль ООП	Брицник О.В.							

«О гражданской обороне», от 22 августа 1995 года №151-ФЗ «Об аварийно-спасательных службах и статусе спасателей» организации трубопроводного транспорта обязаны создавать нештатные аварийно-спасательные формирования (далее – НАСФ), либо заключать договоры с профессиональными аварийно-спасательными формированиями.

При получении информации об аварийном снижении давления ниже допустимого на МН км от диспетчера районного диспетчерского пункта (далее - РДП) аварийно-спасательному формированию необходимо:

1. Произвести сбор и выезд патрульной группы для обследования участка, на котором зафиксировано падение давления: определить место выхода нефти, нефтепродуктов, уточнить характер, масштабы повреждения. Время на сбор патрульной группы в соответствии с [6] составляет в рабочее время – 0,5 ч, а нерабочее время – 2 ч.

2. После обнаружения места повреждения и подтверждения выхода нефти, обеспечить доставку сил и средств на рубежи локализации, определенные ПЛРН на ППМН.

Время доставки сил и средств к рубежам локализации и проведение подготовительных работ зависит от следующих факторов: удаленность групп и звеньев НАСФ от рубежей локализации; состояние подъездов к рубежам локализации; погодные условия; время суток и др.

3. Произвести развертывание и установку боновых заграждений (далее - БЗ) на рубежах локализации, определенные ПЛРН на ППМН.

4. Произвести сбор разлитой нефти, нефтепродуктов.

5.2 Локализация аварийного разлива с помощью боновых заграждений

Основными техническими средствами для локализации разлива являются боновые заграждения.

					<i>Методы локализации и ликвидации аварийных разливов нефти на подводных переходах магистрального нефтепровода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		36

«Для улавливания вылившейся нефти на акватории реки устанавливаются боновые заграждения (БЗ) под углом к динамической оси потока, вдоль которого происходит распространение нефтяного пятна» [7].

«БЗ подразделяются на:

- направляющие – применяются для смещения нефтяного пятна;
- улавливающие – применяются для локализации и сбора нефти» [7].

Необходимое количество БЗ определяется используемой технологией локализации и параметрами водной преграды. Технология локализации, используемая в планах ЛРН, предусматривает организацию 3-х рубежей локализации.

Назначение рубежей:

1 рубеж – назначается в непосредственной близости от перехода МН (МНПП) через водную преграду ниже зоны всплытия нефти (нефтепродуктов) с целью уменьшения поступления нефти (нефтепродуктов) в водную преграду при проведении локализации разлива и ремонтных работ на трубопроводе (межень, ледостав, половодье).

2 рубеж – основной. Установка БЗ в первую очередь производится на этом рубеже. Процесс локализации считается выполненным, когда прекращается распространение нефти (нефтепродуктов). Время локализации на втором рубеже не должно превышать 4 ч с момента обнаружения выхода нефти (нефтепродуктов) патрульной группой (обходчиком). За 4 ч с момента поступления сообщения об аварии необходимо закончить установку первой линии БЗ, установка последующих линий должна быть закончена ко времени подхода нефти к рубежу локализации [7].

Второй рубеж назначается на расстоянии от перехода МН (МНПП) через водную преграду, которую проходит нефть (нефтепродукт) за 4 ч с момента обнаружения при скорости течения:

- летом – максимальная замеренная скорость течения реки в межень, м/с;

					Методы локализации и ликвидации аварийных разливов нефти на подводных переходах магистрального нефтепровода	Лист
						37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- в половодье – максимальная скорость течения реки (скорости течения при уровне 10 % обеспеченности), м/с.

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

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

За границей боновых заграждений на последнем рубеже локализации производят контроль наличия нефти (нефтепродуктов). В случае обнаружения нефти создается дополнительный рубеж локализации.

Рубеж локализации должен располагаться и оборудоваться в соответствии с расчетами, моделированием.

Требования к обустройству рубежей локализации:

- на рубеже локализации должна располагаться площадка, обеспечивающая пологий спуск к воде, возможность подъезда от дорог общего пользования (вертолетной площадки), стоянки колесного и гусеничного транспорта, установки оборудования в период ледостава, межень и половодье;

- к рубежу локализации должен быть обустроен подъезд в соответствии с планом ЛРН (авто и гусеничным транспортом, взлетно-посадочная площадка для вертолетов, причал для плавсредств);

- площадка разворачивания средств ЛРН должна быть очищена от деревьев и кустарников, мешающих выполнению работ по ЛРН;

- места для установки емкостей временного хранения нефти должны быть спланированы, площадь спланированной площадки должна вместить

					<i>Методы локализации и ликвидации аварийных разливов нефти на подводных переходах магистрального нефтепровода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		38

первоначальный достаточный объем емкостей для временного хранения нефти в соответствии с расчетами, а также возможность организации места для всего объема временного хранения нефти с учетом возможности вывоза собранной нефти;

Площадка должна быть оборудована стационарными якорями (при необходимости) [7].

5.2.1 Схемы установки боновых заграждений

«Схемы установки БЗ на рубежах локализации выбираются в процессе разработки плана ЛРН, определяются углы установки, длины БЗ, количество и марка якорей» [7].

На схеме должны быть приведены состав и параметры установки основных средств локализации разлива нефти (нефтепродуктов), используемых на данном рубеже локализации.

Для выполнения локализации нефти (нефтепродукта) необходимо применять следующие эффективные способы локализации:

- с полным перекрытием русла;
- с частичным перекрытием русла;
- локализация нефти (нефтепродукта) в середине русла без контакта с берегом;
- комбинированный способ.

Схемы установки боновых заграждений должны отвечать следующим требованиям:

- быть технически выполнимы;
- обеспечивать локализацию разливов нефти (нефтепродукта).

«На мелководных реках с глубиной до 0,5 м возможно выполнение работ по локализации разлива нефти с использованием насыпной дамбы с нижним выпуском воды (рис. 5)»[7].

					<i>Методы локализации и ликвидации аварийных разливов нефти на подводных переходах магистрального нефтепровода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		39

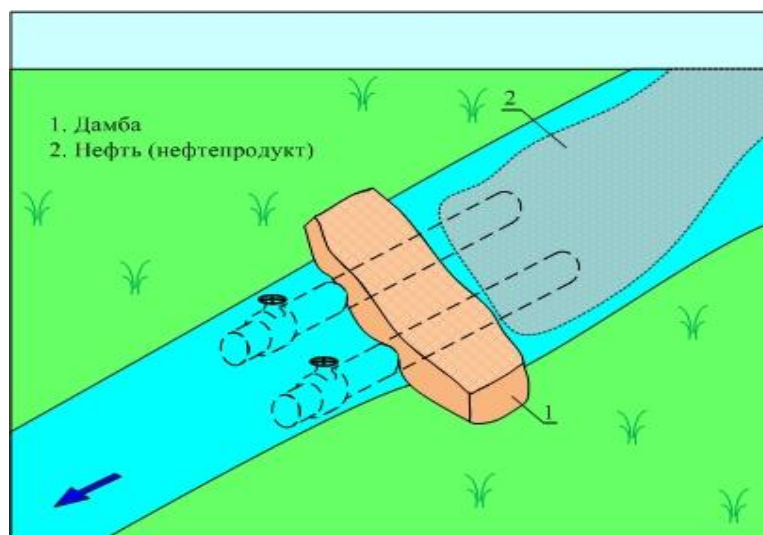


Рисунок 5 - Пример схемы локализации разлива нефти (нефтепродуктов) на мелководных реках с использованием насыпной дамбы с нижним выпуском воды

При длине линии БЗ до 100 м от берега до берега возможно использование схемы без донных якорей при скорости течения реки до 1 м/с (рис. 6).

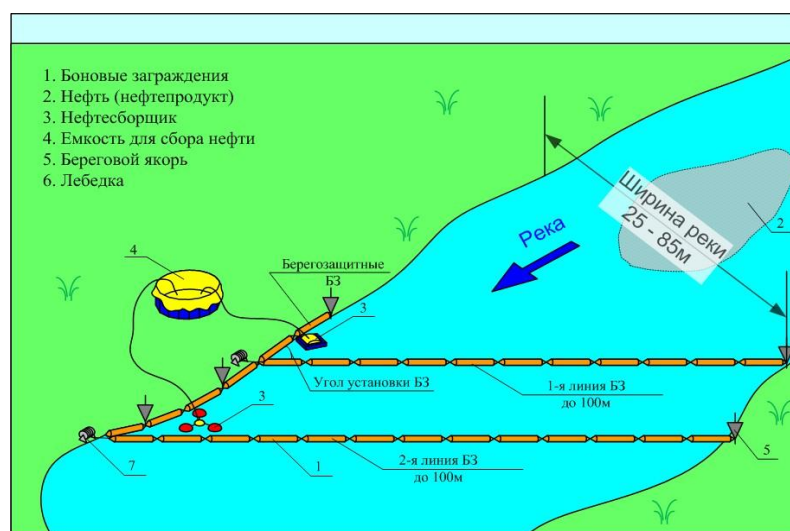


Рисунок 6 - Пример схемы установки БЗ с полным перекрытием русла без донных якорей (длина линии до 100 м)

Для рек с шириной от 100 – 200 м применяются схемы установки боновых заграждений с полным перекрытием реки с использованием донных якорей при скорости течения до 1 м/с (рис. 7).

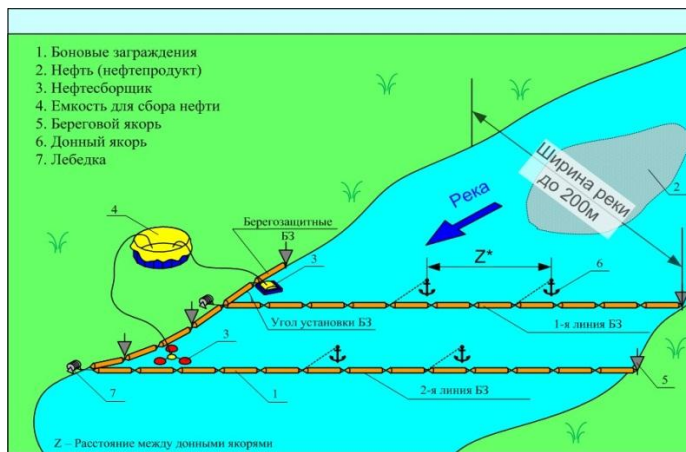


Рисунок 7 - Схема установки БЗ с полным перекрытием русла

«На реках шириной до 200 м, имеющих затапливаемую пойму, схема установки БЗ в половодье определяется характером растительности в затапливаемой пойме. Если в районе рубежа локализации в затапливаемой пойме растет лес, то используются схемы установки БЗ для рек шириной до 200 м (рис. 6 и 7)» [7].

На крупных реках шириной более 200 м при распространении нефти (нефтепродукта) вдоль одного из берегов необходимо использовать способ установки БЗ с частичным перекрытием русла реки (рис. 8).

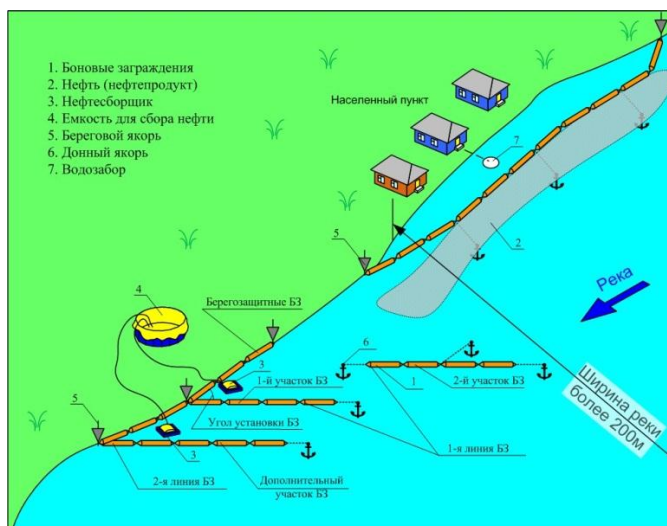


Рисунок 8 - схемы локализации разлива нефти (нефтепродуктов) с частичным перекрытием русла реки (установка БЗ с одного берега)

На реках, водохранилищах, когда пятно нефти (нефтепродукта) не растекается по всей ширине реки, а в зависимости от направления ветра и гидрологии реки распространяется узкой полосой по руслу реки, локализация

выполняется в середине русла без контакта с берегом. Для применения технологии окольцовывания особенно на реках со скоростью течения более 1 м/с необходимо применять морские БЗ (рис.9).

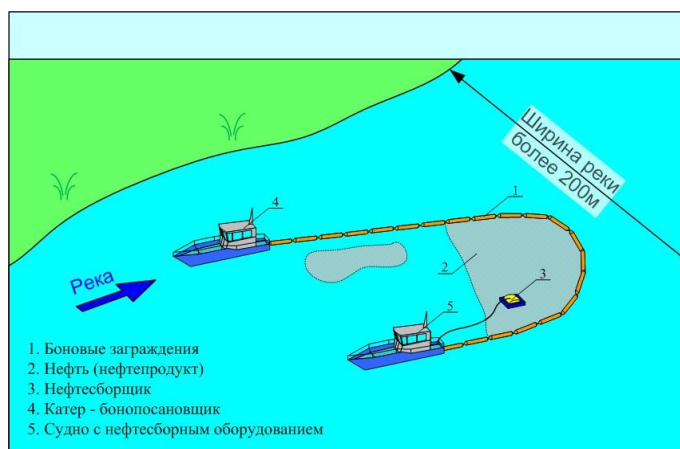


Рисунок 9 - Схема локализации и сбора разлива нефти (нефтепродуктов) на судоходных реках с использованием «кармана» из бонов, катера – бонопостановщика и судна с нефтесборным оборудованием

На судоходных реках и реках с шириной водной поверхности более 200 м возможно проведение работ по локализации разлива нефти (нефтепродуктов) комбинированным способом с использованием БЗ, установленных с берега и «кармана» из БЗ и двух катеров (рис. 10).

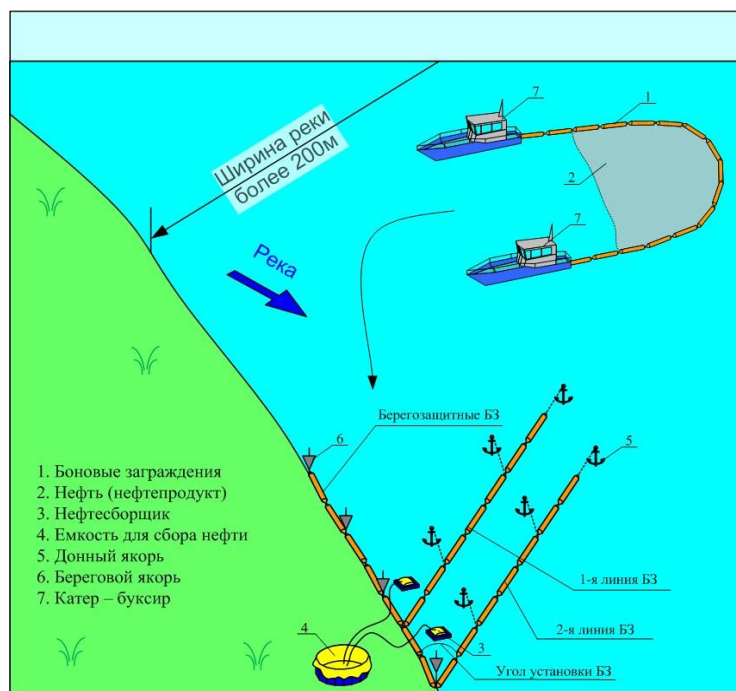


Рисунок 10 - Схема локализации разлива нефти (нефтепродуктов) с использованием БЗ, установленных с берега, и «кармана» из БЗ и двух катеров

Процесс установки БЗ является трудоемким и требует проведения подготовительных работ. Время проведения подготовительных работ составляет примерно 30 – 40 минут.

5.2.2 Расчет угла установки боновых заграждений

Угол установки БЗ α не должен превышать значения, определяемого по формуле:

$$\sin \alpha = \frac{v_n}{v_m}, \quad (3)$$

где v_n – максимальная величина составляющей скорости течения, перпендикулярной к БЗ, не приводящая к проскоку нефти (нефтепродуктов), м/с (принимается равной 0,35 м/с, в соответствии с РД 153-39.4-074-01);

v_m – скорость течения, м/с.

«При установке боновых заграждений выполняется замер скорости течения реки, по результатам замера выбирается угол установки БЗ согласно таблице 8» [7].

Таблица 8 – Максимальный угол установки БЗ при различных скоростях течения реки

Максимальный угол установки БЗ в зависимости от скорости течения реки, м/с					
№ п/п	1	2	3	4	5
Скорость течения реки	От 0,35 до 0,4	От 0,41 до 0,5	От 0,51 до 0,7	От 0,71 до 0,9	От 0,91 До 1,5
Угол установки БЗ	60°	45°	30°	20°	15°

Боновое заграждение сдерживает распространение нефтяного пятна вниз по течению, это обеспечивает локализацию разлива нефти.

«Для обозначения места установки боновых заграждений и угла установки на местности на берегу устанавливаются ориентиры в виде пары вешек, расположенных по линии установки боновых заграждений» [7].

В соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 15.04.2002 №240 «О порядке организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации» «время локализации разлива в акватории не должно превышать 4 часов с момента обнаружения разлива нефти и нефтепродуктов или с момента поступления информации о разливе» [7].

«Применительно к организациям трубопроводного транспорта, объекты МН которые размещены на территории Западной Сибири, где удаленность производственных подразделений от рубежей локализации составляет более 160 км (примерное время в пути – 3 часа), а также сложные климатические условия, проведение аварийно-спасательных работ в заданных временных рамках является трудновыполнимым условием» [7].

					<i>Методы локализации и ликвидации аварийных разливов нефти на подводных переходах магистрального нефтепровода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		44

5.3 Ликвидация аварийного разлива нефти

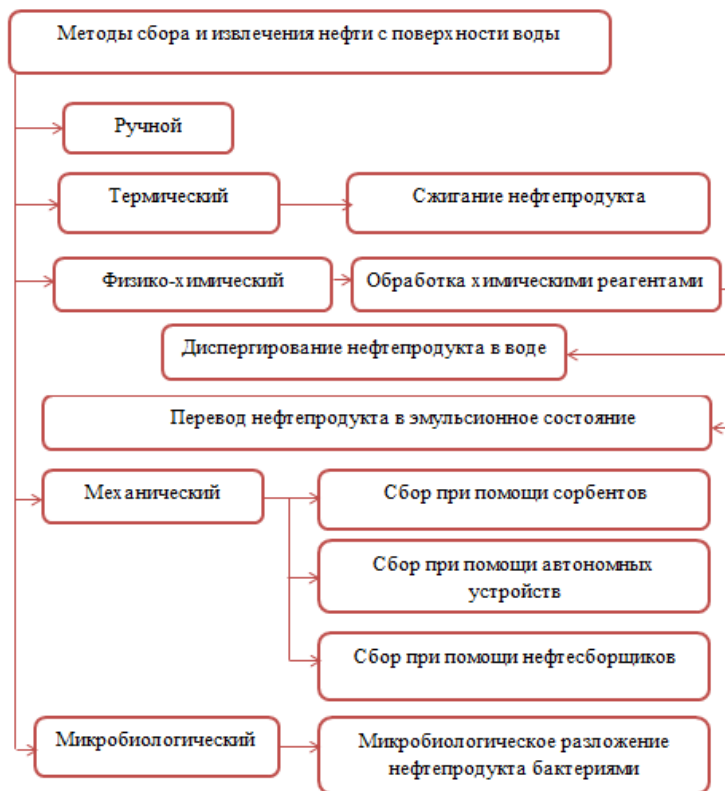


Рисунок 11 - Классификация методов сбора нефтепродуктов с поверхности воды

Исходя из существующих методов, можно выбрать наиболее эффективный.

1. Ручной метод – используется при очистке берега и почвы. Для очистки обычно используют ручные инструменты, такие как ведра, лопаты, сети. Можно использовать промывку водой с последующим сбором и очисткой воды;

2. «Термический метод, один из первых методов ликвидации разлива нефти и нефтепродуктов. Данный метод основан на выжигании слоя нефти, который используется при необходимой толщине слоя нефти до образования эмульсий с водой. Его используют в сочетании с другими методами при толщине нефтепродукта более 3 мм, скорость ветра менее 35 км/ч, а также безопасном расстоянии до 10 км от места сжигания по направлению ветра. Использование данного метода предусматривает дополнительные противопожарные меры» [8].

3. «При физико-химическом методе при обработке нефти хим. реагентами из воды удаляются мелкозернистые и растворенные примеси и разрушаются органические и плохо окисляемые вещества нефти.

К главным видам физико-химического метода относятся:

- Обработка нефтепродукта диспергентом;
- Перевод нефтепродукта в эмульсивное состояние» [8].

«Диспергенты применяются тогда, когда механический сбор нефти невозможен, например, при маленькой толщине пленки. Диспергенты это сложные химические вещества, которые ускоряют растекание разлитых нефтепродуктов в виде тонкой пленки по поверхности водного объекта, рассеивание ее в толще воды на мелкие устойчивые капли» [8]. «Их использование возможно при глубине свыше 10м, и температуре воды ниже 5°С и наружного воздуха ниже 10°С» [8].

При большой толщине пленки используют эмульгаторы и поверхностно-активные вещества, которые могут переводить нефть в эмульсии, ускорять процессы биохимического разрушения и ослаблять ее токсическое воздействие.

Использование диспергентов в определенных случаях может наносить наибольший вред окружающей среде, чем элементы нефти и нефтепродуктов, т.к. диспергенты имеют большую проникающую способность, они способны вызывать изменения в организмах морских животных и растений.

4. «Механический сбор нефти - является главным методом ликвидации разлива нефти и нефтепродуктов. Большая эффективность данного метода достигается в самом начале разлива, в связи с тем, что толщина нефтяного слоя остается большой. Поскольку время доставки сил и средств составляет 2-3 часа – механический сбор нефти будет не эффективен» [8].

Устройства для сбора нефти и нефтепродуктов

					<i>Методы локализации и ликвидации аварийных разливов нефти на подводных переходах магистрального нефтепровода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		46

«Для очистки акваторий и ликвидации разливов нефти используются нефтесборщики, мусоросборщики и нефтемусоросборщики с различными комбинациями устройств для сбора нефти и мусора» [8].

Нефтесборные устройства, или скиммеры, необходимы для сбора нефти с поверхности воды. В зависимости от типа и количества разлившихся нефтепродуктов и погодных условий применяются разные типы скиммеров.

«По способу передвижения (крепления) нефтесборные устройства подразделяются на:

- самоходные;
- устанавливаемые стационарно;
- буксируемые и переносные на различных плавательных средствах» [8].

«По принципу действия на:

- пороговые;
- олеофильные;
- вакуумные;
- гидродинамические» [8].

«Пороговые скиммеры отличаются простотой и эксплуатационной надежностью, основаны на явлении протекания поверхностного слоя жидкости через преграду (порог) в емкость с низким уровнем. Низкий уровень до порога достигается откачкой разными способами жидкости из емкости» [8].

«Олеофильные скиммеры отличаются малозначительным количеством собираемой совместно с нефтью воды, маленькой чувствительностью к сорту нефти и возможностью сбора нефти на мелководье, в затонах, прудах при наличии густых водных растений и т.п. Принцип действия данных скиммеров основан на способности некоторых материалов подвергать нефть и нефтепродукты налипанию» [8].

					Методы локализации и ликвидации аварийных разливов нефти на подводных переходах магистрального нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

«Вакуумные скиммеры отличаются малой массой и сравнительно небольшими габаритами, благодаря чему легко транспортируются в удаленные районы, но они не имеют в своем составе откачивающих насосов и требуют для работы береговых или судовых вакуумирующих средств. Большинство этих скиммеров по принципу действия являются также пороговыми» [8].

«Гидродинамические скиммеры основаны на использовании центробежных сил для разделения жидкости различной плотности – воды и нефти. К этой группе скиммеров также условно можно отнести устройство, использующее в качестве привода отдельных узлов рабочую воду, подаваемую под давлением гидротурбинам, вращающим нефтеоткачивающие насосы и насосы понижения уровня за порогом, либо гидроэжекторам, осуществляющим вакуумирование отдельных полостей. В этих нефтесборных устройствах также используются узлы порогового типа» [8].

«Все собранные при ликвидации аварии нефтепродукты и нефтеводная смесь собираются либо в танкер, либо в специальную емкость, которая в последующем отправляется на переработку» [8].

Применение сорбентов

Для ликвидации разливов используют метод извлечения нефти с помощью сорбентов. При контакте с загрязненной водой сорбенты впитывают нефтепродукт, тем самым образуют комью материала насыщенного нефтью. При очистке рек материалы могут распыляться с берега или с борта плавсредства.

Главными требованиями, предъявляемыми к сорбентам, являются:

- нефтеемкость;
- плавучесть (как в исходном, так и в насыщенном состоянии);
- гидрофобность поверхности (сорбент не должен впитывать воду);

					<i>Методы локализации и ликвидации аварийных разливов нефти на подводных переходах магистрального нефтепровода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		48

- возможность регенерации с удалением из сорбента собранного нефтепродукта с его дальнейшей утилизацией;
- технологичность изготовления и применения сорбента (удобство нанесения на поверхность воды и удаления отработанного сорбента);
- низкая стоимость.

В современном мире изготавливается и используется множество сорбентов. Они делятся на:

- неорганические (например, Ньюсорб-М плюс);
- природные органические (например, Ньюсорб);
- синтетические (например, Ньюсорб-ППУ);
- органоминеральные.

«Природные и органические сорбенты – самый многообещающий вид сорбентов, используемый при нефтяных загрязнениях. Лучшими из них считаются сорбенты с основой в виде сфагнового торфа. Таким является сорбент с названием «Ньюсорб». Он может использоваться в широком диапазоне температур, изготовлен из экологически чистого природного сырья, является безопасным для окружающей среды до и после использования. Для его применения разработаны механизмы по распылению и последующий утилизации» [9].

Необходимо отметить важную вещь – в открытом море сорбенты не используют. Они оказываются наиболее эффективны при очистке береговой части или, так скажем, на конечной стадии.

«Необходимое количество сорбентов для проведения операции по доочистке территории загрязненной нефтью (нефтепродуктами) $M_{сорб}$, кг, рассчитывается по формуле» [7]:

$$M_{сорб} = \frac{k_{загр} \cdot k_{сорб} \cdot M}{C_{сорб}}, \quad (4)$$

где $k_{загр}$ – доля нефти (нефтепродуктов), загрязняющая воду и грунт;

$k_{загр} = 0,95$ (испаряется, растворяется 5 % нефти или нефтепродукта);

					Методы локализации и ликвидации аварийных разливов нефти на подводных переходах магистрального нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

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

M – максимальная масса разлитой нефти (нефтепродуктов), кг;

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

При использовании сорбентов с возможностью регенерации, сорбционная способность рассчитывается по формуле

$$C_{сорб} = (C_n + (C_n \cdot k_I) + (C_n \cdot k_{II}) + (C_n \cdot k_{II} \cdot (N - 3))) \cdot k_c, \quad (5)$$

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

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

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

N – количество циклов регенерации сорбента;

k_c – коэффициент извлечения сорбентов ($k_c = 0,75$) [7].

При устранении нефти с поверхности водоема сорбенты являются очень важным ресурсом. Они способны собирать её тогда, когда невозможно сделать это с помощью других средств. Невзирая на все плюсы, необходимо применять сорбенты в умеренном количестве, так как велика вероятность возникновения новых проблем, таких как: образование большого количества отходов, на ликвидацию которых потребуются повышенные затраты.

5. Микробиологический метод применяется впоследствии использования механического и физико-химического способов с целью абсолютного возобновления экосистемы. Мельчайшие организмы, вживаемые в водную среду, способствуют разложению нефтепродуктов. Биологический способ используется как вспомогательный при толщине пленки не меньше 0,1 миллиметров.

Таким образом, при проведении аттестации нештатных аварийно-спасательных формирований организаций трубопроводного транспорта на право проведения согласно заявленным видам аварийно-спасательных работ и оценке готовности к ликвидации аварийных разливов нефти на подводных

					Методы локализации и ликвидации аварийных разливов нефти на подводных переходах магистрального нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

переходах, необходимо предъявлять к формированиям следующие основные требования:

- наличие договора на авиационное обслуживание (в частности возможность доставки сил и средств);
- временные показатели по сбору и готовности к убытию формирования;
- наличие запасных рубежей локализации на ППМН;
- размещение контейнеров с оборудованием ЛРН на рубежах локализации;
- укомплектованность личным составом и техникой, средствами ЛРН и пр.

«С учетом временных и качественных показателей приведения в готовность НАСФ и невозможности проведения работ по локализации и ликвидации в кратчайшие сроки, необходима разработка современной методики проведения аварийно-спасательных работ» [10].

Наибольшую опасность в результате аварийных ситуаций на нефтепроводах представляет собой угроза попадания нефти в водные объекты, поэтому к технической надежности и качеству конструктивных элементов подводных переходов магистральных нефтепроводов (ППМН) предъявляются повышенные требования.

					<i>Методы локализации и ликвидации аварийных разливов нефти на подводных переходах магистрального нефтепровода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		51

6 Защитные устройства для подводного перехода магистрального нефтепровода

6.1 Защита подводного перехода с помощью сорбирующего покрытия

В Институте проблем нефти и газа СО РАН для обеспечения превентивной защиты водных объектов при нарушении герметичности на ППМН разработаны стационарные защитные устройства, размещаемые непосредственно над ППМН. Защитные устройства, приведенные на рисунке 12 и 13, изготавливаются на основе нетканого сорбирующего материала на основе полипропилена, например «Экосорб» производства ОАО «Экосервис-НЕФТЕГАЗ». Защитное покрытие (см. рис. 12) содержит полимерный сорбирующий материал 1, размещенный в несколько слоев внутри гибкого сетчатого чехла 2, в верхней части которого между сеткой и сорбентом прокладывается нефтенепроницаемая полимерная пленка 3. Для прижатия покрытия к дну к сетчатому кожуху прикрепляются грузы — металлические цепи 4. Монтаж защитного покрытия над траншеей может осуществляться протягиванием тросами, лебедкой или судном. Ширина покрытия должна быть не менее ширины траншеи. Соотношения между объемом сорбента и весом грузов определяются с учетом увеличения плавучести покрытия при вытеснении в нем воды нефтью. При разрыве нефтепровода с учетом фильтрации нефти через грунт, где с глубины траншеи скорость поступления нефти в сорбент будет существенно замедляться. «Поэтому с учетом расширения нефтяного пятна по мере прохождения через грунт и прослойку воды между защитным покрытием и дном большая часть нефти будет задержана сорбентом» [11].

					<i>Ликвидация аварийного разлива нефти на подводном переходе магистрального нефтепровода</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Ковалева И.А.</i>			<i>Защитные устройства для подводного перехода магистрального нефтепровода</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Антропова Н.А.</i>					52	114
<i>Консульт.</i>						<i>НИ ТПУ гр. 2Б4А</i>		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брисник О.В.</i>						

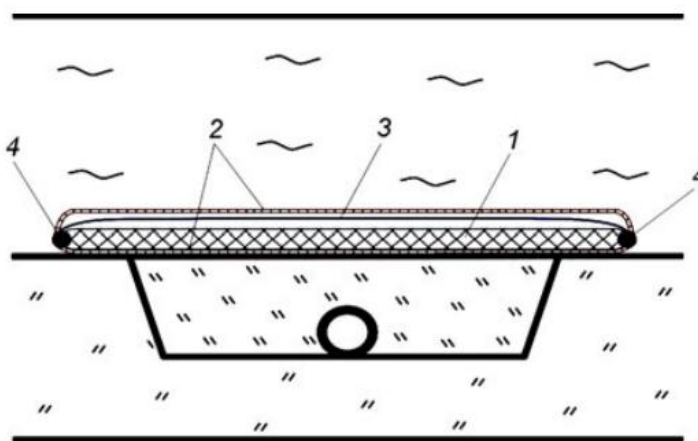


Рисунок 12 - Защитное покрытие над ППМН

В другом техническом решении (см. рис. 13) перфорированная труба 1, прокладываемая по дну реки поверх траншеи 2, в которой размещен нефтепровод, заполняется при выявлении аварийной ситуации сорбирующим полимерным материалом, присоединенным к тросу 3, проходящему по всей длине перфорированной трубы. Устанавливаемые на берегах лебедки 4 предназначены для извлечения на берег и возврата отжатого от нефти сорбента. Траншея по всей ширине и длине с выходом на оба берега поверх перфорированной трубы покрывается водо- и нефтенепроницаемым полотном 5, предназначенным для удержания нефти в придонном слое воды. Для исключения возможности просачивания нефти в водную среду полотно с краев прижимается к грунту грузилами 6 [11].

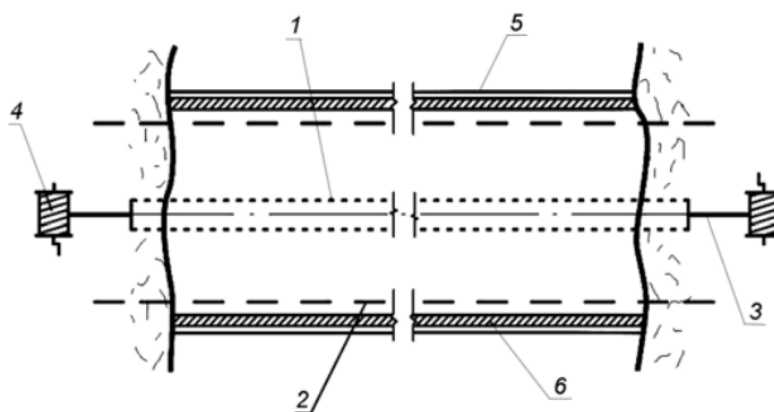


Рисунок 13 - Общая схема прокладки защитного устройства в зоне траншейного подводного перехода

При возникновении аварийной ситуации — проколе, прорыве или при свищах нефтепровода нефть, постепенно просачиваясь через грунт, будет

					Защитные устройства для подводного перехода магистрального нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

попадать в ограниченное пространство под нефтенепроницаемое полотно, скапливаться в районе размещения перфорированной трубы, поступать через отверстия перфорации в трубу. Затем при включении береговой лебедки трос протягивает по трубе сорбент, нефть поглощается сорбирующим материалом и при выходе на берег отжимается. Процедура повторяется до полной очистки воды в пространстве под пленкой от нефти.

Предлагаемые защитные устройства можно использовать на пересечениях нешироких (не более 50 м) рек, таких, как Мулисьма (42,0 м), Пеледуй (35,7 м), Хорон (13,0 м), Джерба (59,0 м), Бирюк (18,5 м), Баял (9,0 м), Киенг-Юрях (20,0 м), Селигдар (28,0 м), Чуль-макан 38,0 м), Иенгра (56,0 м), Тимптон (58,0 м) и т. д. Для более широких рек, таких, как Нюя (136,0 м), Амга (104,0 м), Алдан (383,0 м), Чульман (158,0 м), обслуживание вышеприведенных устройств будет весьма проблематично, а такой широкой реки, как Лена (1328,0 м), — технически невыполнимо.

В связи с этим для более широких рек было разработано устройство для сбора и локализации нефти под водой (рисунок 14), которое представляет собой водо- и нефтенепроницаемое полотно, покрывающее поверхность траншейного перехода. В нижней по течению части полотно перегибается таким образом, чтобы ширина перегиба была больше высоты неровностей рельефа дна. Кроме того, по направлениям к берегам от средней части ширина перегиба также увеличивается, чтобы попавшая под полотно нефть самотеком могла поступать в выполненные на береговых концах рукава, из которых нефть может перекачиваться в береговые хранилища. В стационарном положении зона перегиба за счет течения реки удерживается в тонком придонном слое в сложенном состоянии. При возникновении аварийной ситуации предлагаемое устройство функционирует следующим образом (см. рис. 14).

					Защитные устройства для подводного перехода магистрального нефтепровода	Лист
						54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

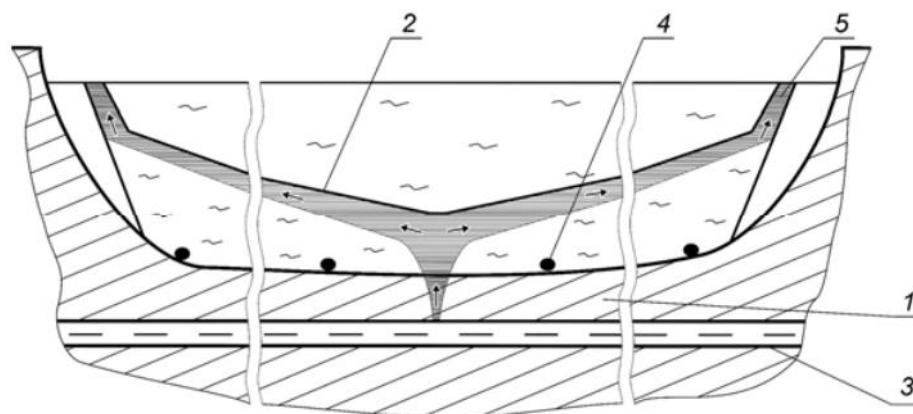


Рисунок 14 - Схема защитного покрытия (продольный разрез)

Нефть, при разрушении трубопровода, постепенно просачиваясь через грунт 1, будет попадать в ограниченное пространство под водо- и нефтенепроницаемым полотном 2, проложенным по поверхности подводной траншеи, в которой размещен нефтепровод 3. Полотно поджимается к грунту грузилами 4. В связи с невозможностью обеспечения достаточно полной герметичности нефть под полотном будет смещаться вниз по течению и поступит в зону перегиба. Поскольку ширина перегиба увеличивается в береговых частях, то поступившая в его зону нефть в связи с меньшим удельным весом будет вытесняться в рукава 5 и перекачиваться в береговые хранилища [11].

Для широких рек таких защитных покрытий можно сделать из нескольких автономных секций, но перекрывающих друг друга. На рисунке 15 приведена схема всплывших под воздействием аварийной нефти секций защитного покрытия с автономными сборниками нефти, которые наполняются нефтью со сложенного состояния [11].

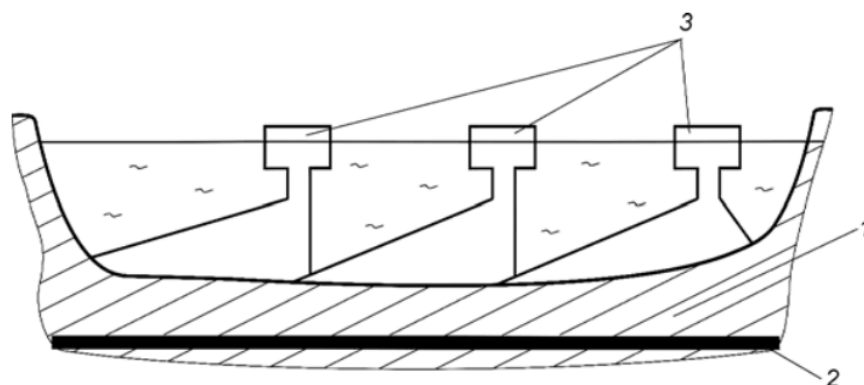


Рисунок 15 - Схема защитного покрытия из автономных секций (вариант всплытия): 1 — грунт; 2 — нефтепровод; 3 — сборник нефти

Вывод: Преимуществом приведенных защитных устройств является их практически постоянная готовность к поглощению нефти при ее появлении в результате аварийной ситуации.

6.2 Способ очистки загрязненных нефтью берегов

«Очистка загрязненных нефтью берегов в начальном этапе производится путем смыва основной массы нефти водной струей с берега обратно в акваторию с установленными в прибрежной зоне боновыми заграждениями. Однако, нефть, попадая в водную среду, под воздействием водной струи будет образовывать эмульсию в толще воды, которая, подхватываемая течением, будет загрязнять большие уже не площади, а объемы воды. Поэтому наиболее оптимальным решением, является рекультивация загрязненной почвы. Рекультивация загрязненного грунта осуществляется различными методами с вывозом (ex situ) либо на месте (in situ)» [11].

6.2.1 Технология ex situ

«Эта технология предусматривает обработку привезенных с участка разлива грунтов на специально оборудованных площадках. При этой технологии почву снимают и помещают в специальные резервуары, в некоторых случаях проводится дополнительная обработка почвы, предшествующая ее транспортировке, переработке или захоронению» [12]. Методами обработки являются сжигание в печах, «термическая десорбция

					Защитные устройства для подводного перехода магистрального нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

при 100...550 °С, экстракция загрязненной почвы паром, промывка в барабанах под высоким давлением и др. Однако данная технология имеет существенные недостатки. Стоимость работ по очистке может быть весьма высокой. В данном случае не происходит естественного восстановления почвенного слоя, почву после восстановления необходимо или помещать в исходное место экскавации, или использовать каким-либо иным способом» [12].

6.2.2 Технология *in situ*

«Имеет преимущество вследствие непосредственного применения на месте загрязнения и включает биологические, механические и физико-химические методы. Наилучшие результаты отмечаются при комплексном методе рекультивации загрязненных почв с использованием агротехнологий с внесением минеральных удобрений и высевом трав-мелиорантов. Эта технология направлена на активизацию аборигенной нефтеокисляющей почвенной микрофлоры и не требует значительных материальных затрат» [12].

Общими недостатками вышеприведенных способов рекультивации являются длительный срок восстановления, внесение в очищаемую почву дополнительных нейтрализующих нефть веществ, реагентов, биопрепаратов.

«Известно, что определенные уровни содержания нефти в почве не оказывают серьезного негативного влияния на рост, развитие и урожайность некоторых растений, так как малое количество нефти перерабатывается микрофлорой почвы за вегетативный период роста растений» [13].

Учитывая данное обстоятельство, авторами предлагается способ рекультивации загрязненного грунта, упрощающий проведение рекультивационных мероприятий, заключающийся в том, что загрязненный нефтью грунт расстилают на ровную свежевспаханную поверхность незагрязненного поля слоем толщиной от 1/6 до 1/10 части глубины вспашки и перемешивают во всю глубину вспашки. Таким образом, восстановление

					Защитные устройства для подводного перехода магистрального нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

естественного растительного покрова загрязненного грунта будет произведено без внесения дополнительных инородных нейтрализующих нефть веществ реагентов с помощью аборигенной почвенной микрофлоры.

«Способ осуществляется следующим образом. С поверхности почвогрунта, загрязненного нефтью, удаляются остатки нефти с помощью сорбентов. Вблизи от загрязненного почвогрунта вспахивается и обрабатывается культиватором незагрязненное поле, площадь которого, умноженная на глубину вспашки, равнялась от 5/6 до 9/10 объема загрязненного почвогрунта. Загрязненный нефтью почвогрунт удаляется с места разлива нефти и равномерно расстилается на поверхность свежевспаханного поля толщиной от 1/10 до 1/6 глубины вспашки и перемешивается со свежевспаханной землей во всю глубину вспашки, например культиватором. Для достижения равномерного распределения загрязненного почвогрунта по всей поверхности и глубине вспаханного поля обработку культиватором производят несколько раз. Частицы свежевспаханной земли, являясь хорошим природным сорбентом, впитывают в себя часть нефти от частиц загрязненного нефтью почвогрунта, уменьшая содержание нефти до допустимого уровня концентрации нефти в почвогрунте от 1,5 до 15 %, необходимого для восстановления естественного растительного покрова» [14].

Вывод: Таким образом, восстановление загрязненных нефтью почвогрунтов можно осуществить без внесения дополнительных инородных нейтрализующих нефть веществ и реагентов.

					Защитные устройства для подводного перехода магистрального нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

7 Расчетная часть

7.1 Расчёт ущерба водному объекту, почве и атмосфере при порыве нефтепровода в месте подводного перехода

Задание: Определить количество нефти, вылившейся из нефтепровода вследствие аварии, оценить степень загрязнения земель, атмосферы, водных объектов, а также оценить ущерб, подлежащий компенсации окружающей природной среде, от загрязнения земель, атмосферы и водных объектов.

Исходные данные:

Подземный нефтепровод диаметром 1020 мм с толщиной стенки 12,0 мм, длиной 152 км между двумя насосными станциями, глубина заложения 2 м. Нефтепровод имеет подводный переход через судоходную реку на 114-123 км. Нефтеперекачивающая станция находится на 152 км. Место аварии 122 км – подводный переход. Разрыв трубопровода на полное сечение. Площадь загрязнения нефтью составила 52470 м². Из них 25000 м² – загрязнение нефтью береговой зоны. Левая задвижка от места аварии находится на 113 км трассы, правая – 123 км. Время возникновения аварии – 05.05.2001 г. в 15:00. Время остановки перекачки нефти – 5 минут. Время закрытия задвижек – 9 минут. Температура наружного воздуха равна 15° С, температура верхнего слоя земли 12° С, температура верхнего слоя воды 9° С. Грунт берега песок.

$T_a = 15$ ч 00 мин - время повреждения нефтепровода;

$T_o = 15$ ч 05 мин - время останова насосов;

$T_3 = 15$ ч 14 мин - время закрытия задвижек;

$T_i = 0,05$ ч - элементарный интервал времени, внутри которого режим истечения принимается неизменным;

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
					<i>Ликвидация аварийного разлива нефти на подводном переходе магистрального нефтепровода</i>			
Разраб.		Ковалева И.А.			Расчетная часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Антропова Н.А.					59	114
Консульт.								
Рук-ль ООП		Брисник О.В.						
						НИ ТПУ гр. 2Б4А		

$Q_0 = 1,39 \text{ м}^3/\text{с}$ - расход нефти в неповрежденном нефтепроводе при работающих насосных станциях;
 $Q' = 1,421 \text{ м}^3/\text{с}$ - расход нефти при работающих насосах в поврежденном нефтепроводе;
 $L = 152 \text{ км}$ - протяженность аварийного участка нефтепровода между двумя насосными станциями;
 $x^* = 122 \text{ км}$ - расстояние от насосной станции до места повреждения;
 $l_{\text{зав}1} = 113 \text{ км}$ - расстояние от НПС до задвижки 1;
 $l_{\text{зав}2} = 123 \text{ км}$ - расстояние от НПС до задвижки 2;
 $Z_1 = 46,4 \text{ м}$ - геодезическая отметка начала аварийного участка;
 $Z_2 = 72,9 \text{ м}$ - геодезическая отметка конца аварийного участка;
 $g = 9,81 \text{ м}/\text{с}^2$ - ускорение силы тяжести;
 $\rho = 0,850 \text{ т}/\text{м}^3$ - плотность нефти;
 $m_0 = 0,25$ - показатель режима движения нефти по нефтепроводу;
 $D = 1020 \text{ мм}$ – диаметр нефтепровода;
 $\delta = 12,0 \text{ мм}$ – толщина стенки;
 $\nu = 0,076 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}$ - кинематическая вязкость нефти;
 $h_a = 10 \text{ м.вод.ст.}$ - напор, создаваемый атмосферным давлением;
 $h = 2 \text{ м}$ - глубина заложения нефтепровода;
 $P_0 = 6,30 \text{ МПа}$ - рабочее давление;
 $h_{\text{ср}} = 0,06 \text{ м}$ - глубина пропитки грунта нефтью;
 $F_{\text{гр}} = 25000 \text{ м}^2$ - площадь грунта насыщенного нефтью;
 $q_{\text{н.п.}} = 1748,7 \text{ г}/\text{м}^2$ - удельное количество летучих углеводородов, испарившихся с единицы поверхности нефти, загрязняющей почву;
 $F_{\text{амб}} = 2500 \text{ м}^2$ – площадь земляного амбара;
 $q_{\text{н.а.}} = 4620 \text{ г}/\text{м}^2$ - удельная величина выбросов углеводородов с 1 м^2 поверхности амбара;
 $K_{\text{т.н.}} = 4$ – класс токсичности нефти;
 Регион – Ростовская область;

					Расчетная часть	Лист
						60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Период восстановления земель – 4 года;

Степень загрязнения – сильная;

Ширина реки $X = 130$ м; Скорость течения реки $X = 0,9$ м/с.

7.1.1 Оценка факторов, определяющих величину ущерба окружающей природной среде при авариях на нефтепроводе

«Факторы, которые определяют величину ущерба, наносимого окружающей природной среде на нефтепроводах при авариях [15]:

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

Расчет количества нефти, вылившейся из трубопровода, производится в 3 этапа, которые определяются разными режимами истечения:

- истечение нефти с момента повреждения до остановки перекачки;
- истечение нефти из трубопровода с момента остановки перекачки до закрытия задвижек;
- истечение нефти из трубопровода с момента закрытия задвижек до прекращения утечки» [15].

«Общий объем вытекшей нефти составит» [15]:

$$V=V_1+V_2+V_3, \quad (6)$$

где V_1 – «объем нефти, которая вытекла с момента повреждения до остановки перекачки, m^3 » [15];

V_2 – «объем нефти, которая вытекла с момента остановки перекачки до закрытия задвижек, m^3 »;

V_3 – «объем нефти, которая вытекла с момента закрытия задвижек до прекращения утечки (до полного опорожнения отсеченной части трубопровода), m^3 ».

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

7.1.1.1 Расчет объема нефти, вытекшей из нефтепровода вследствие аварии с момента возникновения аварии до момента остановки перекачки [15]:

$$V_1 = Q_1 \cdot T_1 = Q_1 \cdot (T_0 - T_a), \quad (7)$$

где Q_1 – «расход нефти через место повреждения с момента возникновения аварии до остановки перекачки, м³/ч» [15];

T_1 – «время истечения нефти из поврежденного нефтепровода при работающих насосных станциях, ч» [15];

$T_0 = 15:05$ – «время остановки насосов после повреждения, ч» [15];

$T_a = 15:00$ – «время повреждения нефтепровода, ч» [15].

Так как разрыв нефтепровода на полное сечение, из этого следует, что $P'' = 0$. Для определения расхода нефти через место повреждения воспользуемся частным случаем.

$$Q_1 = Q', \quad (8)$$

где $Q' = 1,421$ м³/с – «расход нефти в поврежденном состоянии в НП» [15];

$$Q_1 = Q' = 1,421 \text{ м}^3/\text{с},$$

$$V_1 = Q_1 \cdot T_1 = 5115,6 \cdot 0,083 = 424,59 \text{ м}^3.$$

7.1.1.2 Объем V_2 нефти, вытекшей с момента остановки насосов T_0 до закрытия задвижек T_3

«После того как отключили насосные станции происходит опорожнение расположенных между двумя ближайшими насосными станциями возвышенных и прилегающих к месту повреждения участков, за исключением понижений между ними. Истечение нефти можно определить переменным во времени напором, который уменьшается вследствие опорожнения нефтепровода» [15].

Время истечения нефти $\tau_2 = (T_0 - T_3) = 9$ мин. Разбиваем τ_2 на 3 элементарных интервала $\tau_i = 3$ мин.

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

Для того чтобы рассчитать напор в месте разрыва нефтепровода неизвестна геодезическая отметка места повреждения Z_M .

«Найдём геодезическую отметку» [15] для места порыва, т.е. для 122000 м, так как даны только данные для геодезических отметок ближайших переломных точек нефтепровода: 121800 м ($z = 4,6$ м) и 123500 м ($z = 152,5$ м).

1) Найдём угол α из треугольника ABC:

$$\operatorname{tg} \alpha = \frac{BC}{AB} = \frac{152,5 - 4,6}{123500 - 121800} = 0,087. \quad (9)$$

2) Так как треугольники ABC и A'B'C подобны, то используя угол α находим B'C:

$$B'C = 0,087 \cdot (123500 - 121800) = 130,5 \text{ м}. \quad (10)$$

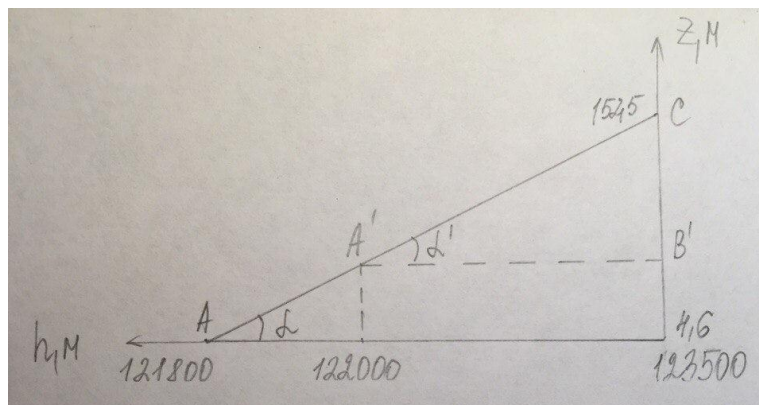


Рисунок 16 - Геодезическая отметка места повреждения

3) Найдём геодезическую отметку места повреждения нефтепровода:

$$Z_M = 152,5 - 130,5 = 22 \text{ м}. \quad (11)$$

«Напор в отверстии, соответствующий 1-ому элементарному интервалу времени» [15]:

$$h = Z_i - Z_M - h_T - h_a, \quad (12)$$

где $Z_i = 190,1$ м – «самая высокая геодезическая отметка точки профиля рассматриваемого участка нефтепровода» [15];

Z_M – «геодезическая отметка места повреждения» [15];

$h_T = 2$ м – «глубина заложения нефтепровода» [15];

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

$h_a = 10$ м – «напор, который создается атмосферным давлением» [15].

Участок 1

$$T_1 = 3 \text{ мин} = 180 \text{ с}$$

Определим значение h_1 :

$$h_1 = 190,1 - 22 - 2 - 10 = 156,1 \text{ м.}$$

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

$$Q_i = \mu \omega \cdot \sqrt{2gh_i}, \quad (13)$$

где W – «площадь повреждения, т.к. разрыв на полное сечение трубопровода» [15];

$\mu = 0,595$ – коэффициент расхода нефти.

$$\omega = 0,785 \cdot D^2, \quad (14)$$

Определим диаметр дефектного отверстия:

$$d_{\text{отв}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,785 \cdot 0,996^2}{3,14}} = 0,996 \text{ м}^2.$$

Определим число Рейнольдса:

$$Re_1 = \frac{0,996 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 156,1}}{0,00000764} = 5000876,$$

т.к. $Re_1 > 300000$ принимаем по таблице 9, тогда $\mu = 0,595$.

Таблица 9 - Коэффициент расхода нефти

Показатели Re	До 25	25...400	400...10000	10000...300000	300000
μ	$\frac{Re}{48}$	$\frac{Re}{1,5 + 1,4 \cdot Re}$	$0,29 + \frac{0,27}{\sqrt[6]{Re}}$	$0,592 + \frac{5,5}{\sqrt{Re}}$	0,595

Определим значение Q_1 :

$$Q_2 = 0,595 \cdot 0,785 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 156,1} = 25,65 \text{ м}^3/\text{с.}$$

Определим значение V_1 :

$$V_2 = 180 \cdot 25,65 = 4617,08 \text{ м}^3.$$

Определим значение l_1 :

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

$$l_1 = \frac{4 \cdot 4617,08}{3,14 \cdot 0,996^2} = 5928,97 \text{ м}$$

Найдем значение Z_2 как разность Z_1 и ΔZ_1 :

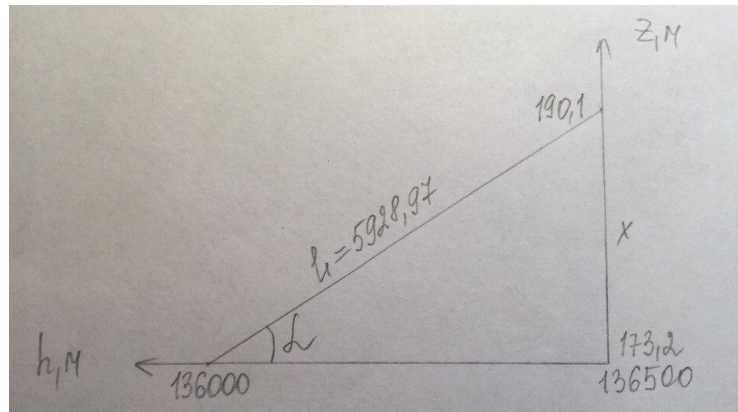


Рисунок 17 - Определение ΔZ

$$x = 190,1 - 173,2 = 16,9 \text{ м,}$$

$$\tan \alpha = \frac{x}{136500 - 136000} = \frac{16,9}{500} = 0,0338,$$

$$\alpha = \arctg(0,0338) = 1,94,$$

$$\Delta Z_1 = l_1 \cdot \sin \alpha = 5928,97 \cdot \sin(1,94) = 200,7,$$

$$Z_2 = 190,1 - 200,7 = -9,6 \text{ м.}$$

Участок 2

$$T_2 = 3 \text{ мин} = 180 \text{ с}$$

Определим значение h_2 :

$$h_2 = -9,6 - 22 - 2 - 10 = -43,6 \text{ м}$$

Так как, второй напор нефтепровода в месте порыва равен $h_2 = -43,6$ м. ($h < 0$), то невозможно рассчитать объем V_2 нефти, которая вытекла за период времени t_2 . Из этого можно сделать вывод, «что утечка нефти из трубопровода с момента остановки перекачки до закрытия задвижек не осуществляется. Следовательно, общий объем выхода нефти из нефтепровода с момента остановки перекачки до закрытия задвижек V_2 равен 0» [15].

7.1.1.3 Объем нефти V_3 , вытекшей с момента закрытия задвижек до прекращения утечки

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

Общий объем нефти V_3 определяется [16]:

$$V_3 = V'_3 + \Delta V_3 \quad (15)$$

где V_3 – «объем нефти V_3 , вытекшей с момента закрытия задвижек до прекращения утечки, м^3 » [15];

V'_3 – «основной объем нефти, вытекающей после закрытия задвижек до прекращения самопроизвольного истечения нефти через место повреждения, м^3 » [15];

ΔV_3 – «объем участка НП с частичным опорожнением, равен 0, так как в данном участке НП произошел полный разрыв, нет дополнительного стока нефти, м^3 » [15].

«Основной объем нефти, вытекающий после закрытия задвижек до прекращения самопроизвольного истечения нефти через место повреждения, м^3 , определяем по формуле» [16]:

$$V'_3 = \frac{\pi \cdot D_{\text{вн}}^2 \cdot l_1}{4} \quad (16)$$

Определим длину l_1 (113-121км) которую находим по теореме Пифагора путем построения прямоугольного треугольника:

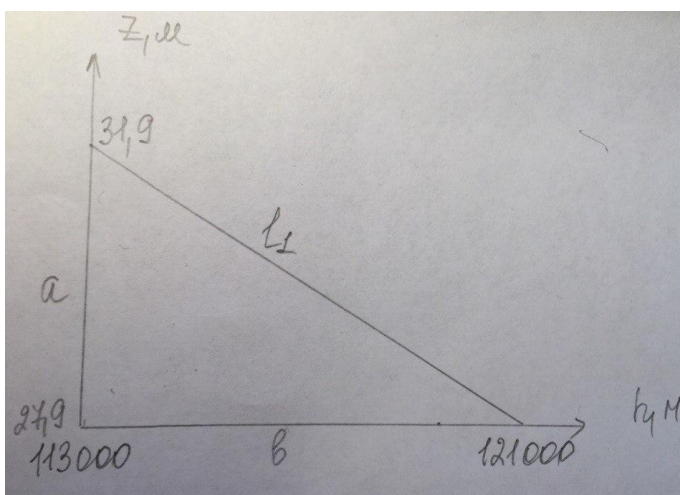


Рисунок 18 – Определение длины участка l_1

где a – разность между двумя высотными отметками, м

$$a = 31,9 - 27,2 = 4,7 \text{ м};$$

b – разность между расстояниями, м

$$b = 121000 - 113000 = 8000 \text{ м};$$

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

$$l_1 = \sqrt{a^2 + b^2} = \sqrt{8000^2 + 4,7^2} = 8000,001 \text{ м.} \quad (17)$$

Далее рассчитаем длину участка l_2 (122 – 123 км):

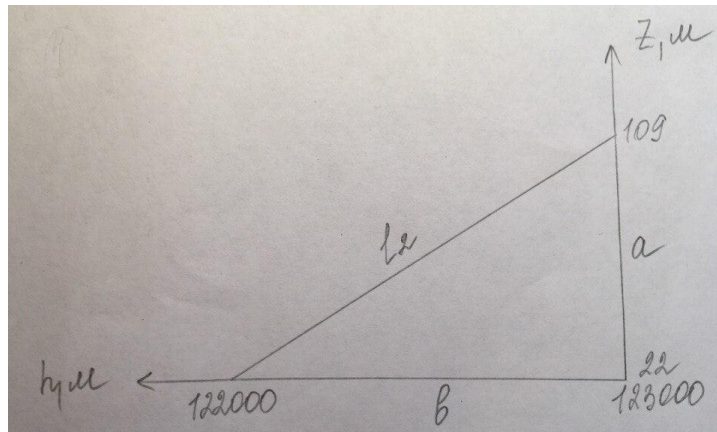


Рисунок 19 – Определение длины участка l_2

$$a = 109 - 22 = 87 \text{ м;}$$

$$b = 123000 - 122000 = 1000 \text{ м;}$$

$$l_2 = \sqrt{a^2 + b^2} = \sqrt{1000^2 + 87^2} = 1003,77 \text{ м}$$

Аналогично рассчитаем длину участка l_3 (121 – 121,2 км):

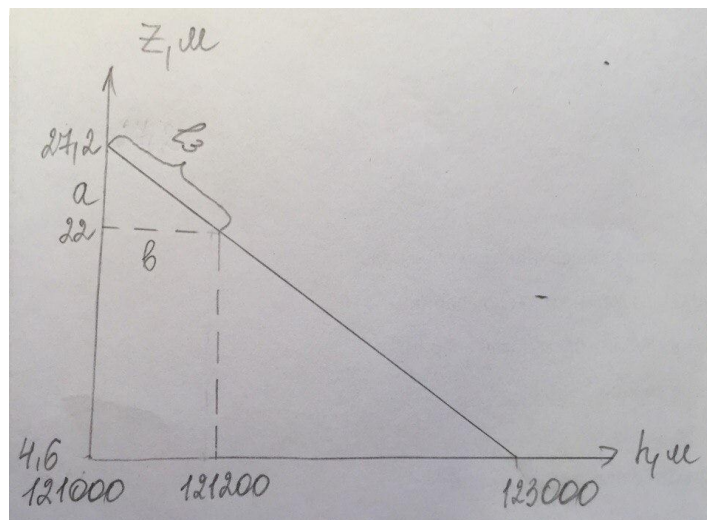


Рисунок 20 – Определение длины участка l_3

$$a = 27,2 - 22 = 5,2 \text{ м;}$$

$$b = 121200 - 121000 = 200 \text{ м;}$$

$$l_3 = \sqrt{a^2 + b^2} = \sqrt{200^2 + 5,2^2} = 200,07 \text{ м}$$

Определим суммарную длину участков, из которых выльется нефть на 3 стадии истечения:

$$l' = l_1 + l_2 + l_3 = 8000,001 + 1003,77 + 200,07 = 9203,841 \text{ м} \quad (18)$$

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

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» [15].

«Так как определение объема V_2 нефти с момента остановки перекачки до закрытия задвижек не осуществилось, значит, не определяли участок, который освободился за период времени τ_2 после отключения насосных станций» [16].

Объем нефти, вытекающей после закрытия задвижек до прекращения самопроизвольного истечения нефти через место повреждения:

$$V'_3 = \frac{\pi * D_{\text{вн}}^2 * l'}{4} = \frac{3,14 * 0,996^2 * 9203,841}{4} = 7167,33 \text{ м}^3$$

где $D_{\text{вн}} = 0,996$ м - внутренний диаметр нефтепровода;

$l' = 9203,841$ м – «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» [15].

Объем стока нефти из нефтепровода с момента закрытия задвижек находится как сумма вытекшей нефти после закрытия задвижки и после опорожнения участка:

$$V_3 = V'_3 + \Delta V_3 = 7167,33 + 0 = 7167,33 \text{ м}^3, \quad (19)$$

где $V'_3 = 7167,33 \text{ м}^3$ – «объем нефти, вытекающей после закрытия задвижек до прекращения самопроизвольного истечения нефти через место повреждения» [15];

$\Delta V_3 = 0 \text{ м}^3$ – «дополнительный сток нефти, вытекающий после закрытия задвижек до прекращения самопроизвольного истечения нефти через место повреждения (равен 0, т.к. это разрыв на полное сечение)» [15].

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

7.1.1.4 Общий объем (общая масса М) вылившейся при аварии нефти в результате порыва нефтепровода

Общий объем нефти, вытекшей при аварии по формуле:

$$V = V_1 + V_2 + V_3 = 424,59 + 4617,08 + 7167,33 = 12209 \text{ м}^3,$$

где $V_1 = 424,59 \text{ м}^3$ – «объем нефти, вытекшей из нефтепровода с момента возникновения аварии до момента остановки перекачки» [15];

$V_2 = 4617,08 \text{ м}^3$ – «объем нефти, вытекшей с момента остановки насосов до закрытия задвижек» [15];

$V_3 = 7167,33 \text{ м}^3$ – «объем нефти, вытекшей из нефтепровода с момента закрытия задвижек до прекращения истечения нефти» [15].

Общая масса М нефти, вылившейся при аварии:

$$M = V \cdot \rho, \quad (20)$$

где М – «общая масса нефти, вылившейся при аварии» [15];

$\rho = 0,850 \text{ т/м}^3$ – «плотность нефти» [15];

$V = 4229,96 \text{ м}^3$ - «общий объем нефти, вылившейся при аварии, м^3 » [15].

$$M = V \cdot \rho = 12209 \cdot 0,850 = 10377,65 \text{ т.}$$

7.2 Оценка степени загрязнения земель

Степень загрязнения земель определяется насыщенностью грунта нефтью.

Объем насыщенного нефтью грунта вычисляется по формуле:

$$V_{\text{гр}} = F_{\text{гр}} \cdot h_{\text{ср}}, \quad (21)$$

$$V_{\text{гр}} = F_{\text{гр}} \cdot h_{\text{ср}} = 25000 \cdot 0,06 = 1500 \text{ м}^3,$$

где $F_{\text{гр}} = 25000 \text{ м}^2$ – «площадь грунта насыщенного нефтью» [15];

$h_{\text{ср}} = 0,06 \text{ м}$ – «средняя глубина пропитки грунта на всей площади нефтенасыщенного грунта» [15].

$$V_{\text{вп}} = K_{\text{н}} * V_{\text{гр}}, \quad (22)$$

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

Где $K_n = 0,12$ – «нефтеемкость грунта (песок), принимается по табл. 10» [16];

$V_{гр} = 1500 \text{ м}^3$ – «объем нефтенасыщенного грунта» [15].

$$V_{вп} = 0,12 \cdot 1500 = 180 \text{ м}^3,$$

«Нефтенасыщенность грунта или количество нефти, которая впиталась в грунт, определяется по соотношениям» [15]:

$$M_{вп} = V_{вп} \cdot \rho, \quad (23)$$

где $M_{вп}$ – «масса нефти, впитавшейся в грунт, т» [15];

$V_{вп} = 180 \text{ м}^3$ – «объем нефти, впитавшийся в грунт» [15];

$\rho = 0,850 \text{ т/м}^3$ – «плотность нефти» [15].

$$M_{вп} = 180 \cdot 0,850 = 153 \text{ т.}$$

«Значение нефтеемкости грунта K_n в зависимости от его влажности принимается по таблице 10» [16].

Таблица 10 – Нефтеемкость грунтов

Грунт	Влажность, %				
	0	20	40	60	80
Гравий (диаметр частиц 2...20 мм)	0,30	0,24	0,18	0,12	0,06
Песок (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

7.3. Оценка степени загрязнения водных объектов

7.3.1 Масса нефти разлитой на поверхности водного объекта

$$M_p = (m_p - m_\phi) \cdot F_n \cdot 10^{-6} + (C_p - C_\phi) \cdot V_p \cdot 10^{-6} \quad (24)$$

где $m_p = 70 \text{ г/м}^2$ – «удельная масса пленочной нефти на единицу площади реки после аварии» [15];

$m_\phi = 0,2 \text{ г/м}^2$ – «удельная масса пленочной нефти на единицу площади реки до аварии» [15];

$C_p = 8 \text{ г/м}^3$ – «концентрация растворенной и эмульгированной нефти в воде на глубине 0,3 м после аварии» [15];

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

$C_{\phi} = 0,05 \text{ г/м}^3$ – «концентрация растворенной и эмульгированной нефти в воде на глубине 0,3 м до аварии» [15];

V_p – «объем воды в которой растворилась нефть» [15];

$F_H = 27470 \text{ м}^2$ – «площадь поверхности водного объекта которая покрыта нефтью» [15].

$$V_p = 0,3 \cdot F_H \quad (25)$$

$$V_p = 0,3 \cdot 27470 = 8241 \text{ м}^3$$

$$M_p = (70 - 0,2) \cdot 27470 \cdot 10^{-6} + (8 - 0,05) \cdot 8241 \cdot 10^{-6} = 1,98 \text{ т}$$

7.3.2 Масса нефти загрязняющей водный объект

$$M_{\text{НВК}} = 8,7 \cdot 10^{-4} \cdot M_p \cdot (C_H - C_{\phi}) \quad (26)$$

где $C_H = 122 \text{ г/м}^3$ – «концентрация насыщения растворенной нефти принимается по таблице 11» [15].

$$M_{\text{НВК}} = 8,7 \cdot 10^{-4} \cdot 1,98 \cdot (122 - 0,05) = 0,21 \text{ т}$$

Таблица 11 – «Концентрация насыщения воды нефтью» [15]

Вид водного объекта	Концентрация насыщения, г/м ³
Водоемы	26
Водотоки	122

7.3.3 Масса пленочной нефти, оставшаяся на водной поверхности после проведения обязательных мероприятий по ликвидации последствий разливов нефти

$$M_{\text{Пл.ост}} = m_{\text{Пл.ост}} \cdot F_{\text{Н.ост}} \quad (27)$$

где $m_{\text{Пл.ост}} = 0,4 \cdot 10^{-6} \text{ г/м}^2$ – «масса пленочной нефти на единицу площади водной поверхности после того как завершился сбор основной массы разлитой нефти принимается по таблице 12» [15];

$F_{\text{Н.ост}} = 27470 \text{ м}^2$ – «площадь водной поверхности, покрытой пленочной нефтью после завершения сбора основной массы разлитой нефти» [15].

$$M_{\text{Пл.ост}} = 0,4 \cdot 10^{-6} \cdot 27470 = 10,99 \text{ т}$$

Таблица 12 – Масса нефти на 1 м² водной поверхности при различном
внешнем виде нефтяной пленки

Внешние признаки нефтяной пленки	Масса нефти (г) на 1 м ² водной поверхности
1. Чистая водная поверхность без признаков опалесценции (отсутствие признаков цветности при различных условиях освещенности)	0
2. При наиболее благоприятных условиях освещения и спокойном состоянии водной поверхности не наблюдается пятен и пленки, но есть радужные полосы	0,1
3. При спокойном состоянии водной поверхности, наблюдается появление первых признаков цветности (пятна и серые пленки с серебристым налетом)	0,2
4. При слабом волнении наблюдаются пятна и пленки с яркими цветными полосами	0,4
5. Не разрывающиеся при волнении пятна и пленки нефти которые покрывают большие участки поверхности, переход цвета к тусклому, мутно - коричневому	1,2
6. При волнении хорошо видна поверхность воды, которая покрыта сплошным слоем нефти, цвет темный, темно - коричневый	2,4

7.3.4 Масса нефти, принимаемая для расчета платы за загрязнение водного объекта при авариях на нефтепроводах

$$M_y = M_{\text{нвк}} + M_{\text{пл.ост}} \quad (28)$$

$$M_y = 0,21 + 10,99 = 11,2 \text{ т}$$

7.4 Оценка загрязнения атмосферного воздуха

Степень загрязнения атмосферы вследствие аварийного разлива нефти определяется массой летучих низкомолекулярных углеводородов, испарившихся с поверхности земли.

7.4.1 Масса углеводородов, испарившихся с поверхности земли, покрытой разлитой нефтью

$$M_{\text{и.п.}} = q_{\text{и.п.}} \cdot F_{\text{гр}} \cdot 10^{-6}, \quad (29)$$

где $q_{\text{и.п.}} = 1748,7 \text{ г/м}^3$ – «удельное количество летучих углеводородов, испарившихся с единицы поверхности нефти, загрязняющей почву»[15];

$$F_{\text{гр}} = 25000 \text{ м}^2 \text{ – «площадь грунта насыщенного нефтью»}[15].$$

$$M_{\text{и.п.}} = 1748,7 \cdot 25000 \cdot 10^{-6} = 43,72 \text{ т.}$$

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

Средняя температура поверхности испарения определяется по формуле:

$$t_{п.и} = 0,5(t_{п} + t_{воз}), \quad (30)$$

где $t_{п}$ – «температура верхнего слоя почвы, °С» [15];

$t_{воз}$ – «температура воздуха, °С» [15].

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

Толщины слоя нефти на дневной поверхности почвы

$$\delta_{п} = \frac{M_{п.с.}}{F_{гр} \cdot \rho}, \quad (31)$$

где $M_{п.с.}$ – «масса свободной нефти, находящейся на поверхности почвы в месте разлива, т» [15];

ρ – «плотность нефти, т/м³» [15].

Вычислим:

$$t_{п.и} = 0,5 \cdot (12 + 15) = 13,5^{\circ}\text{C},$$

$$T_{и.п.} = 48 \text{ ч (по условию)}$$

$$\delta_{п} = 0,01 \text{ м (по условию)}$$

7.4.2 Масса нефти испарившейся с поверхности амбара

$$M_{и.а} = q_{и.а} \cdot F_{амб} \cdot 10^{-6}, \quad (32)$$

где $q_{и.а} = 4620 \text{ г/м}^2$ – «удельное количество летучих углеводородов с единицы поверхности амбара» [15];

$F_{амб} = 2500 \text{ м}^2$ – «площадь поверхности амбара» [15].

$$M_{и.а} = 4620 \cdot 2500 \cdot 10^{-6} = 11,55 \text{ т.}$$

7.4.3 Масса углеводородов испарившихся с поверхности водного объекта

$$M_{и.в} = q_{и.в} \cdot F_{н} \cdot 10^{-6}, \quad (33)$$

где $q_{и.в} = 290 \text{ г/м}^2$ – «удельное количество выбросов, испарившихся с единицы поверхности нефти, загрязняющей водный объект» [15];

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

$F_H = 27470 \text{ м}^2$ – «площадь поверхности водного объекта покрытая нефтью» [15].

$$M_{и.в} = 290 \cdot 27470 \cdot 10^{-6} = 7,97 \text{ т.}$$

7.4.4 Масса нефти, принимаемая для расчета платы за выбросы летучих низкомолекулярных углеводородов нефти в атмосферу при авариях на магистральных нефтепроводах

$$M_{и} = M_{и.п.} + M_{и.амб} , \quad (34)$$

где $M_{и.п.} = 1,07 \text{ т}$ – «масса летучих низкомолекулярных углеводородов, испарившихся с поверхности почвы, покрытой разлитой нефтью» [15];

$M_{и.амб.} = 23,1 \text{ т}$ – «масса летучих низкомолекулярных углеводородов, испарившихся с поверхности амбара» [15].

$$M_{и} = M_{и.п.} + M_{и.амб} + M_{и.в} = 7,97 + 43,72 + 11,55 = 63,24 \text{ т.}$$

7.5 Баланс 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 $M_{б.п.}$ нефти:

$$M = M_{б.п.} + M_{сб.}, \quad (35)$$

$$M_{б.п.} = M_{в.п.} + M_{и} + M_{у}, \quad (36)$$

где $M = 10377,65 \text{ т}$ – «общая масса нефти, вылившейся при аварии» [15].

$M_{в.п.} = 153 \text{ т}$ – «масса, впитавшейся в грунт нефти» [15];

$M_{и} = 63,24 \text{ т}$ – «масса, испарившихся летучих низкомолекулярных углеводородов нефти» [15];

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

$M_y = 11,2$ т – «масса нефти, причинившая ущерб, принимаемая для расчета платы за загрязнение водного объекта» [15].

$$M_{б.п.} = 153 + 11,2 + 63,24 = 227,44 \text{ т,}$$

$$M_{сб} = M - M_{б.п.} = 10377,65 - 227,44 = 10150,21 \text{ т.}$$

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

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

«В соответствии с нормативным документом «Порядок определения размеров ущерба от загрязнения земель химическими веществами» [17] ущерб Y_3 от загрязнения земель нефтью определяется по формуле:

$$Y_{\text{почв}} = \text{СХЗ} \cdot S \cdot K_{\Gamma} \cdot K_{\text{исх}} \cdot T_x, \quad (37)$$

где СХЗ = 3,0 – степень химического загрязнения почв нефтепродуктами;

$S = 25000 \text{ м}^2$ – площадь загрязненного участка, м^2 ;

$K_{\Gamma} = 1,0$ – показатель в зависимости от глубины загрязнения нефтепродуктами или порчи почв;

$K_{\text{исх}} = 2,0$ – показатель в зависимости от категории земель и целевого назначения, на которой расположен загрязненный участок;

$T_x = 600$ – «такса для исчисления размера ущерба (вреда), причиненного почвам как объекту окружающей среды, при химическом загрязнении почв, руб/ м^2 » [18].

$$Y_{\text{почв}} = 3,0 \cdot 25000 \cdot 1,0 \cdot 2,0 \cdot 600 = 90\,000\,000 \text{ руб.}$$

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

9 Оценка ущерба окружающей природной среде, подлежащего компенсации, от загрязнения атмосферы испарениями нефти

В результате разрыва нефтепровода на полное сечение. Общая площадь загрязнения нефтью составила 52470 м². Толщина слоя нефти на дневной поверхности составила 0,005 м.

При расчете были приняты:

$K_3 = 1,9$ – «Северо – Кавказского экономического округа РФ П.9.2» [15];

$K_{инд} = 1,79$ – коэффициент, применяемый в 2013 году к нормативам платы за негативное воздействие на окружающую среду, установленным в 2005 году;

$K_{инд} = 2,2$ – коэффициент, применяемый в 2013 году к нормативам платы за негативное воздействие на окружающую среду, установленным в 2003 году с соответствии с законом о федеральном бюджете на 2013 год;

Расчетная ставка платы за выброс 1 т загрязняющего вещества в пределах установленного лимита, с учетом коэффициентов, составляет:

- для углеводородов предельных C₁-C₁₀ (летучих низкомолекулярных углеводородов по С):

$$25 \text{ руб./т} \cdot 1,9 \cdot 1,79 = 85,03 \text{ руб./т,}$$

- для бензола:

$$105 \text{ руб./т} \cdot 1,9 \cdot 2,2 = 438,9 \text{ руб./т,}$$

- для толуола:

$$18,5 \text{ руб./т} \cdot 1,9 \cdot 2,2 = 77,33 \text{ руб./т,}$$

- для ксилола:

$$56 \text{ руб./т} \cdot 1,9 \cdot 2,2 = 234,08 \text{ руб./т,}$$

- для сероводорода:

$$1285 \text{ руб./т} \cdot 1,9 \cdot 2,2 = 5371,30 \text{ руб./т.}$$

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

«Удельная величина выбросов углеводородов в атмосферу с поверхности нефти при испарении в течение 24 ч, в соответствии с методикой» [15] (приложение 4, таблица П4), составляет 221 г/м².

Масса испарившихся в атмосферный воздух углеводородов нефти составляет:

$$52470 \text{ м}^2 \cdot 221 \text{ г/м}^2 \cdot 10^{-6} \text{ т/г} = 11,60 \text{ т,}$$

- для углеводородов предельных C₁-C₁₀ (летучих низкомолекулярных углеводородов по С) – 11,526 т;

- для бензола – 0,037 т;

- для толуола – 0,026 т;

- для ксилола – 0,011 т;

- для сероводорода – 0,0074 т.

«Ущерб атмосферному воздуху Y_а составляет» [18]:

$$Y_a = C_i = H_i \cdot K_{\text{э}} \cdot K_{\text{Г}} \cdot K_{\text{пр}} \cdot K_{\text{инд}}, \text{ руб} \quad (38)$$

$$Y_a = 5 \cdot [(11,526 \text{ т} \cdot 85,03 \text{ руб./т}) + (0,037 \text{ т} \cdot 438,9 \text{ руб./т}) + (0,026 \text{ т} \cdot 77,33 \text{ руб./т}) + (0,011 \text{ т} \cdot 234,08 \text{ руб./т}) + (0,0074 \text{ т} \cdot 5371,3 \text{ руб./т})] = 5 \cdot (980,06 + 16,24 + 2,01 + 2,57 + 39,75) = 5203,15 \text{ руб.}$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		78

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

«Расчет ущерба ОПС от загрязнения водных объектов нефтью при аварийных разливах выполняется по формуле» [18]:

$$Y_{\text{вод}} = K_{\text{вг}} \cdot K_{\text{в}} \cdot K_{\text{ин}} \cdot K_{\text{дл}} \cdot H_{\text{н}} \quad (39)$$

где, $K_{\text{вг}} = 1,15$ - «коэффициент, учитывающий природно-климатические условия в зависимости от времени года» [18];

$K_{\text{в}} = 1,36$ – «коэффициент, учитывающий состояние водных объектов» [18];

$K_{\text{ин}} = 1,747$ – «коэффициент индексации, учитывающий инфляционную составляющую экономического развития на 2013 год» [18];

$K_{\text{дл}} = 1,1$ – «коэффициент, учитывающий длительность негативного воздействия вредных (загрязняющих) веществ на водный объект при непринятии мер по его ликвидации» [18];

$H_{\text{н}} = 0,6$ млн.руб – «такса для исчисления размера ущерба (вреда) от сброса нефтепродуктов в водные объекты, млн. руб» [18].

$$Y_{\text{вод}} = 1,15 \cdot 1,36 \cdot 1,747 \cdot 1,1 \cdot 0,6 = 1\,000\,080 \text{ руб.}$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		79

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

«Плата за загрязнение окружающей природной среды разлившейся нефтью при авариях на магистральных нефтепроводах П складывается из ущерба, подлежащего компенсации, за загрязнение земли и атмосферы» [15]:

$$П = Y_з + Y_а + Y_в, \text{ руб.} \quad (40)$$

где $Y_{\text{почв}} = 90\,000\,000$ руб. – оценка ущерба от загрязнения земель;

$Y_а = 5203,15$ руб. – оценка ущерба от загрязнения атмосферы;

$Y_{\text{вод}} = 1\,000\,080$ руб. – оценка ущерба от загрязнения воды.

$$П = 90\,000\,000 + 5203,15 + 1\,000\,080 = 91\,005\,283,15 \text{ руб.}$$

Вывод: Ущерб окружающей среде при прорыве нефтепровода на месте подводного перехода составил 91 005 283,15 руб.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		80

12 Расчет угла и длины необходимого количества боновых заграждений

«Выберем и рассчитаем угол установки и длина БЗ α по номограмме»

[19]:

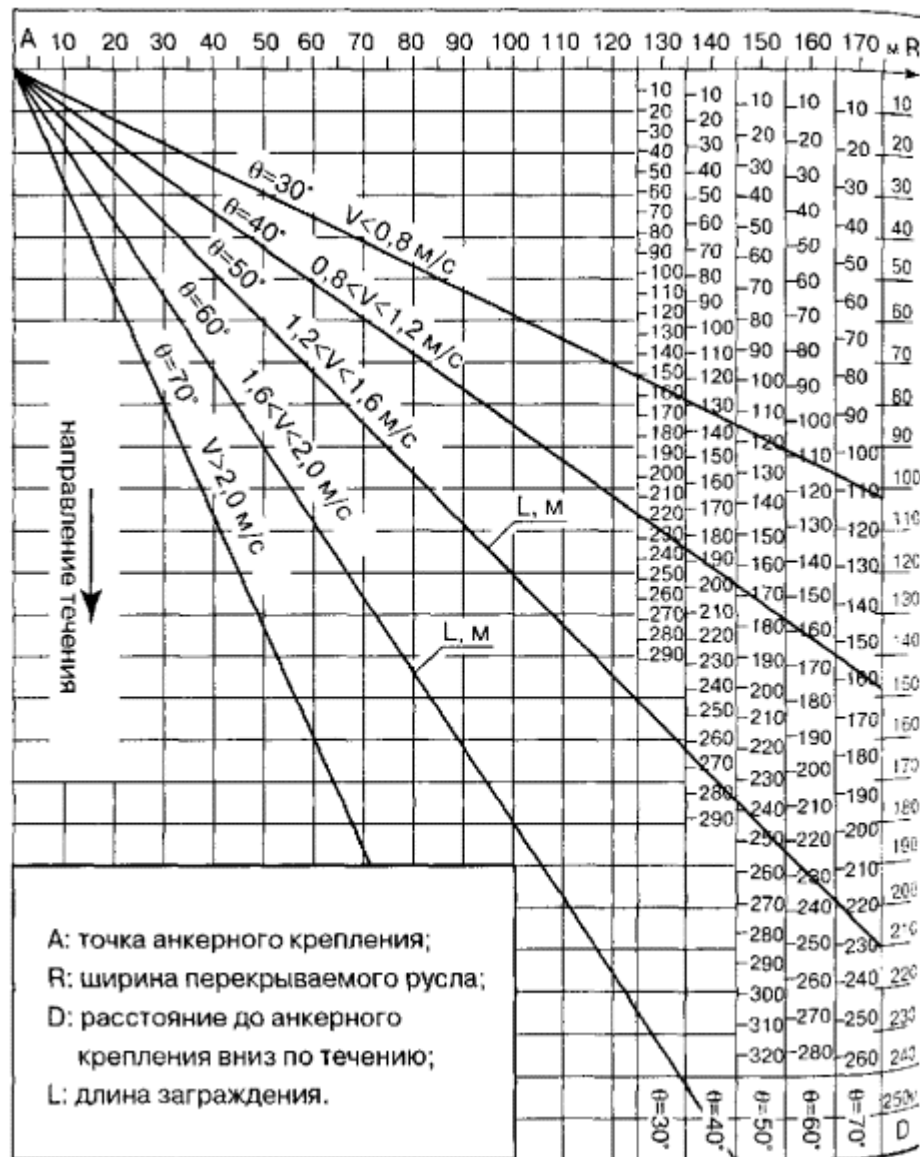


Рисунок 21 - Номограмма для определения длины и угла установки бонового заграждения и точки расположения береговых анкерных креплений

Длина и угол установки боновых заграждений с помощью номограммы определяются в следующей последовательности:

1. В зависимости от скорости течения реки $V = 0,9$ выбирается луч, исходящий из точки анкерного крепления A, который соответствует углу

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

установки боновых заграждений. Т.к. у нас скорость реки больше 0,8 м/с по номограмме угол равен 40 °.

2. Из точки, соответствующей ширине перекрываемого русла R=130 м, опускается перпендикуляр до пересечения с выбранной линией заграждения.

3. Полученный отрезок прямой проектируем на вертикальную ось, расположенную на номограмме справа. Длина проекции (отрезка на вертикальной оси справа) равна 110 м, она определяет величину расстояния до анкерного крепления заграждения вниз по течению D.

4. Длина заграждения реки L определяется по формуле:


$$L = \frac{D}{\sin \alpha} = \frac{110}{\sin 40^\circ} = 171 \text{ м} \quad (41)$$

Варианты расстановки БЗ выбираются в зависимости от конкретных условий с учетом скорости течения реки и категорий рек.

Для несудоходных рек может быть предложен вариант полного перекрытия реки, а для судоходных рек по схемам: серия «елочка» (колос), каскад. Возможные варианты расстановки БЗ приведены на схемах рисунка 18.

Таблица 13 – Рекомендуемые схемы установки БЗ [19]

Схема установки	Категория рек
 Сплошное	Несудоходные реки V<1,0 м/с
 Стропильное	Несудоходные реки V>1,0 м/с
 «Колос»	Судоходные реки V<1,0 м/с

	<p>Судоходные реки $V > 1,0$ м/с</p>
---	--

Установка БЗ перпендикулярно к течению может осуществляться при скорости течения до 0,35 м/с. При больших скоростях течения БЗ устанавливаются под углом.

Вывод: т.к у нас судоходная река, скорость меньше 1,0 м/с и угол равен 40° выбираем схему расстановки БЗ для перекрытия реки «колос».

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		83

13 Социальная ответственность

13.1 Производственная безопасность

По ГОСТ 12.0.002-2014 [20] производственные факторы подразделяют на: вредные и опасные.

Вредные производственные факторы – это факторы среды и трудового процесса, которые воздействуют на работающего при определенных условиях. Они приводят к заболеванию или снижению работоспособности.

Опасные производственные факторы – это факторы среды и трудового процесса, которые воздействуют на работающего при определенных условиях. Они могут быть причиной острого заболевания или резкого ухудшения здоровья и смерти.

Вредные и опасные производственные факторы по природе действия делят на группы:

- физические;
- химические;
- биологические;
- психофизиологические.

Факторы для производства данных работ приведены в таблице 14 и выбраны в соответствии с ГОСТ 12.0.003-74 [21].

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
					<i>Ликвидация аварийного разлива нефти на подводном переходе магистрального нефтепровода</i>			
Разраб.		Ковалева И.А.			Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Антропова Н.А.					84	114
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2Б4А		
Рук-ль ООП		Брисник О.В.						

Таблица 14 – Вредные и опасные факторы при выполнении работ по оценке ликвидации аварийного разлива нефти на подводных переходах

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74) [2]		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
1. Разведка места аварии; 2. Сбор высвободившейся нефти; 3. Рекультивационные работы		Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	ГОСТ 12.1.003 - 74 ССБТ[21]
	Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны		СанПиН 2.2.4.548-96[25]
	Превышение уровней шума		ГОСТ 12.1.003–2014 [23]
	Превышение уровней вибрации		ГОСТ 12.1.012–2004 ССБТ [25]
	Недостаточная освещенность рабочей зоны		СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03 СП 52.13330.2011 [28]
		Утечки вредных и токсичных веществ	ГОСТ 12.1.007-76 [26]
	Повреждения в результате контакта с животными, пресмыкающимися и насекомыми		ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ [22]

13.1.1 Анализ вредных производственных факторов

1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны

Отклонение показателей микроклимата на рабочем месте от нормальных параметров приводит к перегреву или переохлаждению организма, что приводит к негативным последствиям:

- перегрев способствует обильному потоотделению, учащению пульса и дыхания, слабости, головокружению, а также возникновению теплового удара;
- при переохлаждении возникают простудные заболевания, хронические воспаления суставов, мышц и т.д.

Работы ведутся в погодных условиях от минус 45 °С до плюс 40 °С.

Профилактика перегревания осуществляется организацией рационального режима труда путем сокращения рабочего времени, введение перерывов для отдыха в зонах с нормальным микроклиматом. От перегрева предусматривают средства индивидуальной защиты, например кепки [24].

2. Превышение уровней шума

Превышение уровней шума возможно при работе спец. техники.

Действие шума на человека определяется его влиянием на слуховой аппарат и другие органы и системы организма. Шум приводит к снижению внимания, увеличению ошибок при выполнении различных видов работ, угнетает центральную нервную систему (ЦНС), вызывает изменения скорости дыхания, пульса и способствует нарушению обмена веществ, а также возникновению сердечнососудистых заболеваний и гипертонических заболеваний.

В соответствии с ГОСТ 12.1.003-83[28] для рабочего места (в полевых условиях) устанавливается эквивалентный уровень звука равный 80 дБА. Запрещается даже кратковременное пребывание в зонах с октавными уровнями звукового давления свыше 135 дБ в любой октавной полосе.

Основные методы борьбы с шумом:

- снижение шума в самом источнике (применение звукоизолирующих средств);

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86

- СИЗ (беруши, наушники, ватные тампоны);
- соблюдение режима труда и отдыха;
- дистанционное управление при эксплуатации шумящего оборудования и машин.

3. Недостаточная освещенность рабочей зоны

Для строительных площадок и участков работ необходимо предусматривать общее равномерное освещение. При этом освещенность должна быть не менее 2 лк независимо от применяемых источников света, за исключением автодорог. При подъеме или перемещении грузов должна быть освещенность места работ не менее 5 лк при работе вручную и не менее 10 лк при работе с помощью машин и механизмов[27].

4. Превышение уровня вибрации

Источниками вибраций являются машины и аппараты, в которых движутся неуравновешенные массы. Они характерны для машин роторного типа (турбины, электродвигатели и ручной механизированный инструмент). Для механизмов с возвратно – поступательным движением (вибромолоты). Вибрация возникает при соударении деталей в зубчатых зацеплениях, подшипниковых узлах, соединительных муфтах. Источником вибрации является и движущийся транспорт.

Для санитарного нормирования и контроля используются средние квадратические значения виброускорения или виброскорости, а также их логарифмические уровни в децибелах. Для первой категории общей вибрации, по санитарным нормам скорректированное по частоте значение виброускорения составляет 62 дБ, а для виброскорости – 116дБ. Наиболее опасной для человека является вибрация с частотой 6-9 Гц [25].

Виброзащита включает в себя простые средства виброизоляции и виброгашения: установка вибрирующего оборудования на массивный фундамент, применение демпфирующего покрытия и виброизоляторов. СИЗ

					Социальная ответственность	Лист
						87
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

считаются специальные платформы, сидения, перчатки, рукоятки и некоторые виды обуви.

5. Повреждения в результате контакта с животными, пресмыкающимися и насекомыми

Существует опасность повреждений, в результате контакта с дикими животными, кровососущими насекомыми, клещами. Бригада должна быть обеспечена спецодеждой и средствами индивидуальной защиты. Нападение клещей-переносчиков возбудителей КЭ возможно в весенне - летний период, при среднесуточной температуре +3°. Наибольший риск нападения клещей в месяцах мае и июне. К СИЗ, относятся: сапоги с высоким голенищем, энцефалитные куртки и штаны, накомарники, перчатки и другие виды одежды, которые предотвращают возможность воздействия насекомых с кожей человека.

13.1.2 Анализ опасных производственных факторов

1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

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

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

2. Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу

При ремонте НП возникает утечка нефти из трубопровода. Нефть относится к 3-му классу опасности. В таблице 15 представлены показатели вредных веществ.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		88

13.2 Экологическая безопасность

При транспортировке нефти по подводному переходу магистрального нефтепровода (ППМН) необходимо соблюдать требования по защите окружающей среды, установленные законодательством по охране природы.

Ущерб, наносимый окружающей природной среде при авариях на нефтепроводе, определяется несколькими основными факторами:

1. Количество нефти, вылившейся в результате аварии, и распределение ее компонентов в геосфере (гидросфера, литосфера, атмосфера);
2. Площадь и степень загрязнения грунта;
3. Площадь и степень загрязнения водного объекта;
4. Количество углеводородов, выделившихся в атмосферу в результате аварии.

13.2.1 Защита атмосферы

Случаи отравления парами нефтепродуктов достаточно редки. Но взаимодействие летучих углеводородов, входящих в состав нефти и нефтепродуктов, окислов азота и ультрафиолетового излучения приводит к образованию смога. В таких случаях количество пострадавших может составлять тысячи человек. Особую опасность представляет загрязнение воздуха вблизи населенных пунктов. В таких случаях возможность наложения или аккумуляции различных нефтепродуктов, окислов азота и ультрафиолетового излучения приводит к образованию смога. В таких случаях количество пострадавших может составлять тысячи человек. Особую опасность представляет загрязнение воздуха вблизи населенных пунктов. В таких случаях возможность наложения или аккумуляции различных загрязнений сильно усугубляет характер последствий. Также загрязнение воздуха может привести к угнетению растительного покрова.

					Социальная ответственность	Лист
						90
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

13.2.2 Защита литосферы

Нефть не образует больших растеканий по поверхности почвы. Определенную опасность представляет загорание пропитанных нефтью и нефтепродуктами грунтов. Основные экологические проблемы при попадании нефти на землю связаны с грунтовыми водами. После просачивания до их поверхности, нефть и нефтепродукты начинают образовывать плавающие на воде линзы. Эти линзы могут мигрировать, вызывая загрязнение водозаборов поверхностных вод.

13.2.3 Защита гидросферы

Нефть, разлитая в реке, представляет собой, большую опасность, чем нефть, разлитая на суше. Нефть влияет на структуру экосистемы животных организмов. При нефтяном загрязнении изменяется соотношение видов и уменьшается их разнообразие. На воде нефтяное пятно может расползтись на сотни миль и превратиться в тонкую масляную пленку, которая покрывает даже берега. Это может привести к гибели птиц, млекопитающих и других организмов. Нефтяные пятна на земле достаточно легко устранимы, поскольку вокруг пятна можно быстро насыпать вал.

13.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Аварии, возникающие на ППМН критичнее и опаснее аналогичных случаев на его линейной части. В результате разлива нефти возможен пожар, разрушение сооружения, гибель людей, загрязнение окружающей среды.

Чрезвычайные ситуации (ЧС), вызванные авариями на ППМН, могут сопровождаться одним или несколькими событиями:

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

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		91

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

Наиболее характерной ЧС является экологическое загрязнение окружающей среды.

Предупреждение аварий с разливов нефти достигается комплексом превентивных мероприятий:

- создание собственных формирований или заключение договоров с профессиональными аварийно-спасательными службами;
- создание резервов финансовых средств и материально – технических ресурсов для локализации и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов;
- обучение работников способам защиты и действиям в ЧС, связанных с разливами нефти и нефтепродуктов;
- разработка декларации промышленной безопасности опасных производственных объектов;
- организация и осуществление производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на опасном производственном объекте;
- проведение исправления планов при изменении исходных данных;
- создание и поддержание в готовности системы связи обнаружения разливов нефти и нефтепродуктов, системы связи и оповещения;
- проверка работоспособности автоматических систем обнаружения и оповещения о возникновении аварии на объектах;
- контроль правил противопожарной безопасности;
- защита персонала и населения: запас СИЗ, планирование проведения эвакуации, а также организация системы оповещения;

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

- при необходимости готовность привлечения дополнительных сил и средств, в соответствии с планом взаимодействия.

13.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

13.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

В соответствии с законодательством на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, связанных с загрязнением, работодатель должен бесплатно обеспечить выдачу сертифицированных СИЗ согласно действующим типовым отраслевым нормам бесплатной выдачи работникам спецодежды, спец. обуви и других средств индивидуальной защиты в порядке, предусмотренном «Правилами обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты» [29], или в соответствии с заключенным коллективным договором или тарифным соглашением. Рабочие, занятые на работах с вредными и опасными условиями, должны проходить медицинский осмотр в сроки, установленные Минздравом РФ [30].

Все работники, находящиеся на рабочей смене, должны носить защитные каски и другие необходимые средства индивидуальной защиты.

Работодатель должен обеспечить работникам санитарно – бытовые помещения (гардеробные, сушилки для одежды и обуви, душевые, помещения для приема пищи, отдыха, обогрева и т.д.) согласно соответствующим строительным нормам и правилам, и коллективному договору или тарифному соглашению.

В соответствии с положениями Трудового кодекса РФ (в редакции настоящего ФЗ) в отношении работников, занятых на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, компенсационных мер, которые направлены на ослабление негативного воздействия на их здоровье (сокращение продолжительности рабочего времени, ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск либо денежная компенсация за них,

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

также повышенная оплата труда), порядок и условия осуществления таких мер не могут быть ухудшены, а размеры снижены по сравнению с порядком, условиями и размерами реализуемых в отношении указанных работников компенсационных мер по состоянию на день вступления в силу настоящего ФЗ при условии сохранения соответствующих условий труда на рабочем месте, явившихся основанием для назначения реализуемых компенсационных мер [31].

Запрещается применение труда женщин на тяжелых работах и на работах с вредными условиями труда, а также на подземных работах, кроме некоторых (нефизических работ или работ по санитарному и бытовому обслуживанию). Не допускается привлечение женщин в ночное время, к сверхурочным работам и работам в выходные дни и направленные в командировки беременных женщин и женщин имеющих детей в возрасте до трех лет.

Не допускается прием на работу лиц моложе 15 лет. Для подготовки молодежи к производственному труду допускается прием на работу обучающихся в общеобразовательных учреждениях начального и среднего профессионального образования для выполнения легкого труда, не причиняющего вреда здоровью и не нарушающего процесса обучения, в свободное от учебы время по достижении 14-летнего возраста с согласия родителей, усыновителей или попечителя. Запрещается применение труда лиц моложе 18 лет на тяжелых работах и на работах с вредными или опасными условиями труда, на подземных работах. Работники в возрасте до 18 лет подлежат ежегодному обязательному медицинскому осмотру. Законодательством РФ может быть установлен более высокий возраст для прохождения ежегодных обязательных медицинских осмотров. Медицинские осмотры лиц моложе 21 года осуществляются за счет средств работодателя. Заработная плата работникам моложе восемнадцати лет при сокращенной продолжительности ежедневной работы выплачивается в таком же размере,

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

как работникам соответствующих категорий при полной продолжительности ежедневной работы [33].

Все работники подлежат обязательному государственному социальному страхованию. Работники, а в некоторых случаях и члены их семей обеспечиваются за счет средств государственного социального страхования:

- пособиями по временной нетрудоспособности;
- пособиями по беременности и родам и единовременными пособиями за постановку на учет в медицинских учреждениях в ранние сроки беременности;
- пособиями при рождении ребенка;
- пособиями при усыновлении ребенка;
- пособиями по уходу за ребенком до достижения им возраста полутора лет;
- пенсиями по старости, по инвалидности и по случаю потери кормильца, а некоторые категории работников – также пенсиями за выслугу лет.

В случае смерти работника или члена его семьи за счет средств государственного социального страхования выдается пособие на погребение.

Обеспечение по обязательному социальному страхованию от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний осуществляется в соответствии с ФЗ «Об обязательном социальном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний». Пенсии работникам и членам их семей назначаются в соответствии с законом РСФСР «О государственных пенсиях в РСФСР».

Пенсия по старости устанавливается работникам на общих основаниях: мужчинам по достижении 60 лет и при общем трудовом стаже не менее 25 лет, женщинам – по достижении 55 лет и при общем трудовом стаже не менее 20 лет.

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

Пенсия по инвалидности устанавливается работникам при наступлении инвалидности вследствие трудового увечья и профессионального заболевания независимо от продолжительности трудовой деятельности, а при наступлении инвалидности вследствие других причин - при соответствующем общем трудовом стаже, продолжительность которого зависит от возраста застрахованного ко времени наступления инвалидности [33].

13.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Подготовка к эксплуатации санитарно-бытовых помещений и устройств должна быть закончена до начала производства работ. При проведении ликвидационных работ санитарно-бытовые помещения следует устраивать с учетом санитарных требований, соблюдение которых обязательно при осуществлении производственных процессов. Производственные территории, участки работ и рабочие места должны быть обеспечены необходимыми средствами коллективной или индивидуальной защиты работающих, первичными средствами пожаротушения, а также средствами связи, сигнализации и другими техническими средствами обеспечения безопасных условий труда в соответствии с требованиями действующих нормативных документов и условиями соглашений. При размещении на производственной территории санитарно-бытовых и производственных помещений, мест отдыха, проходов для людей, рабочих мест должны располагаться за пределами опасных зон. На границах зон, постоянно действующих опасных производственных факторов должны быть установлены защитные ограждения, а зон потенциально опасных производственных факторов – сигнальные ограждения и знаки безопасности. Проезды, проходы на производственных территориях, а также проходы к рабочим местам и на рабочих местах должны содержаться в чистоте и порядке, очищаться от мусора, не загромождаться складываемыми

					Социальная ответственность	Лист
						96
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

материалами и конструкциями. Участки работ, рабочие места, проезды и проходы к ним в темное время суток должны быть освещены в соответствии с нормами. Освещенность должна быть равномерной, без слепящего действия осветительных приспособлений на работающих [34]. Применяемые при производстве работ машины, оборудование по своим техническим характеристикам должны соответствовать условиям безопасного выполнения работ.

В санитарно-бытовых помещениях должна быть аптечка с медикаментами, носилки, фиксирующие шины и другие средства оказания пострадавшим первой медицинской помощи. В соответствии с законодательством работодатель обязан организовать проведение расследования несчастных случаев на производстве в порядке, установленном Положением, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 11 марта 1999 г. № 279 [32]. По результатам расследования должны быть разработаны и выполнены профилактические мероприятия по предупреждению производственного травматизма и профзаболеваний.

					Социальная ответственность	Лист
						97
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

14 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

14.1 Расчет сметной стоимости работ по ликвидации аварийного разлива нефти на подводном переходе магистрального нефтепровода

В таблице 16 представлен график выполнения операций при ликвидации аварийного разлива нефти на подводном переходе.

Таблица 16 - Нормы времени выполнения технологических операций

№ п/п	Наименование операций	Продолжительность работ, часов
1	Остановка перекачки	0,1
2	Закрытие задвижек	0,15
3	Время перехода в район ЧС включая разворачивание 1,8 тыс. м боновых заграждений	4
4	Устройство площадки для размещения техники и оборудования на месте растекания нефти для ее откачки	1,5
5	Завоз оборудования для сбора нефти	6
6	Сбор нефти с поверхности	105
7	Сбор и утилизация сорбентов	10
8	Рекультивация нефтезагрязненных участков	20

					<i>Ликвидация аварийного разлива нефти на подводном переходе магистрального нефтепровода</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		<i>Ковалева И.А.</i>			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Антропова Н.А.</i>				98	114
<i>Консульт.</i>					Финансовый менеджмент НИ ТПУ гр. 2Б4А		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брисник О.В.</i>					

Основные методы расчёта сметной стоимости работ отражены на рисунке 22.



Рисунок 22 - Методы определения сметной стоимости

Ресурсный метод - калькулирование в текущих (прогнозных) ценах и тарифах ресурсов (элементов затрат), необходимых для реализации проектного решения. При составлении смет используются натуральные измерители расхода материалов и конструкций, затрат времени эксплуатации машин и оборудования, затраты труда рабочих, а цены на указанные ресурсы принимаются текущие (т.е. на момент составления смет). Использование данного метода позволяет определить сметную стоимость объекта на любой момент времени.

Ресурсно-индексный метод предполагает дополнительное использование индексов цен на ресурсы, используемые при осуществлении строительства.

Базисно-индексный метод основан на применении системы текущих и прогнозных индексов по отношению к стоимости строительства, определенной в базисном уровне. Для приведения в уровень текущих (прогнозных) цен базисная стоимость объекта по отдельным строкам сметы и каждому из элементов технологической структуры капитальных вложений

умножается на соответствующий индекс по отрасли (подотрасли), виду работ с последующим суммированием итогов сметы.

Базисно-компенсационный метод - это суммирование стоимости, исчисленной в базисном уровне сметных цен, и дополнительных затрат, связанных с ростом цен на используемые в строительстве ресурсы, с уточнением указанных расчетов в процессе строительства в зависимости от реального изменения цен.

В качестве еще одного метода определения сметной стоимости может использоваться информация о стоимости ранее построенных или запроектированных аналогичных объектов[35].

Основные статьи сметного расчёта затрат на проведение работ представлены в таблице 17.

Таблица 17 - Статьи сметного расчёта на выполнение работ

Статьи затрат	
1	Оплата работ, выполняемых соисполнителями
2	Спецоборудование
3	Материалы
4	Оплата труда
5	Страховые взносы в государственные внебюджетные фонды
6	Амортизация основных средств
7	Накладные расходы
8	Командировки и служебные разъезды
9	Прочие расходы, в т.ч.:
9.1	Оплата транспортных услуг
9.2	Оплата услуг связи
9.3	Коммунальные услуги
10	Итого собственных затрат
11	Уровень рентабельности (рекомендуется принимать от 10 до 20%)
12	Договорная цена (сумма строк 1-11)
13	Налог на добавленную стоимость (НДС) 18%
14	Всего стоимость

Основу сметного расчёта составляют затраты на материальные ресурсы, трудовые затраты на заработную плату и страховые взносы: амортизация основных фондов.

Результаты сметного расчета затрат для каждой статьи приведены в следующих таблицах.

Таблица 18 - Затраты на спецоборудование

№ п/п	Наименование оборудования и комплектующих	Единица измерения	Количество	Цена, руб	Сумма, руб
1	Бонопостановщики	шт.	2	800 000	1 900 000
2	Боновое ограждение	м	1800	1650	2 970 000
3	Нефтесборщик	шт.	2	400 000	800 000
4	Установка для сжигания отходов	шт.	2	500 000	1 000 000
5	Прочее	-	-	100000	100000
	ИТОГО:				6 770 000

Таблица 19 - Материалы

№ п/п	Наименование материалов	Единица измерения	Количество	Цена, руб	Сумма, руб
1	Сорбенты	кг	25000	600	15 000 000
	ИТОГО:				15 000 000

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. Работы по организации ликвидации РН должны проводиться в соответствии с данным Планом и разработанными планами ликвидации возможных аварий (ПЛВА) для объектов. Исходя из этого произведем расчет заработной платы таблица 20.

Таблица 20 - Расчет заработной платы

Должность	Количество	Средняя заработная плата одного чел. дня	Фонд з/платы в день	Количество дней проведения работ	Фонд з/платы на весь объем
Мастер ЛЭС	2	3850	7700	7	53900
Водитель	4	1600	6400	7	44800
Линейный трубопроводчик	8	2800	22400	7	156 800
Электромонтер	2	1500	3000	7	21000
Начальник ЦРС	1	3500	3500	7	24500
Мастер участка	1	2200	2200	7	15400
Машинист бульдозера	2	2000	4000	7	28000
Машинист экскаватора	2	2000	4000	7	28000
Иные работники	8	1300	10400	7	72800
ИТОГО:	30				445 200

Страховые взносы определяются согласно установленным Налоговым кодексом РФ, представлены в таблице 21.

Таблица 21 - Затраты на страховые взносы во внебюджетные фонды

Заработная плата, руб	Фонд	Ставка страховых фондов, %	Сумма, руб
445 200	ПФР	22,00	97944,00
	ФСС	2,90	12910,80
	ФФОМС	5,10	22705,20
	ФСС (НС – 1 класс риска)	0,20	890,40
ИТОГО:		30,20	134450,40

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 22.

Таблица 22 - Расчет амортизационных отчислений

Наименование объекта основных фондов	Количество	Балансовая стоимость, руб		Годовая норма амортизации, %	Сумма амортизации, руб	Сумма амортизации за смену, руб
		Одного объекта	Всего			
Нефтеесборщик	2	400 000	800 000	6 группа, 8	64000	175,34
Боны	1800	1650	2 970 000	6 группа, 9	267300	732,33
Установка для сжигания отходов	2	500 000	1 000 000	6 группа, 8	80000	219,18
Экскаватор плавающий	1	5 000 000	5 000 000	4 группа, 20	1 000 000	2739,73
Бульдозер	1	1 500 000	1 500 000	4 группа, 20	300 000	821,92
Автомобиль грузопассажирский высокой проходимости	1	200 000	200 000	5 группа, 10	20 000	54,79
ИТОГО:					1 731 300	4743,29

К накладным затратам по спецоборудованию относятся затраты на: ремонт, содержание и обслуживание;

по оплате труда затраты на: оплату труда административно хозяйственного аппарата;

по материалам и комплектующим затраты на: содержание и очистку используемых материалов.

Таблица 23 - Накладные расходы

№ п/п	Наименование затрат по направлениям	Прямые затраты, руб	% накладных расходов	Сумма накладных расходов
	Всего прямых расходов	22 215 200	18	3 998 736
1	Спецоборудование	6 770 000	18	1 218 600
2	Материалы	15 000 000	18	2 700 000

3	Оплата труда	445 200	18	80136
---	--------------	---------	----	-------

Таблица 24 - Командировки и служебные разъезды

№ п/п	Пункт назначения	Количество командировок	Количество человек	Срок, дни	Проезд (туда – обратно), руб	Суточные, руб/сут	Сумма затрат, руб
1	Аварийный участок нефтепровода	1	30	7	2200	500	171 000
	ИТОГО:						171 000

Таблица 25 - Прочие расходы

Виды оплаты	Норматив. тариф, руб/день	Кол-во сотрудников пользующихся услугами.	Время использования, дней	Сумма оплат, руб.
Услуги связи	25	30	7	5250
Коммунальные услуги	Тарифы	Количество потребляемых ресурсов	Время использования	Сумма, руб
Электроэнергия	руб/кВт.ч	кВт.ч/сут	сут	-
	2,55	60	7	1106,7
Теплоснабжение	Руб/Гкал	Гкал/мес	мес	-
	1800	1,43	0,15	386,1
Водоснабжение	Руб/м ³	м ³ /мес	мес	-
	179	30	0,15	805,5
ИТОГО:				7548,30

Таблица 26 - Смета затрат на выполнение проектно-изыскательных работ

№ п/п	Статьи затрат	Сумма затрат, руб
1	Оплата работ, выполняемых соисполнителями	0,00
2	Спецоборудование	6 770 000
3	Материалы	15 000 000
4	Страховые взносы в государственные внебюджетные фонды	134 450,40
5	Оплата труда	445 200
6	Амортизация основных средств	1 731 300
7	Накладные расходы	3 998 736
8	Командировки и служебные разъезды	171 000
9	Прочие расходы, в т.ч.	7548,30
9.1	Оплата транспортных услуг	0,00
9.1	Оплата услуг связи	5250,00

9.3	Коммунальные услуги	2298,30
10	Итого собственных затрат	22 165 234,70
11	Уровень рентабельности до 10%	2 216 523,47
12	Договорная цена (сумма строк 1-11)	24 381 758,20
13	НДС 18%	4 388 716,48
14	Всего стоимость договора	28 770 474,7

Структура затрат

- Оплата работ, выполняемых соисполнителями
- Спецоборудование
- Материалы
- Страховые взносы в государственные внебюджетные фонды
- Оплата труда
- Амортизация основных средств
- Накладные расходы
- Командировки и служебные разъезды
- Прочие расходы

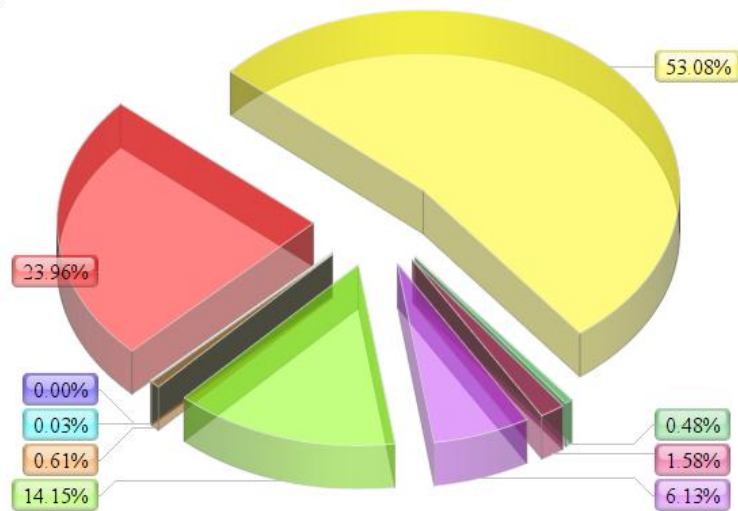


Рисунок 223 - Структура затрат на выполнение работ

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

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

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

					Финансовый менеджмент	Лист
						106
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Заключение

В результате проведенного исследования были выполнены поставленные задачи:

- Рассмотрена классификация подводных переходов.
- Провели анализ причин аварий на ППМН. По итогам анализа можно сделать вывод что, наиболее частыми причинами аварий являются: коррозия, факторы внешнего воздействия и качество оборудования.
- Способ локализации нефтяного разлива определяется в зависимости от комплекса признаков: судоходность, несудоходность; скорость течения; ширина и глубина реки. Исходя из рассмотренных методов ликвидации аварийного разлива на ППМН, можно сделать вывод, что на реках наиболее эффективным методом является механический сбор нефти.
- Ущерб окружающей среде при прорыве нефтепровода на месте подводного перехода составил 91 005 283,15 руб. Угол установки БЗ равен 40 °, длина боновых заграждений составляет 174 м.

					<i>Ликвидация аварийного разлива нефти на подводном переходе магистрального нефтепровода</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Ковалева И.А.</i>			Заключение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Антропова Н.А.</i>					107	114
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр. 2Б4А		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брисник О.В.</i>						

Список литературы

1. СНиП 2.05.06-85* «Магистральные трубопроводы».
2. СНиП 1.02.07-87 «Инженерные изыскания для строительства».
3. Сальников, А.В. Методы строительства подводных переходов газонефтепроводов на реках Печорского бассейна [Текст] : учеб. пособие / А.В. Сальников, В.П. Зорин, Р.В. Агинеи. – Ухта : УГТУ, 2008. – 108 с., ил.
4. Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах. РД. Госгортехнадзор России, М., 2002.
5. Притула В.В. Вероятностная оценка аварии на подводном переходе магистрального нефтепровода/ Притула В.В., Артемьева С.А.// Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2012. - № 1(29). – С. 18-19.
6. РД-13.020.00-КТН-020-14 «Ликвидация аварий и инцидентов. Организация и проведение работ».
7. РД-13.020.40-КТН-025-14 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Требования к разработке плана по предупреждению и ликвидации разливов нефти (нефтепродуктов) на переходах МН (МНПП) через водные преграды».
8. [Электронный ресурс]: Аналитический обзор методов удаления нефтепродуктов с поверхности воды. №78-1 – Режим доступа: <https://novainfo.ru/article/14727>. Дата обращения: 15.05.2018
9. ЛАРН 32 [Электронный ресурс]: Сорбенты и их применение при ликвидации разливов нефтепродуктов. – Режим доступа: <http://larn32.ru/article/detail55.htm>. Дата обращения: 12.05.2018

					<i>Ликвидация аварийного разлива нефти на подводном переходе магистрального нефтепровода</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Ковалева И.А.</i>			<i>Список литературы</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Антропова Н.А.</i>					108	114
<i>Консульт.</i>								
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Бричник О.В.</i>						
						НИ ТПУ гр. 254А		

10. Денисов, Д. Г. Влияние состояния подводных переходов магистральных нефтепроводов на окружающую среду / Д. Г. Денисов, В. С. Сердюк // Россия молодая: передовые технологии – в промышленность. – Омск, 2013. – № 3.

11. Консейсао А.А. Разработка новых сорбентов и адгезионных нефтесборщиков для сбора аварийных разливов углеводородов: дис. д-ра. техн. наук. — Уфа, 2008. — С. 230—253.]

12. Воробьев Ю.Л., Акимов В.А., Соколов Ю.И. Предупреждение и ликвидация аварийных разливов нефти и нефтепродуктов. — М.: Ин-октаво, 2005.

13. Пат. 2440199 РФ RU В 09 С 1/00. Корневищный способ фиторекультивации почвы от нефти и нефтепродуктов / И.Э. Шаропова, С.П. Маслова, Г.Н. Табаленкова, А.В. Гарабаджиу, И.Б. Арчегова, А.И. Таскаев: заявитель Ин-т биологии Коми НЦ УрО РАН. — № 2010123987/13: заявл.11.06.2010: опубл. 20.01.2012, Бюл. № 2.

14. Заявка на выдачу патента РФ на изобретение № 2012152359 от 05.12.2012. Способ рекультивации нефтезагрязненных почвогрунтов / А.И. Герасимов, С.Е. Ефимов.

15. Методика определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах. – Утв. Минтопэнерго 1 ноября 1995. – Режим доступа: <http://meganorm.ru/Index2/1/4293836/4293836449.htm>. Дата обращения: 09.04.2018

16. Учебное пособие по расчёту 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.

17. Порядок определения размеров ущерба от загрязнения земель химическими веществами. – М.: Роскомзем, 1993.

					Список литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		109

18. ОР-13.020.30-КТН-161-13. Отраслевой регламент «Порядок применения действующих методик расчета ущерба окружающей среде при инцидентах и авариях с разливами нефти и нефтепродуктов. Примеры расчетов».

19. РД 153-39.4-074-01 «Инструкция по ликвидации аварий и повреждений на подводных переходах магистральных нефтепродуктопроводах».

20. ГОСТ 12.0.002-2014 Система стандартов безопасности труда. Термины и определения.

21. ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация (с Изменением N 1) ГОСТ 12.4.011-89. Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.

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

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

24. СанПиН 2.2.4.548-96 "Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений" (утв. постановлением Госкомсанэпиднадзора РФ от 1 октября 1996 г. N 21).

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

26. ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности

(с Изменениями N 1, 2).

27. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 "Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и

					Список литературы	Лист
						110
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

общественных зданий" (утв. Главным государственным санитарным врачом РФ 6 апреля 2003 г.).

28. ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности

29. ГОСТ Р 12.4.296-2013 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Одежда специальная для защиты от вредных биологических факторов

(насекомых и паукообразных). Общие технические требования. Методы испытаний.

30. Постановление Минтруда РФ от 18.12.1998 N 51 (ред. от 03.02.2004) "Об утверждении Правил обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты".

31. Федеральный закон от 28.12.2013 N 421-ФЗ (ред. от 03.07.2016) "О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона "О специальной оценке условий труда"

32. Постановление Правительства РФ от 11.03.1999 №279 «Об утверждении Положения о расследовании и учете несчастных случаев на производстве».

33. "Кодекс законов о труде Российской Федерации" (утв. ВС РСФСР 09.12.1971) (ред. от 10.07.2001, с изм. от 24.01.2002)

34. СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования» (приняты Постановлением Госстроя РФ от 23 июля 2001 г. № 80)

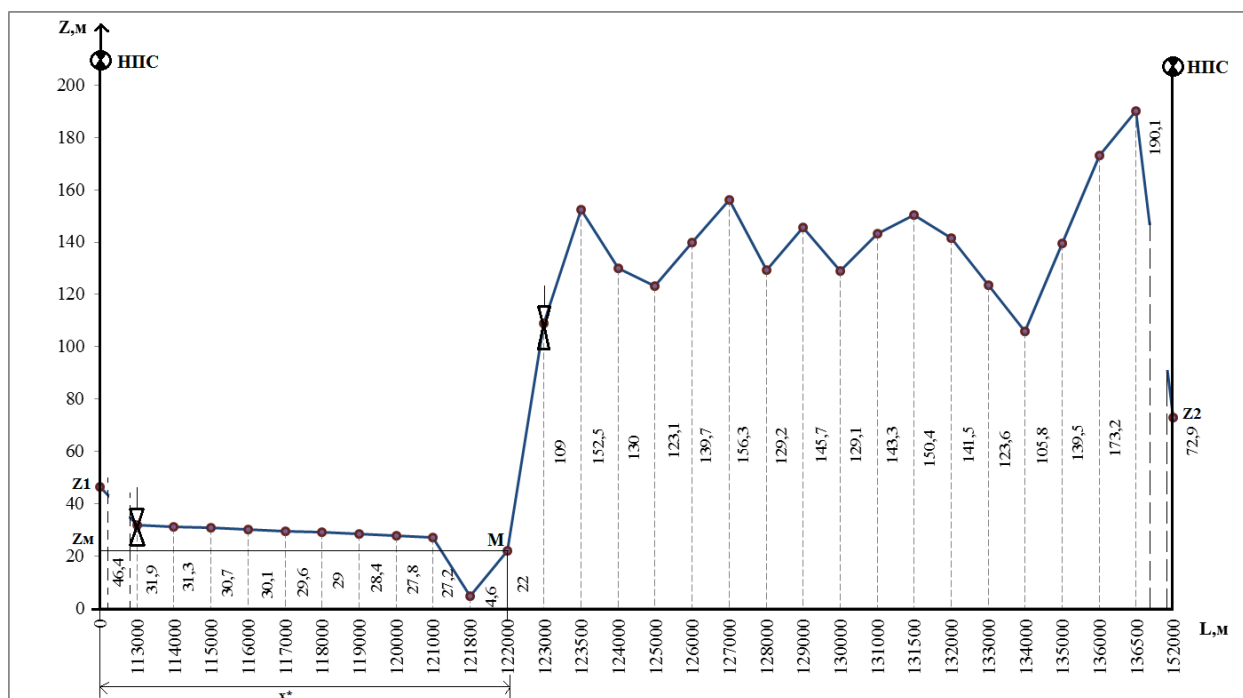
35. Методические указания для выполнения раздела выпускной квалификационной работы «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»: методические указания / Г.Ю.

					Список литературы	Лист
						111
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Боярко, О.В. Пожарницкая. В.Б. Романюк, А.А. Вазим И.В. Шарф, М.Р
Цибульникова и др.; ТПУ. -Томск: Изд-во ТПУ, 2017. -166 с.

					<i>Список литературы</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		112

Профиль нефтепровода



Условные обозначения

- задвижка
- НПС нефтеперекачивающая станция
- М место повреждения
- x^* расстояние от НПС до места повреждения
- Z_m геодезическая отметка места повреждения
- Z_1 геодезическая отметка начала аварийного участка
- Z_2 геодезическая отметка конца аварийного участка

					Ликвидация аварийного разлива нефти на подводном переходе магистрального нефтепровода			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Ковалева И.А.			Приложение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Антропова Н.А.					113	114
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2Б4А		
Рук-ль ООП		Брисник О.В.						

Таблица 1 – Точки перелома профиля нефтепровода

№ п/п	X, км	Z, м
1	0	46,4
2	104	49,8
3	105	36,6
4	121	27,2
5	121	4,6
6	123	152,5
7	124	130
8	125	123,1
9	127	156,3
10	128	129,2
11	129	145,7
12	130	129,1
13	131,5	150,4
14	134	105,8
15	136,5	190,1
16	140,5	187,2
1	147	165,4
19	152	72,9