

Министерство науки и высшего образования 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 объекта транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Отделение Нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы				
«Ликвидация аварийных разливов нефти в сложных погодных условия»				

504.5:665.6:551.515.9

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Б	Аннамамедова Д.А.		3.06.2019

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Крец В.Г.	к.т.н. доцент		3.06.2019

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Трубникова Н.В.	д.и.н, доцент		3.06.2019

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Черемискина М.С.	-		3.06.2019

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		3.06.2019

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

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

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Обзор литературных источников по проблеме ликвидации аварийных разливов и трудностям, возникающим в процессе работ.</p> <p>Сравнительный анализ технологий ликвидации и их эффективности в различных условиях.</p> <p>Обзор основ расчета определения потерь нефти в случае разлива. Выбор оптимальной технологии ликвидации аварии.</p> <p>Анализ полученных результатов, разработка рекомендаций по применению технологии с целью повышения производительности трубопровода. Обсуждение результатов выполненной работы.</p> <p>Разработка разделов «финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение», «социальная ответственность».</p> <p>Заключение и выводы по работе.</p>
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Трубникова Н.В. профессор отделения СГН</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Черемискина М.С. ассистент</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат</p>	
<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>17.12.2019 г.</p>

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Крец В.Г.	к.т.н., доцент		17.12.2019 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Б	Аннамаммедова Д.А.		17.12.2019 г.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5Б	Аннамаммедовой Дженнет Аширмамедовне

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 объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования данной работы является подводный переход магистрального нефтепровода, проложенного в сложных природных условиях.
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: - специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства. Рассмотреть организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.
2. Производственная безопасность: Анализ выявленных вредных и опасных факторов. Обоснование мероприятий по снижению воздействия.	Вредные факторы: 1.Пониженные температуры. 2.Превышение уровней шума 3.Отсутствие или недостаток естественного света; 4.Превышение уровней вибрации Опасные факторы: 1. Утечки вредных и токсичных веществ. 2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования 3. Пожаровзрывобезопасность
3. Экологическая безопасность:	Эксплуатация нефтеперекачивающих станций сопровождается: - загрязнением атмосферного воздуха; - загрязнением поверхностных водных источников и подземных вод; - повреждением почвенно-растительного покрова;
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	- разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; - указание действий в результате

	возникшей ЧС; -действия при ликвидации последствий аварий.
--	--

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина М.С			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Б	Аннамаммедова Дженнет Аширмамедовна		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5Б	Аннамамедова Дженнет Аширмамедовна

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

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	1. Виды и стоимость ресурсов: Материально-технические ресурсы: 226068 руб. Человеческие ресурсы: 2 человека, стоимость – 49336 руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	2. Устанавливаются в соответствии с заданным уровнем нормы оплат труда: 30% премии; 20% надбавки; 18% дополнительная заработная плата; 16% накладные расходы; 1,3 районный коэффициент.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	3. Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды – 27,1%. Ставка налога на прибыль 20%. НДС 20%.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	1. Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Анализ конкурентных технических решений
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	2. Определение этапов работ; определение трудоемкости работ; разработка графика Ганта; определение затрат и капиталовложений в проведение исследования. Формирование бюджета НИИ.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	3. Определение интегрального показателя эффективности научного исследования; расчет показателей ресурсоэффективности.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценка конкурентоспособности технических решений
2. Альтернативы проведения НИ
3. График проведения и бюджет НИ
4. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОСГН	Трубникова Н.В.	д.и.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Б	Аннамамедова Дженнет Аширмамедовна		

Министерство науки и высшего образования 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 объекта транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Уровень образования бакалавриат

Отделение Нефтегазового дела

Период выполнения (осенний / весенний семестр 2018/2019 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	3.06.2019г
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
17.12.2018	<i>Введение</i>	10
27.12.2018	<i>Обзор литературы</i>	9
8.02.2019	<i>Характеристика объекта исследования</i>	8
21.02.2019	<i>Анализ современной технологий ликвидации аварийных разливов</i>	10
01.03.2019	<i>Выбор оптимального решения проблемы для исследуемого объекта</i>	13
01.04.2019	<i>Расчетная часть</i>	10
7.05.2019	<i>Социальная ответственность</i>	10
13.05.2019	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
17.05.2019	<i>Заключение</i>	10
19.05.2019	<i>Презентация</i>	10
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Крец В.Г.	к.т.н, доцент		17.12.2018

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		17.12.2018

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	1
1. АВАРИИ НА МАГИСТРАЛЬНОМ НЕФТЕПРОВОДЕ	3
1.1. ВОЗМОЖНЫЕ АВАРИИ НА НЕФТЕПРОВОДЕ	3
1.2. МЕТОДЫ ОБНАРУЖЕНИЯ РАЗЛИВОВ НЕФТИ	4
2. МЕТОДЫ ЛОКАЛИЗАЦИИ И ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙНЫХ РАЗЛИВОВ НЕФТИ	6
2.1. ЛОКАЛИЗАЦИЯ АВАРИЙНЫХ РАЗЛИВОВ НЕФТИ В ЛЕДОВЫХ УСЛОВИЯХ	8
2.1.1. Локализация разлива нефти с помощью боновых заграждений (БЗ)	9
2.1.2. Локализация разлива нефти на твердой поверхности	12
2.2. МЕТОДЫ ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙНЫХ РАЗЛИВОВ НЕФТИ В ЛЕДОВЫХ УСЛОВИЯХ	16
2.2.1. Механический метод сбора нефтепродуктов	16
2.2.2. Применение сорбентов	22
2.2.3. Диспергирование	25
2.2.4. Сжигание нефти на месте разлива	27
3. ЛИКВИДАЦИЯ ПОСЛЕДСТВИЙ АВАРИЙНЫХ РАЗЛИВОВ НЕФТИ	31
3.1. БИОВЕНТИЛИРОВАНИЕ	32
3.2. ВНЕСЕНИЕ КУЛЬТУР МИКРООРГАНИЗМОВ	33
3.3. ВНЕСЕНИЕ ТОРФА	33
3.4. ПОСАДКА СТОЙКИХ К НЕФТЯНЫМ ЗАГРЯЗНЕНИЯМ И АКТИВИЗИРУЮЩИХ ПОЧВЕННУЮ МИКРОФЛОРУ РАСТЕНИЙ (ФИТОРЕМИДАЦИЯ)	34
3.5. ЕСТЕСТВЕННОЕ ВОССТАНОВЛЕНИЕ	35
4. РАСЧЁТНАЯ ЧАСТЬ	37
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	50
5.1. ПРАВОВЫЕ И ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ ВОПРОСЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ	50
5.1.1. Специальные правовые нормы трудового законодательства	50
5.1.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны ...	51

5.2. ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ. АНАЛИЗ ВРЕДНЫХ И ОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ФАКТОРОВ. МЕРОПРИЯТИЯ ПО СНИЖЕНИЮ ИХ ВОЗДЕЙСТВИЯ	52
5.3. ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ	57
5.3.1. Защита атмосферы	58
5.3.2. Защита литосферы	58
5.3.3. Защита гидросферы	59
5.4. БЕЗОПАСНОСТЬ В ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЯХ	59
6. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	61
6.1. Потенциальные потребители результатов исследования	61
6.2. Анализ конкурентных технических решений	63
6.3. Планирование научно-исследовательской работы	65
6.4. Определение трудоемкости выполнения работ.....	65
6.5. Разработка графика проведения проекта.....	66
6.6. Бюджет затрат на исследование	69
6.7. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЕКТА	75
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	79

ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день Россия занимает одно из лидирующих мест в мире по количеству добываемой нефти. Многочисленные нефтяные разливы, к сожалению, являются привычной практикой нефтедобывающих компаний нашей страны.

С увеличением роста добычи нефти, износом основных производственных фондов, происходит увеличение количества чрезвычайных ситуаций, вызывающих негативное воздействие разливов нефти на окружающую среду. В связи с данной проблемой компании несут значительные финансовые потери.

Не взирая на проводимую в последнее десятилетие политику государства в сфере ликвидации и предупреждения последствий аварийных разливов нефти и нефтяных продуктов, рассматриваемая проблема все же остается очень актуальной и в целях понижения влияния вероятных негативных последствий требует внимания к изучению способов локализации, ликвидации и к разработке комплекса специальных мероприятий.

Особенно следует обратить внимания на ликвидацию аварийных разливов нефти в сложных условиях, ведь большинство крупных и уникальных месторождения России располагаются в районах крайнего севера, где природные условия накладывают свой отпечаток на специфику борьбы с разливами нефтепродуктов, значительно усложняя этот процесс. Основные затруднения могут возникнуть при наличии водных объектов, болот, льда и снега. Влияние нефти, находящейся в водной среде при наличии льда на ее поверхности, существенно сильнее, чем нефти, находящейся на свободной поверхности [10]. Это связано с рядом факторов:

					Ликвидация аварийных разливов нефти в сложных погодных условиях			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат				
Разраб.		Анамамедова Д.Т.			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Крец В.Г.					1	81
Консульт.						гр. 2Б5Б		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

- нефть подо льдом оказывает более губительное воздействие на морские экосистемы, чем аварийные разливы нефти на свободной поверхности воды;
- вопрос распространения нефти в водной среде при наличии льда исследован в гораздо меньшей степени, чем разливы на свободной поверхности;
- возможности ликвидации последствий разливов нефти подо льдом ограничены по сравнению с аналогичными ситуациями на открытой воде.

					Введение	Лист
						2
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

1. АВАРИИ НА МАГИСТРАЛЬНОМ НЕФТЕПРОВОДЕ

1.1. ВОЗМОЖНЫЕ АВАРИИ НА НЕФТЕПРОВОДЕ

К аварийным работам по линейной части трубопроводов относятся работы по ликвидации ее отказов.

Если не анализировать неисправности, которые устраняются в плановом порядке в результате текущего, среднего или капитального ремонтов, то есть вероятность возникновения аварии по причине внезапной разгерметизации линейной части промысловых трубопроводов. Это может случиться по двум основным причинам:

Утечка транспортируемого продукта из трубопровода.

Потеря продукта (утечки) возникает по причине появления трещин на трубе, оборудовании линейной части или фасонных зонах, кроме этого может возникнуть подобная проблема при аварийном отказе работоспособности запорной арматуры (вентилей, вантузов и т.п.). Факт утечки продукции и ее место определяют с помощью специальных приборов, а именно течеискателями, газоанализаторами. Кроме того утечку можно обнаружить визуально или применяя органы слуха. При поиске следует обращать внимание на следующие признаки утечек:

1. специфический запах и шум углеводородов;
2. изменение цветовой гаммы растительности вблизи трубопровода;
3. появление небольших пузырьков и масляных разводов на поверхности ближайших водоемов, луж;
4. загрязнение поверхности снега в холодное время года.

					Ликвидация аварийных разливов нефти в сложных погодных условиях			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат				
Разраб.		Анамамедова Д.Т.			Аварии на магистральном нефтепроводе	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Крец В.Г.					3	81
Консульт.						гр. 2Б5Б		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

В случае аварии с выходом большого количества продукта вблизи дороги линейный обходчик для предотвращения несчастных случаев до момента приезда специалистов аварийной бригады обязан:

1. установить предупредительные знаки на расстоянии более трехсот метров от места аварийного участка трубопровода;
2. если возникнет необходимость – организовать объезд места аварии альтернативным путем, выставив специальные знаки, которые налагают запрет на въезд транспорту в потенциально опасную зону аварии;
3. находиться рядом с местом аварии до момента прибытия ремонтно-восстановительной бригады.

Разрыв нефтепровода.

Характерным признаком разрыва нефтепровода является резкий хлопок схожий со звуком взрыва, он сопровождается сильным шумом, выбросом частей грунта, металлических элементов в радиусе до трехсот метров. Наибольшую опасность для людей, животных, различных объектов и строений несет термическое воздействие от горения, распространяясь на расстояние до трехсот метров.

Разрывы происходят вследствие неблагоприятных, неправильных условий эксплуатации, например, резких повышений давления перекачки, сварных швов плохого качества, их брака и расслоения металлов.

1.2. МЕТОДЫ ОБНАРУЖЕНИЯ РАЗЛИВОВ НЕФТИ

Для обнаружения аварий и аварийных разливов (АР) нефти на магистральном трубопроводе в основном применяются следующие методы:

Визуальный метод. Основными признаками АР нефти являются: непосредственное (видимое) выделение нефти на поверхность трассы;

					Аварии на магистральном нефтепроводе	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		4

образование специфичной переливающейся пленки на водной поверхности рек, озер, луж; изменение цвета снежного покрова (его потемнение), изменение цвета растительности.

Все вышеперечисленные признаки достаточно легко обнаруживаются обходчиками, работниками предприятий при патрулировании трассы нефтепровода или при проведении работ в зоне охраны нефтепровода, а также сторонними лицами, у которых есть доступ к объекту.

Метод контроля давления.

Выявление фактов аварий на нефтепроводе возможно при снятии показаний манометров, установленных на нефтеперекачивающих станциях (НПС) и трассе трубопровода. В случае регистрации понижения давления в месте выкида или на приеме нефтеперекачивающей станции больше чем на 0,15 МПа ($1,5 \text{ кг/см}^2$) от регламентируемых показателей технологических карт или режимов перекачки ("установившегося режима") указывает на существование аварийной утечки, повреждение трубопровода. Подобное изменение давления сопровождается специальными звуковыми и световыми сигналами в операторной нефтеперекачивающей станции. Данный метод определяет только наличие утечки и не указывает на место аварии.

Метод балансового учета нефти.

В основе метода лежит сравнение количества откаченной и прибывшей нефти на контрольный пункт. Метод балансового учета нефти выявляет наличие утечки только в том случае, если ее величина составляет более двух процентов

					Аварии на магистральном нефтепроводе	Лист
						5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

2. МЕТОДЫ ЛОКАЛИЗАЦИИ И ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙНЫХ РАЗЛИВОВ НЕФТИ

В настоящее время применяются различные методы ликвидации разливов нефтепродуктов: механический, термический, физико-химический и биологический.

Одним из основных является метод механического сбора нефти. Максимальная эффективность его применения наблюдается в первые часы после разлива по причине того, что толщина слоя нефти в этот момент наибольшая. При небольшой толщине нефтесодержащего слоя, значительной площади его распространения и непрекращающемся движении верхнего слоя под действием ветров и течения механический сбор сильно затруднен. Кроме этого трудности могут возникать при очистке от нефтепродукта акваторий портов и верфей, которые во многих случаях загрязнены различным посторонним мусором, щепой, досками и другими предметами, плавающими на поверхности воды.

Термический метод основан на сжигании слоя нефти. Он используется при наличии необходимой толщины слоя и в ближайший период после возникновения загрязнения, до момента, когда образуется эмульсия с водой. Данный метод применим в комбинировании с другими методами ликвидации разлива.

Физико-химический метод с применением диспергентов и сорбентов применим в случаях, когда механический сбор затруднен или совсем невозможен (при небольшой толщине пленки или когда разлившиеся ННП являются существенной угрозой наиболее экологически уязвимым регионам). Сорбенты при контакте с водой сразу начинают впитывать загрязнитель,

					<i>Ликвидация аварийных разливов нефти в сложных погодных условиях</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Анамамедова Д.Т.</i>			<i>Методы локализации и ликвидации аварийных разливов нефти</i>		<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Крец В.Г.</i>						
<i>Консульт.</i>								
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						
							<i>6</i>	
							<i>81</i>	
							<i>гр. 2Б5Б</i>	

наибольшее насыщение наблюдается в течении первых десяти секунд (при средней плотности нефтепродукта), после чего образуются объемная масса вещества, насыщенного нефтью.

В некоторых случаях, если пятно направляется, например, к заповедным местам, его могут обработать диспергентами. Они представляют из себя специальные химические компоненты, которые разбивают сплошную плёнку на множество мелких капель и не дают ей распространяться. Стоит учитывать, что диспергенты отрицательно сказываются на окружающей среде.

Биологический метод применяется после использования механического и физико-химического методов при толщине пленки не менее 0,1 мм. Биоремедитация – это способ очистки почвы и воды от нефтяных загрязнителей, основанный на применение особых, микроорганизмов, окисляющих углеводороды, или биохимических веществ. Количество микроорганизмов, способных ассимилировать нефтяные углеводороды, довольно невелико. В первую очередь это бактерии, в основном представители рода *Pseudomonas*, и определенные виды грибов и дрожжей. При температуре воды 15-25 С° и достаточной насыщенности кислородом микроорганизмы способны окислять нефтепродукты со скоростью до 2 г/м² поверхности воды в день. При более низких температурах процессы бактериального окисления протекают медленно, и ННП могут задерживаться в водных объектах долгое время – до 50 лет.

При выборе метода ликвидации разлива ННП необходимо учитывать следующее: все работы должны быть проведены в кратчайшие сроки; проведение операции по ликвидации разлива ННП не должно нанести большой экологический ущерб, чем сам аварийный разлив.

Острой проблемой остаётся вопрос локализации и ликвидации аварийных разливов, произошедших в ледовых условиях. На сегодняшний день

					Методы локализации и ликвидации аварийных разливов нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		7

об особенностях взаимодействия с окружающей средой и движения нефти в ледовых условиях нет единого мнения. Этот вопрос требует от науки более глубокого изучения и проведения исследований. Однако уже сейчас можно выделить некоторые положительные и отрицательные аспекты влияния ледовых условий.

Положительными являются:

- низкий температуры замедляют процесс выветривания;
- понижение температуры повышает вязкость нефти, препятствуя растеканию;
- снег и лёд сами по себе могут сдерживать нефть;
- снег является эффективным сорбентом;
- наличие льда ограничивает степень проникновение нефти в грунт берегов.

Негативные моменты:

- ограниченность доступ к зоне разлива;
- ограниченность методов ликвидации;
- большой износ оборудования для ликвидации;
- длительное восстановление экологии.

2.1. ЛОКАЛИЗАЦИЯ АВАРИЙНЫХ РАЗЛИВОВ НЕФТИ В ЛЕДОВЫХ УСЛОВИЯХ

При разливах нефти и нефтепродуктов на поверхности воды, покрытой сплошным слоем льда или плавающими льдинами, флюиды оказываются на ледяной поверхности, внутри и подо льдом.

Превалирующее влияние на проникновение нефтяных флюидов под поверхность льда оказывает их плотность. Так при близкой к нулевой температуре плотность большей части тяжелых нефтей и их продуктов

					Методы локализации и ликвидации аварийных разливов нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		8

преобладает над показателем плотности льда. Разница в плотностях растёт при деградации нефти и нефтепродуктов. В данных условиях лёд «наползает» на продукты нефти [2]. Легкие нефть и нефтепродукты попадают под него при воздействии течения и ветра. Так если скорость ветряных порывов около 12 м/с, а скорости течения 0,5 м/с при толщине льда ориентировочно 15-45 см, нефть и нефтепродукты легко загоняются под уровень льда.

Под уровнем льда нефть и нефтепродукты могут находиться в сохранности достаточно продолжительное время. При этом нефтепродукты имеют тенденцию перемещаться в карманы с нижней стороны льда, а их горизонтальное движение может быть остановлено ледяной грядой (торосами) или киями (стамухами). Если этого не происходит, то нефть и нефтепродукты могут либо дрейфовать совместно со льдом, либо перемещаться относительно него совместно с течением.

На лёд нефть и нефтепродукты могут попадать либо из источника разлива, либо через поры и трещины рыхлого льда, либо выбрасываются на поверхность при волнообразном раскачивании льдин. Если на поверхность есть слой снега, то процесс налипания резко прогрессирует. Нефть со снегом смешиваются и превращаются в специфичную вязкую кашу, которую намного сложнее отчистить и собрать. Кроме того с нижней поверхности льда происходит намораживание нового слоя льда, из-за чего нефть и нефтепродукты могут вмерзать в ледяное поле [2].

2.1.1. Локализация разлива нефти с помощью боновых заграждений (БЗ)

Типовая технология локализации и сбора нефти (СН) на реках в холодных, снежных условиях (при наличии сплошного ледяного покрова) подразумевает создание во льду направляющих прорезей.

					Методы локализации и ликвидации аварийных разливов нефти	Лист 9
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Система локализации включает:

1. Отчистку от снежных насыпей рабочих площадок и подъездных путей к ним на берегу реки, створа боновых заграждений, а также рабочей площади на ледяной поверхности вблизи майны и подъездного пути к ней.
2. Замер мощности льда с целью обеспечения безопасности людей, работающих на его поверхности, снегоочистительной, ледорезной и прочей специальной техники. В случае если предельно допустимая нагрузка для данной толщины льда достаточна, то техническим средствам дают разрешения находиться в данной области.
3. Установка на месте аварии створа боновых заграждений, ловчей майны, обеспечение подъездной дороги на поверхности льда.
4. Нарезку прорези во льду для установки бонового заграждения.
5. Вырубку ловчей майны, размер которой должен достигать до 4 м.

Ширина прорези выбирается с расчетом всплытия нефти в зависимости от скорости течения и толщины льда от 0,15 до 3,0 м.

При температуре окружающей среды ниже -30°C для локализации и направления нефти к месту сбора предпочтительнее применять жесткие БЗ из листового материала, представляющего собой непрерывные полотна из пластика или стали, спускаемого на глубину не менее 0,5 - 0,7 м и вмораживаемого верхней кромкой в ледяной покров [1].

При более высокой температуре воздуха применяются боны постоянной плавучести. На открытых участках воды могут использоваться обычные БЗ. Перед установкой секции БЗ доставляют снегоходами с разгрузочной площадки на берегу реки непосредственно к прорези и раскладывают вдоль нее.

Устанавливают БЗ в соответствии с рекомендациями изготовителей. Обычно высота бонов выбирается таким образом, чтобы они выступали над

					Методы локализации и ликвидации аварийных разливов нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		10

водой не менее чем на 20 - 30 см, а под нижней стороной льда - 50-70 см. Это исключает выход нефти на поверхность льда, «подныривание» нефти под БЗ и способствует направлению нефти в ловчую майну.

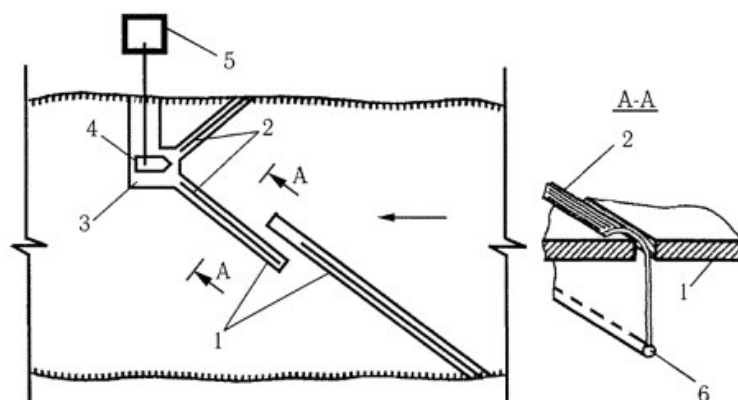


Рисунок 1 – Схема локализации и направления нефтяного пятна[1]:

1 - прорезь; 2 - полотно заграждения; 3 - майна; 4 - нефтесборщик; 5 - емкость; 6 - утяжеляющий груз.

Зимнее ограждение БЗз-10/1000

Бон зимний БЗ предназначен для задержания и направления в зону сбора пятна нефти или нефтепродуктов на поверхности водоемов (рек, каналов) во время устойчивого ледяного покрова при аварийных разливах.

Эксплуатация зимнего бона БЗ должна осуществляться на водоемах со скоростью течения не более 1,5 м/с, скоростью ветра не более 10 м/с. Боновое зимнее заграждение представляет собой комплект, состоящий из отдельных взаимозаменяемых секций, устанавливаемых в линейной майне, и фиксирующей арматуры.

Бон зимний БЗ состоит из отдельных секций в длину по 10 м, соединенных между собой универсальными замками. Секция состоит из отдельных элементов алюминиевых листов с поплавком из рулонного пенополиэтилена, которые соединены гибкой армированной лентой. Для удобства транспортировки и доставки к подготовленной майне, а также для

					Методы локализации и ликвидации аварийных разливов нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		11

удобства сборки, секции размещаются в специальных легких кассетах-санках. Секции закрепляются в линейной майне, прорезанной под углом к береговой зоне, специальными якорями–зажимами. Для недопущения замерзания майны, бон зимний БЗ возможно дополнительно укомплектовать подвесными трубчатыми подогревателями подсоединенными к штатным ППУ или электропарогенератору.

Процесс установки БЗ требует применения ледорезных установок и устройств для извлечения ледовых блоков.

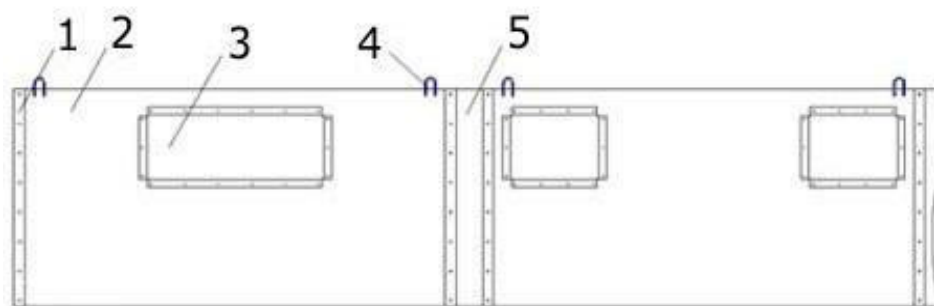


Рисунок 2 – Секция заграждения бона БЗз-10/1000:

1-замок, 2-подсекции, 3-поплавок, 4-кронштейн, 5-гибкая связь подсекций.

2.1.2. Локализация разлива нефти на твердой поверхности

Преграды

На твердом льду снег и неровности поверхности действуют как естественные барьеры, которые ограничивают распространение нефти и могут задерживать ее, позволяя осуществлять механический сбор или сжигание. Если необходимо провести дополнительное задержание, то для быстрого возведения эффективных преград можно использовать снег, который является также хорошим сорбентом для нефти. Для перемещения снега и создания барьеров могут быть использованы как лопаты, так и грейдеры, бульдозеры.

Снег должен быть хорошо утрамбован. Преграду можно облить водой для образования ледяной корки на верхней и боковых частях и обеспечения ее

непроницаемости для разлитой нефти. При разливах дизельного топлива или легких нефтепродуктов снежную преграду следует обложить пластиком или использовать барьер из фанеры для предотвращения просачивания нефти через снег (дизельное топливо может продвигаться вверх по капиллярам в снегу). Преграду можно использовать в сочетании с траншеей для остановки и сбора распространяющейся нефти.

Кроме того, в качестве преград широко используются подпорные стенки разных моделей.

Сборно-разборная подпорная стенка позволяет обеспечить локализацию нефтяных разливов на поверхности земли, создавая временную преграду на пути растекающейся нефти.

Применение подпорной стенки позволяет значительно ускорить работы по локализации нефтяного разлива на земле и имеет ряд преимуществ перед традиционно возводимыми земляными обваловками (отсутствует необходимость применения специальной строительной техники; простота монтажа и демонтажа и т. п.). Подпорная стенка (ПС) выпускается в виде отдельных секций длиной 15 м. Подпорные стенки направляющие типа ПСн-0,5 служат для отвода потока нефти и ее продуктов при авариях к специализированным местам их накопления и хранения, из которых потом ее легче удалить.

ПС-0,75 служат для ограждения стока нефти и ее удержания с созданием емкостей небольшого объема для временного хранения разлитых флюидов с рабочей глубиной до 0,3-0,4 м при уклонах земли до 5-6°. ПСк-0,7 – для локализации и временного хранения разлитых флюидов в емкостях с рабочей глубиной до 0,6- 0,7 м при тех же уклонах. Характеристики рассмотренных подпорных стенок приведены в таблице 1.

					Методы локализации и ликвидации аварийных разливов нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		13

Таблица 1 - Характеристики подпорных стенок

Параметр	ПСи-0,5	ПС-0,75	ПСк-0,7
Габаритные размеры секций, м			
-длина	2,0	2,0	2,0
-высота	0,6	0,85	0,8
Габаритные размеры модуля, м	2*15	2*15	2*15
Количество секций в базовом варианте, шт	15	15	15
Высота в рабочем состоянии, м	0,5	0,75	0,7
Масса, кг			
-секций модуля	20	22,5	35
-базового модуля с пологом	300	412,5	600
-без полога	-	337,5	525
Максимально допустимый напор перед стенкой, м	0,15	0,3	0,6
Время развертывания, мин.	30	75	75
Количество обслуживающего персонала, чел.	2	3	4
Срок службы, лет	3	3	3

Прорези во льду

Нефть, скопившаяся подо льдом, может самостоятельно найти место выхода на водную поверхность через карманы, а в случае их отсутствия могут быть сделаны траншеи и шурфы буром, цепной пилой, бульдозером или экскаватором. Они позволяют нефти собираться на поверхности для последующего ее удаления или сжигания. Если для сбора используются трещины, то их можно обложить нефтенепроницаемым пластиком.

Благодаря установке на образующемся ледовом пласте изолирующего материала, такого как снег или пенопласт, подо льдом образуются карманы, где может скапливаться нефть.

Если скорость течения превышает 0,4 м/с, прорезь следует располагать под углом к течению (так же, как и боны), для того чтобы нефть поднималась по трещине, а не проплывала ниже.

При небольшой толщине ледяного покрова делать майны и прорези рекомендуется цепными бензопилами (электро) типа «Дружба»: при его

толщине от 0,25 до 1,1 м – ледорезными фрезерными несамоходными машинами (ЛФМ); более 1,1 м – двухбаровыми машинами. При работе ледорезной техники необходимо выполнять требования техники безопасности, а также контролировать толщину ледяного покрова.

Строительство прорезей и майн начинается с расчистки снега по размеченной вешками трассе. Расчистка снега выполняется на ширину 5 м (для майны 20 м): в начале ледостава вручную, если позволяет толщина льда - с помощью техники.

Перед началом работ выполняют ледовую разведку (не менее чем два работника) и определяют толщину льда по всей трассе работ. Для этого во льду в шахматном порядке сверлят лунки: по обеим сторонам трассы на расстоянии 5 м; для майн 15 м – через каждые 20 м по длине (в прибрежной части – через 5 м). Лунки для предотвращения растекания воды ограждают плотными снеговыми валиками.

По трассе прорези и на расстоянии 50 м в обе стороны не должно быть промоин, прорубей и «зависаний» льда; в случае их обнаружения трассу необходимо сместить в сторону.

Толщина намораживания зависит от скорости ветра и температуры воздуха. При толщине льда до 0,4 м ледорезные работы выполняются ручными бензопилами, при большей толщине – специальными ледорезными машинами. В качестве ледорезной машины используется буровая машина на тракторе.

Для предотвращения замерзания майны и обеспечения работы нефтесборщиков в ее укрытии создается положительная температура за счет подачи в него горячего воздуха из нагревателей.

					Методы локализации и ликвидации аварийных разливов нефти	Лист 15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

2.2. МЕТОДЫ ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙНЫХ РАЗЛИВОВ НЕФТИ В ЛЕДОВЫХ УСЛОВИЯХ

2.2.1. Механический метод сбора нефтепродуктов

Основным методом ликвидации разливов нефти и ее продуктов при авариях в местах скопления льда является механический сбор. При отрицательных температурах применение бактерий невозможно, поэтому биологический метод в ледовых условиях не используется.

Проблематичным является СН, попадающей под ледяной покров. Для ликвидации данного типа разливов необходимо обнаружить подледные скопления флюидов и обеспечить безопасность рабочим, осуществляющих свою деятельность на льду. Практика ликвидации подобного типа разливов связана со вскрытием ледяного покрова и применением традиционных методов СН. Жидкость, которая всплыла на поверхность можно удалить механическим способом, сжечь или собрать специальным сорбентом. Для случаев, при которых нефть скопилась под слоем льда – детальная инструкция не разработана, а только намечен план ликвидации.

Рекомендуется рассчитать допустимую толщину слоя льда в соответствии с ВСН 010-88.

Рассчитывается приведенная толщина $h_{пр}$ ледового покрова, которая учитывает фактическую структуру и прочность отдельных слоев, формула 1:

$$h_{пр} = (h_n + 0,5 \cdot h_m) \cdot \kappa_1 \cdot \kappa_2; \quad (1)$$

где h_n - толщина нижнего прозрачного ледяного слоя, м;

h_m - толщина мутного ледяного слоя, м;

κ_1 - коэффициент, учитывающий структуры ледяного слоя;

κ_2 - коэффициент, учитывающий температуры.

					Методы локализации и ликвидации аварийных разливов нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		16

Рассчитывается толщина льда, способная удержать груз на слое льда (в случае отсутствия рядом от груза майны), формула 2:

$$h_p = 8 \cdot \left[\frac{n \cdot P}{\sigma \cdot (B_1 + B_2)} \right]^{4/5} \cdot k ; \quad (2)$$

где h_p - расчетная толщина прозрачного льда кристаллической структуры, м;

n - запас прочности;

P - масса груза, помещенного на ледяную поверхность, т;

σ_p - сопротивление льда на растяжение, т/м² ;

B_1 и B_2 - линейные размеры площади опоры груза, м;

k - коэффициент, который учитывает среднюю температуру окружающего воздуха за минувшие трое суток.

Определяемая толщина ледяного слоя для помещения на его поверхность груза при созданной вблизи прорези (майны), рассчитывается по формуле 3:

$$h_p = 8 \cdot \left[\frac{4 \cdot n \cdot P}{\sigma \cdot (B_1 + 4 \cdot B_2)} \right] \cdot k ; \quad (3)$$

где B_1 - длина опоры, параллельной прорези, м;

B_2 - длина опоры, перпендикулярной к прорези, м.

Проводить работы по ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на поверхности льда разрешается при выполнении условия: $h_p < h_{пр}$.

В таблице 2 представлены минимально допустимые толщины льда и минимальные расстояния до кромок льда.

Таблица 2 - Минимально допустимая толщина льда и минимальные расстояние до кромки льда.

Груз	Масса груза, т	Наименьшая безопасная толщина ледяного покрова реки, см	Наименьшее допустимое расстояние до кромки льда, м
Человек со снаряжением	0,1	10	6
Автомашина грузоподъемностью 1500 кг	3,5	25	19
Автомашина грузоподъемностью >1500 кг	6,5	35	25
Самосвал с грузом или бульдозер	8,5	39	25
Тягач с грузом или трактор	10	55	26
Трактор с грузом	20	50	30
Сверхтяжелый груз	40	100	38

Как было указано выше разлитая на льду нефть и ее продукты собираются механическим способом, сжигаются или собираются с помощью сорбентов.

Особенности ликвидации разлива нефти в ледовых условиях:

1. В случае, если разлитый флюид зажат льдом, то время не влияет большой роли, однако если присутствует сильный ветер, то есть вероятность, что льдины начнут дрейфовать из зоны сбора, что усложнит дальнейшую ликвидацию.
2. Типы скиммеров (специальные устройства, собирающие с верхнего слоя жидкость с последующей ее фильтрацией от загрязняющих веществ), которым отдается предпочтение при разливах в ледовых условиях: вертикальные тросовые, барабанные, щеточные, барабанно-щеточные и дисковые.
3. Использование ленточных скиммеров допустимо, в случае если куски льда перед скиммером раздвигаются вручную или собираются с ленты устройства.

4. Необходимо свести к минимуму столкновения больших частей льдин со скиммерами.

Ряд систем механического сбора могут использоваться непосредственно с судов, в случае возможности их использования.

Технологию сбора нефти в битом льду можно разделить на следующие этапы:

1. Отделение нефти и нефтепродуктов от больших кусков льдин.
2. Сепарация и сн из шуги (мелкий рыхлый лед, появляющийся перед ледоставом) и мелких ледяных обломков.

Отделение нефти и нефтепродуктов от больших обломков льдин

Удаление нефти от больших обломков льда может производиться двумя основными путями:

1. Поднятием ледяных обломков над уровнем воды (флюид с ледяных обломков будет стекать вниз).
2. Погружением обломков под уровень воды (флюид с ледяных обломков будет подниматься вверх). После чего обломки возвращаются в воду.

Установка представляет собой призму с решетчатой (или имеющей отверстия) передней и одной горизонтальной плоскостью (при подъеме обломков — верхней, при погружении — нижней) для прохождения отделившейся ото льда нефти. Наклонная поверхность позволяет скользить обломкам льда при проталкивании установки вперед. Нефть с небольшими ледяными кусками просеивается через отверстия и накапливается у задней стенки, после чего одним из устройств (будут рассмотрены ниже), поднимается на борт в установку сепарации, где отделяется от льда и воды.

Площадь и размер отверстий являются решающими параметрами, влияющими на производительность установки. Малая величина отверстий затрудняет проход нефти, значительная часть ее будет упущена. С другой стороны, большие отверстия пропускают в зону СН много обломков льда и шуги. Сложности возрастают по мере увеличения плотности и вязкости нефти.

При выборе типа установки необходимо учитывать следующее:

1. В установке подъемного типа нефть отделяется ото льда под действием силы тяжести, а в установке погружного типа — архимедовой силы. Очевидно, что выталкивающая сила воды существенно меньше силы тяжести, но в то же время сила сцепления нефти со льдом в воде также меньше.
2. Установка погружного типа должна иметь значительный вес на случай, если понадобится погрузить большое количество льда. Тем не менее, по сравнению с установкой подъемного типа, потребуется гораздо меньшее прилагаемое усилие.
3. Процесс разделения можно ускорить встряхиванием, применением вращающихся барабанов, щеток и др. Для облегчения и ускорения прохождения блоков льда по поверхностям установки может быть применен конвейер решетчатого типа. Штыревые лопатки, смонтированные на конвейере, облегчат подъем и погружение блоков льда. Для улучшения процесса отделения нефти от блоков льда в воде на блоки льда снизу может подаваться воздух. Установка погруженного типа может быть преобразована в перфорированный барабан с лопатками.

Сбор нефти и нефтепродуктов, перемешанных с мелкими ледяными кусками. Методы сбора и подъема нефти на борт судна базируются на следующих 2-х принципах:

					Методы локализации и ликвидации аварийных разливов нефти	Лист 20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

1. инъекции нефти потоком воздуха;
2. адгезионной способности нефтяного флюида.

Принцип инъекции заложен в конструкцию воздушного конвейера. В приемном шланге воздушного конвейера создается поток воздуха. Нефть, вода и обломки льда, попадая в шланг, транспортируются воздушным потоком в разделительную камеру. Она состоит из двух емкостей - для льда и нефти с водой - и разделительного перфорированного экрана между ними. Куски льда больше определенного размера задерживаются экраном и попадают в первую емкость. Жидкая масса проходит сквозь решетку во вторую емкость. Засасывание нефтяной пленки производится сверху. Проблемой при работе воздушных конвейеров в условиях низких температур является замерзание шлангов. Этого можно избежать с помощью продувки паром или других способов обогрева. Куски льда, которые набиваются в__решетке, периодически удаляются. Преимущество системы – небольшой вес (по окончании сбора любой утилизированный материал сразу же удаляется).

Второй принцип положен в основу устройства скиммеров щеточного и щеточно-барабанного типов.

Нефть прилипает к поверхности барабана и размещенной на нем щетине, а удаляется гребнечесальным механизмом и/или скребком. Небольшие обломки льда отводятся под щеточно-барабанный узел щетиной и штырями. Щеточно-барабанные элементы имеют щетину разной жесткости предназначенных для определенных условий и решаемых задач. Щетина должна быть гибкой и прочной, чтобы выдерживать длительное трение о ледяную поверхность. Между щетиной равномерно расположены штыри, которые предотвращают чрезмерный изгиб щетки. Длина и жесткость щетины, размеры барабана, угол между барабаном и льдом, количество и скорость вращения щеточно-барабанных узлов сильно влияют на эффективность сбора

нефти. При работах в условиях ледяной каши наиболее надежным средством является канатное нефтесборное устройство.

2.2.2. Применение сорбентов

На практике применяются в основном два типа реагирования на разливы нефти (нефтепродуктов) в ледовых условиях с применением нефтяных сорбентов.

Закачка сорбентов под уровень льда для аккумуляции в нем нефти, находящейся там.

Данный способ применяется для снижения концентрации нефти и нефтепродуктов, адсорбированных под нижней кромкой льда на реках и ручьях. Для ускорения вытеснения нефти из-под ледяного покрова и ее сорбирования в нескольких точках производится закачка сорбента под лед через специально устроенные майны.

Посыпка сорбентами разлитую на поверхности льда нефть, с последующим смывом водой (лучше использовать подогретую воду).

Данный способ применяется также для предотвращения попадания нефтепродуктов в воду и их дальнейшего распространения при таянии льда.

Для применения сорбентной технологии необходимо иметь:

- сорбент со свойствами, позволяющими ему сорбировать нефть (нефтепродукты) при отрицательных температурах;
- средства нанесения сорбента, позволяющие закачивать его под лед;
- средства сбора отработанного сорбента.

Сорбент «Ньюсорб»

«Ньюсорб» - это один из лучших сорбентов, максимально полно сочетающий в себе следующие преимущества:

					Методы локализации и ликвидации аварийных разливов нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		22

- легкое нанесение шанцевым инструментом или распылителем;
- работает на твердой и водной поверхности;
- удобно собирается;
- легкая утилизация;
- одинаково эффективный при любых погодных условиях;
- не наносит вреда экологии.

Температура применения данного сорбента от -50 до +60. Сорбционная емкость (нефтеемкость) 4,6-9 г/г.



Рисунок 3 – Сборка сорбента

Возможности утилизации нефтесодержащих сорбентных материалов относительно ограничены по сравнению с возможностями утилизации жидких нефтепродуктов. Даже небольшое количество сорбента, присутствующее в массе отходов, может исключить возможность утилизации этих отходов многими способами, например, при использовании в качестве сырья на нефтеперерабатывающих заводах.

В теории некоторые типы сорбентов могут быть пригодны для повторного использования, если из них удастся извлечь собранную нефть.

Этого можно достичь сжатием отжимным катком или отжимной

					Методы локализации и ликвидации аварийных разливов нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		23

машиной либо центрифугированием или экстракцией растворителем. Сжатие, как правило, самый практичный вариант, оно осуществимо для некоторых синтетических продуктов. При этом необходимо принять во внимание количество циклов повторного использования, которое сорбент может выдержать до потери своей пригодности в результате разрыва, разрушения или общего износа.

Сжигание загрязненного сорбента может представлять собой целесообразный вариант, если сорбентный материал горючий и не содержит чрезмерного количества воды. Процесс обычно строго контролируется, и потребуется высокотемпературное горение вместе с тщательным мониторингом отходящих газов, чтобы предотвратить выпуск в атмосферу токсичных диоксинов, полиароматических углеводородов и хлорводородов, в частности, в случае сжигания синтетических сорбентов. Стоимость сжигания часто значительно превышает стоимость других методов утилизации, и это соображение также должно учитываться при принятии решения в пользу данного метода.

Утилизация сорбентных материалов путем захоронения также обычно строго регулируется местным или государственным законодательством. В некоторых странах нефтесодержащие сорбенты рассматриваются как опасные отходы, которые подлежат захоронению на специально отведенных для этого площадках с вытекающим из этого ростом затрат на транспортировку и утилизацию. Современные площадки обычно огораживаются непроницаемой мембраной для предотвращения стоков. В то же время в некоторых регионах, где такая изоляция обычно не используется, должно уделяться внимание мерам по предотвращению загрязнения соседствующих грунтовых и поверхностных вод.

Преимуществом органических сорбентов – их биоразложение. Если в

					Методы локализации и ликвидации аварийных разливов нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		24

сорбенте маленькое содержание нефти и возможна утилизация органических сорбентов методом возделывания земли (если нет запретов местными нормативами). Насыщенный сорбент распространяется на большой площади земли и начинает разлагаться. Данный процесс может занять несколько лет. Процесс ускоряется путем насыщения кислородом с применением оборудования по рыхлению почвы и удобрений [6].

2.2.3. Диспергирование

Диспергенты служат для того, чтобы содействовать естественной дисперсии посредством понижения поверхностной связи сцепления нефти и воды, что способствует образованию большего числа некрупных капелек нефти под действием волнового движения. Диспергенты являются поверхностно-активными веществами (ПАВ) в растворителе. Растворитель выполняет сразу две функции: он действует как разбавитель, который снижает вязкость ПАВ, для того, чтобы его можно было распылять, а также способствует проникновению ПАВ в масляное пятно.

Каждая молекула поверхностно-активного вещества содержит олеофильную часть (притягиваемую к нефти) и гидрофильную часть (притягиваемую к воде). Диспергенты способствуют ослаблению поверхностной связи сцепления нефти и воды, что под воздействием энергии волн приводит к отрыванию небольших капелек воды от нефтяного пятна.

Биоразложение под действием разных морских микроорганизмов может протекать исключительно при взаимодействии капельки нефти с водой, так как организмы обитают в воде и не прибывают в нефти. В следствие увеличения площади поверхности контакта «нефть-вода», связанного с образованием большего числа мелких капель, создаются более оптимальные условия для биоразложения. Например, диспергирование капельки величиной диаметра в 1 мм в 10 000 капелек размером в 45 мкм каждая повлечёт за собой получение

					Методы локализации и ликвидации аварийных разливов нефти	Лист 25
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

площади поверхности, превышающей площадь поверхности исходной капельки ориентировочно в 20 раз. Фактически, не все диспергированные капельки имеют одинаковый размер, но количество более мелких капелек гораздо больше количества более крупных капелек, что в значительной мере повышает вероятность биоразложения.

Рационально и целесообразно воспользоваться данным методом в таких условиях, когда использование иных способов крайне затруднено или вовсе невозможно. Использование на глубине более 10 метров является основной рекомендацией к применению, по возможности, максимально избегая попадания диспергентов на поверхность воды. [17].

Факторы, которые оказывают влияние на эффективность диспергентов в ледовых условиях:

- тип диспергента;
- сорт нефти;
- соленость воды;
- температура (низкая температура приводит к увеличению вязкости нефти; некоторые компоненты диспергентов чувствительны к низким температурам);
- волнение моря.

Диспергенты производятся в основном для использования в морской воде. Эффективность диспергента заметно падает в солёной воде, при увеличении вязкости нефти, при понижении волнения моря.

Использование диспергентов в ледовых условиях не рекомендуется. Во-первых, это относительно неэффективно в силу ряда факторов: соленость воды, инертность к перемешиванию (при волнении моря), чувствительность диспергентов к низким температурам, повышение вязкости нефти (при разливе

					Методы локализации и ликвидации аварийных разливов нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		26

в окружающую среду понижается температура нефти). Во-вторых, токсичные реагенты диспергентов создают дополнительное загрязнение водной среды.

2.2.4. Сжигание нефти на месте разлива

При сжигании нефти на месте важна сплоченность льда, которую условно можно разделить на три диапазона:

1. От 0 до 30% поверхности заняты льдом;
2. От 30 до 70% поверхности заняты льдом;
3. От 70 до 100% поверхности заняты льдом.

При небольшой сплоченности лед мало влияет на распространение нефти, поэтому ее сжигают как на открытой воде – используются огнестойкие БЗ, которые буксируются судами.

В битом льду нефть может перемещаться под воздействием ветра и течений вокруг больших кусков льда и под ними, а также собираться между плотно сжатыми ледяными полями (лед служит естественной преградой).

Если пятна нефти имеют толщину от 2 до 3 мм, то возможно сжигание на месте. Для этого могут применяться воспламенители, устанавливаемые на вертолете.

При сплоченности льда от 30-70% баллов технология сжигания нефти наиболее сложная, т. к. практически невозможно развернуть боны.

Нефть, разлитая под сплошным льдом, растекается и заполняет неровности на внутренней стороне льда. Если лед находится в процессе образования, то нефть вмерзает в лед. Весной нефть поднимается по каналам во льду и собирается на поверхности в проталины, в которых ее можно сжечь. Проталины образуются быстро и недолго существуют до момента, когда они сольются воедино и произойдет разрушение льда, поэтому сжигание нефти в проталинах должно проводиться в короткие сроки.

					Методы локализации и ликвидации аварийных разливов нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		27

Эта операция технически сложна, поскольку:

1. Льдины, имеющие на себе скопления нефти, под воздействием ветра перемещаются, и на большой площади может образовываться огромное количество отдельных небольших скоплений нефти. Эти движущиеся объекты для сжигания существуют в течение короткого отрезка времени.
2. При таянии льда, росте и соединении проталин свободная нефть может быстро растекаться слишком тонким для поджигания слоем.

При высокой сплоченности льда нефть имеет тенденцию собираться в естественных выбоинах и трещинах. Снежные и ледяные преграды задерживают ее. Если это безопасно, то сжигание является наиболее практичным и эффективным методом ликвидации разлива на льду.

Из загрязненного нефтью снега с помощью экскаваторов, бульдозеров, грейдеров устраиваются конусообразные груды, к ним добавляются специальные активаторы, например, дизельное топливо и поджигаются. Плотные снежные валы, которые окружают кучи, препятствуют растеканию талой нефтяной воды, рисунок 4.

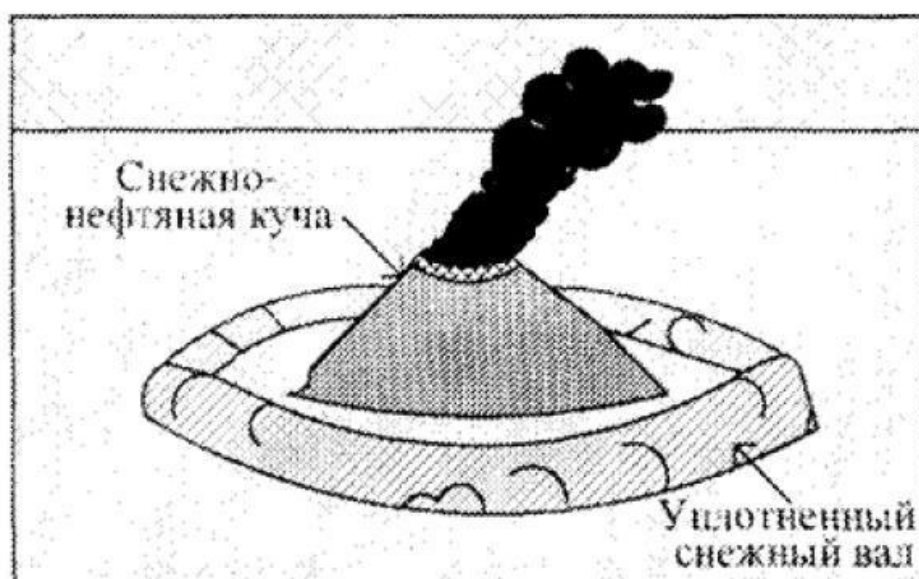


Рисунок 4 –Сжигание снежно-нефтяных куч

Если место разлива значительно удалено от причалов, пирсов, портовых сооружений и стоящих на якорях судов, применяется технология локализации - контролируемое сжигание, которое производится только с разрешения природоохранных органов при соответствующем противопожарном обеспечении.

Технологии сжигания зависят от наличия снежного покрова и его толщины.

На чистом (без снега) сплошном льду нефть растекается тонким слоем и может быть сожжена без особых затруднений. Во избежание растекания нагретой нефти и талой воды по периметру загрязнения во льду вырубается траншея глубиной до 0,5 м и шириной до 0,5 м.

Снег является прекрасным сорбентом, и впитавшуюся в него нефть (нефтепродукт) поджечь очень сложно.

Возможны следующие варианты:

- При толщине снежного покрова не более 0,5 м: в центр нефтяногозагрязнения прорывают траншею, далее в центре освобождают от снега площадку примерно 1 м, на которую выливают около 5 л легкого нефтепродукта. Площадку засыпают снегом, который по возможности утрамбовывают. По периметру загрязнения расчищают от снега полосу шириной в 1 м и прокладывают траншею 0,5 на 0,5 м для сбора талой воды. Затем нефть (нефтепродукт) поджигают в центре пятна. Технология эффективна для свежеразлитой нефти.
- При толщине снежного покрова более 0,5 м: непосредственное сжигание на месте провести невозможно, поэтому на льду или земле очищают площадку, на которую сгребают загрязненный снег; при

					Методы локализации и ликвидации аварийных разливов нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		29

Сгребании следует захватывать как можно меньше чистого снега, т. К. Он снижает процент выгорания нефти.

- Если площадь пятна мала или на снегу имеется несколько небольших пятен, то загрязненный снег сгребают в кучи высотой до 1 м, вокруг которых 41 делают барьеры из незагрязненного утрамбованного снега (желательно снег облить водой со стороны кучи и дать образоваться корке льда), и затем кучи поджигают с помощью топлива.

Воспламенители делятся на два типа: первый - для использования от судна или на льду; второй - от вертолетов.

Самым простым воспламенителем, который используется на льду, является насыщенный дизельным топливом сорбент, который поджигают и бросают на нефтяное пятно. Такая смесь может гореть продолжительное время. В качестве воспламенителя может использоваться и эфир этана.

					Методы локализации и ликвидации аварийных разливов нефти	Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

3. ЛИКВИДАЦИЯ ПОСЛЕДСТВИЙ АВАРИЙНЫХ РАЗЛИВОВ НЕФТИ

При аварийном разливе нефти в месте подводного перехода через реку, происходит загрязнение не только реки, но и берегов.

Нефтяные компоненты попадают в окружающую среду, тем самым оказывая отрицательное воздействие на элементы экосистемы природы. Нефтяные флюиды способствуют канцерогенному и мутагенному загрязнению. Из этого следует, что рекультивационные работы является крайне важным природоохранным мероприятием. Они помогают восстанавливать прежнее плодородие загрязненных участков земель. В зимний период времени рекультивацию проводить нельзя.

В зонах мягких климатических условий длительность восстановления плодородия земли может быть не более двух-трех месяцев, в суровых условиях (например, в условиях Крайнего Севера России) даже для частичного очищения почвы требуется не менее 3-5 лет, даже если использовать различные приемы рекультивации, что заметно осложняет процесс.

Очищение плодородной почвы от нефти и ее продуктов – это сложный физико-химический и биохимический процесс. Его скорость зависит от следующих факторов: температура окружающей среды, свойства почв, активность микрофлоры, влажности воздуха и концентрация нефти в земле. Выбор методов рекультивации и технологий восстановительных работ зависит от рассмотренных факторов и количества времени воздействия нефти на почвы.

Нефть, оказавшаяся в воде, претерпевает физические, химические и биохимические превращения. В водоеме нефть может присутствовать в растворенном виде, во взвешенном состоянии в толще воды, в виде пленок на

					Ликвидация аварийных разливов нефти в сложных погодных условиях							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат	Ликвидация последствий аварийных разливов нефти			Лит.	Лист	Листов		
Разраб.		Анамамедова Д.Т.									31	81
Руковод.		Крец В.Г.						гр. 2Б5Б				
Консульт.												
Рук-ль ООП		Брусник О.В.										

поверхности водоема. Нефть постепенно разлагается: испаряется, растворяется в воде, образуются эмульсии, происходит ее биохимическое окисление и оседание на дно. Интенсивность разложения нефти различна, она зависит от температуры воды и воздуха, силы ветра, волн. Некоторая часть нефти, попадающей в водоем, оседает на дно, берега и водную растительность. При рекультивации берегов применяют общепринятые методы, но с некоторыми особенностями. Пойменные участки после СН подвергаются рыхлению, стимулирующему естественное самозарастание. При необходимости проводится посев семян многолетних растений, создание кулис из ивы.

Процессы самоочищения в загрязненных нефтепродуктами водоемах протекают очень медленно.

3.1. БИОВЕНТИЛИРОВАНИЕ

Биовентиляция или биологическое удаление – это способ очистки, применяемых для крупнозернистых грунтов или песков, которые были загрязнены УВ. На участке загрязнения бурятся скважины, после чего в них нагнетается воздух. Этот процесс увеличивает скорость биоразложения, кроме того его можно сочетать с технологией откачки грунтовых испарений. В одну часть скважин закачивают воздух, из другой – откачивают испарения с дальнейшей очисткой от летучих загрязняющих веществ.

Продувка воздухом может производиться под различным давлением. Ее применяют при загрязнении летучими УВ, дизельным топливом и подобными им загрязняющими веществами. В ряде случаев в места с высокой концентрацией углеводородокисляющих микроорганизмов воздух разрежают, это обеспечивает миграцию к ним легких УВ и бензиновой фракции. Данный способ имеет большую степень эффективности – около 100% [3].

Метод биовентилирования можно использовать совместно с введением питательных веществ. Их могут подавать в скважину вместе с воздухом или

					Ликвидация последствий аварийных разливов нефти	Лист 32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

разбрызгивать их микрочастицы. Активизация подобного рода микроорганизмов за счет закачки специальных пен имеет большую степень эффективности в виду своего комплексного воздействия: улучшения условий дыхания, оптимизации баланса питательных веществ, увеличения подвижности и доступности органических загрязнений.

3.2. ВНЕСЕНИЕ КУЛЬТУР МИКРООРГАНИЗМОВ

В случаях сильных загрязнений, в сложных условиях применяются методы внесения культур микроорганизмов. Их преимущества: селективность, использование микроорганизмов, которые способны уничтожать сложные токсичные соединения. Эффективность методов часто варьируется, так как многие микроорганизмы «работают» лишь в узком диапазоне условий. Обычно используют следующие виды бактерий: Bacterium Actinomyces, Artrobacter, Thiobac-terium, Desulfo-lomaculum, Pseudomonas, Hydromonas, Bacillus, низшие грибы. Используют также различного вида дрожжи. Для очистки от пестицидов и гербицидов применяются бактерии и грибки, в том числе и генномодифицированные.

В сложных случаях эффективно применение биопрепаратов комплексного действия. Суспензия, содержащая Pseudomonas, Noeardia, Flavobacterium и Candida, очищает от нефти верхний слой почвы толщиной 20 см за 7 лет, причем практически в полной мере. Специальный состав «Hydrobac» за пять дней понижает степень загрязнения на 60%, при условии достаточного увлажнения [3].

Дождевые черви повышают доступность нефтезагрязненной почвы для микроорганизмов и ускоряют процесс очистки.

3.3. ВНЕСЕНИЕ ТОРФА

Торф – один из самых эффективных природных нефтесорбентов, его

					Ликвидация последствий аварийных разливов нефти	Лист 33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

внесении и перемешивание с почвой ведет к понижению концентрации УВ, создаются благоприятные условия для посева растений. Рекультивацию с применением торфа проводят двумя методами:

- Доставкой и перемешиванием торфа.
- Рыхлением и разрушением битуминизированных нефтяных коркообразных остатков и перемешивания верхних и нижних слоев (используется болотоход).

3.4. ПОСАДКА СТОЙКИХ К НЕФТЯНЫМ ЗАГРЯЗНЕНИЯМ И АКТИВИЗИРУЮЩИХ ПОЧВЕННУЮ МИКРОФЛОРУ РАСТЕНИЙ (ФИТОРЕМИДАЦИЯ)

Подобные растения стимулируют процессы разложения, устранения загрязняющих веществ из почвенного слоя. Технология применяется, как правило, на конечной стадии рекультивации.

Преимущества метода: дешевизна; не требует сложного технического обслуживания.

Недостатки метода: корни растений способны эффективно очищать почву лишь на конкретной глубине; остатки растений необходимо удалять как вредные отходы; очистка сильных загрязнений – слишком долгосрочная.

Из-за последнего недостатка метод целесообразно использовать для почв с низким содержанием загрязняющих УВ [4].

Наиболее перспективны следующие растения:

- 1) Злаки – ежа сборная, полевица белая, тимофеевка луговая, лисохвост короткоостный, овсяница луговая, овсяница красная и другие (для полярной тундры), луговик северный (для песчаной и каменистой почвы).

					Ликвидация последствий аварийных разливов нефти	Лист
						34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

- 2) Бобовые – люпин многолетний, люцерна, разные виды клевера и др.
- 3) Дикорастущие виды местной флоры – пырей ползучей, вейник наземный, рогоз широколистный, хвощ лесной, осока и другие.
- 4) Сорные растения — щавель конский, марь белая, сурепка обыкновенная, лебеда копьевидная, клоповник сорный.
- 5) Древесные растения – береза, осина, сосна, тополь, ива, кедр.

Технология фиторемедиации достаточно проста в применении, но требует задействовать высококвалифицированных специалистов. Технология включает нескольких этапов:

1. Оценка характера загрязнения местности.
2. Разработка оптимальной схемы фиторемедиации.
3. Выращивание растений.
4. Мониторинг участка.

Рекультивация завершена после выращивания густого, устойчивого травостоя.

3.5. ЕСТЕСТВЕННОЕ ВОССТАНОВЛЕНИЕ

При наличии определённых условий, для рекультивации земель может использоваться метод естественного восстановления. Естественное восстановление подразумевает восстановление территории без вмешательства человека.

Данный метод требует четкого прогнозирования возможных последствий естественного разложения нефти, а также постоянного наблюдения за местом разлива в период восстановления. Критерии применимости:

					Ликвидация последствий аварийных разливов нефти	Лист
						35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

1. Вред, наносимый окружающей среде при очистке территории, превышает ущерб от естественного разложения нефти и нефтепродуктов;
2. Обычные методы реагирования не способствуют более быстрому восстановлению или нецелесообразны;
3. Разлитая нефть или условия окружающей среды (погодные условия, труднодоступность района и т.д.) представляют опасность для персонала;
4. Наличие особо чувствительных ресурсов, положение района, тип и количество разлитых нефти и нефтепродуктов.

Естественное восстановление предпочтительно для: малых разливов нефти; быстроразлагающейся нефти; открытых побережий; удаленных и недоступных районов.

					Ликвидация последствий аварийных разливов нефти	Лист
						36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

4. РАСЧЁТНАЯ ЧАСТЬ

Исходные данные:

На нефтепроводе диаметром 1220 мм и толщиной стенки 14 мм на 32 км от насосной станции в конце апреля произошел разлив нефти на подводном переходе. В трубе результате коррозии образовалось отверстие – 31 мм х 20 мм (овальной формы). Отверстие расположено по верхней образующей трубы в 15° от вертикальной оси.

$\tau_a = 7 \text{ ч } 15 \text{ мин}$ – время повреждения нефтепровода;

$\tau_o = 7 \text{ ч } 30 \text{ мин}$ – время остановки насосов;

$\tau_z = 8 \text{ ч } 10 \text{ мин}$ – время закрытия задвижек;

$\tau_i = 0,133 \text{ ч}$ – элементарный интервал времени, внутри которого режим истечения принимается неизменным;

$Q_o = 0,93 \text{ м}^3/\text{с}$ – расход нефти в неповрежденном нефтепроводе при работающих насосных станциях;

$Q' = 1,34 \text{ м}^3/\text{с}$ – расход нефти при работающих насосах в поврежденном нефтепроводе;

$l = 83 \text{ км}$ – протяженность аварийного участка нефтепровода между двумя насосными станциями;

$x^* = 32 \text{ км}$ – расстояние от насосной станции до места повреждения;

$l_{\text{зав}1} = 28 \text{ км}$ – расстояние от НПС до задвижки 1;

$l_{\text{зав}2} = 38 \text{ км}$ – расстояние от НПС до задвижки 2;

$Z_1 = 161,18 \text{ м}$ – геодезическая отметка начала аварийного участка;

$Z_2 = 123,17 \text{ м}$ – геодезическая отметка конца аварийного участка;

$P_1 = 50,2 \cdot 10^5 \text{ Па}$ – давление в начале участка;

$P_2 = 5,6 \cdot 10^5 \text{ Па}$ – давление в конце участка;

					Ликвидация аварийных разливов нефти в сложных погодных условиях			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат				
Разраб.		Анамамедова Д.Т.			Расчетная часть		Лит.	Лист
Руковод.		Крец В.Г.						Листов
Консульт.								
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						
					гр. 2Б5Б			

$\rho = 0,85 \text{ т/м}^3$ – плотность нефти;

$m_o = 1,75$ – показатель режима движения нефти по нефтепроводу;

$d_{\text{вн}} = 0,5 \text{ м}$ – внутренний диаметр нефтепровода;

$\nu = 0,076 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}$ – кинематическая вязкость нефти;

$h_a = 10 \text{ м.вод. ст.}$ – напор, создаваемый атмосферным давлением;

$h_T = 1,5 \text{ м}$ – глубина заложения нефтепровода;

Профиль нефтепровода с поврежденным участком изображен на рисунке 5.

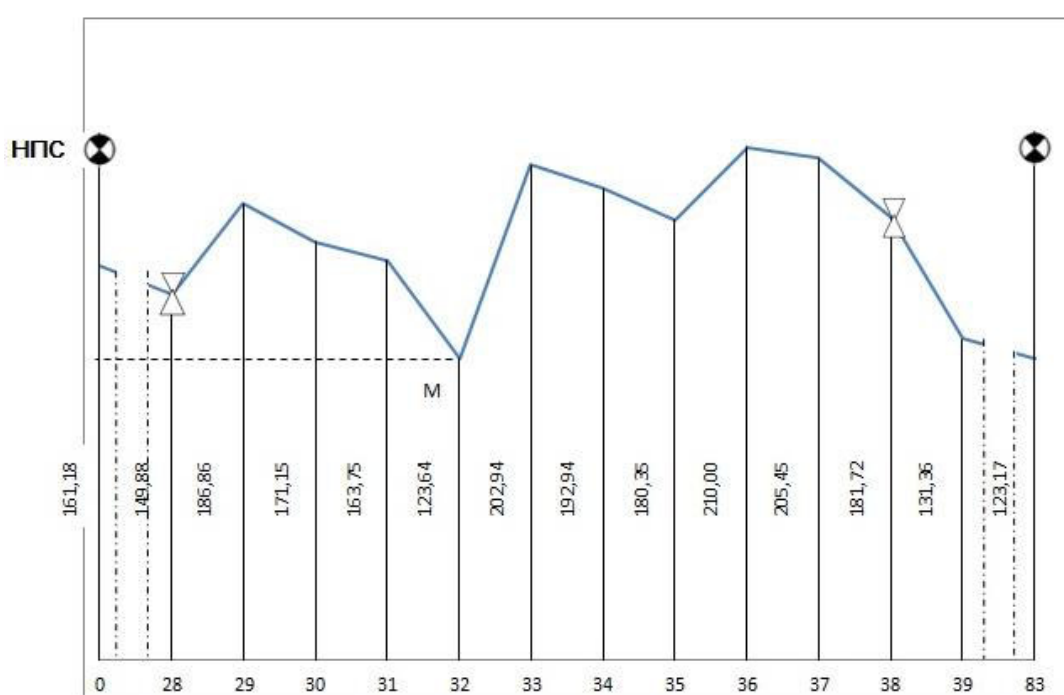


Рисунок 5 – Профиль нефтепровода с поврежденным участком

Необходимые расчёты:

1. Определение количества вылившейся в результате аварии нефти
2. Количество сорбента, которое необходимо для её ликвидации

Расчет количества вылившейся в результате аварии нефти

Определение объема нефти, вытекшей до момента остановки перекачки

Согласно методике определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах объем нефти, вытекшей из нефтепровода с момента возникновения аварии до момента остановки перекачки рассчитывается по следующей формуле:

$$V_1 = Q_1 \cdot \tau_1 = Q_1 \cdot (\tau_o - \tau_a).$$

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

Согласно формуле Дарси-Вейсбаха гидравлический уклон равен:

$$i = \frac{\lambda * \omega^2}{D * 2 * g},$$

где ω – средняя скорость потока течения жидкости в трубопроводе

λ – коэффициента гидравлического сопротивления от трения;

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

$$\omega = \frac{4 * Q_0}{\pi * D_{\text{вн}}^2} = 0,835 \frac{\text{м}}{\text{с}}.$$

$Q_0 = 0,93 \text{ м}^3/\text{с}$ – расход нефти в неповрежденном нефтепроводе при работающих насосных станциях;

$$D_{\text{вн}} = 1220 - 2 * 14 (\text{толщина стенки}) = 1192 \text{ мм}.$$

Скорость потока течения жидкости в трубопроводе определяет число Рейнольдса:

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

$$Re = \frac{\omega * D_{BH}}{\nu} = \frac{0,835 * (1220 - 2 * 14)}{0,0000076 * 1000} = 130775.$$

где ν – кинематическая вязкость жидкости, m^2/c .

По числу Рейнольдса определяем, что в нашем случае имеется турбулентный режим течения нефти, зона смешанного трения.

Значения коэффициентов эквивалентной шероховатости Δ для стальных труб равен $20 \cdot 10^{-2} mm$.

$$\lambda = 0,11 * \left(\frac{68}{Re} + \frac{\Delta}{D_{BH}} \right)^{0,25} = 0,0178.$$

Находим значение гидравлического уклона:

$$i = \frac{\lambda * \omega^2}{D * 2 * g} = \frac{0,0178 * 0,835^2}{1,192 * 2 * 9,81} = 0,0053.$$

Расход нефти Q_1 через место повреждения с момента возникновения аварии до остановки перекачки определим по формуле:

$$\begin{aligned} Q_1 &= Q' - Q_0 \cdot \left(\frac{z_1 - z_2 + \frac{P' - P''}{\rho \cdot g} - i_0 \cdot x^* \left(\frac{Q'}{Q_0} \right)^{2-m_0}}{(l - x^*) \cdot i_0} \right)^{\frac{1}{2-m_0}} \\ &= 1,34 - 0,93 \cdot \left(\frac{161,18 - 123,17 + \frac{50,2 * 10^5 - 5,6 * 10^5}{0,85 \cdot 1000 \cdot 9,81} - 0,0053 \cdot 32000 \left(\frac{1,34}{0,93} \right)^{2-1,75}}{(83000 - 32000) \cdot 0,0053} \right)^{\frac{1}{2-1,75}} \\ &= 1,292 \frac{m^3}{ч}. \end{aligned}$$

Найдем объем нефти, вытекшей из нефтепровода с момента возникновения аварии до момента остановки перекачки:

$$V_1 = Q_1 \cdot (\tau_o - \tau_a) = 1,292 \cdot (27000 - 26100) = 1163,21 m^3.$$

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

Определение объема нефти, вытекшей с момента остановки перекачки до закрытия задвижек

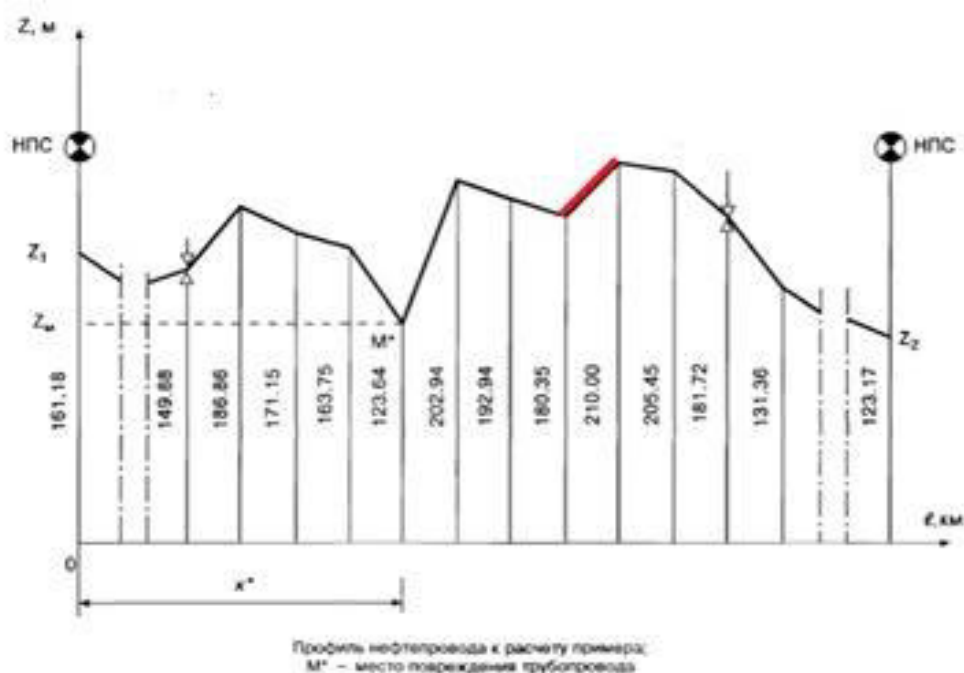


Рисунок 6 – Участок стекания нефти с момента остановки перекачки до закрытия задвижек.

На рис. 6 красным цветом показан участок, с которого будет стекать нефть с момента остановки перекачки до закрытия задвижек, так как геодезическая отметка нефтепровода на 36 километре имеет наибольшее значение (210м).

Рассчитаем объём V_2 вытекшей нефти. Для этого разобьём процесс стечения нефти, который длился 40 минут, на 5 временных промежутков по 8 минут.

1. Рассчитаем объём вытекшей нефти за первый промежуток времени V_1^* .

Найдем напор в отверстии, соответствующий первому интервалу времени:

$$h_1 = z_1 - z_M - h_T - h_a = 210 - 123,64 - 1,5 - 10 = 74,86\text{м.}$$

Найдем эквивалентный диаметр отверстия по формуле:

$$d_{\text{отв}} = \sqrt{\frac{4 \cdot \omega}{\pi}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,001947}{\pi}} = 0,05 \text{ м.}$$

Найдем число Рейнольдса по формуле:

$$Re_1 = \frac{d_{\text{отв}} \cdot \sqrt{2gh_1}}{\nu} = \frac{0,05 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 74,86}}{0,076 \cdot 10^{-4}} = 251072.$$

Так как число Рейнольдса находится в промежутке от 10000 до 300000, то коэффициент расхода μ_1 будет определяться по следующей формуле:

$$\mu_1 = 0,592 + \frac{5,5}{\sqrt{Re_1}} = 0,592 + \frac{5,5}{\sqrt{251072}} = 0,603.$$

Определим расход Q_1 нефти через дефектное отверстие, соответствующий первому временному интервалу:

$$Q_1 = \mu_1 \cdot \omega \cdot \sqrt{2gh_1} = 0,603 \cdot 0,001947 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 74,86} = 162 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}.$$

Найдем V_1^* :

$$V_1^* = Q_1 \cdot \tau_1 = 162 \cdot 0,133 = 21,6 \text{ м}^3.$$

2. Рассчитаем объем вытекшей нефти за второй промежуток времени V_2^*

Сначала определим геодезическую отметку z_2^* начала участка, соответствующего второму временному интервалу. Для этого будет необходимо рассчитать длину участка l_1 , соответствующего первому временному интервалу, и угол α , изображенный на рис. 7.

$$l_1 = \frac{4V_1}{\pi d_{\text{вн}}^2} = \frac{4 \cdot 21,6}{\pi \cdot 0,1,192^2} = 19,35 \text{ м.}$$

$$\text{tg} \alpha = \frac{x_2 - x_1}{z_1 - z_2} = \frac{36000 - 35000}{210 - 180,35} = 11,52.$$

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

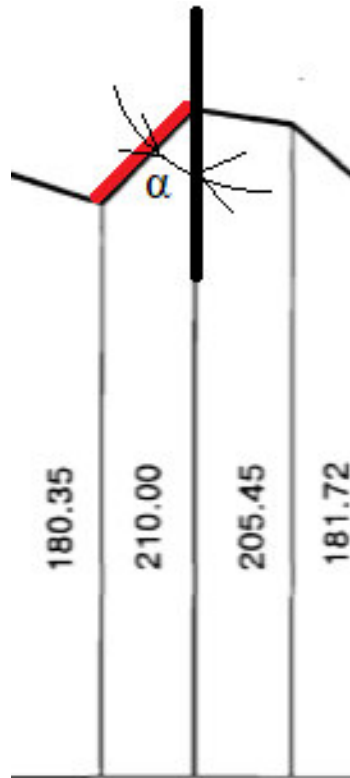


Рисунок 7 – Обозначение угла α

Отсюда $\alpha = \arctg 11,52 = 85,04^\circ$.

Теперь определим разность геодезических отметок Δz_1^* начал первого и второго участков:

$$\Delta z_1^* = l_1 \cdot \cos \alpha = 19,35 \cdot \cos 85,04^\circ = 1,674 \text{ м.}$$

Найдем z_2^* :

$$z_2^* = z_1 - \Delta z_1^* = 210 - 1,674 = 208,326 \text{ м.}$$

Найдем напор в отверстии, соответствующий первому интервалу времени:

$$h_2 = z_2^* - z_M - h_T - h_a = 208,326 - 123,64 - 1,5 - 10 = 73,186 \text{ м.}$$

Найдем число Рейнольдса по формуле:

$$Re_2 = \frac{d_{\text{отв}} \cdot \sqrt{2gh_2}}{\nu} = \frac{0,05 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 73,186}}{0,076 \cdot 10^{-4}} = 248249.$$

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

Так как число Рейнольдса находится в промежутке от 10000 до 300000, то коэффициент расхода μ_2 будет определяться по следующей формуле:

$$\mu_2 = 0,592 + \frac{5,5}{\sqrt{Re_2}} = 0,592 + \frac{5,5}{\sqrt{248249}} = 0,603.$$

Определим расход Q_2 нефти через дефектное отверстие, соответствующий первому временному интервалу:

$$Q_2 = \mu_2 \cdot \omega \cdot \sqrt{2gh_2} = 0,603 \cdot 0,00072 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 73,186} = 21,356 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}.$$

Найдем V_2^* :

$$V_2^* = Q_2 \cdot \tau_2 = 21,356 \cdot 0,133 = 21,356 \text{ м}^3.$$

3. Аналогичным образом рассчитаем объёмы вытекшей нефти на участках, соответствующих третьему, четвертому и пятому временным интервалам. Они получились следующие:

$$V_3^* = Q_3 \cdot \tau_3 = 158,36 \cdot 0,133 = 21,115 \text{ м}^3.$$

$$V_4^* = Q_4 \cdot \tau_4 = 156,56 \cdot 0,133 = 20,874 \text{ м}^3.$$

$$V_5^* = Q_5 \cdot \tau_5 = 154,75 \cdot 0,133 = 20,634 \text{ м}^3.$$

4. На основании рассчитанных объёмов определим объём нефти, вытекшей с момента остановки перекачки до закрытия задвижек:

$$V_2 = V_1^* + V_2^* + V_3^* + V_4^* + V_5^* = 21,6 + 21,356 + 21,115 + 20,874 + 20,634 = 105,575 \text{ м}^3.$$

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

Определение объема нефти, вытекшей с момента закрытия задвижек до прекращения утечки

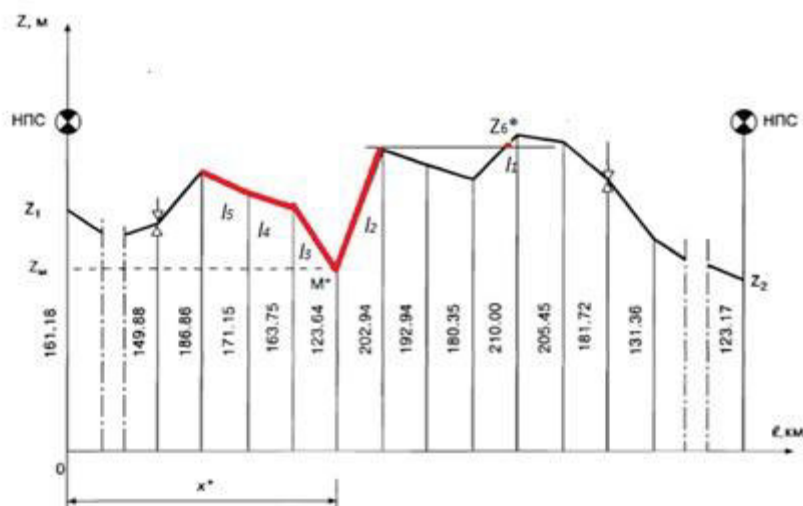


Рисунок 8 – Участки нефтепровода, с которых стекает нефть с момента закрытия задвижек до прекращения утечки

Определим участки нефтепровода, с которых будет вытекать нефть с момента закрытия задвижек до прекращения утечки. Этими участками являются участки $l_1', l_2', l_3', l_4', l_5'$, которые обращены в пространстве к месту повреждения нефтепровода. Данные участки отображены на рис.3.

Основной объём вытекшей после закрытия задвижек нефти V_3' определим по формуле:

$$V_3' = \frac{\pi \cdot d^2 \cdot l'}{4},$$

где l' - сумма длин участков нефтепровода обращенных к месту повреждения.

5. Расчёт длины первого участка l_1' .

Определим разность геодезических отметок Δz_5^* начала и конца участка, соответствующего пятому временному интервалу:

$$\Delta z_5^* = l_5 \cdot \cos \alpha = 29,82 \cdot \cos 85,04^\circ = 1,599 \text{ м.}$$

Найдем геодезическую отметку конца участка, соответствующего пятому временному интервалу по формуле:

$$z_6^* = z_5^* - \Delta z_5^* = 203,416 - 1,599 = 201,817\text{м.}$$

Определим разность геодезических отметок конца участка, соответствующего пятому временному интервалу, и самой высокой точкой участка l_2' (на 53 километре, рис.8.):

$$\Delta z_1 = z_6^* - z_1 = 201,817 - 202,94 = -1,123\text{м.}$$

Следовательно, с участка l_1 истечение закончилось и длина l_1' в дальнейших расчётах принимается за 0.

6. Расчёт длины второго участка l_2' .

Определим разность геодезических отметок начала и конца участка l_2' (по рис.8.):

$$\Delta z_2 = 201,82 - 123,64 = 78,177\text{м.}$$

Рассчитаем длину второго участка l_2' :

$$l_2' = \sqrt{x^2 + \Delta z_2^2} = \sqrt{1000^2 + 78,177^2} = 1003,051\text{м.}$$

где x – горизонтальное проложение между началом и концом участка.

7. Расчёт длины третьего участка l_3' .

Определим разность геодезических отметок начала и конца участка l_3' (по рис.8.):

$$\Delta z_3 = 163,75 - 123,64 = 40,11\text{м.}$$

Рассчитаем длину третьего участка l_3' :

$$l_3' = \sqrt{x^2 + \Delta z_3^2} = \sqrt{1000^2 + 40,11^2} = 1000,804\text{м,}$$

где x – горизонтальное проложение между началом и концом участка.

8. Расчёт длины четвёртого участка l_4' .

Определим разность геодезических отметок начала и конца участка l_4' (по рис.8.):

$$\Delta z_4 = 171,15 - 163,75 = 7,4\text{м}$$

Рассчитаем длину четвёртого участка l_4' :

$$l_4' = \sqrt{x^2 + \Delta z_4^2} = \sqrt{1000^2 + 7,4^2} = 1000,027\text{м,}$$

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

где x – горизонтальное проложение между началом и концом участка.

9. Расчёт длины пятого участка l_5' .

Определим разность геодезических отметок начала и конца участка l_5' (по рис.8.):

$$\Delta z_5 = 186,86 - 171,15 = 15,71 \text{ м.}$$

Рассчитаем длину пятого участка l_5' :

$$l_5' = \sqrt{x^2 + \Delta z_5^2} = \sqrt{1000^2 + 15,71^2} = 1000,123 \text{ м,}$$

где x – горизонтальное проложение между началом и концом участка.

10. Найдём l' :

$$l' = l_1' + l_2' + l_3' + l_4' + l_5' = 1003,139 + 1000,804 + 1000,027 + 1000,123 = 4004,093 \text{ м.}$$

$$V_3' = \frac{\pi \cdot d^2 \cdot l'}{4} = \frac{\pi \cdot 1,192^2 \cdot 4004,093}{4} = 4468,343 \text{ м}^3.$$

Из исходных данных отверстие расположено по верхней образующей трубы в 15° ($0,26$ рад.) от вертикальной оси. Согласно таблице 2.2 из методики определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах (утв. Минтопэнерго РФ 1 ноября 1995 г.) для данной конфигурации повреждения коэффициент A составляет $0,528$.

Объём опорожнения участка нефтепровода, примыкающего к месту повреждения ΔV_3 , учитывая его профиль, находится по формуле:

$$\Delta V_3 = A \cdot D_{\text{вн}}^3 \cdot \left(\frac{1}{k(x_i)} + \frac{1}{k(x_j)} \right)$$

Необходимость расчета данного объема заключается в том, что при опорожнении участка в трубопроводе остается нефть, которую следует учесть для более точных расчетов.

Определим $k(x_i)$ по формуле:

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

$$k(x_i) = \left| \frac{z_{i+1} - z_i}{x_{i+1} - x_i} \right| = \left| \frac{163,75 - 123,64}{31000 - 32000} \right| = 0,04011.$$

Определим $k(x_j)$ по формуле:

$$k(x_j) = \left| \frac{z_{j+1} - z_j}{x_{j+1} - x_j} \right| = \left| \frac{202,94 - 123,64}{33000 - 32000} \right| = 0,0793.$$

Рассчитаем ΔV_3 :

$$\begin{aligned} \Delta V_3 &= A \cdot D_{\text{BH}}^3 \cdot \left(\frac{1}{k(x_i)} + \frac{1}{k(x_j)} \right) = 0,528 \cdot 1,192^3 \cdot \left(\frac{1}{0,04011} + \frac{1}{0,0793} \right) \\ &= 33,57 \text{ м}^3. \end{aligned}$$

Определим объём нефти, вытекшей с момента закрытия задвижек до прекращения утечки V_3 по формуле:

$$V_3 = V'_3 - \Delta V_3 = 4468,343 - 33,57 = 4434,773 \text{ м}^3.$$

Расчет необходимого сорбента

Определим общий объём (общей массы), вылившийся при аварии нефти с момента возникновения аварии до прекращения утечки:

$$V = V_1 + V_2 + V_3 = 1163,21 + 105,575 + 4434,773 = 5703,558 \text{ м}^3.$$

И соответственно, зная плотность, рассчитаем массу нефти:

$$M = \rho \cdot V = 0,85 \cdot 5703,558 = 4\,848,024 \text{ т}$$

Количество сорбентов $P_{\text{пр.с}}$, кг, определяется в соответствии с РД 153-39.4Р-125-02* по формуле:

$$P_{\text{пр.с}} = \frac{N_{\text{ч}} \cdot M_{\text{H}\Sigma}}{100 \cdot C_{\text{сп}}},$$

Где $N_{\text{ч}}$ – доля нефти, собираемой сорбентом (%)

$M_{\text{H}\Sigma}$ – количество вылившейся нефти, т

					Расчетная часть	Лист 48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

$C_{\text{сп}}$ - сорбционная способность используемого сорбента

В качестве сорбента выбираем «Ньюсорб» с сорбционной способностью 9 г/г. Доля нефти, собираемой сорбентом принимается 2-3%.

Учитывая процент нефти находящейся на поверхности воды, загрязняющей берег и растительность, испаряющейся и эмульгирующей, количество сорбентов необходимых для ликвидации последствий аварийного разлива нефти составит:

$$P_{\text{пр.с}} = \frac{N_{\text{ч}} \cdot M_{\text{н}\Sigma}}{100 \cdot C_{\text{сп}}} \cdot 0,95 = \frac{2 \cdot 4824,024}{100 \cdot 9} = 10,72 \text{ т.}$$

					Расчетная часть	Лист
						49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Объектом исследования данной работы служит подводный переход магистрального нефтепровода, проложенного в сложных природных условиях. Характерным для данной местности является холодный климат с длительным периодом зимы, отрицательные среднегодовая температура. Основным источником опасности будет являться транспортируемая среда – нефть. На объекте рассматривается ситуация происшествия аварийного разлива нефти.

5.1. ПРАВОВЫЕ И ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ ВОПРОСЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

5.1.1. 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 обязан бесплатно обеспечить выдачу сертифицированных средств индивидуальной защиты 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» [17], или выше этих норм в соответствии с заключенным коллективным договором или тарифным соглашением. Рабочие, занятые на работах с вредными и опасными условиями труда, должны проходить медицинский осмотр в сроки, установлен Минздравом РФ [18]. Все лица, находящиеся на рабочей смене, обязаны носить защитные каски. Работники без защитных касок и других необходимых средств индивидуальной защиты к выполнению работ не допускаются. Работодатель должен обеспечить

					Ликвидация аварийных разливов нефти в сложных погодных условиях										
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат	Социальная ответственность					Лит.	Лист	Листов			
Разраб.	Анамамедова Д.Т.											50	81		
Руковод.	Крец В.Г.									гр. 2Б5Б					
Консульт.															
Рук-ль ООП	Брусник О.В.														

работников санитарно-бытовыми помещениями (гардеробными, сушилками для одежды и обуви, душевыми, помещениями для приема пищи, отдыха и обогрева и проч.) согласно соответствующим строительным нормам и правилам, и коллективному договору или тарифному соглашению.

При реализации в соответствии с положениями Трудового кодекса Российской Федерации (в редакции настоящего Федерального закона) в отношении работников, занятых на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, компенсационных мер, направленных на ослабление негативного воздействия на их здоровье вредных и (или) опасных факторов производственной среды и трудового процесса (сокращенная продолжительность рабочего времени, ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск либо денежная компенсация за них, а также повышенная оплата труда), порядок и условия осуществления таких мер не могут быть ухудшены, а размеры снижены по сравнению с порядком, условиями и размерами фактически реализуемых в отношении указанных работников компенсационных мер по состоянию на день вступления в силу настоящего Федерального закона при условии сохранения соответствующих условий труда на рабочем месте, явившихся основанием для назначения реализуемых компенсационных мер [19].

5.1.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Для наиболее безопасного и эффективного процесса ликвидации участок проведения работ необходимо правильно обустроить. Это касается расположения оборудования и техники для сбора загрязнения, машин, пунктов отдыха и обогрева. Все механизмы и оборудование в рабочей зоне устанавливаются в соответствии с РД 153-112-014-97 «Инструкция по ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепродуктопроводах» на безопасных расстояниях[20]. Размеры площадок определяются в зависимости от габаритов механизма,

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		51

запаса устойчивости площадки на уклоне, условий обслуживания таким образом, чтобы во всех случаях от крайних габаритных точек до конца площадки со всех сторон было не менее 1 м.

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 [21].

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 об особенностях расследования несчастных случаев на производстве [22]. По результатам расследования должны быть разработаны и выполнены профилактические мероприятия по предупреждению производственного травматизма и профзаболеваний.

После окончания аварийно-восстановительных работ должна быть проведена очистка рабочей зоны и рекультивация земель, поврежденных в результате аварии согласно РД 39-0147103-365-86 «Инструкция по рекультивации земель, загрязненных нефтью» [23].

5.2. ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ. АНАЛИЗ ВРЕДНЫХ И ОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ФАКТОРОВ. МЕРОПРИЯТИЯ ПО СНИЖЕНИЮ ИХ ВОЗДЕЙСТВИЯ

Согласно [24] неблагоприятные факторы производственной среды по воздействию классифицируются на опасные и вредные.

Из ГОСТ 12.0.003 – 2015 [25] видно, что вредные и опасные факторы могут быть вызваны состоянием производственной среды, свойствами

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		52

используемых материалов, свойствами микроорганизмов производственной среды, -психо и физиологическим состоянием работника, а также проведением работ в несоответствии с правилами безопасности. В таблице 1 отражены вредные и опасные факторы, которым подвергаются рабочие при выполнении работ на заданном объекте.

Таблица 3 – Опасные и вредные факторы при выполнении работ по оценке ликвидации аварийных разливов нефти»

Виды работ	Фактор		Нормативный документ
	Вредный	Опасный	
Анализ места аварии Ликвидация разлива Рекультивация		Утечки вредных и токсичных веществ	ГОСТ 12.1.007-76 [26]
		Пожаровзрывобезопасность	ГОСТ 12.1.010–76 ССБТ[11]
	Отсутствие или недостаток естественного света;		СП 52.13330.2016 [27]
	Превышение уровней шума		ГОСТ 12.1.003–2014 [29]
	Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны.		СанПиН 2.2.4.548-96 [30]
		Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	ГОСТ 12.1.003 – 74 ССБТ[31]
	Превышение уровней вибрации		ГОСТ 12.1.012–2004 ССБТ [32]

1. Пониженные температуры

Работы при пониженных температурах воздуха проводятся по требованиям, регламентированным СанПиН 2.2.3.1384-03 [33]. При температурах -28°C и ниже работающим должны предоставляться перерывы (продолжительностью не менее 10 минут) для обогрева в специально отведенных помещениях через каждый час работы, в таком случае время перерыва засчитываются как рабочее время.

Работающие на открытой территории обеспечиваются комплектом средств индивидуальной защиты (СИЗ) от холода с учетом климатического пояса. Теплозащитная специальная одежда и утепленная специальная обувь как средство защиты от холода выдаются работникам по профессии и должностям, предусмотренным типовыми отраслевыми нормами или соответствующими отраслевыми нормами. Работы на открытом воздухе прекращаются:

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

2. Превышение уровней шума

Превышение уровня шума оказывает неблагоприятное влияние на состояние человека. Данный фактор может приводить к профессиональным заболеваниям органов слуха рабочего. Длительное воздействие шума снижает остроту слуха, нарушает координацию движений, а также негативно сказывается на сердечно-сосудистую и нервную систему.

Согласно ГОСТ 12.1.003-83 [35], нормированный уровень шума для

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		54

данного вида работ составляет 80 дБ А. Для избегания негативного воздействия шума, рабочему персоналу предоставляются необходимые СИЗ: наушники, беруши и др. Зоны с уровнем звука или эквивалентным уровнем звука выше 80 дБА должны быть обозначены знаками безопасности по ГОСТ 12.4.026*. Работающих в этих зонах администрация обязана снабжать средствами индивидуальной защиты по ГОСТ 12.4.051 [36].

Основные методы борьбы с шумом:

- Разработка шумобезопасной техники;
- Снижение уровня шума (применение звукоизоляции);
- Средства коллективной защиты;
- Средства индивидуальной защиты (противошумные вкладыши, наушники, шлемы, каски и т.п.);
- Использование дистанционного управления оборудованием и машинами.

3. *Отсутствие или недостаток естественного света*

Освещенность рабочих поверхностей в полевых условиях выбирается в зависимости от разряда зрительной работы.

Общее равномерное освещение должно быть не менее 2 лк. При подъеме и перемещении груза освещение не менее 5 лк, если работы ведутся в ручную, и не менее 10 лк, если работы осуществляются при помощи машин и механизмов [36].

Согласно СНиП 23-05-95 рабочие места, объекты, подходы и проезды к ним в темное время суток освещаются. Наружное охранное освещение обеспечивает освещенность на уровне земли 0,5 лк и более. В ночное время освещение рабочего котлована должно осуществляться прожекторами или светильниками во взрывозащищённом исполнении. Для местного освещения

					Социальная ответственность	Лист
						55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

необходимо применять светильники напряжением не более 12В, или аккумуляторные фонари (включать и выключать их следует за пределами взрывоопасной зоне).

4. Превышение уровней вибрации.

Источниками вибрации могут являться ручные инструменты, движущийся транспорт, машины и аппараты, в которых движутся неуравновешенные массы.

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

5. Утечки вредных и токсичных веществ.

Нефть является продуктом длительного распада и очень быстро покрывает поверхность вод плотным слоем нефтяной пленки, которая препятствует доступу воздуха и света. Нефть, попадая в водную среду водоемов, подвергается физико-химическим и биохимическим процессам.

Особую опасность представляют пары легких углеводородов и пары сероводорода, содержащиеся и выделяющиеся при испарении нефти. ПДК для предельных углеводородов C₂-C₁₀ (в пересчете на углерод) в воздухе устанавливается в соответствии с ГОСТ 12.1.005-88 [37] и гигиеническими нормативами ГН 2.2.5.1313-03 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны».

Для минимизации воздействия данного фактора необходимо организовывать непрерывный контроль газовой среды в ходе проведения работ при помощи специальных устройств. При превышении ПДК составляющих газа работы необходимо приостановить и провести мероприятия

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		56

по поиску и ликвидации утечек. В зонах работы с превышенными значениями ПДК необходимо использовать соответствующие СИЗ для дыхательных путей (противогазы), а также соблюдать правила безопасности.

6. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования, подвижные части производственного оборудования .

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

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

5.3. 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:

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

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		57

5.3.1. 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. Предельная допустимая концентрация испарений в нефти составляет не более 10 мг/м³. Для снижения уровня загрязнения атмосферы выбросами углеводородов необходимо осуществлять мероприятия по сокращению потерь нефти в результате аварийного разлива нефтепровода и выбросов токсичных испарений.

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.

5.3.2. Защита литосферы

Нефть при отсутствии значительного истечения из трубопровода не образует сильного растекания по площади поверхности грунта, однако грунт впитывает нефть. Нефтенасыщенные земли подвергаются очистке и рекультивации.

Таблица 4 – Степень загрязнения земель нефтью и нефтепродуктами

Уровень загрязнения	Содержание нефти и НП	
	мг/кг	%
Допустимый	ПДК (<1000)	<0,1
Низкий	1000-2000	0,1-0,2
Средний	2000-3000	0,2-0,3
Высокий	3000-5000	0,3-0,5
Очень высокий	более 5000	>0,5

Безопасное количество нефти и нефтепродуктов в почвогрунтах для России соответствует нижнему уровню загрязнения (таблица 4). Ниже этого уровня загрязнения пагубное влияние на окружающую среду минимальное и экосистема справляется с самоочищением.

5.3.3. 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 расплзтись 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.

5.4. БЕЗОПАСНОСТЬ В ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЯХ

Аварии, возникающие на нефтепроводе, приводят к чрезвычайным ситуациям, так как в результате разлива нефти возможен пожар, разрушение сооружения, гибель людей, загрязнение окружающей среды.

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

1. Смертельными случаями;
2. травмированием с потерей трудоспособности или групповым травматизмом;
3. Воспламенением нефти или взрывом его паров;
4. Утечкой транспортируемой нефти в количестве более 10 м³.

Рассмотрим ситуацию аварийного разлива нефти на подводном переходе нефтепровода в результате образования коррозионного отверстия в трубе. Время года – ранняя весна. На реке присутствует ледовый покров.

При произошедшей ЧС необходимо, в первую очередь, при получении информации об аварии, остановить перекачку по поврежденному участку трубопровода и принять меры по отключению электроснабжения аварийного

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		59

участка. С момента получения сигнала об аварии должно быть организовано выполнение мероприятий плана ликвидации аварий.

Система локализации включает:

- ✓ Отчистку от снежных насыпей рабочих площадок и подъездных путей к ним на берегу реки, створа боновых заграждений, а также рабочей площади на ледяной поверхности вблизи майны и подъездного пути к ней;
- ✓ Замер мощности льда с целью обеспечения безопасности людей, работающих на его поверхности, снегоочистительной, ледорезной и прочей специальной техники. В случае если предельно допустимая нагрузка для данной толщины льда достаточна, то техническим средствам дают разрешения находиться в данной области;
- ✓ Установка на месте аварии створа боновых заграждений, ловчей майны, обеспечение подъездной дороги на поверхности льда;
- ✓ Нарезку прорези во льду для установки бонового заграждения;
- ✓ Вырубку ловчей майны, размер которой должен достигать до 4 м.

После производства механического сбора нефти для удаления остаточной нефти в водной среде возможно применение сорбентов.

В разделе «Социальная ответственность» были рассмотрены и проанализированы вредные и опасные производственные факторы, которые присутствуют в рабочей зоне при ликвидации разлива нефтепродукта, предложены мероприятия по снижению их воздействия. Раскрыты правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности на производстве.

Была рассмотрена чрезвычайная ситуация – случай аварийного разлива нефтепродукта. Для обеспечения безопасности рабочего персонала и скорейшего устранения аварии был разработан план действий по её ликвидации.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		60

6. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

При эксплуатации магистральных трубопроводов неизбежно случаются аварийные разливы нефти и/или нефтепродуктов в результате коррозионных или механических повреждений нефтепровода, разрыва по причине несовершенства технологического процесса перекачки, техногенных и естественных воздействий на трубопровод и других причин, что напрямую ведет к значительным экономическим потерям для эксплуатирующих нефтегазотранспортных организаций. Чтобы снизить размер убытков эксплуатирующими организациями разрабатываются специализированные планы ликвидации аварийных разливов, позволяющие в кратчайшие сроки провести необходимые работы по предотвращению дальнейшего распространения флюида и устранению последствий разливов.

В ходе научно-исследовательской работы требуется рассмотреть существующие методы ликвидации аварийных разливов на подводных переходах, изучить стандарты, определяющие требования к используемой специализированной технике и на основе полученных результатов выявить наиболее подходящее оборудование для практического применения.

Целью данного раздела ВКР является определение наиболее экономически эффективного способа локализации разлива.

6.1. Потенциальные потребители результатов исследования

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование. Целевой рынок – сегменты рынка, на котором будет продаваться в будущем разработка. В свою

					<i>Ликвидация аварийных разливов нефти в сложных погодных условиях</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Анамамедова Д.Т.</i>			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и оесурсосбережение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Крец В.Г.</i>					61	81
<i>Консульт.</i>						гр. 2Б5Б		
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.						

очередь, сегмент рынка – это особым образом выделенная часть рынка, группы потребителей, обладающих определенными общими признаками. Сегментирование – это разделение покупателей на однородные группы, для каждой из которых может потребоваться определенный товар (услуга).

Целесообразно выбрать два наиболее значимых критерия: размер компании и отрасль, по которым будет производиться сегментирование рынка. Размер компании очень важен, т.к. крупные компании часто используют новые технологии и могут поддаться риску, потому что имеют возможность возместить убытки.

Что касается отраслей, то не все предприятия могут пользоваться данным исследовательским проектом, а только нефтяная промышленность. Отсюда вытекает географический критерий, потому что не всякий регион и не всякая страна имеет газовые и нефтяные ресурсы.

		Отрасль	
		Нефтедобывающие предприятия	Нефтеперерабатывающие предприятия
Размер компании	Крупные		
	Средние		
	Мелкие		

	Роснефть		Газпром		Томскнефть		Новатэк		СИБУР
--	----------	--	---------	--	------------	--	---------	--	-------

Рисунок 9 – Карта сегментирования рынка услуг

Как видно из таблицы основными сегментами рынка являются крупные и малые компании. Следовательно, наиболее перспективным сегментом в отраслях нефтедобычи и нефтепереработки для формирования спроса является

группа независимых крупных и малых нефтедобывающих компаний.

6.2. Анализ конкурентных технических решений

Объектом анализа является боновое заграждение, предназначенное для локализации нефтяного пятна при разливе флюид на водном переходе.

Для сравнения взяты три типа бонов разных производителей: боны морские БМ 20/438, боны заградительные БЗ 20/300 и сорбирующие боны с полупогруженным щитом БС «Denios». В таблице 5 приведены характеристики данных боновых заграждений.

Таблица 5 – Технические характеристики бонов БМ 20/438, БЗ 20/300 и БС «DENIOS».

Название	Габаритные размеры, мм	Диаметр поплавок, мм	Масса погонного метра, кг	Прочность на разрыв, т	Время стыковки, с	Цена секции, тыс.руб/шт
БЗ 20/300	Д: 20000 В: 300	130	2,3	3÷5	5÷25	35
БМ 20/438	Д: 20000 В: 438	108	3	4,6	10÷40	75
БС «Denios»	Д: 20000 В: 300	120	2,9	2,5	10÷35	83

Таблица 6 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений.

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Повышение производительности труда пользователя	0,05	5	3	4	0,25	0,15	0,20
2. Удобство в эксплуатации	0,05	4	5	4	0,20	0,25	0,20
3. Масса	0,05	5	3	4	0,25	0,15	0,20
4. Безопасность	0,15	5	5	5	0,75	0,75	0,75
5. Надежность	0,1	5	5	5	0,50	0,50	0,50
6. Простота эксплуатации	0,05	4	5	3	0,20	0,25	0,15
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0,05	5	5	5	0,25	0,25	0,25

Продолжение таблицы 6.

2. Уровень проникновения на рынок	0,05	5	5	3	0,25	0,25	0,15
3. Цена	0,15	5	3	4	0,75	0,45	0,60
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,2	5	5	4	1,00	1,00	0,80
5. Послепродажное обслуживание	0,1	5	5	5	0,50	0,50	0,50
6. Наличие сертификации	0,05	5	5	5	0,25	0,25	0,25
ИТОГО	1	58	54	47	5,15	4,60	4,55

где: Б_ф – БЗ 20/300; Б_{к1} – БМ 20/438; Б_{к2} – БС “Denios”.

Анализ конкурентных технических решений помогает внести коррективы в проект, чтобы успешнее противостоять соперникам. При проведении данного анализа необходимо оценить сильные и слабые стороны конкурентов. Для этого составлена оценочная карта (табл. 6).

При оценке качества используется два типа критериев: технические и экономические. Веса показателей в сумме составляют 1. Баллы по каждому показателю оцениваются по пятибалльной шкале.

Конкурентоспособность конкурента К:

$$K = \sum B_i B_i,$$

где B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i -го показателя.

Полученные результаты расчета сведены в таблицу 6. В строке «Итого» указана сумма всех конкурентоспособностей.

Опираясь на полученные результаты расчётов, можно сделать вывод что, боны типа БЗ 20/300 наиболее востребованы и применимы в условиях разливов на подводных переходах через реки. Уязвимость конкурентов объясняется наличием таких причин, как высокая цена, сложность при эксплуатации, большая масса секции.

6.3. Планирование научно-исследовательской работы

В данной работе проектная организация состоит из двух человек: руководитель и студент. Планирование работ позволяет распределить обязанности между исполнителями проекта, рассчитать заработную плату сотрудников, а также гарантирует реализацию проекта в срок. Последовательность и содержание работ, а также распределение исполнителей приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Перечень этапов работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления Исследований	2	Подбор и изучение материалов по теме	Студент
	3	Выбор направления исследований	Руководитель, Студент
Теоретические и экспериментальные исследования	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель
	5	Анализ существующих способов ликвидации аварийных разливов нефти	Студент
	6	Расчет основных параметров разлива	Студент
	7	Оценка результатов, полученных в расчетной части	Студент
	8	Предложение наиболее рационального метода ликвидации разлива	Студент
Обобщение и оценка результатов	9	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель, Студент

Исследование аварийного разлива нефти на подводном переходе и способы ликвидации последствий аварии проводятся в пять этапов. Основные работы выполняются студентом.

6.4. Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты являются основной частью стоимости исследования. Трудоемкость выполнения проекта оценивается в человеко-днях и носит вероятностный характер.

Среднее (ожидаемое) значение трудоемкости:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{\min i} + 2t_{\max i}}{5}$$

где $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы, чел.-дн.;
 $t_{\min i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел.-дн.;
 $t_{\max i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел.-дн..

После определения ожидаемой трудоемкости работ необходимо рассчитать продолжительность каждой из работ в рабочих днях T_p . Величина T_p учитывает параллельность выполнения этих работ несколькими исполнителями.

$$T_{p_i} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i}$$

где $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.;
 $Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Результаты расчета приведены в таблице 8.

6.5. Разработка графика проведения проекта

Диаграмма Ганта представляет собой горизонтальный ленточный график, на котором работы по разрабатываемому проекту представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

Длительность каждого этапа работ из всех рабочих дней могут быть переведены в календарные дни с помощью следующей формулы:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{кал}$$

					Финансовый менеджмент	Лист
						66
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

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

T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

$k_{кал}$ – коэффициент календарности

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

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

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

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

Пример расчета для 1 этапа работ (разработка технического задания):

$$t_{ож1} = \frac{3t_{\min 1} + 2t_{\max 1}}{5} = \frac{3 \cdot 1 + 2 \cdot 3}{5} = 1,8 \text{ чел} - \text{дня}$$

$$T_{p_1} = \frac{t_{ож1}}{Ч_1} = \frac{1,8}{1} = 1,8 \text{ дня}$$

Для пятидневной рабочей недели (для руководителя) коэффициент календарности равен:

$$k_{кал} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}} = \frac{365}{365 - 102 - 15} = 1,47$$

$$T_k = T_p \cdot k_{кал} = 1,8 \cdot 1,47 = 2,65 \approx 3 \text{ дня}$$

Для шестидневной рабочей недели (для студента) коэффициент календарности равен:

$$k_{кал} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}} = \frac{365}{365 - 51 - 15} = 1,22$$

$$T_k = T_p \cdot k_{кал} = 5,2 \cdot 1,22 = 6,34 \approx 7 \text{ дней}$$

Полученные результаты расчета занесены в таблицу 8.

					Финансовый менеджмент	Лист
						67
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

На основе таблицы 8 строим календарный план-график (для максимального по длительности исполнения работ).

На основе данных календарного плана-графика (табл. 9) можно сделать вывод, что продолжительность работ по исследованию ликвидации аварийного разлива нефти на подводном переходе 8 декад. Начало разработки проекта придется на вторую декаду февраля и закончится третьей декадой апреля.

Значение реальной продолжительности работ может оказаться как меньше посчитанного значения, так и больше, так как трудоемкость носит вероятностный характер.

Длительность выполнения проекта в календарных днях равна

- 16 дней (длительность выполнения проекта руководителем);
- 69 день (длительность выполнения проекта инженером).








Таблица 8 – Временные показатели проведения исследования

Название Работы	Трудоёмкость работ						Длительность работ в рабочих днях T_{pi}		Длительность работ в календарных днях T_{ki}	
	t_{min} , чел- дни		t_{max} , чел- дни		$t_{ож}$, чел-дни					
	Руководитель	Студент	Руководитель	Студент	Руководитель	Студент	Руководитель	Студент	Руководитель	Студент
Составление и утверждение технического задания	1		3		1,8		1,8		3	
Подбор и изучение материалов по теме		3		7		4,6		4,6		6
Выбор направления исследований	2	2	5	5	3,2	3,2	3,2	3,2	5	4
Календарное планирование работ по теме	2		3		2,4		2,4		4	
Анализ существующих способов ликвидации аварийных разливов нефти		10		20		14		14		18

Продолжение таблицы 8

Расчет основных параметров разлива		10		20		14		14		18
Оценка результатов, полученных в расчетной части		5		10		7		7		9
Предложение наиболее рационального метода ликвидации разлива		5		15		9		9		11
Оценка эффективности полученных результатов	2	2	3	3	2,4	2,4	2,4	2,4	4	3

Таблица 9 – Календарный план-график проведения работ по проведению исследования

№	Вид работ	Испол- нители	Т _{кi} , кал. дни	Продолжительность выполнения работ											
				Фев.		Март			Апрель			Май			
				2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	
1	Составление и утверждение технического задания	Р	3												
2	Подбор и изучение материалов по теме	С	6												
3	Выбор направления исследований	Р, С	5		 										
4	Календарное планирование работ по теме	Р	4												
5	Анализ существующих способов ликвидации аварийных разливов нефти	С	18												
6	Расчет основных параметров разлива	С	18												
7	Оценка результатов, полученных в расчетной части	С	9												
8	Предложение наиболее рационального метода ликвидации разлива	С	11												
9	Оценка эффективности полученных результатов	Р, С	4									 			

Обозначения:

	Руководитель		Студент
---	--------------	--	---------

6.6. Бюджет затрат на исследование

При планировании бюджета проекта необходимо учесть все виды расходов, которые связаны с его выполнением. Для формирования бюджета проекта используется следующая группа затрат:

- материальные затраты проекта;

					Финансовый менеджмент					Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат						69

- затраты на специальное оборудование
- основная заработная плата исполнителей проекта;
- дополнительная заработная плата исполнителей проекта;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы.

6.6.1. Расчет материальных затрат исследования

К материальным затратам относятся: приобретаемые со стороны сырье и материалы, покупные материалы, канцелярские принадлежности, картриджи и т.п.

Таблица 10 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы Z_m , руб.
Ручка синяя шариковая	шт	5	20	100
Лист формата А4	шт	500	0,5	250
Картридж для принтера	шт	1	1 000	1 000
Тетрадь для записей	шт	5	40	200
Итого, руб.				1 550

В сумме материальные затраты составили 1 550 рублей. Цены взяты средние по г. Томску.

6.6.2. Расчет затрат на специальное оборудование для проведения исследования

В данную статью включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, устройств и механизмов), необходимого для проведения диагностики. Все расчеты по приобретению спецоборудования, используемого для каждого исполнения, приведены в таблице 11.

					Финансовый менеджмент	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Таблица 11 – Затраты на приобретение спецоборудования

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во ед. оборудования	Цена ед. оборудования, тыс. руб.			Общая стоимость оборудования, тыс. руб		
			Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1	Боны заградительные	1	35	75	83	35	75	83
2	Ноутбук Asus X751L	2	48	48	48	96	96	96
3	HP Deskjet 1050A	1	3	3	3	3	3	3
4	Microsoft Office 2016 Home and Business RU x32/x64	2	5	5	5	10	10	10
Итого:						144	184	192

6.6.3. Основная заработная плата исполнителей исследования

Статья включает в себя основную заработную плату $Z_{осн}$ и дополнительную заработную плату $Z_{доп}$.

$$Z_{зн} = Z_{осн} + Z_{доп}$$

Дополнительная заработная плата составляет 12-20 % от $Z_{осн}$.

Основная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p$$

где T_p продолжительность работ, выполняемых исполнителем проекта, *раб.дн.* (табл. 12);

$Z_{дн}$ – среднедневная заработная плата работника, *руб.*

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, *руб.*;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 28 раб. дней $M = 11$ месяцев, 5-дневная неделя;

при отпуске в 56 раб. дней $M = 10$ месяцев, 6-дневная неделя;

					Финансовый менеджмент	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		71

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени исполнителей проекта, раб. дн.

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_{mc} \cdot (1 + k_{np} + k_d) \cdot k_p$$

где Z_{tc} – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

k_{np} – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от Z_{tc});

k_d – коэффициент доплат и надбавок, принимаем 0,15;

k_p – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

6.6.4. Дополнительная заработная плата исполнителей исследования

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций.

Дополнительная заработная плата:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн}$$

где $k_{доп}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (принимаем равным 0,15).

Оклады взяты в соответствии с занимаемыми должностями в НИ ТПУ.

Показатели рабочего времени	Руководитель	Студент
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней		
- выходные дни	76	76
- праздничные дни	14	14
Потери рабочего времени		
- отпуск	28	56
- невыходы по болезни	0	0
Действительный годовой фонд рабочего времени	247	219

$$Z_{\text{дн(руководитель)}} = \frac{30000 \cdot 11}{247} = 1336 \text{ руб.} \quad Z_{\text{дн(студент)}} = \frac{5000 \cdot 10}{219} = 228 \text{ руб.}$$

Результаты расчета по заработной плате всех исполнителей проекта приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Расчет заработной платы

Исполнитель проекта	З _{гс} , руб.	k _{пр}	k _д	k _р	З _м , руб.	З _{дн} , руб.	T _р , раб. дн.	З _{осн} , руб.	k _{доп} , руб.	З _{доп} , руб.	Итого, руб.
Руководитель	30000	0,3	0,15	1,3	52500	1336	16	21376	0,15	3206	24582
Студент	5000				8750	228	69	15732		2360	18092

В результате данных расчетов посчитана основная заработная плата у исполнителей проекта. Из таблицы 12 видно, что ставка руководителя наибольшая и итоговая основная заработная плата получилась наибольшей у руководителя.

6.6.5. Отчисления во внебюджетные фонды

Отчисления во внебюджетные фонды включают в себя установленные законодательством Российской Федерации нормы органов государственного социального страхования (ФСС), пенсионный фонд (ПФ) и медицинское страхование (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды:

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

где $k_{внеб}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

На 2019 г. в соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009 № 212-ФЗ (ред. От 19.12.2016) установлен размер страховых взносов равный 27,1 %.

В таблице 13 представлены результаты по расчету отчислений во внебюджетные фонды всех исполнителей.

Таблица 13 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель проекта	Студент	Руководитель
Основная заработная плата, руб.	15732	21376
Дополнительная заработная плата, руб.	2360	3206
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0	0,271
Итого	0	6662

6.6.6. Накладные расходы

Накладные расходы включают прочие затраты организации, которые не учтены в предыдущих статьях расходов: оплата услуг связи, электроэнергии, интернета и т.д.

Накладные расходы:

$$З_{накл} = (\text{сумма статей } 1 \div 5) \cdot k_{нр}$$

где $k_{нр}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы, принимаем в размере 16 %.

$$З_{накл} = (З_м + З_{об} + З_{осн} + З_{доп} + З_{внеб}) \cdot 0,16$$

$$З_{накл1} = (1550 + 144000 + 42674 + 6662) \cdot 0,16 = 31182$$

$$З_{накл2} = (1550 + 184000 + 42674 + 6662) \cdot 0,16 = 37582$$

$$З_{накл3} = (1550 + 192000 + 42674 + 6662) \cdot 0,16 = 38862$$

6.6.7. Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат на исследование является основой для формирования бюджета затрат проекта. Определение бюджета затрат на проект приведено в таблице 14.

					Финансовый менеджмент	Лист
						74
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Таблица 14 – Бюджет затрат на исследование

Наименование статьи	Сумма, руб.			Примечание
	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	
1. Материальные затраты	1 550	1 550	1 550	Пункт 6.1
2. Затраты на специальное оборудование	144 000	184 000	192 000	Пункт 6.2
3. Затраты по основной заработной плате	37 108	37 108	37 108	Пункт 6.3
4. Затраты по дополнительной заработной плате	5 566	5 566	5 566	Пункт 6.4
5. Отчисления во внебюджетные фонды	6 662	6 662	6 662	Пункт 6.5
6. Накладные расходы	31 182	37 582	38 862	16% от суммы ст.1-5
7. Бюджет затрат на исследование	226 068	272 468	280 748	Сумма ст.1-6

Бюджет затрат проекта по исполнению №1 равен 226068 рублей, по исполнению №2 – 272468 рублей, по исполнению №3 – 280748 рублей. Наибольший процент бюджета во всех случаях составляет дорогостоящее специальное оборудование (от 64 до 68%).

6.7. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЕКТА

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{финр}^{испi} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}}$$

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

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

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научноисследовательского проекта (в т.ч. налоги).

Для 1-ого варианта исполнения имеем:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп1}} = \frac{\Phi_{p1}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{226068}{280748} = 0,805$$

Для 2-го варианта имеем:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп2}} = \frac{\Phi_{p2}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{272468}{280748} = 0,971$$

Для 3-го варианта имеем:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп3}} = \frac{\Phi_{p3}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{280748}{280748} = 1$$

Таблица 15 – Сравнительная оценка характеристик разрабатываемого проекта

Критерии	Весовой коэффициент	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1. Безопасность	0,2	5	5	5
2. Надежность	0,2	5	5	4
3. Долговечность	0,2	5	5	4
4. Удобство в эксплуатации	0,15	5	4	4
5. Ремонтопригодность	0,15	5	5	3
6. Энергоэкономичность	0,1	5	4	4
Итого	1,00			

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

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

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности;

a_i – весовой коэффициент разработки;

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

Рассчитываем показатель ресурсоэффективности:

$$I_{p-ucn1} = 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 + 0,15 \cdot 5 + 0,15 \cdot 5 + 0,1 \cdot 5 = 5$$

$$I_{p-ucn2} = 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 + 0,15 \cdot 4 + 0,15 \cdot 5 + 0,1 \cdot 4 = 4,75$$

$$I_{p-ucn3} = 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 4 + 0,2 \cdot 4 + 0,15 \cdot 4 + 0,15 \cdot 3 + 0,1 \cdot 4 = 4,05$$

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

$$I_{исп.i} = \frac{I_{p-испi}}{I_{финр.i}}$$

$$I_{исп.1} = \frac{5}{0,805} = 6,21$$

$$I_{исп.2} = \frac{4,75}{0,971} = 4,89$$

$$I_{исп.3} = \frac{4,05}{1} = 4,05$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных. Сравнительная эффективность проекта (\mathcal{E}_{cpi}):

$$\mathcal{E}_{cpi} = \frac{I_{испi}}{I_{исп_min}}$$

$$\mathcal{E}_{cp1} = \frac{6,21}{4,05} = 1,53$$

$$\mathcal{E}_{cp2} = \frac{4,89}{4,05} = 1,21$$

$$\mathcal{E}_{cp3} = \frac{4,05}{4,05} = 1$$

Таблица 16 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,805	0,971	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	5	4,75	4,05
3	Интегральный показатель эффективности	6,21	4,89	4,05
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,53	1,21	1

Вывод: В ходе выполнения данного раздела были определены финансовые показатели разработки, показатель ресурсоэффективности, интегральный показатель эффективности и, на основании сравнительной эффективности вариантов исполнения, оптимальным был выбран вариант использования бонов типа БЗ 20/300.

В ходе расчетов затраты на выполнение научно–исследовательского проекта составили 226 068 рублей.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. РД 153-39.4-114-01 Правила ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах.
2. Воробьев Ю. Л. Предупреждение и ликвидация аварийных разливов нефти и нефтепродуктов. – М.: Иноктаво, 2007. – 368 с.
3. Сакович Н.В. Методы и средства ликвидации последствий разливов нефти и нефтепродуктов: монография. – Брянск: Изд-во Брянской ГСХА, 2012. – 198 с.
4. ВСН 010-88 Строительство магистральных трубопроводов. Подводные переходы.
5. Маценко С.В. Ликвидация разливов нефти и нефтепродуктов на море и внутренних акваториях. Расчёт достаточности сил и средств: Методические рекомендации – Новороссийск: МГА им. Адм. Ф.Ф. Ушакова, 2009. – 78 с.
6. Каменщиков Ф.А. Нефтяные сорбенты. – Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2003. – 268 с.
7. Каменщиков Ф.А. Удаление нефтепродуктов с водной поверхности и грунта. – Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», Институт компьютерных исследований, 2006. – 528 с.
8. Справочник. Технологии восстановления почв, загрязненных нефтью и нефтепродуктами. - М.: РЭФИА, НИА-Природа, 2001. – 185 с.
9. РД 153-112-014-97 Инструкция по ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепродуктопроводах.
10. Поттер С. Ликвидация разливов нефти на арктическом шельфе. – М.: SL Ross Environmental Research Ltd, 2013. – 140 с.
11. ГОСТ Р 22.0.01-94. Безопасность в ЧС. Основные положения.

					Ликвидация аварийных разливов нефти в сложных погодных условиях							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат	Список используемой литературы					Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Анамамедова Д.Т.										
Руковод.		Крец В.Г.									79	81
Консульт.										гр. 2Б5Б		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.										

12. ГОСТ Р 22.0.07-95. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров.
13. ОР-13.020.30-КТН-161-13 «Порядок применения действующих методик расчета ущерба окружающей среде при инцидентах и авариях с разливами нефти и нефтепродуктов»
14. Методика определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах. – Утв. Минтопэнерго 1 ноября 1995.
15. Трубопроводный транспорт нефти / Г.Г. Василев, Г.Е. Коробков, А.А. Коршак и др.; под редакцией С.М. Вайнштока: Учеб. Для вузов: – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – Т. 1. – 407 с.
16. Письмо «О коэффициенте индексации» федеральной службы по надзору в сфере природопользования от 6 февраля 2017 года N АС-03-02-36/2097
17. 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.
18. 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".
19. Постановление Правительства РФ от 11.03.1999 №279 «Об утверждении Положения о расследовании и учете несчастных случаев на производстве».
20. РД 153-112-014-97 «Инструкция по ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепродуктопроводах» на безопасных расстояниях.
21. ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности (с Изменениями N 1, 2).
22. Положение об особенностях расследования несчастных случаев на производстве в отдельных отраслях и организациях, утвержденные постановлением Минтруда РФ от 24 октября 2002 г. N 73.
23. РД 39-0147103-365-86 «Инструкция по рекультивации земель, загрязненных нефтью».

					Список используемой литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		80

24. ГОСТ 12.0.002-2014 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Термины и определения».
25. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
26. ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности (с Изменениями N 1, 2).
27. ГОСТ 12.1.010-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Взрывобезопасность. Общие требования (с Изменением N 1).
28. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*.
29. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности.
30. Санитарные правила и нормы СанПиН 2.2.4.548-96 "Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений" (утв. постановлением Госкомсанэпиднадзора РФ от 1 октября 1996 г. N 21).
31. ГОСТ 12.0.003-74 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация (с Изменением N 1).
32. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования.
33. СанПиН 2.2.3.1384-03 "Гигиенические требования к организации строительного производства и строительных работ" (с изменениями на 3 сентября 2010 года).
34. ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности (с Изменением N 1).
35. ГОСТ 12.4.051-87 (СТ СЭВ 5803-86) Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органа слуха. Общие технические требования и методы испытаний.
36. ГОСТ 12.1.046-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Строительство. Нормы освещения строительных площадок.
37. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением N 1).
38. Постановление Правительства РФ от 21 августа 2000 г. N 613 "О неотложных мерах по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов" (с изменениями и дополнениями).

					Список используемой литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		81