

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

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Ликвидация разливов нефти при авариях на магистральном нефтепроводе в сложных погодных условиях»

УДК 504.5:665.6:622.692.4.053

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4А	Семенова Ю.А.		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
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 нефтегазопромышленного 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	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-23, ПК-24, ПК-25,

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
	нефтегазового дела	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-е).
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	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".
P10	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".
P11	Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	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".

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

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

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
08.03.2018	<i>Объект и предмет исследования</i>	10
22.03.2018	<i>Причины аварийных разливов нефти</i>	10
08.04.2018	<i>Методы локализации и ликвидации аварийных разливов нефти на подводном магистральном нефтепроводе в сложных погодных условиях</i>	25
29.04.2018	<i>Расчёт толщины стенки подводного нефтепровода. Моделирование аварии на подводном нефтепроводе, расчет количества вылившейся нефти и количества сорбентов необходимых для ликвидации аварийного разлива</i>	30
03.05.2018	<i>Финансовый менеджмент</i>	5
10.05.2018	<i>Социальная ответственность</i>	5
14.05.2018	<i>Заключение</i>	5
22.05.2018	<i>Презентация</i>	10

Составил преподаватель:

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

СОГЛАСОВАНО:

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

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

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

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

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4А	Семеновой Юлии Андреевной

Тема работы:

«Ликвидация разливов нефти при авариях на магистральном нефтепроводе в сложных погодных условиях»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Подводный магистральный нефтепровод «РП Варандейского терминала – Терминал «Варандей»». Общая протяженность нефтепровода 22 км, диаметр трубопровода 820 мм. Транспортируемая среда – товарная нефть. Работает круглогодично.
---------------------------------	---

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ul style="list-style-type: none"> - Характеристика природных условий района работ; - Причины аварийных разливов нефти на подводном магистральном нефтепроводе; - Анализ методов локализации и ликвидации аварийных разливов нефти на подводном магистральном нефтепроводе в сложных погодных условиях; - Расчет толщины стенки подводного нефтепровода; - Расчет количества вылившейся нефти в результате смоделированной аварии на подводном нефтепроводе и количества сорбентов необходимых для ликвидации разлива.
Перечень графического материала	- Профиль подводного магистрального нефтепровода.

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Макашева Юлия Сергеевна, Ассистент ОСГН
«Социальная ответственность»	Абраменко Никита Сергеевич, Ассистент ОКД

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Антропова Наталья Алексеевна	к.г.-м.н, доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4А	Семенова Юлия Андреевна		

Оглавление

Введение.....	10
1. Обзор используемой литературы	12
2. Краткая характеристика объекта исследования и сложных погодных условий	14
2.1. Характеристика объекта	14
2.2. Характеристика погодных условий района	15
3. Причины аварий и повреждений на магистральном нефтепроводе	17
4. Обустройство нефтепроводов.....	20
5. Технологии ликвидации аварий	24
5.1. Обнаружение и мониторинг.....	25
5.2. Локализация нефти	30
5.3. Способы сбора и удаления нефти и нефтепродуктов в ледовых условиях	36
5.3.1. Применение механического метода.....	37
5.3.2. Применение сорбентов для сбора и удаления нефти и нефтепродуктов.....	42
5.3.3. Применение диспергентов удаления нефти и нефтепродуктов.....	44
5.3.4. Сжигание нефти на месте разлива	46
6. Расчет толщины льда	49
7. Расчетная часть.....	52
7.1. Исходные данные.....	52
7.2. Расчёт толщины стенки стального трубопровода	54
7.3. Расчет количества нефти, вылившейся из нефтепровода во время аварии и количества сорбентов, необходимых для ее ликвидации.....	57
8. Социальная ответственность	68
8.1. Производственная безопасность	68
8.2. Охрана окружающей среды.....	74

					<i>Ликвидация разливов нефти при аварии на магистральном нефтепроводе в сложных погодных условиях</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Семенова Ю.А.			Оглавление	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Антропова Н.А.					7	99
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр.2Б4А		
<i>Руков. ОПП</i>		Брусник О.В						

8.3. Защита в чрезвычайных ситуациях	77
8.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности...	79
9. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	84
9.1. Расчет сметной стоимости работ по ликвидации аварийного разлива нефти	84
Заключение	92
Список литературы:	93
Приложение 1	97
Приложение 2	98
Приложение 3	99

					Оглавление	Лист
						8
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Реферат

Выпускная квалификационная работа включает 99 с., 17 рис., 26 табл., 40 источников, 3 приложения.

Ключевые слова: аварийный разлив нефти, ликвидация разливов нефти, сложные погодные условия, ледовый покров, подводный магистральный нефтепровод.

Объектом исследования является ликвидация разливов нефти при авариях на магистральном нефтепроводе в сложных погодных условиях.

Цель работы – анализ технологии ликвидации аварийных разливов нефти в сложных погодных условиях на подводном магистральном нефтепроводе «РП Варандейского терминала – терминал «Варандей»».

В процессе исследования даны характеристики природных условий района проведения работ, выявлены причины аварий на подводном магистральном нефтепроводе. Также проведен анализ методов локализации и ликвидации аварийных разливов нефти на подводном магистральном нефтепроводе в сложных погодных условиях. Рассчитано количество вылившейся нефти в результате смоделированной аварии на подводном нефтепроводе и количество сорбентов необходимых для ликвидации разлива.

Область применения: Ликвидация разливов нефти при авариях на магистральных подводных нефтепроводах в сложных погодных условиях.

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

					Ликвидация разливов нефти при авариях на магистральном нефтепроводе в сложных погодных условиях			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Семенова Ю.А				Реферат	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Антропова Н.А						9	99
Консульт.						НИ ТПУ гр.2Б4А		
Руков. ОПП	Брусник О.В.							

Введение

На сегодняшний день, общая протяженность магистральных трубопроводов составляет более 240 тыс. км, из них 53 тыс. км – магистральные нефтепроводы. Большая часть трубопроводной сети была построена в 70-80 годы прошлого столетия. Из всей сети, порядка 40,6% трубопроводов уже отработало более 33 лет, что является сверхнормативным сроком для нефтепроводов. С этим фактом связан ежегодный рост аварий и инцидентов на магистральных нефтепроводах с разливом нефти.

С развитием нефтяной и нефтеперерабатывающей промышленности возникает все больше проблем, которые связаны с состоянием экологии. Аварийные разливы нефти – это непоправимый ущерб окружающей среде, а также отрицательные социальные и экономические последствия.

Проблема ликвидации аварийных разливов нефти в сложных погодных условиях актуальна в настоящее время, т.к. сейчас активизировались нефтепоисковые работы в районах Крайнего Севера, на континентальном шельфе и арктическом побережье Российской Федерации и происходит развитие транспорта нефти в этих регионах. В данных регионах наблюдаются сложные погодные условия. В настоящее время отсутствует нормативно-правовая база, строго направленная на регламентирование проведения работ по ликвидации разливов нефти в сложных погодных условиях. Даже строгое соблюдение требований безопасности не гарантирует отсутствие аварий и катастроф. Поэтому одним из основных направлений деятельности по сохранению здоровья людей, снижению уровня рисков возникновения чрезвычайных ситуаций, обусловленных разливами нефти, а также снижению ущерба окружающей среде и материальных потерь, является выполнение комплекса мероприятий по предупреждению аварий, а также своевременной ликвидации разлива нефти.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	<i>Ликвидация разливов нефти при аварии на магистральном нефтепроводе в сложных погодных условиях</i>		
Разраб.		Семенова Ю.А.					
Руковод.		Антропова Н.А.				10	99
Консульт.					Введение		
Руков. ОПП		Брусник О.В.					
					НИ ТПУ гр.2Б4А		

Цель работы - анализ технологии ликвидации аварийных разливов нефти в сложных погодных условиях на подводном магистральном нефтепроводе «РП Варандейского терминала – терминал «Варандей»».

Задачи:

1. Дать характеристику природным условиям района работ;
2. Выявить причины аварийных разливов нефти на подводном магистральном нефтепроводе;
3. Анализ методов локализации и ликвидации аварийных разливов нефти на подводном магистральном нефтепроводе в сложных погодных условиях;
4. Рассчитать толщину стенки подводного нефтепровода;
5. Рассчитать количество вылившейся нефти в результате смоделированной аварии на подводном нефтепроводе и количество сорбентов необходимых для ликвидации разлива.

Объект исследования. Ликвидация разливов нефти при авариях на магистральном нефтепроводе в сложных погодных условиях.

Предмет исследования. Подводный магистральный нефтепровод «РП Варандейского терминала – терминал «Варандей»».

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

1. Обзор используемой литературы

Нормативно – правовая база РФ для ликвидации разливов нефти на подводных МН крайне ограничена и требует доработки. В отдельных подпунктах Руководящих Документов рассмотрены технологии, которые можно применить с некоторыми допущениями.

Для описания погодных условий района проведения работ был использован Технический отчет «Экологический мониторинг экосистем в районе стационарного морского ледостойкого причала и подводного нефтепровода ООО «Варандейский терминал» в 2014 году». Закрытое акционерное общество «Научно-исследовательский центр «Югранефтегаз». Нижневартовск. – 2014. – 222 с.

Основные источники, раскрывающие тему: Монография Стивена Поттера, Иана Бьюста и Кена Труделя. Ликвидация разливов нефти на арктическом шельфе. Изд - Shell Exploration and Production Services (RF) B.V., 2004; Отчет Всемирного фонда дикой природы (WWF) «Разливы нефти. Проблемы, связанные с ликвидацией последствий разливов нефти в арктических морях». – Осло, 2007; РД 31.4.01-99 «Средства ликвидации разливов нефти в море. Классификация».

Также при рассмотрении данной темы были использованы материалы из различных руководящих документов, таких как: РД 153-112-014-97 «Инструкция по ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепродуктопроводах», РД 153-39.4-114-01 «Правила ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах», РД 153-39.4Р-125-02* «Табель оснащения нефтепроводных предприятий ОАО «АК «Транснефть» техническими средствами для ликвидации аварийных разливов нефти на подводных переходах магистральных нефтепроводов».

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Ликвидация разливов нефти при аварии на магистральном нефтепроводе в сложных погодных условиях		
Разраб.		Семенова Ю.А.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Антропова Н.А.				12	99
Консульт.					Обзор используемой литературы		
Руков. ОПП		Брусник О.В					
					НИ ТПУ гр.2Б4А		

В расчетной части была использована следующая нормативно-правовая база: НД №2-020301-002 «Правила классификации и постройки морских подводных трубопроводов Российского морского регистра судоходства», СНиП 2.06.04-82 «Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов)», СНиП 2.05.06-85* «Магистральные трубопроводы».

Также для определения количества нефти, вытекшей в результате аварии была использована Методика определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах. – Утв. Минтопэнерго 1 ноября 1995.

					Обзор используемой литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		13

2. Краткая характеристика объекта исследования и сложных погодных условий

2.1. Характеристика объекта

Нефтеотгрузочный Варандейский терминал является опорным объектом Компании «ЛУКОЙЛ» для экспорта нефти, добытой в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Уникальность терминала обусловлена природными условиями, он расположен на южном побережье Баренцева моря, в Ненецком автономном округе.

Терминал «Варандей» - это стационарный морской ледостойкий отгрузочный терминал (СМЛОП). Он функционирует круглый год, для этого привлекаются ледокольные суда. СМЛОП построен на глубине 17 м и соединяется с берегом двумя магистральными подводными нефтепроводами.

Магистральный подводный нефтепровод введен в эксплуатацию в 2008 году и предназначен для транспорта нефти из РП до нефтеотгрузочного терминала. Общая протяженность нефтепровода 22 км, диаметр трубопровода 820 мм (Рисунок 1). Пропускная способность до 12 млн. тонн нефти в год. Изготовлен из стали X65.

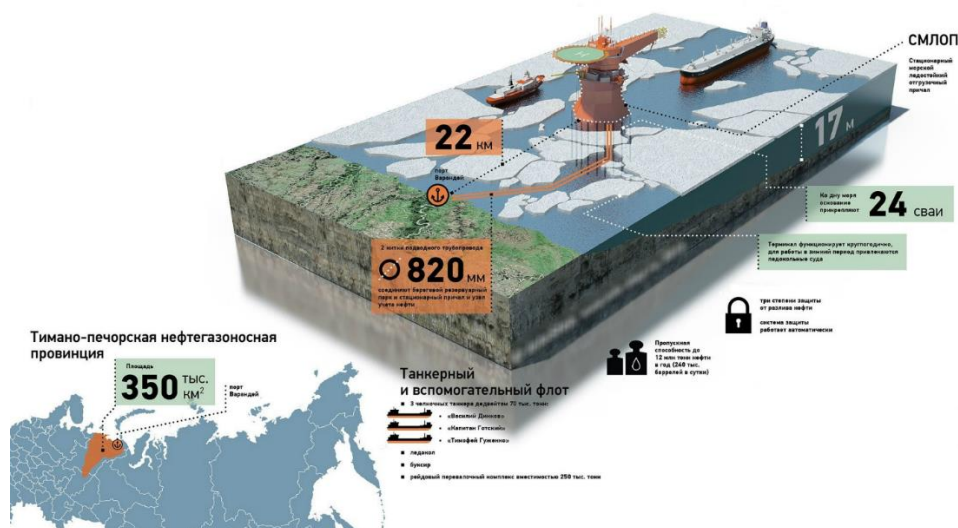


Рисунок 1 - Характеристика нефтепровода

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Ликвидация разливов нефти при аварии на магистральном нефтепроводе в сложных погодных условиях		
Разраб.		Семенова Ю.А.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Антропова Н.А.				14	99
Консульт.					НИ ТПУ гр.2Б4А		
Руков. ОПП		Брусник О.В.					

Краткая характеристика объекта исследования и сложных погодных условий

2.2. Характеристика погодных условий района

Сложные погодные условия – сильные осадки, ветры, резкие перепады температур. Так же к сложным погодным условиям можно отнести продолжительную суровую зиму, отрицательную среднегодовую температуру воздуха, полярную ночь, продолжительность солнечного сияния, ледовые и волновые процессы.

Район исследования находится за Полярным кругом, среднегодовая температура отрицательная и равна минус 8°C. Климат района имеет континентальный характер, длительность климатических сезонов представлена на рисунке 2.



Рисунок 2 - Длительность сезонов

Летом могут достигаться максимальные температуры воздуха 30-32°C, а зимой минимальные минус 46-48°C. Температуры ниже минус 40°C могут наблюдаться с декабря по март.

Ледовый покров в Баренцевом море имеет сезонный характер, оно покрыто льдами в среднем 247 дней в году. Толщина льда 1,25-1,8м. Ледовый покров образуется в сентябре – октябре и сохраняется до июля.

В среднем 90 дней с метелями в год, средняя продолжительность метели 10 ч в сутки. 239 дней в год наблюдается устойчивый снежный покров, средняя толщина снежного покрова 40 см.

					Краткая характеристика объекта исследования и сложных погодных условий	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

Световой режим. Полярная ночь с конца ноября до середины января и полярный день июнь-июль. 165 дней в году без солнца.

Ветровой режим. В летне-осенний период преобладает северо-восточное направление ветра около 5 м/с. В зимний период преобладают юго-западные ветры около 7 м/с [1].

					<i>Краткая характеристика объекта исследования и сложных погодных условий</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		16

3. Причины аварий и повреждений на магистральном нефтепроводе

На сегодняшний день, общая протяженность магистральных трубопроводов составляет более 240 тыс. км, из них: 166 тыс. км – магистральные газопроводы; 53 тыс. км – магистральные нефтепроводы; около 22 тыс. км – магистральные нефтепродуктопроводы. Большая часть трубопроводной сети была построена в 70-80 годы прошлого столетия. Из всей сети, порядка 40,6% трубопроводов уже отработало более 33 лет, что является сверхнормативным сроком для нефтепроводов. С этим фактом связан ежегодный рост аварий и инцидентов, которые составляют 5-9%, поэтому требуется усиленный контроль за их состоянием, а, следовательно, применение современного оборудования для диагностики и мониторинга.

Аварии на нефтепроводах возникают по общим причинам, но их можно объединить в две группы в соответствии с РД 153-112-014-97 [2], представленные на Рисунке 3.

Технические

- внешние воздействия;
- коррозионное разрушение;
- дефекты труб.

Организационные

- нарушения норм технологического режима;
- недостаточный контроль за состояние трубопровода;
- несоблюдение требований безопасности, норм и правил пожарной безопасности, ошибочные действия персонала;
- проектные недоработки, нарушения технологии изготовления и т.д.

Рисунок 3 - Причины аварий на нефтепроводах

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Ликвидация разливов нефти при аварии на магистральном нефтепроводе в сложных погодных условиях			
Разраб.		Семенова Ю.А.			Причины аварий и повреждений на магистральном нефтепроводе	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Антропова Н.А.					17	99
Консульт.						НИ ТПУ гр.2Б4А		
Руков. ОПП		Брусник О.В						

Трубопроводы, которые прокладываются по дну моря, и предназначенные для сбора и транспортировки углеводородов через морские преграды, подачи нефти и нефтепродуктов как на рейдовые причалы и безпричальный налив, так и в обратном направлении - с этих сооружений на берег, называются морскими подводными.

На рисунке 4 показано распределение числа аварийных ситуаций на подводных нефтепроводах исходя из причин аварий.

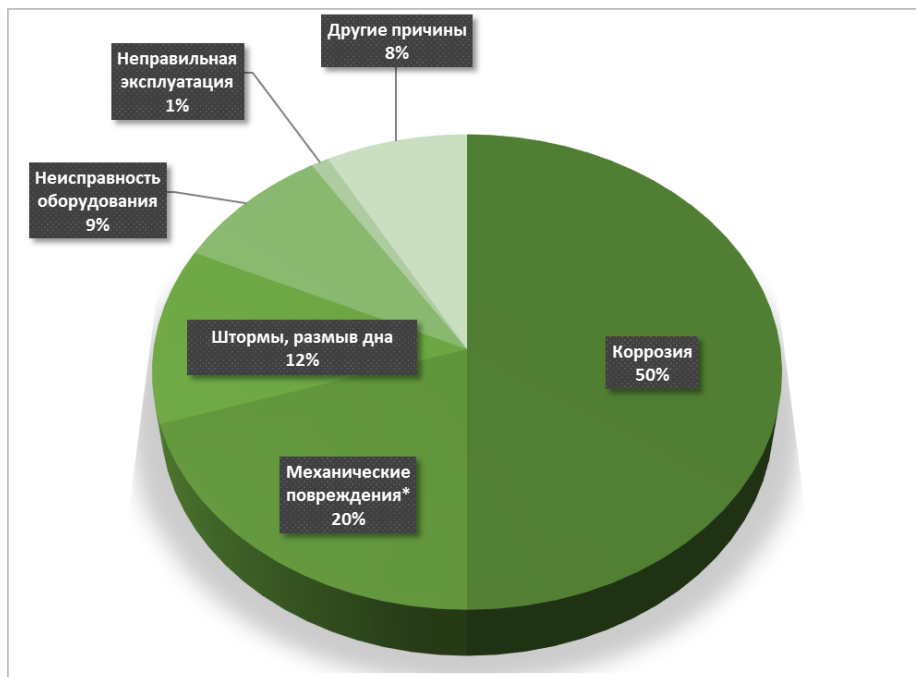


Рисунок 4 - Распределение числа аварийных ситуаций на подводных нефтепроводах исходя из причин аварий (* - вследствие воздействия якорей, тралов, судов)

Нежелательные события, способные при определенных условиях приводить к авариям: нарушение герметичности трубопровода, отказ систем предупреждения, сигнализации и контроля, ошибки обслуживающего персонала, неблагоприятные гидрометеороусловия, внешние механические воздействия. В отношении эксплуатации трубопровода критическими считаются участки, где частота пересечения трубопровода судами превышает нормативное значение 250 судов/км/год. Данное значение соответствует менее 1 судну/км/день и используется для выделения участков трубопровода с интенсивным судоходством.

					Причины аварий и повреждений на магистральном нефтепроводе	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		18

Основными причинами аварий на МН является брак строительномонтажных работ, а также коррозия металлической конструкции труб. Снижения вероятности аварии непосредственно зависит от качества работы рабочих, проведения проверок и плановой ликвидации несоответствий при строительстве нефтепровода. Нынешнее положение решения задач определения и оптимизации режимов работы оборудования насосной станций, дает возможность сделать вывод о необходимости создания довольно примитивных, но эффективных методов определения опасных и разрушительных процессов [3].

					<i>Причины аварий и повреждений на магистральном нефтепроводе</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		19

4. Обустройство нефтепроводов

При проектировании магистральных подводных нефтепроводов в арктических условиях программа исследования ледово-гидрометеорологического режима должна охватывать: динамику ледяного покрова, продолжительность ледового периода, смерзания льда с опорами и обледенение их надводной части, температурные расширения, колебания уровня воды в зимний период, определение размеров движущихся ледяных полей и траекторий их движения.

В замерзающих морях учитывается степень ледовитости, состояние морского дна, наличие айсбергов, каналов во льдах, ледяного барьера, ледяных стенок, донного льда, шельфового ледника, дрейфа, стамух, прибрежного навала.

Трассу следует выбирать на участках с полыньями, каналами, пологим дном, где отсутствуют торосы и другие ледовые препятствия.

При строительстве морских нефтепроводов в районе Арктики требуется решение комплекса технических, технологических и организационных проблем. Так же огромную роль при строительстве МН играют природные условия и жесткие экологические требования, удаленность от промышленно развитых районов, отсутствие развитой инфраструктуры.

Основным фактором, определяющим необходимость поиска новых технологий и методов строительства, является сложность природных условий района работ.

Инженерные задачи, решаемые при строительстве подводных нефтепроводов, усложняются с ростом диаметра трубопроводов, удаленности от береговой строительной площадки, с увеличением глубин прокладки. На данный этап времени наиболее распространен способ строительства морских

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Ликвидация разливов нефти при аварии на магистральном нефтепроводе в сложных погодных условиях		
Разраб.		Семенова Ю.А.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Антропова Н.А.				20	99
Консульт.					НИ ТПУ гр.2Б4А		
Руков. ОПП		Брусник О.В					
					Обустройство нефтепроводов		

трубопроводов, который состоит в постепенном наращивании трубопровода на борту судна-трубоукладчика и используется в 75 % случаев. Метод укладки трубопроводов, посредством трубоукладочных судов и барж в наше время довольно разнообразен, а сама конструкция судов и барж постоянно совершенствуется. К примеру, в настоящее время баржи имеют специализированный корпус, для полупогруженных буровых платформ, который позволяет укладывать нефтепровод на больших глубинах и при значительном волнении моря.

Современные требования к качеству строительства морских и прибрежных трубопроводов, обеспечивающие их долговечность, надежность и безопасность, тесно связаны с управлением и контролем качества строительных работ. Управление качеством строительных работ должно предусматривать также безопасность уже существующих сооружений, ведь более 20 % случаев повреждений происходит во время строительства соседних линий и сооружений. Технический надзор за строительством подводных трубопроводов осуществляют представители заказчика, генподрядчика и субподрядных организаций. Основными задачами представителей технического надзора за строительством являются контроль качества выполняемых работ и установление их соответствия утвержденному проекту, рабочим чертежам, приемка скрытых работ, контроль которых становится недоступным при выполнении последующих видов работ. Нужно отметить, что качеству и управлению качеством строительства морских трубопроводов уделяется очень большое внимание. Этому способствуют постоянно обновляемые нормативные документы. В широко признанных нормативных документах по проектированию и строительству морских трубопроводов, таких как ISO 13623 и DNV OS-F101, отмечается, что система качества строительства должна удовлетворять стандартным требованиям, указанным в ISO 9000-1 и ISO 9002. В этих нормативных документах изложены методы и критерии входного контроля для достижения соответствия требованиям потребителя и улучшения обеспечения

					Обустройство нефтепроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

качества строительства [4].

Вопросы обеспечения надежной и бесперебойной работы нефтепроводов, ликвидации возможных аварийных ситуаций объясняются повышенной требовательностью к экологической безопасности объектов морского нефтепроводного транспорта и длительного срока его эксплуатации.

Системы обнаружения утечек на трубопроводах подразделяются на программные и аппаратные системы. В рамках программных систем проводится сбор данных с датчиков, которые обычно используются при эксплуатации трубопроводов (датчики давления, температуры, расхода) для обнаружения и локализации потенциальных утечек на основании программных алгоритмов. В аппаратных системах для мониторинга утечек используются датчики, не связанные с обычным процессом эксплуатации трубопроводов.

Для предупреждения образования коррозии металла на внутренней поверхности стенок трубопровода, а также удаления агрессивных компонентов (газа, воды и т.д.), для очистки внутренней полости от смолисто-парафиновых отложений и посторонних сред для увеличения пропускной способности нефтепровода, а также для оценки технического состояния конструкции на Варандейском терминале активно применяются мероприятия по диагностике и очистке подводного трубопровода. Для этого используются камеры запуска и приема очистных и диагностических устройств.

Периодичность использования этого метода зависит от физико-химических показателей перекачиваемой нефти и, в основном, составляет 1 раз в 3 месяца. При долговременном простое нефти, возникающем со сложной ледовой обстановкой, когда увеличивается межтанкерный период более, чем на 3-4 дня, может возникнуть застывание нефти в трубопроводе. Для исключения застывания предусмотрена система циркуляции, которая имеет 2 основных режима:

1. Непрерывная циркуляция с использованием теплообменников по схеме “Магистральный насос - СМЛОП - теплообменники - РВС-50000 –

					Обустройство нефтепроводов	Лист
						22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

магистральный насос” до подхода танкера;

2. Одноразовое вытеснение остывшей нефти из нефтепроводов разогретой нефтью из резервуара.

Основным критерием для начала операции по циркуляции является приближение температуры нефти к температуре застывания (примерно 10°C – она зависит от свойств нефти) [5].

					Обустройство нефтепроводов	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5. Технологии ликвидации аварий

Возможности предотвращения и ликвидации нефтяных разливов в арктических условиях недостаточно изучены и требуют разработки и применения новых специальных технологий. Технические возможности проведения работ значительно усложняются суровыми климатическими и географическими условиями, которые ограничивают использование существующих технологий сбора нефти с поверхности воды и ликвидации нефтяных разливов.

Необходимость разработки соответствующих технологий ликвидации разливов нефти в условиях Арктики стоит особенно остро, так как северные районы обладают меньшей устойчивостью к антропогенным воздействиям и низкой скоростью восстановления естественных экосистем. Для ликвидации аварийных разливов нефти требуется следующее оборудование:

- для обнаружения и мониторинга разливов;
- для локализации нефти;
- для сбора нефти;
- для утилизации нефтесодержащих отходов.

Для локализации нефтяных разливов на поверхности воды используют боновые заграждения. После локализации нефти ее собирают насосами или нефтесборщиками-скиммерами, а затем отправляют на утилизацию. Следует учитывать также условия, когда при разливах нефть попадает под ледяной покров и становится недоступной для ликвидации. В настоящее время технологии сбора и ликвидации нефтяных разливов в ледовых условиях ограничены и, как правило, применимы для рек. Кроме того, не всё оборудование может работать в условных критических температурах Арктики [6].

					<i>Ликвидация разливов нефти при аварии на магистральном нефтепроводе в сложных погодных условиях</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Семенова Ю.А.			<i>Технологии ликвидации аварий</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Антропова Н.А.					24	99
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр.2Б4А		
<i>Руков. ОПП</i>		Брусник О.В						

Из Приложения 1 видно, что применение многих технологий борьбы с нефтяными разливами в ледовых условиях малоэффективно. Эффективными можно считать традиционные методы. Такие как дистанционное обнаружение и мониторинг разлива в инфракрасном и оптическом диапазоне и механический сбор нефти.

Применение методов флуориметрии эффективно, однако необходимое оборудование дорогостоящее. Сжигание нефти на месте также является эффективным, но его применение осложнено экологическими ограничениями, а также тем, что сжигание переводит загрязнение в другую форму. Сажа оказывает очень сильное воздействие на глобальный климат, особенно в условиях Арктики.

5.1. Обнаружение и мониторинг

С помощью обнаружения и мониторинга разливов нефти прогнозирование будущих перемещений разлитой нефти позволяет ликвидаторам аварии своевременно корректировать планы ЛАРН с учетом факторов, характерных для данной площадки, подстраиваться под периоды неблагоприятных погодных условий, которые могут временно ограничить их деятельность, а также определить экологически чувствительные зоны, для защиты которых следует предпринять соответствующие меры. В данном разделе основное внимание уделяется потенциалу имеющихся и разрабатываемых технологий обнаружения нефти, определения границ нефтяного пятна и отслеживания перемещения нефти в арктических условиях. Принимая во внимание ограниченный реальный опыт обнаружения нефтяных разливов во льдах, оценка возможностей каждой отдельной системы дистанционного зондирования основывалась, где это возможно, на гораздо более широком опыте дистанционного зондирования разливов на открытой воде.

Современные технологии

Радиолокационная станция (РЛС) бокового обзора (SLAR), РЛС с синтезированной апертурой антенны (SAR), а также инфракрасные камеры и

					<i>Технологии ликвидации аварий</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		25

датчики хорошо зарекомендовали себя в качестве средств удаленного обнаружения. Полевые испытания, проведенные в 2008 и 2009 гг. в рамках совместного отраслевого проекта (JIP) SINTEF, дали возможность оценить эти технологии в полевых условиях, где они использовались для наблюдения за нефтяными пятнами в паковом льду (Sorstrom et al., 2010). Лазерные флуоресцентные датчики воздушного базирования (ALFS) обладают уникальной способностью определять присутствие нефти (Goodman, 2008), но эти системы воздушного базирования не являются широко доступными вследствие того, что для их размещения необходимо узкоспециализированное воздушное судно. Ниже приводится краткая сводка по существующему уровню техники и возможностям применения в арктических условиях (как расчетным, так и доказанным на практике) для различных датчиков, в зависимости от используемых носителей и технологий.

5.1.1. Системы дистанционного зондирования воздушного базирования

Применение технологий дистанционного зондирования воздушного базирования, дополненных визуальными данными от специально подготовленных наблюдателей, является наиболее эффективным методом определения присутствия нефти в воде (Andersen et al., 2010). В принципе, в некоторых ситуациях многие из существующих датчиков воздушного базирования способны обнаруживать нефть и определять масштабы ее разлива во льдах, но их возможности не проходили проверки полевыми испытаниями в этих условиях.

Некоторые страны используют воздушные суда наблюдения, на которых установлено несколько бортовых систем дистанционного зондирования; к таким странам относятся Канада, Швеция и Исландия (рисунок 5).

					<i>Технологии ликвидации аварий</i>	<i>Лист</i>
						26
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		



Рисунок 5 – Воздушное судно наблюдения с комплексом датчиков

По данным воздушным судам морского наблюдения, имеющимся в мире, можно судить об их современном уровне техники. Считается, что текущее поколение систем воздушного базирования, вероятнее всего, обладает высоким потенциалом по обнаружению и определению границ крупных разливов нефти в очень разреженных паковых льдах; их потенциал ограничен при работе в плотных паковых льдах. Работа многих датчиков, в которых не используются принципы радиолокации, невозможна в темное время, в условиях облачности, тумана, при выпадении осадков; однако, на работоспособность радиолокационных датчиков эти условия не влияют. Для обнаружения нефтяных разливов в настоящее время широко используются сенсоры и камеры инфракрасного излучения. Использование инфракрасных датчиков на борту воздушного судна не влечет особых затрат, оборудование широко доступно и способно эффективно обнаруживать нефть на поверхности воды, даже в темноте. Однако поиск по инфракрасному излучению может ошибочно срабатывать и по ложным целям, например, по скоплениям водорослей и объектам береговой линии (Fingas, Brown, 2011).

					<i>Технологии ликвидации аварий</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		27

5.1.2. Спутниковые радиолокационные системы

Областью, в которой за последние 20 лет наметился наибольший прогресс в развитии технологии наблюдения в арктических широтах, являются всепогодные спутниковые системы РЛС С СИНТЕЗИРОВАННОЙ АПЕРТУРОЙ (SAR), на работу которых не влияют наступление темноты и присутствие облачности. Последнее поколение носителей образца конца 2007 г. способно обнаруживать детали поверхности размером приблизительно 1 м. Возможности применения данных новых спутников в качестве вспомогательных средств при ЛАРН в арктических условиях до сих пор не в полной мере изучены, но предполагается, что способность обнаруживать и определять границы крупных пятен нефти в море при умеренном ветре, продемонстрированная SAR, должна оправдать себя и в случае с четко очерченными пятнами, распространяющимися среди разреженного пакового льда. Первое поколение спутников SAR осуществляло мониторинг и определение границ крупных нефтяных пятен при авариях в заливе Находка, а также танкеров Sea Empress и Prestige (Hodgins et al., 1996; Lunel et al., 1997).

Основной ценностью радиолокационного изображения со спутника является его способность документировать изменяющуюся ледовую обстановку в непосредственной близости от места разлива, что представляет собой ценное средство тактического планирования для более эффективного и безопасного развертывания судов и систем сбора нефти. Важные преимущества спутниковой РЛС заключаются в том, что ее можно использовать в темное время суток, в штормовых условиях, а также для обследования больших территорий. И хотя радиолокационное обнаружение нефти не является абсолютно надежным методом, так как причиной гашения капиллярных волн на поверхности воды могут быть и другие явления, его можно использовать для определения территорий, требующих дополнительного обследования с помощью специализированных технологий. Радиолокационные изображения со спутника SAR можно использовать для обнаружения и определения границ нефтяных

					<i>Технологии ликвидации аварий</i>	<i>Лист</i>
						28
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

пятен в районах с присутствием льда, с учетом размера льдины, сплоченности льда, размеров пятна и скорости ветра.

5.1.3. Системы поверхностного базирования

ГЕОРАДАР (GPR) – это технология, которую можно развернуть на поверхности льда, а также на воздушном судне-носителе. Серия экспериментов в испытательных бассейнах и в полевых условиях показала, что георадар поверхностного базирования может обнаруживать присутствие нефтяных пленок толщиной 1–3 см как подо льдом, так и вмержших в толщу льда. (Dickins et al., 2005). Последнее успешно подтвердили испытания при экспериментальном разливе нефти на лед во фьордах архипелага Шпицберген в апреле 2008 г. в рамках программы SINTEF JIP. Слой нефти средней толщиной 2 см был покрыт спрессованным снегом глубиной от 5 до 20 см (Bradford et al., 2010). Использовалась радарная установка, находящаяся в свободной продаже; установка была подвешена под вертолет (рисунок б), который с горизонтальной скоростью до 20 узлов облетел участок испытаний на высоте около 20 м. Результаты испытаний показали, что системы GPR, широко представленные на рынке, могут эффективно использоваться в режиме воздушного базирования для обнаружения разливов сырой нефти внутри снегового покрова или под ним. Также эти системы могут использоваться с поверхности для обнаружения нефти, разлитой подо льдом. Однако исследователи, работающие в данной области, подчеркивают, что георадар GPR не всегда точно определяет местоположение нефтяного пятна и успешное обнаружение требует тщательной интерпретации данных (Bradford, Dickins, 2008). На данный момент продолжаются работы по расширению возможностей GPR воздушного базирования.

					<i>Технологии ликвидации аварий</i>	<i>Лист</i>
						29
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		



Рисунок 6 – Воздушное судно наблюдения с комплексом датчиков (D.F. Dickins)

Недорогие, не нуждающиеся в охлаждении переносные инфракрасные системы позволяют обнаруживать нефть в определенных условиях, что продемонстрировал набор снимков, полученных с борта судна и вертолета при проведении полевых экспериментов в рамках программы SINTEF JIP (2009 г.). Данные эксперименты подтвердили результаты предыдущих испытаний по обнаружению более теплых по сравнению с холодной водой и льдом пятен нефти при разливе в паковом льду в 1993 г. В 2009 г. при испытаниях в дневное время с помощью инфракрасного датчика удалось различить нефть, чистую воду и чистые льдины. В течение данных испытаний было установлено, что работа переносных инфракрасных систем более надежна в дневное время, в отсутствие тумана.

5.2. Локализация нефти

Аварии, которые приводят к разливам нефтепродуктов, всегда оказываются опасной экологической катастрофой. Исходом этого может оказаться серьезный вред для всех живых существ. Нефть относится к продуктам длительного распада, который стремительно устилает плоскость водоема

					<i>Технологии ликвидации аварий</i>	<i>Лист</i>
						30
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

плотной прослойкой нефтяной пленки, что предотвращает поступление света и воздуха.

Чтобы избежать этих последствий – необходимо быстро устранить последствия разлива нефтепродуктов в водах.

Классификация технологий локализации нефтяного пятна в соответствии с РД 31.4.01-99 [7] представлена в таблице 1.

Таблица 1 – Классификация технологий локализации нефтяного пятна

1 Категория: Локализация нефтяного пятна			
Механический разряд (Средства ограждения нефтяного пятна)		Физико-химический разряд	
Оперативные БЗ	Стационарные БЗ	Средства ограждения	Средства сдерживания
- Обыкновенные, ледовые, нефтепоглощающие;	- Обыкновенные, ледовые;	Барьер «вспененный»	Отвердитель
- Жесткой и эластичной (гибкой) конструкции;	- Жесткой конструкции;		Загуститель
- Надувные и самонадувные;	-Плавучие и притопляемые;		
- Огнестойкое.	- Огнестойкие.		

5.2.1. Применение плавучих боновых заграждений

Один из способов устранения является применение плавучих боновых заграждений. Такие БЗ могут использоваться только на открытых участках воды. Их цель состоит в том, чтобы предотвратить распространение нефти на поверхности водоема, уменьшить концентрацию нефти для упрощения процесса очистки, а также отвод нефти от наиболее экологически уязвимых районов [8].

Боновые заграждения бывают постоянной плавучести, аварийные, всплывающие, огнеупорные и универсальные.

Все типы боновых заграждений состоят из следующих основных элементов:

- поплавок, обеспечивающего плавучесть бона;

- надводной части, которая предотвращает переход нефтяной пленки через боны (поплавков и надводная часть бываюот совмещены);
- подводной части (юбки), которая мешает уносу нефти под боны;
- нагрузки (балласта), которая обеспечивает вертикальное положение бонов относительно поверхности воды;
- продольного натяжного элемента (тягового троса), который позволяет бонам в присутствии ветра, волн и течения осуществлять буксировку бонов на воде;
- соединительных узлов, которые выполняют сборку бонов из единичных частей;
- устройств для буксировки бонов и крепления их к якорям и буям.

5.2.2. Применение бонов жесткой конструкции

Когда температура окружающей среды опускается до -30°C и ниже, появляется необходимость применения жестких БЗ из листового материала, в виде непрерывного полотна из стали. Такое полотно опускается на глубину не менее 0,5 - 0,7 м и вмораживается верхней кромкой в лед. Кроме того, металлические БЗ позволяют проводить выжигание нефти [9].

Большинство конструкций бонов подразделяются на две широкие категории – боны-занавесы (рисунок 7) и боны-ограждения (рисунок 8).



Рисунок 7 – Бон-занавес жесткой конструкции



Рисунок 8 – Бон-ограждение жесткой конструкции

Угол установки зимних боновых заграждений больше, чем летних на 20 - 30°. При этом, для водоемов в средних и северных широтах длина зимних боновых заграждений - 40 % от длины летних БЗ, а для водоемов, расположенных в южных широтах - 10 % [10].

Благоприятный исход процедуры с применением бонов может быть испорчен в связи с стремительным продвижением плавающей нефти и, конечно, влиянием течений, ветра и волн, приливов и отливов. Правильная конструкция бона и хорошо составленные план реагирования на разлив помогают свести к минимуму эти проблемы. Стоит также отметить, что в некоторых случаях использование бона может быть неуместным [11].

5.2.3. Схема установки оперативных боновых заграждений

1. Ограждение загрязненного участка оперативными бонами. Концы боновых заграждений крепятся к носовой части 2 нефтемусоросборщиков или нефтемусоросборщика и катера/буксира, пример на Рисунке 9.

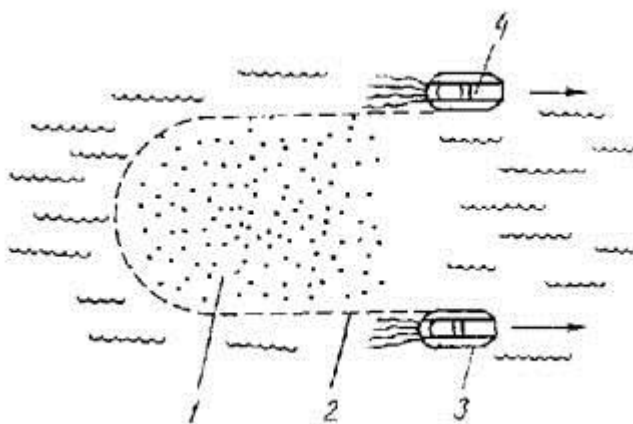


Рисунок 9 – U-образная схема установки боновых заграждений [12]

1 – загрязняющие вещества; 2 – боновые заграждения; 3 – нефтемусоросборщик;
4 – вспомогательный нефтемусоросборщик.

Длина боновых заграждений выбирается по полуметру нефтяного загрязнения.

2. Ограждение загрязненного участка бонами

					Технологии ликвидации аварий	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

Когда нефтемусоросборщики выходят за границу загрязняющих веществ, один из нефтемусоросборщиков останавливается, а другом подходит к первому, описывая циркуляцию, и швартуется к нему.

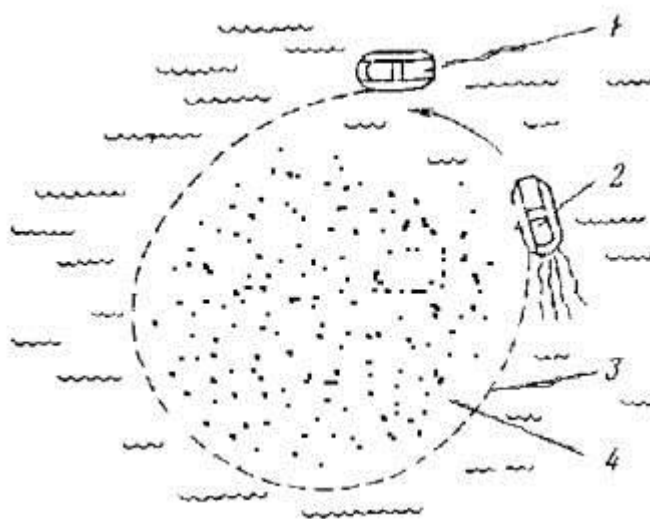


Рисунок 10 - Схема ограждения загрязненного участка [12]

1 – Вспомогательный нефтемусоросборщик/катер; 2 – рабочий нефтемусоросборщик; 3 – боновые заграждения; 4 – загрязняющие вещества.

Длина боновых заграждений выбирается исходя из периметра нефтяного загрязнения.

Технология локализации обязательно должна предусматривать установку боновых заграждений в несколько каскадов, т.к. при крупных разливах наблюдается эффект «прохождения» нефтяного пятна под бонами.

Количество каскадов рекомендовано выбирать в зависимости от размеров разлива, эти рекомендации приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Рекомендации по количеству каскадов в зависимости от количества разлитой нефти

№ п/п	Количество разлитой нефти, т	Количество каскадов
1	1	1
2	10	2
3	100	3
4	500	3-4

5	1000	4-5
6	2000	5-6

Для более эффективного применения технологии улавливания нефти следует применять:

- первый каскад: быстроразварачиваемые боны постоянной плавучести;
- второй каскад: морские боновые заграждения постоянной плавучести;
- третий каскад: морские боновые заграждения трубчатого типа;
- четвертый и последующие каскады: тяжелые морские боновые заграждения трубчатого типа;
- для защиты берега: сорбирующие боны.

В таблице 3 представлено сравнение эксплуатационных и технических характеристик боновых заграждений.

Таблица 3 – Сравнение эксплуатационных и технических характеристик боновых заграждений*

Параметр	Нефтепоглащающий гибкий БЗС-10/300Н	Обыкновенный гибкий БЗ-10/2100НМ	Ледовый жесткий БЗ-30
Температура эксплуатации, °С	- 40...40	-50...+60	- 40...0
Общая высота, мм	300	2100	750
Высота надводной части, мм	100	750	-
Высота подводной части, мм	200	1350	-
Время разворачивания, мин	1,5	2,25	20
Эффективность при волнении до, м	1,0	4	-
Возможность применения			
- Сплошной ледовый покров	-	-	+
- Нарушенная сплошность льда	+	+	-

Примечание: * - Информация о технических и эксплуатационных характеристиках взята на сайте производителя <http://www.lessorb.ru>.

При сплошном ледовом покрове возможно применение только бонов жесткой конструкции. В условиях битого льда наиболее эффективным является применение обыкновенных эластичных (гибких) морских боновых заграждений, их использование обусловлено высотой БЗ и эффективностью при волнении моря.

5.3. Способы сбора и удаления нефти и нефтепродуктов в ледовых условиях

Технологии ликвидации нефтяных разливов в ледовых условиях основываются на имеющихся способах и методиках, применяемых в морских условиях незамерзающих морей. Для каждого конкретного объекта технологии ликвидации определяются в планах ликвидации аварийных разливов нефти (ЛАРН), разрабатываемых организацией, ответственной за возникновение аварийных ситуаций.

Фактор времени в ледовых условиях имеет незначительную роль, однако при наличии течений, ветра и волн, льдины могут дрейфовать.

Классификация технологий ликвидации нефтяного пятна (сбор нефти с поверхности воды и уничтожение нефтяной пленки) в соответствии с [7] в таблице 4.

Таблица 4 – Классификация технологий ликвидации нефтяного пятна

2 Категория: Сбор нефти с морской поверхности			
Механический разряд		Физико-химический разряд	
Нефтесборщики	Нефтенакопители	Системы нефтесборные	Сорбенты
3 Категория: Уничтожение нефтяной пленки			
Биологический (Сорбенты)	Физико-химический (Инициаторы горения)		Химический (Диспергенты)

Нефтенакопитель – это устройство, которое обеспечивает аккумуляцию нефтяной пленки, находящейся на морской поверхности, путем разделения слоя воды и слоя нефти. Нефтенакопители возможно использовать только в условиях открытой воды, поэтому их применение оказалось неэффективным в присутствии сплошного ледового покрытия или битого льда.

Нефтесборщик (скиммер) – это устройство, способное выполнять сбор нефти с морской поверхности. Скиммер может осуществлять сбор нефти как с перемещением по нефтяному пятну, так и без передвижения. Однако наиболее эффективным является сбор нефти нестационарными скиммерами.

Нефтесборная система – это совокупность средств ЛРН, размещенный на палубе судна и обеспечивающий развертывание элементов системы, сбор нефтяной пленки с морской поверхности.

Применение диспергентов для ликвидации нефтяного пятна в ледовых условиях Арктики на территории России не рекомендуется, т.к. токсичные реагенты создают дополнительное загрязнение водной среды.

5.3.1. Применение механического метода

5.3.1.1. Сбор нефти из-под ледяного покрова

В арктических условиях в задачу ликвидации нефтяных разливов входит поиск эффективного решения, позволяющего осуществлять сбор и удаление в морских условиях из-под ледяного покрова нефти или нефтепродуктов как в проточных, так и непроточных условиях.

Было разработано решение, благодаря которому возможна реализация поставленной задачи. На загрязнённом участке водоёма (Приложение 2) в ледяном покрове 1 бурят скважину 2 и на поверхности льда 1, непосредственно в зоне разлива нефти, размещают комплект специального оборудования 7—15 для реализации способа. Под ледяной покров 1 устанавливают полую эластичную оболочку 3, оснащённую по контуру надувным ограждением 4.

					<i>Технологии ликвидации аварий</i>	<i>Лист</i>
						37
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Затем в полости оболочки 3 и ограждения 4 с использованием специального оборудования закачивают горячий воздух, а в зону контакта оболочки 3 с загрязняющими веществами 5 – рабочий агент 6. В качестве агента 6 следует применять лёгкую нефть или нефтепродукты, нагретые на 15 °С ниже температуры вспышки. Повышение плотности контакта льда 1 с нагретым рабочим агентом 6 за счёт подъёмной силы оболочки 3 и ограждения 4, растворяющей способности горячей нефти или нефтепродуктов положительно отражается на эффективности сбора загрязняющих веществ 5 из-под ледяного покрова 1. Сбор жидких углеводородов из водоёма предусматривает применение оборудования, включающего лебедку 7 для спускоподъёмных операций, компрессор 8, вакуум-насос 9 и шланги 10 для подачи в полую оболочку 3 горячего воздуха и удаления из-под льда загрязняющих веществ по шлангу 11 в накопительную ёмкость 12. Оборудование дополнено тележкой 13 для перемещения по ледяному покрову 1 противоаварийного оборудования, оснащено нагнетательным насосом 14 и шлангами 15 для закачки под загрязнённый участок ледяного покрова нагретой лёгкой нефти или нефтепродуктов. После завершения на участке работ по сбору из-под ледяного покрова нефти (нефтепродуктов) на прилегающем к нему участке в ледяном покрове 1 бурят следующую скважину 2 и проводят аналогичные операции для удаления из-под ледяного покрова 1 загрязняющих веществ 5.

По сравнению с аналогами данное решение отличается следующими признаками:

- бурение во льду скважин и установку в них полой оболочки осуществляют непосредственно в зоне разлива нефти;
- в качестве рабочего агента, закачиваемого в зону контакта оболочки с загрязнённым участком льда, используют лёгкую нефть или нефтепродукты, нагретые на 15 °С ниже температуры вспышки;
- оборудование снабжено тележкой для перемещения по льду противоаварийного оборудования;

					<i>Технологии ликвидации аварий</i>	<i>Лист</i>
						38
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- оборудование включает нагнетательный насос и шланги для закачки под загрязнённый участок льда нагретой нефти;
- проведение сбора нефти или нефтепродуктов из-под ледяного покрова как в проточных, так и непроточных водоемах;
- снижение затрат на очистку загрязнённого льда;
- удаление из водоёмов низко- и высоковязких загрязняющих веществ.

Применение данной технологии позволит на 30...45 % снизить сроки и затраты на ликвидацию последствий аварий при разливах нефти (нефтепродуктов) под ледяной покров внутренних водоёмов или участков морских акваторий. Предлагаемый способ и специальное оборудование для сбора нефти из-под ледяного покрова в морских ледовых условиях могут быть успешно использованы для сбора и удаления разливов нефти, нефтепродуктов из-под ледяного покрова как в проточных, так и непроточных водоёмах. Способ позволяет повысить эффективность противоаварийных работ и при оптимальных затратах обеспечить сбор, удаление нефти из водоёма при наличии на его поверхности ледяного покрова [6].

5.3.1.2. Использование нефтесборщиков в условиях битого льда

Классификация скиммеров по конструкции рабочих органов и принцип их действия приведены на рисунке 11.

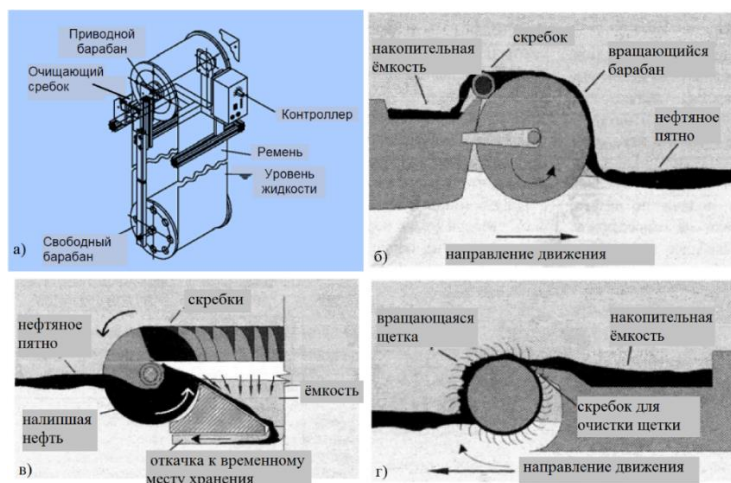


Рисунок 11 – Принцип действия скиммера

а) ленточного; б) барабанного; в) дискового; г) щеточного.

										Лист
										39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Технологии ликвидации аварий					

5.3.1.3. Системы сбора нефти

Для работы в трудных ледовых условиях требуется изучить применение и возможности внедрения мобильных и относительно дешевых систем сбора разлившейся нефти, работающих непосредственно с борта судна.

Примером может служить скиммерная система LORS, которая монтируется на судне и используется в ходе его поступательного движения (рисунок 12). Система может быть установлена на катерах и буксирах различной длины от 15 до 35 м и для судов длиной от 30 до 100 м.

Система LORS и судно работают как единый «механизм удаления нефтяных пятен».

LORS направляет воду и нефть из зоны захвата к зоне сбора, образуемой консольной стрелой и направляющим боном.

Набегающий поток воды доставляет нефть в нефтесборный канал, где нефть и вода отеляются щеточным скиммером.



Рисунок 12 – Система LORS

Другой современной системой для сепарации нефти от дрейфующего льда выступает Арктический нефтесборщик Sternmax (рисунок 13). Система включает 28 щеточных колес, два насоса для перекачки собранной нефти и изоляционную решётку для разделения льда и нефти. Ее производительность по сбору нефти составляет порядка 230 м³/ч.

Развертывание Sternmax осуществляется с кормы судна. Судно в процессе движения разламывает лед, а решётка проталкивает части плавающего льда под

									Лист
									41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

воду, производя сепарацию нефти и воды от льда. Затем нефть собирается скиммером перекачивается в бункер.



Рисунок 13 – Арктический нефтесборщик Sternmax

В настоящее время имеется широкий выбор устройств и оборудования для локализации и сбора разливов нефти с поверхности моря применительно к судну. Исключением можно считать устройства, которые в настоящее время находятся в разработке, так как отсутствует опыт их применения при реальных аварийных разливах в покрытых льдом акваториях.

При этом для того чтобы сделать возможными экономически обоснованные и экологически устойчивые операции в суровых климатических условиях Крайнего Севера, необходимо обеспечение отрасли технологически и экономически эффективными решениями [13].

В главе были приведены перспективные технологии, актуальные для разработки и внедрения при аварийных разливах нефти на шельфе России.

5.3.2. Применение сорбентов для сбора и удаления нефти и нефтепродуктов

Сорбенты - это жидкости или твердые тела, выборочно поглощающие из окружающей среды пары, газы или растворённые вещества. Они могут действовать по принципу адсорбции (поглощать вещество на своей поверхности) или по принципу абсорбции (впитывания). Абсорбция используется редко, чаще используемые продукты – это адсорбенты.

Основные требования, которым должен соответствовать сорбент, используемый при разливах нефти и нефтепродуктов, это:

- свойство, позволяющее сорбировать нефть при отрицательных температурах;
- нефтеемкость;
- возможность его дальнейшей утилизации;
- простота нанесения на поверхность воды и удаление отобранного сорбента;
- он не должен впитывать воду (гидрофобность поверхности);
- дешевизна.

Природные и органические сорбенты – самый многообещающий вид сорбентов, используемый при нефтяных загрязнениях. Лучшими из них считаются сорбенты с основой в виде сфагнового торфа. Таким является сорбент с названием «Лессорб-Экстра». Сорбент «Унисорб» также является органическим, для их изготовления используются вспученные перлитовые песок и щебень, отлично впитывающие нефть и нефтепродукты (Таблица 6).

Сорбент терморасщепленный графитовый (СТРГ) является примером неорганического сорбента. СТРГ необходимо использовать согласно ОСТ 153-39.0-026-2002 «Инструкция по применению терморасщепленного графитового сорбента для ликвидации разливов нефти» [14].

Таблица 6 – Технические характеристики сорбентов

Характеристика	Лессорб-Экстра	Унисорб	СТРГ
Нефтеемкость, кг/кг	10,0	43,0...67,0	Не менее 50,0
Диапазон рабочих температур, °С	-20...320	-25...+460	-25...300
Плаваемость, сутки	Не менее 3	Не менее 3	Не менее 100
Влияние солености воды	-	-	Не влияет
Степень очистки водной поверхности, %	98,0-99,0	99,5	99,5

У сорбента СТРГ высокая скорость сорбции - пленка нефти, толщиной 3 мм, адсорбируется на 99,5% за 10 секунд.

При устранении нефти с поверхности водоема сорбенты являются очень важным ресурсом. Они способны собирать её тогда, когда невозможно сделать это с помощью других средств. Невзирая на все плюсы, необходимо применять сорбенты в умеренном количестве, так как велика вероятность возникновения новых проблем, таких как: образование большого количества отходов, на ликвидацию которых потребуются повышенные затраты [15].

5.3.3. Применение диспергентов удаления нефти и нефтепродуктов

Диспергенты предназначены для того, чтобы способствовать естественной дисперсии путем ослабления поверхностной связи сцепления нефти и воды, что облегчает образование большего количества мелких капелек нефти под действием волнового движения. Диспергенты представляют собой смесь поверхностно-активных веществ (ПАВ) в растворителе. Растворитель несет в себе две функции: он действует как разбавитель, снижающий вязкость ПАВ, с тем, 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 ослабляют поверхностную связь сцепления нефти и воды, что под воздействием энергии волн приводит к отрыванию капелек воды от нефтяного пятна.

Биоразложение под действием различных морских микроорганизмов может происходить только при контакте капельки нефти с водой, поскольку организмы присутствуют в воде и не присутствуют в нефти. Образование множества более мелких капелек нефти увеличивает площадь поверхности соприкосновения нефти и воды, а, следовательно, создает более оптимальные условия для биоразложения. Например, диспергирование капельки диаметром в

					<i>Технологии ликвидации аварий</i>	<i>Лист</i>
						44
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

1 мм в 10 000 капелек размером в 45 мкм каждая приведет к получению площади поверхности, превышающей площадь поверхности первоначальной капельки в 20 раз. На практике не все диспергированные капельки имеют одинаковый размер, однако, количество более мелких капелек гораздо больше количества более крупных капелек, что значительно повышает вероятность биоразложения.

Применение диспергентов целесообразно лишь в тех случаях, когда невозможно использование других средств борьбы с разливами нефти и когда нефтяное поле представляет реальную угрозу. Рекомендуется их применять на глубинах более 10 м, а при распылении избегать попадания их на чистую водную поверхность [17].

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

- тип диспергента;
- сорт нефти;
- соленость воды (в арктических условиях соленость поверхностной воды может изменяться в течение периода таяния льда);
- температура (низкая температура приводит к увеличению вязкости нефти; некоторые компоненты диспергентов чувствительны к низким температурам);
- волнение моря.

Диспергенты производятся главным образом для применения в морской воде. Эффективность диспергента резко снижается в солоноватой воде, при повышении вязкости нефти, при уменьшении волнения моря.

Применение диспергентов в ледовых условиях не рекомендуется. Во-первых, это малоэффективно, из-за ряда факторов: соленость воды, инертность к перемешиванию (при волнении моря), чувствительность диспергентов к низким температурам, повышение вязкости нефти (при разливе в окружающую среду понижается температура нефти). Во-вторых, токсичные реагенты диспергентов создают дополнительное загрязнение водной среды.

					<i>Технологии ликвидации аварий</i>	<i>Лист</i>
						45
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

В ледовых условиях может быть эффективно применение диспергента Корексит 9527, т.к. он нечувствителен к отрицательным температурам и замерзает при температуре минус 35°С. Его свойства приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Свойства диспергента нефти Корексит 9527 [17]

Свойство	Показатель
Внешний вид при н.у.	Маслянистая жидкость. Цвет от светло- до тёмно-коричневого.
Плотность при н.у., кг/м ³	1010
Кинематическая вязкость при н.у., мм ² /с	Не более 60
Температура замерзания, °С	-35
Эффективность (по методике ЦНИИМФа), %	
- начальная дисперсия (через 5 мин.)	80
- конечная дисперсия (через 30 мин.)	40
Токсичность, ПДК, мг/л	0,05
Расход диспергента по отношению к нефти, не более	1:10

5.3.4. Сжигание нефти на месте разлива

Сжигание нефти, разлитой на поверхности воды, подразумевает контролируемое сжигание пленки нефти, плавающей на поверхности воды, это возможно при толщине пленки более 3 мм. Также для эффективного воспламенения и горения скорость ветра должна быть не более 10 м/с, волнение моря должно быть минимальным.

Воспламенение осуществляется с вертолета (выброс топлива на нефть) или судна (выброс запального устройства). В случае успешного воспламенения и устойчивого горения вся нефть или только часть выгорает с водной поверхности и льда. Однако в результате сжигания нефти в атмосферу выделяются вредные продукты горения и остается некоторое количество остаточных веществ, которые могут оседать на дно или оставаться на плаву. В случае неэффективного горения наблюдается образование смеси из остаточных

					<i>Технологии ликвидации аварий</i>	<i>Лист</i>
						46
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

продуктов горения, сажи и несгоревшей нефти, образуются стойкие канцерогенные вещества.

При высокой сплоченности льда нефть собирается в естественных трещинах, выбоинах и неровностях ледяного покрова. Снег является сорбентов нефти. Тогда, если это безопасно, контролируемое сжигание является наиболее эффективным методом ликвидации разлива нефти на сплошном льду. Таким образом, сжигание нефтяного пятна в ледовых условиях или при наличии снежного покрова может осуществляться не только с помощью огнестойких заграждений, но и с использованием естественных преград (лед, снег).

Например, сжигание нефти при наличии снежного покрова может осуществляться следующим образом: снег, впитавший нефть собирают в кучи, затем их огораживают плотными снежными преградами, которые предотвращают растекание нефти с тальми водами (Рисунок 14).

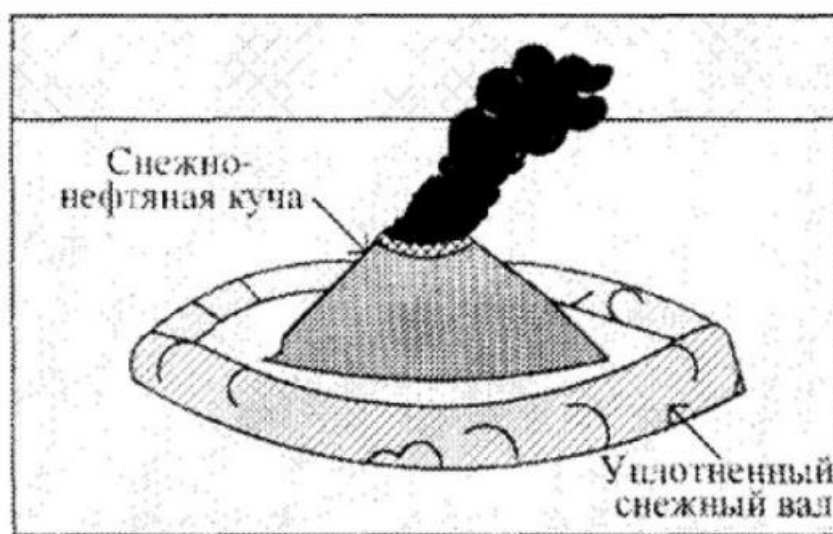


Рисунок 14 – Сжигание снежно-нефтяных куч

В настоящее время разрабатывается вещество, способное утолщать нефтяное пятно.

На сегодняшний день применение сжигания нефти на месте разлива в российских морях не предусматривается действующей нормативно-технической документацией. Для контролируемого сжигания требуется получение разрешения на проведение работ в соответствующих надзорных органах. С

					Технологии ликвидации аварий	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

другой стороны, в отдельных ситуациях в ледовых условиях этот метод может оказаться единственно возможным.

					<i>Технологии ликвидации аварий</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		48

6. Расчет толщины льда

Ледяное покрытие акваторий образуется в результате различных процессов. Формирование ровного ледяного покрова происходит в значительной степени под влиянием процессов теплообмена между водой и атмосферой. Ровный ледяной покров на акваториях встречается в виде припая, а также вдоль краев льда на границах с открытой водой. В монографии содержится подробное описание процессов теплопередачи на начальной и последующих стадиях льдообразования.

Наименьшая допустимая толщина ледяного покрова для выполнения всех работ, установки оборудования, размещения материалов и движения транспортных средств определяется из опыта проведения работ и обеспечения безопасности. Возможность проведения работ должна решаться руководителем работ по ликвидации аварии с учетом предыдущего опыта и знания местных условий конкретного водоема в районе аварии (температура воздуха, продолжительность ледостава, нарастание льда по времени, структура льда и характер ледяного поля, наличие трещин, воды и снега на поверхности льда) и времени нахождения на льду.

Порядок работы и безопасное движение техники на льду должен осуществляться в соответствии с ОДН 218.010-98 [17].

Рекомендуется определять допустимую толщину льда расчетным путем в соответствии с ВСН 010-88 [18].

Приведенная толщина ледового покрова H_{np} , м, которая учитывает фактическую структуру и прочность отдельных слоев льда, определяется по формуле

$$H_{np} = (h_n + 0,5 h_m) \cdot \kappa_1 \cdot \kappa_2, \quad (1)$$

где h_n – замеренная толщина нижнего прозрачного слоя льда, м;

					<i>Ликвидация разливов нефти при аварии на магистральном нефтепроводе в сложных погодных условиях</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Семенова Ю.А.			<i>Расчет толщины льда</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Антропова Н.А.					49	99
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр.2Б4А		
<i>Руков. ОПП</i>		Брусник О.В						

h_m – замеренная толщина мутного слоя льда, м;

κ_1 – коэффициент, зависящий от структуры льда. При раковистой структуре κ_1 равен 1, при игольчатой κ_1 равен 0,66;

κ_2 – коэффициент, зависящий от температуры. При температуре воздуха ниже 0 °С κ_2 равен 1, при температуре выше 0 °С κ_2 равен 0,8.

Расчетная толщина льда h_p^I , м, необходимая для размещения груза на сплошном ледяном покрове (при отсутствии вблизи груза майны) определяется по формуле

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

где n – запас прочности, равный 2;

P – масса груза, установленного на лед, т;

σ_p – временное сопротивление льда на растяжение, т/м² (среднее значение 140 т/м²);

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

k – температурный коэффициент, учитывающий среднесуточную температуру воздуха за последние трое суток, принимаемый по таблице 8.

Таблица 8 – Зависимость коэффициента прочности льда от температуры воздуха

№ п/п	Температура, °С	Коэффициент прочности льда K
1	2	3
1	Минус 10	1,0
2	Минус 5	1,1
3	0	1,4
4	Выше 0	1,5 и выше

Расчетная толщина льда h_p^2 , м, для размещения груза на ледовом покрове, имеющем прорезь (майну), определяется по формуле

					Расчет толщины льда	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$h_p^2 = 8 \cdot \left[\frac{4 \cdot n \cdot p}{\sigma_p \cdot (B_1 + 4 \cdot B_2)} \right] \cdot k, \quad (3)$$

где B_1 – длина опоры, параллельной прорези, м;

B_2 – длина опоры, перпендикулярной к прорези, м.

Разрешается проводить работы на льду, если выполняется условие $h_p < h_{np}$.

					<i>Расчет толщины льда</i>	<i>Лист</i>
						51
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

7. Расчетная часть

7.1. Исходные данные

Подводный нефтепровод диаметром 820 мм с протяженностью 22,6 км между насосной станцией и терминалом Варандей. Глубина укладки трубопровода 2 м. Материал – Сталь Х65.

Место аварии – 11 км. Разрыв трубопровода на полное сечение. Левая задвижка от места аварии находится на 2 км трассы, правая – 12 км. Время возникновения аварии 03.06.17 – 18:00. Время остановки перекачки нефти – 30 минут. Время закрытия задвижек – 9 минут.

$Q_0 = 0,45 \text{ м}^3/\text{с}$ - расход нефти в неповрежденном нефтепроводе при работающих насосных станциях;

$Q' = 0,62 \text{ м}^3/\text{с}$ - расход нефти при работающих насосах в поврежденном нефтепроводе;

$P_i = 5 \text{ МПа}$ - рабочее давление;

$\rho = 894 \text{ кг/м}^3$ – плотность нефти;

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

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

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

Профиль подводного магистрального нефтепровода «РП Варандейского терминала – Терминал «Варандей» приблизительно смоделирован по рельефу морского дна в месте его прокладки (Приложение 3). Точки перелома профиля представлены в таблице 10.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
					<i>Ликвидация разливов нефти при аварии на магистральном нефтепроводе в сложных погодных условиях</i>			
Разраб.		Семенова Ю.А.			Расчетная часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Антропова Н.А.					52	99
Консульт.								
Руков. ОПП		Брусник О.В						
						НИ ТПУ гр.2Б4А		

Таблица 9 - Технологические параметры для расчета стенки трубопровода

Параметр	Величина
Глубина укладки трубопровода, м	17,3
Внутреннее рабочее давление P_i , МПа	5,0
Плотность морской воды ρ_w , кг/м ³	1025,0
Минимальный уровень тихой воды по трассе трубопровода d_{min} , м	15
Плотность нефти, кг/м ³	894,0
Максимальное значение предела текучести для Стали X65 R_m , МПа	535
Минимальное значение предела текучести для Стали X65 R_e , МПа	450

Таблица 10 – Точки перелома профиля нефтепровода

№ п/п	X, м	Z, м	№ п/п	X, м	Z, м	№ п/п	X, м	Z, м
1	0	1	9	8000	-11,1	17	16000	-15,4
2	1000	0	10	9000	-11,5	18	17000	-15,9
3	2000	-1,0	11	10000	-12,7	19	18000	-16,3
4	3000	-4,0	12	11000	-13,5	20	19000	-17,0
5	4000	-9,0	13	12000	-13,8	21	20000	-17,1
6	5000	-9,8	14	13000	-14,1	22	21000	-17,2
7	6000	-10,0	15	14000	-14,5	23	22000	-17,3
8	7000	-10,5	16	15000	-14,9			

Необходимо провести расчеты:

1. Толщины стенки подводного нефтепровода;
2. Количества вылившейся нефти и сорбентов, необходимых для ее ликвидации.

					Расчетная часть	Лист
						53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

7.2. Расчёт толщины стенки стального трубопровода

Толщина стенки стального трубопровода t_c , мм, исходя из условий местной прочности, определяется по формуле [19]:

$$t_c = \frac{P_0 \cdot D_a}{2 \cdot \sigma \cdot \varphi} + c_1 + c_2 = \frac{11,02 \cdot 820}{2 \cdot 305,71 \cdot 1} + 3 + 2,6 = 20,5 \text{ мм}, \quad (4)$$

где φ – коэффициент прочности, который принимается равным 1 для бесшовных труб и одобренных сварных труб, признанных эквивалентными бесшовным;

D_a – наружный диаметр трубы, мм;

P_0 – расчетное (эксплуатационное) давление в трубопроводе, МПа;

σ – допустимое напряжение материала трубы, МПа;

c_1 – прибавка на коррозию, мм;

c_2 – прибавка, компенсирующая технологический допуск на изготовление труб, 2,6 мм.

Расчетное давление в трубопроводе P_0 определяется по формуле:

$$P_0 = (P_i - P_{g \min}) + \Delta P = 8,8 - 0,12 + 2,34 = 11,02 \text{ МПа}, \quad (5)$$

где P_i – внутреннее рабочее давление в трубопроводе, принимаемое в проекте, МПа;

ΔP – добавочное расчетное давление, учитывающее давление страгивания транспортируемой среды в трубопроводе и/или давление гидравлического удара в трубопроводе, МПа;

$P_{g \min}$ – минимальное внешнее гидростатическое давление на трубопровод, МПа.

Величина $P_{g \min}$ определяется по формуле

$$P_{g \min} = \rho_w \cdot g \cdot \left(d_{\min} - \frac{h_w}{2} \right) \cdot 10^{-6} = 1025 \cdot 9,81 \cdot \left(15 - \frac{5,5}{2} \right) \cdot 10^{-6} = 0,12 \text{ МПа}, \quad (6)$$

где ρ_w – плотность морской воды, кг/м³;

d_{\min} – минимальный уровень тихой воды по трассе трубопровода, м;

					Расчетная часть	Лист
						54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

h_w – расчетная высота волны на проектируемом участке трубопровода, с обеспеченностью 10^{-2} 1/год, м.

Расчетное значение высоты волн на основе [20] и [21] принимаем равным 5,5м.

Допустимое напряжение σ должно приниматься равным наименьшему из значений:

$$\sigma = \left(\frac{R_e}{n_e}, \frac{R_m}{n_m} \right), \quad (7)$$

где n_e и n_m – коэффициенты запаса прочности по пределу текучести;

R_e и R_m – соответственно минимальное и максимальное значение предела текучести металла труб, МПа.

Значения n_e и n_m принимаем равными 1,18 и 1,75 соответственно (табл. 3.2.5[19]).

Рассчитаем по формуле (7) допустимое напряжение:

$$\sigma_e = \frac{450}{1,18} = 381,35 \text{ МПа,}$$

$$\sigma_m = \frac{535}{1,75} = 305,71 \text{ МПа.}$$

Допустимое напряжение σ материала трубы принимаем равным 305,71 МПа.

При транспортировке коррозионно-агрессивных рабочих сред, в частности жидких и газообразных углеводородов, возможно содержащих в своем составе воду, надбавка на коррозионный износ s_1 должна составлять минимум 3 мм.

Максимальные суммарные напряжения в трубопроводе σ_{max} не должны превышать допустимых значений напряжений:

$$\sigma_{max} = \sqrt{\sigma_x^2 + \sigma_{пр}^2 + \sigma_x \cdot \sigma_{пр} + 3\tau^2} \leq k_\sigma \cdot R_e, \quad (8)$$

где σ_x - суммарные продольные напряжения, МПа;

$\sigma_{пр}$ - суммарные кольцевые напряжения, МПа;

					Расчетная часть	Лист
						55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

τ - тангенциальные (касательные) напряжения, примем 10 МПа;
 k_{σ} - коэффициент запаса по суммарным напряжениям, примем равный 0,8
 (табл. 3.2.6 [19]).

Проверка выполнения условия прочности по формуле (8):

$$\sigma_{max} = \sqrt{(-145)^2 + 215,15^2 + (-145) \cdot 215,5 + 3 \cdot 10^2} \leq 0,8 \cdot 450$$

$$\sigma_{max} = 190,83 \text{ МПа} \leq 360 \text{ МПа}$$

Условие прочности выполняется.

Продольное осевое сжимающее напряжение:

$$\sigma_x = \sigma_{прN} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n \cdot P_0 \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta_H}, \quad (9)$$

где $\alpha = 1,2 \cdot 10^{-5}$ 1/град - коэффициент линейного расширения металла трубы;

$E = 1,98 \cdot 10^5$ МПа - переменный параметр упругости (модуль Юнга);

$\mu = 0,26 - 0,33$ - переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона);

$D_{вн}$ - диаметр трубы, 820 мм.

n - коэффициент надежности по нагрузке - внутреннему рабочему давлению в трубопроводе, примем равным 1 ([22] табл. 13);

Δt - расчетный температурный перепад.

Определяем продольное осевое сжимающее напряжение по формуле (9):

$$\sigma_x = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 1,98 \cdot 10^5 \cdot 88,2 \cdot 10^6 + 0,3 \cdot \frac{1 \cdot 11,02 \cdot 10^6 \cdot 820}{2 \cdot 21} =$$

$$= -145 \text{ МПа}$$

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

$$\Delta t_{(-)} = \frac{(1-\mu) \cdot R_1}{\alpha \cdot E} = \frac{(1-0,3) \cdot 299,44 \cdot 10^6}{1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 1,98 \cdot 10^5} = 88,2 \cdot 10^6 \text{ град}, \quad (10)$$

$$\Delta t_{(+)} = \frac{\mu \cdot R_1}{\alpha \cdot E} = \frac{0,3 \cdot 299,44 \cdot 10^6}{1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 1,98 \cdot 10^5} = 38,7 \cdot 10^6 \text{ град}. \quad (11)$$

К дальнейшему расчету принимаем больший перепад температуры.

					Расчетная часть	Лист
						56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

R_1 - расчетное сопротивление растяжению, определяется по формуле:

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m_0}{k_1 \cdot k_H} = \frac{535 \cdot 10^6 \cdot 0,75}{1,34 \cdot 1} = 299,44 \text{ МПа}, \quad (12)$$

где m_0 - коэффициент условий работы трубопровода ([22]табл. 1);

$k_1 = 1,34$ - коэффициент надежности по материалу ([22] табл. 9);

$k_H = 1$ - коэффициент надежности по назначению трубопровода, для трубопроводов $D < 1000$ мм ([22] табл. 11);

$R_1^H = 535$ - нормативное сопротивление растяжению металла труб и сварных соединений, принимается равным минимальному значению временного сопротивления $\sigma_{вр}$, или пределу прочности металла трубы, МПа.

Полученное расчетное значение толщины стенки трубы округляется до ближайшего большего значения δ_H , предусмотренного государственными стандартами и техническими условиями.

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

$$\sigma_{пр} = \sigma_{кц}^H = \frac{P_0 \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta_H} = \frac{11,02 \cdot 820}{2 \cdot 21} = 215,15 \text{ МПа}. \quad (13)$$

7.3. Расчет количества нефти, вылившейся из нефтепровода во время аварии и количества сорбентов, необходимых для ее ликвидации

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

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

Общий объем вытекшей нефти составит:

$$V = V_1 + V_2 + V_3, \quad (14)$$

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

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

					Расчетная часть	Лист
						57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

задвижек, м³;

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

7.3.1. Расчет объема нефти, вытекшей из нефтепровода с момента возникновения аварии до момента остановки перекачки

$$V_1 = Q_1 \cdot T_1 = Q_1 \cdot (T_0 - T_a) = 2232 \cdot 0,5 = 1116 \text{ м}^3, \quad (15)$$

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

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

$T_0 = 18:30$ – время остановки насосов после повреждения, ч;

$T_a = 18:00$ – время повреждения нефтепровода, ч.

В моделируемой аварии произошел разрыв нефтепровода на полное сечение, следовательно, $R'' = 0$. Для определения расхода нефти через место повреждения воспользуемся частным случаем

$$Q_1 = Q' = 0,62 \text{ м}^3/\text{с} = 2232 \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (16)$$

где Q' - расход нефти при работающих насосах в поврежденном нефтепроводе [23].

7.3.2. Объем нефти, вытекшей с момента остановки насосов до закрытия задвижек

После отключения насосных станций происходит опорожнение расположенных между двумя ближайшими насосными станциями возвышенных и прилегающих к месту повреждения участков, за исключением понижений между ними. Истечение нефти определяется переменным во времени напором, уменьшающимся вследствие опорожнения нефтепровода.

Общий объем нефти, вытекший из НП за время τ_2 , определяется как

					Расчетная часть	Лист
						58
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

сумма объемов V_i нефти, вытекшие за элементарные промежутки времени T_i

$$V_2 = \sum V_i = \sum Q_i \cdot T_i. \quad (17)$$

Продолжительность истечения нефти:

$$\tau_2 = T_0 - T_3 = 9 \text{ мин}, \quad (18)$$

где $T_0 = 18:30$ – время остановки насосов после повреждения, ч;

$T_3 = 18:39$ – время повреждения нефтепровода, ч.

Разбиваем τ_2 на 3 элементарных интервала $\tau_i = 3$ мин.

Напор в отверстии, соответствующий 1-ому элементарному интервалу времени:

$$h = Z_i - Z_M - h_T - h_a, \quad (19)$$

где $Z_i = 1$ м – геодезическая отметка самой высокой точки профиля рассматриваемого участка нефтепровода;

$Z_M = -13,5$ м – геодезическая отметка места повреждения;

$h_T = 2$ м – глубина заложения нефтепровода;

$h_a = 10$ м – напор, создаваемый атмосферным давлением.

1 элементарный интервал времени.

Напор в отверстии (19):

$$h_{i1} = Z_i - Z_M - h_T - h_a = -1 - (-13,5) - 2 - 10 = 2,5 \text{ м}.$$

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

$$Q_i = \mu \omega \cdot \sqrt{2gh_i}, \quad (20)$$

где ω – площадь повреждения, т.к. разрыв на полное сечение трубопровода, принимаем площадь повреждения равную площади сечения;

μ – коэффициент расхода нефти.

$$\omega = 0,785 \cdot d_{\text{отв}}^2 = 0,785 \cdot 0,779^2 = 0,48 \text{ м}^2. \quad (21)$$

Диаметр дефектного отверстия равен внутреннему диаметру нефтепровода:

$$d_{\text{отв}} = D_{\text{внут}} = D_{\text{вн}} - 2 \cdot \delta = 820 - 2 \cdot 20,5 = 779 \text{ мм} = 0,779 \text{ м}. \quad (22)$$

					Расчетная часть	Лист
						59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Определи число Рейнольдса

$$Re = \frac{d_{отв} \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot h_i}}{\nu}, \quad (23)$$

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

$$Re_1 = \frac{0,779 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 2,5}}{0,076 \cdot 10^{-4}} = 717866.$$

т.к. $Re_1 > 300000$ принимаем по таблице 3, тогда $\mu=0,595$.

Таблица 11 - Коэффициент расхода нефти

Re	< 25	25...400	400...10000	10000...300000	> 300000
М	$\frac{Re}{48}$	$\frac{Re}{1,5 + 1,4Re}$	$0,592 + \frac{0,27}{\sqrt[6]{Re}}$	$0,592 + \frac{5,5}{\sqrt{Re}}$	0,595

Определим значение Q_1 (20):

$$Q_{i1} = 0,595 \cdot 0,48 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 2,5} = 2,00 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$$

Определим значение V_{i1} (17):

$$V_{i1} = 180 \cdot 2,00 = 360 \text{ м}^3.$$

За элементарный промежуток времени τ_i освобождается V_i объем НП, что соответствует освобождению l_i участка НП [23]

$$l_i = \frac{4V_i}{\pi D_{внут}}, \quad (24)$$

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

Освобожденному участку l_i соответствуют значения x_i и Z_i , определяющие статический напор в НП в следующий расчетный интервал времени τ_{i+1} .

Определим значение l_1 (24):

$$l_{i1} = \frac{4 \cdot 360}{3,14 \cdot 0,779^2} = 756 \text{ м.}$$

Найдем значение Z_2 как разность Z_1 и ΔZ_1 :

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

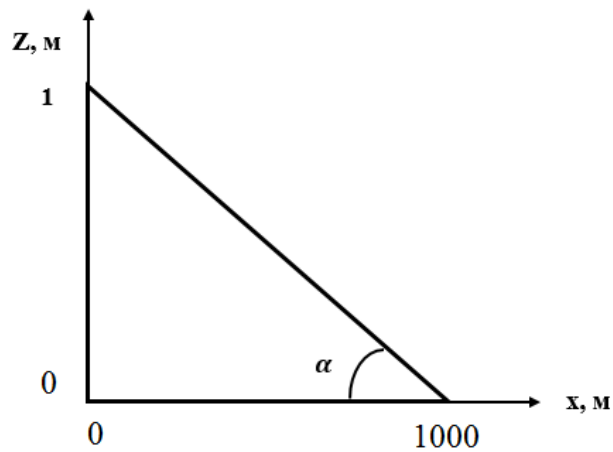


Рисунок 15 - Определение ΔZ_1

$$x = 1 - 0 = 1 \text{ м};$$

$$\operatorname{tg} \alpha = \frac{x}{1000-0} = \frac{1}{1000} = 0,001;$$

$$\alpha = \operatorname{arctg}(0,001) = 0,58;$$

$$\Delta Z_1 = l_1 \cdot \sin \alpha = 0,75 \text{ м}; \quad (25)$$

$$Z_2 = 1 - 0,75 = 0,25 \text{ м}. \quad (26)$$

2 элементарный интервал времени.

$$\tau_{i2} = 3 \text{ мин.}$$

Определим значение h_2 (19):

$$h_2 = 0,25 - (-13,5) - 2 - 10 = 1,75 \text{ м.}$$

Определим число Рейнольдса (23):

$$Re_2 = \frac{0,779 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 1,75}}{0,076 \cdot 10^{-4}} = 600609.$$

Принимаем $\mu=0,595$.

Определим значение Q_2 (20):

$$Q_2 = 0,595 \cdot 0,48 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 1,75} = 1,67 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Определим значение V_2 (17):

$$V_2 = 1,67 \cdot 180 = 301 \text{ м}^3.$$

Определим значение l_2 (24):

$$l_2 = \frac{301 \cdot 4}{3,14 \cdot 0,779^2} = 632 \text{ м.}$$

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

Найдем значение Z_3 как разность Z_2 и ΔZ_2 :

Аналогично 1 участку (25) и (26):

$$\Delta Z_2 = l_2 \cdot \sin \alpha = 0,65 \text{ м,}$$

$$Z_3 = 0,25 - 0,65 = -0,4 \text{ м.}$$

3 элементарный интервал времени.

$$\tau_{i3} = 3 \text{ мин.}$$

Определим значение h_3 (19):

$$h_3 = -0,4 - (-13,5) - 2 - 10 = 1,1 \text{ м.}$$

Определим число Рейнольдса (23):

$$Re_3 = \frac{0,779 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 1,1}}{0,076 \cdot 10^{-4}} = 476178.$$

Принимаем $\mu=0,595$.

Определим значение Q_3 (20):

$$Q_3 = 0,595 \cdot 0,48 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 1,1} = 1,32 \text{ м}^3/\text{с.}$$

Определим значение V_3 (17):

$$V_3 = 1,32 \cdot 180 = 239 \text{ м}^3.$$

Определим значение l_3 (24):

$$l_3 = \frac{239 \cdot 4}{3,14 \cdot 0,779^2} = 502 \text{ м.}$$

Найдем значение Z_4 как разность Z_3 и ΔZ_3 :

Аналогично 1 участку (25) и (26):

$$\Delta Z_3 = l_3 \cdot \sin \alpha = 0,5 \text{ м,}$$

$$Z_4 = -0,4 - 0,5 = -0,9 \text{ м.}$$

Найдем V_2 (17) как сумму объемов V_i :

$$V_2 = \sum V_i = 360 + 301 + 239 = 900 \text{ м}^3.$$

7.3.3. Объем нефти, вытекшей с момента закрытия задвижек до прекращения утечки

Общий объем нефти V_3 определяется [23]:

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

$$V_3 = V'_3 + \Delta V_3, \quad (27)$$

где V_3 - объем нефти, вытекшей с момента закрытия задвижек до прекращения утечки, м³;

V'_3 - основной объем нефти, вытекающей после закрытия задвижек до прекращения самопроизвольного истечения нефти через место повреждения, м³;

ΔV_3 - объем участка НП с частичным опорожнением, равен 0, так как в данном участке НП произошел гильотинный разрыв, нет дополнительного стока нефти, м³.

Основной объем нефти, вытекающей после закрытия задвижек до прекращения самопроизвольного истечения нефти через место повреждения, м³, определяется по формуле [23]:

$$V'_3 = \frac{\pi \cdot D_{\text{вн}}^2 \cdot l'}{4} = \frac{3,14 \cdot 0,779^2 \cdot 1000,014}{4} = 476 \text{ м}^3, \quad (28)$$

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

Так как 3 стадия истечения – это истечение нефти самотеком, то тут на нефть действует лишь гравитация и она будет течь только вниз. [23]

По профилю нефтепровода (Приложение 3) на участках со 2 до 11 нефть будет вытекать под действием гравитации.

Найдем суммарную длину l' .

1) Длину l_1 находим по теореме Пифагора путем построения прямоугольного треугольника:

					<i>Расчетная часть</i>	<i>Лист</i>
						63
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

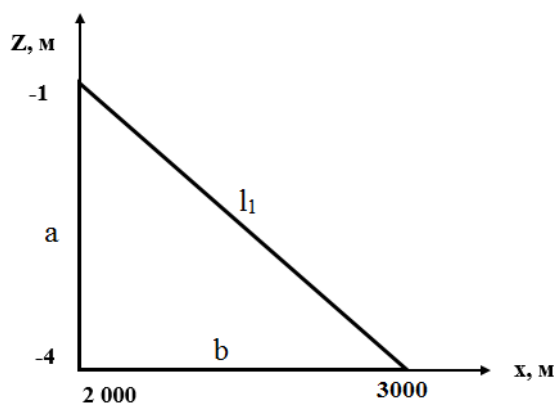


Рисунок 15 - Определение длины участка l_1

где a - разность между двумя высотными отметками, м

$$a = -1 - (-4) = 3 \text{ м;}$$

b - разность между расстояниями, м

$$b = 3000 - 2000 = 1000 \text{ м;}$$

$$l_1 = \sqrt{a^2 + b^2} = \sqrt{3^2 + 1000^2} = 1000,0045 \text{ м.} \quad (29)$$

2) Аналогично найдем длины остальных участков по формуле (29):

$$l_2 = \sqrt{5^2 + 1000^2} = 1000,0125 \text{ м.}$$

$$l_3 = \sqrt{0,8^2 + 1000^2} = 1000,00032 \text{ м.}$$

$$l_4 = \sqrt{0,2^2 + 1000^2} = 1000,00002 \text{ м.}$$

$$l_5 = \sqrt{0,5^2 + 1000^2} = 1000,000125 \text{ м.}$$

$$l_6 = \sqrt{0,6^2 + 1000^2} = 1000,00018 \text{ м.}$$

$$l_7 = \sqrt{0,4^2 + 1000^2} = 1000,00008 \text{ м.}$$

$$l_8 = \sqrt{1,2^2 + 1000^2} = 1000,00072 \text{ м.}$$

$$l_9 = \sqrt{0,8^2 + 1000^2} = 1000,00032 \text{ м.}$$

Найдем l' :

$$l' = \sum l_i = 1000,014 \text{ м.} \quad (30)$$

7.3.4. Количество вылившейся нефти и количество сорбентов

Общий объем вылившейся нефти [23] по формуле (14)

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

$$V = V_1 + V_2 + V_3 = 1116 + 900 + 476 = 2492 \text{ м}^3.$$

Масса вылившейся нефти

$$M = V \cdot \rho = 2492 \cdot 0,894 = 2228 \text{ т.} \quad (31)$$

Количество сорбентов $P_{пр.с}$, кг, рассчитывается согласно РД 153-39.4Р-125-02* [10] по формуле:

$$P_{пр.с} = \frac{N_{ч} \cdot M_{н\Sigma}}{100 \cdot C_{сп}}, \quad (32)$$

где $N_{ч}$ – процент собираемой нефти сорбентом, 2,5%;

$M_{н\Sigma}$ - суммарное количество вылившейся нефти, т;

$C_{сп}$ – сорбционная способность сорбента, для СТГ = 50 кг/кг.

Необходимо учесть, что 2-3% нефти, загрязняющей поверхность воды, берег и растительность, испаряется и эмульгирует, а также то, что процент собираемой сорбентом нефти, составляет 2 – 3 % от суммарного объема вылившейся нефти.

Тогда количество сорбентов необходимых для ликвидации последствий аварийного разлива нефти составит (32):

$$P_{пр.с} = \frac{2,5 \cdot 95 \cdot M_{н\Sigma}}{100 \cdot 100 \cdot C_{сп}} = \frac{2,5 \cdot 95 \cdot 2228 \cdot 10^3}{100 \cdot 100 \cdot 50} = 1059 \text{ кг}$$

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

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4А	Семеновой Юлии Андреевной

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»:

<p>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера) 	<p>Объектом исследования является магистральный нефтепровод в сложных погодных условиях.</p> <p>Подводный магистральный нефтепровод предназначен для транспортировки нефти из Резервуарного Парка Варандейского терминала до самого терминала «Варандей».</p>
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства) 	<p>1. Анализ выявленных вредных факторов:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; – Повышенный уровень шума; – Повышенный уровень вибрации; – Недостаточная освещенность рабочей зоны. <p>Средства индивидуальной и коллективной защиты.</p>
<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); 	<p>2. Анализ выявленных опасных факторов:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Движущиеся машины и механизмы; - Утечки токсичных и вредных веществ в рабочую зону. <p>Средства индивидуальной и коллективной защиты.</p>
<p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> - анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); - анализ воздействия объекта на литосферу (отходы)
<p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС на объекте; 	<p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС на объекте;

<ul style="list-style-type: none"> – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий 	<ul style="list-style-type: none"> – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий
<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 	<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ОКД	Абраменко Никита Сергеевич			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4А	Семенова Юлия Андреевна		

8. Социальная ответственность

Объектом исследования является магистральный нефтепровод в сложных погодных условиях.

Суровый климат и продолжительная зима. Среднегодовая температура воздуха ниже нуля. Сезонный ледовый покров, который вытает летом.

Опасность нефтегазовой среды заключается в том, что она взрыво- и пожароопасна. Нефть и нефтепродукты имеют слабовыраженное токсическое действие.

8.1. Производственная безопасность

Согласно ГОСТ 12.0.002-2014 [24] неблагоприятные факторы производственной среды по результирующему воздействию делят на опасные и вредные.

Опасный производственный фактор – это фактор, который воздействуя на организм работающего может привести к травмам различной степени, включая летальный исход.

Вредный производственный фактор – это фактор, который воздействуя на организм работающего может вызвать различные профессиональные заболевания вплоть до заболеваний с летальным исходом или оказать вредное действие на здоровье потомства работающего. В исключительных случаях вредный фактор может перейти в опасный.

Классификация опасных и вредных производственных факторов по характеру происхождения согласно ГОСТ 12.0.003 – 2015[25]:

- факторы, вызванные физическими свойствами и характеристиками состояния производственной среды;
- факторы, вызванные химическими и физико-химическими свойствами

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Ликвидация разливов нефти при аварии на магистральном нефтепроводе в сложных погодных условиях		
Разраб.		Семенова Ю.А.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Антропова Н.А.				68	99
Консульт.					Социальная ответственность		
Руков. ОПП		Брусник О.В					
					НИ ТПУ гр.2Б4А		

используемых веществ и материалов;

- факторы, вызванные биологическими свойствами микроорганизмов, загрязняющих производственную среду;

- факторы, вызванные поведением и защитной реакцией животных (нападения, укусы, ужаливания и т. п.);

- факторы, вызванные плохой организацией работ и пренебрежением правил безопасности;

- факторы, вызванные психическим и физиологическим состоянием человека (от плохого самочувствие работника до нахождения работника под действием наркотических веществ).

Таблица 12 - Опасные и вредные факторы при выполнении работ по оценке ликвидации аварийных разливов нефти

Источник фактора, наименование вида работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-2015)[25]		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1) Анализ места аварии; 2) Локализация и ликвидация разлива; 3) Устранение последствий аварийного разлива нефти.		Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования;	ГОСТ 12.1.003 – 2015 [25]
	Повышенный уровень шума;		ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ [26]
	Повышенный уровень вибрации;		ГОСТ 12.1.012–2004 ССБТ [27]
	Отсутствие или недостаток естественного света; недостаточная освещенность рабочей зоны;		СП 52.13330.2016 [28]
	Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны;		СанПиН 2.2.4.548-96 [29]
		Утечки токсичных веществ;	ГОСТ 12.1.007-76[30]

8.1.1. Анализ вредных факторов

1. Превышение уровней шума

В первую очередь превышение уровней шума оказывает влияние на орган слуха работника, в связи с этим возможно развитие профессиональных заболеваний.

Нарушения слуха - проблема не только здоровья отдельного работника, но и безопасности труда как его самого, так и третьих лиц.

В соответствии с ГОСТ 12.1.003-83 для рабочего места (в полевых условиях) устанавливается эквивалентный уровень звука равный 80 дБА. Запрещается даже кратковременное пребывание в зонах с октавными уровнями звукового давления свыше 135 дБ в любой октавной полосе [26].

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.

Основные методы борьбы с шумом:

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

2. Недостаточная освещенность рабочей зоны

Неудовлетворительное освещение нагружает зрение и вызывает утомление организма в целом. Тусклое освещение, блики от слепящих источников света и пульсации освещенности являются причиной неадекватного

					Социальная ответственность	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

восприятия объекта и могут стать причиной травматизма.

Освещенность рабочих поверхностей в полевых условиях выбирается в зависимости от разряда зрительной работы. Не менее 10 лк при общем наблюдении за ходом производственного процесса до 300 лк, когда отношение минимального размера объекта различия к расстоянию от объекта до глаз менее 0,002.

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 [28].

3. *Повышенный уровень вибрации*

Источниками вибрации могут являться ручные инструменты, движущийся транспорт, машины и аппараты, в которых движутся неуравновешенные массы. Это характерно для машин роторного типа (турбины, электродвигатели, ручной механизированный инструмент), механизмов с возвратно-поступательным движением (вибромолоты).

Для санитарного нормирования и контроля используются средние квадратические значения виброускорения или виброскорости, а также их логарифмические уровни в децибелах. Для первой категории общей вибрации, по санитарным нормам скорректированное по частоте значение виброускорения составляет 62 дБ, а для виброскорости – 116дБ. Наиболее опасной для человека является вибрация с частотой 6-9 Гц [27].

Основной задачей защиты от вибраций является обеспечение условий, в которых воздействие вибрации не могло бы привести к ухудшению здоровья работников и приобретению профессиональных заболеваний (виброблезнь и т.п.).

Методы защиты от воздействия вибраций:

1. Снижение вибрации машины (оптимальная конструкция машины или использование защитных устройств);

					Социальная ответственность	Лист
						71
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2. Средства индивидуальной защиты (специальные платформы, сидения, перчатки, рукоятки и некоторые виды обуви, позволяющие минимизировать воздействие вибрации);

3. Коллективная защита (использование средств виброизоляции и выброгашения) и т.д.

4. *Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны*

Микроклимат рабочей зоны должен обеспечивать тепловой комфорт в течение 8-часовой рабочей смены, при этом происходит минимальное напряжение механизмов терморегуляции, не вызывая отклонений в состоянии здоровья.

В сложных погодных условиях это прежде всего пониженные температуры окружающей среды. Работы ведутся при температурах, достигающих -45°C . Это может привести к переохлаждению организма, а также к низким температурам рабочих поверхностей. При переохлаждении организма возникают простудные заболевания, обострение хронических болезней, также может привести к хроническому воспалению мышц и суставов.

При работах на открытых территориях в холодный период года, работники должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты. Чтобы избежать локального переохлаждения, работников обеспечивают обувью, перчатками, головными уборами. При температуре воздуха ниже -40°C следует предусматривать защиту лица и верхних дыхательных путей [31].

В местах обогрева должна поддерживаться температура $21-25^{\circ}\text{C}$, а также необходимо устанавливать устройства для обогрева кистей и стоп (температура не выше 40°C). Режим работы должен соблюдаться в соответствии с регламентируемым временем непрерывного пребывания на холоде и временем обогрева [32].

Работы на открытом воздухе прекращаются:

					Социальная ответственность	Лист
						72
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- 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.

8.1.2. Анализ опасных факторов

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

Транспорт необходим для перевозки людей, оборудования и техники к месту проведения работ. Чтобы избежать возникновения опасностей, несчастных случаев и аварий, при работе необходимо руководствоваться правилами безопасности и правилами дорожного движения. К работе должны допускаться люди с разрешением на данный вид работ.

Не исключение и подвижные части производственного оборудования. Во основном причиной травм является человеческий фактор, т.е. пренебрежение техникой безопасности при эксплуатации оборудования. Рабочий должен иметь допуск к работе, а оборудование исправным.

2. Утечка токсичных веществ и вредных веществ

Утечка нефти из трубопровода является опасным производственным фактором. Нефть относится к третьему классу опасности, ПДК нефти в воздухе рабочей зоны – 10 мг/м³.

Таблица 13 - Физиологическое воздействие на организм человека некоторых газов, содержащихся в нефти.

Газ	Содержание		Длительность и характер воздействия
	Об. %	мг/л	
Оксид углерода	0,1	1,25	1 час – головная боль, недомогание, тошнота

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

	0,5	6,25	20-30 мин – отравление с летальным исходом
	1,0	12,50	1-2 мин – сильное отравление, возможен летальный исход
Сероводород	0,01-0,015	0,15-0,23	Легкое отравление через несколько часов
	0,02	0,31	Сильное раздражение слизистой через 5-8 мин
	0,1-0,34	1,54-4,62	Быстрое отравление с летальным исходом
Оксиды азота	0,006	0,29	Непродолжительное действие – раздражение горла
	0,01	0,48	Длительное воздействие опасно для жизни
	0,025	1,2	Летальный исход при непродолжительном воздействии

Мероприятия для обеспечения безопасности при контакте с вредными веществами:

1. Уменьшение содержания примесей, входящих в состав транспортируемых продуктов;
2. Использование систем по улавливанию и утилизации;
3. Применение средств индивидуальных защиты.

К средства индивидуальной защиты относятся перчатки, специальный костюм, сапоги, респираторы, противогазы. Противогазы должны соответствовать индивидуальным размерам человека.

Фильтрующие противогазы применяются, когда в воздухе содержится более 19% кислорода. Когда содержание кислорода в воздухе менее 20% и присутствуют большие концентрации вредных газов, применяют шланговые противогазы.

8.2. Охрана окружающей среды

Аварии на магистральных нефтепроводах приводят к значительному загрязнению окружающей среды.

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

					Социальная ответственность	Лист
						74
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

В настоящее время все компании имеют свою Экологическую политику. Экологическая политика направлена на совершенствование деятельности в области рационального природопользования, охраны окружающей среды и экологической безопасности с учетом требований Международного Стандарта ISO 14001:2015.

8.2.1. Защита атмосферы

При авариях на нефтепроводах источниками загрязнения атмосферы могут служить токсичные пары нефти, которые выделяются при ее истечении на месте аварии. При взаимодействии летучих компонентов нефти и ультрафиолетового излучения возможно образование смога. При ликвидации аварийного разлива нефти имеет место способ, основанный на сжигании вылившейся нефти. При этом способе в атмосферу выделяются не только вредные пары нефти, но и продукты горения. Наложение различных загрязнений и их накопление в атмосфере при недостаточно быстром реагировании может сильно усугубить последствия.

Загрязнение атмосферы приводит к гибели растительного покрова и животных. Особую опасность представляет загрязнение воздуха вблизи населенных пунктов, в этом случае может пострадать большое количество человек.

Чтобы снизить степень загрязнения атмосферы, необходимо уменьшение содержания примесей, входящих в состав транспортируемых продуктов. Своевременное обнаружение аварии поможет минимизировать ущерб

					Социальная ответственность	Лист
						75
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

окружающей среде.

8.2.2. Защита литосферы

Нефть при незначительных истечениях не образует сильного растекания по поверхности грунта, однако грунт впитывает нефть. Нефтенасыщенные земли подвергаются очистке и рекультивации.

Таблица 14 - 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. Ниже этого уровня загрязнения пагубное влияние на окружающую среду минимальное и экосистема справляется с самоочищением [33].

8.2.3. Защита гидросферы

Разливы нефти на поверхности воды представляют собой наибольшую опасность. Небольшое нефтяное пятно под воздействием ветра и течения способно расползтись на огромные площади, авария на воде может приобрести катастрофические масштабы. Тончайшая маслянистая пленка может достичь берега. Также нефть может осаждаться на дно водного объекта.

Последствия после аварийного разлива нефти могут оказаться плачевными для экосистемы. Это повлечет массовую гибель рыб и других живых существ, т.е. в первую очередь пострадает флора и фауна. Особую опасность может представлять разлив вблизи населенных пунктов, которые имеют свои вредные производства. Негативный эффект может оказаться слишком высоким, т.к. разлитая нефть образует опасную смесь с другими промышленными

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

отходами.

8.3. Защита в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации могут быть вызваны аварией на магистральном нефтепроводе. В результате утечки нефти может произойти разрушение конструкций и сооружений, воспламенение нефти и взрыв ее паров. Это может повлечь за собой повышенный травматизм и гибель людей, ущерб окружающей среде, материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Таблица 15 - Поражающие факторы ЧС при авариях на МН

Поражающие факторы			
Физического действия			Химического действия
Воздушная ударная волна	Обломки и осколки разрушенных конструкций, сооружений	Тепловое излучение	Токсическое действие опасных химических веществ

ЧС могут быть вызваны выходом из строя основного и вспомогательного оборудования перекачивающих станций, а также авариями на линейной части МН.

Для предупреждения аварий на магистральном нефтепроводе следует выполнять комплекс мероприятий:

- Прогнозирование возможных аварий с разливом нефти и НП;
- Расчет количества сил и средств, достаточного для ликвидации ЧС.

Рассмотреть необходимость привлечения профессиональных аварийно-спасательных формирований. Обеспечение взаимодействия сил и средств. Определение дислокации и средств;

- Защита персонала и населения: организация системы оповещения, запас индивидуальных средств защиты, планирование проведения эвакуации;

- Обеспечение постоянной готовности сил и средств ликвидации аварии;

- Рассмотреть особенности района разлива нефти, которые необходимо учесть при организации и проведении ликвидации;

					Социальная ответственность	Лист
						77
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- График проведения ликвидации аварии;
- Организация материально-технического, инженерного и финансового обеспечения операций по ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов.

Мероприятия по предупреждению составлены в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 21.08.2000 N 613 (ред. от 14.11.2014).

При возникновении аварий на магистральном нефтепроводе необходимо выполнить ряд мероприятий:

1. Определение границ опасной зоны, информирование населения;
2. Спасательные работы (оказание первой медицинской помощи, эвакуация населения за пределы опасной зоны, жизнеобеспечение населения);
3. Предупреждение пожара и взрыва. В случае возникновения локализовать и ликвидировать;
4. Локализация и ликвидация разлива;
5. Устранение причины аварии;
6. Восстановительные работы;
7. Возвращение населения.

Пожаровзрывобезопасность

Взрывоопасную среду образуют смеси веществ (газов, паров, пылей) с воздухом и другими окислителями (кислород, озон, хлор, окислы азота и др.).

Границы концентраций горючих паров в воздухе при которых возможен взрыв называются нижним и верхним пределом распространения пламени (НКПР и ВКПР). Другими словами, концентрация от НКПР до ВКПР называется диапазоном взрываемости. Для паров нефти установлены следующий диапазон взрываемости: НКПР – 42000 мг/м³; ВКПР – 195000 мг/м³ [34].

С целью обеспечения взрывопожаробезопасности для всех веществ установлена предельно-допустимая взрывобезопасная концентрация (ПДВК), составляющая 5% величины НКПР.

До начала производства работ необходимо устранить замазученность территории, исключить наличие на территории горючих материалов.

					Социальная ответственность	Лист
						78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Перед началом проведения любых видов работ повышенной опасности на опасном производственном объекте, необходимо провести анализ газовоздушной среды на предмет превышения НКПР, НКПВ, ПДК с помощью аналитических приборов различного типа.

Работы по сбору нефтесодержащей жидкости выполняются без наряда-допуска с записью в журнале газоопасных работ, выполняемых без наряда-допуска. Место разлива должно быть обозначено информационными и предупреждающими знаками, исключающими доступ посторонних лиц, курение и использование открытого огня. Работники должны использовать СИЗ и выполнять работы искробезопасным инструментом.

8.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

8.4.1. Специальные правовые нормы трудового законодательства

Рассмотрим нормы правовые нормы трудового законодательства, характерные для работ с вредными и (или) опасными условиями труда и для работ в сложных погодных условиях.

Применение труда женщин на работах с вредными и(или) опасными условиями труда ограничивается, исключением являются нефизические работы и работы по санитарному и бытовому обслуживанию. В соответствии с порядком, утвержденным Правительством РФ, устанавливается перечень работ и должностей, на которых применение труда женщин ограничивается.

Работающим с вредными и(или) опасными условиями труда, на работах с особым температурным режимом, а также загрязнением необходимы средства индивидуальной защиты. СИЗ должны быть сертифицированными в соответствии с порядком, установленном Правительством РФ [35].

Работники, находящиеся на рабочей смене, без защитных касок и(или) иных средств индивидуальной защиты не допускаются к выполнению работ.

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

Согласно ст. 91 ТК РФ, нормальная продолжительность рабочего времени не может превышать 40 часов в неделю. Однако при работе с вредными и(или) опасными условиями труда работодатели составляют перечни работников, которым сокращают рабочее время. Сокращение составляет 4 часа и более. При работе с низкими атмосферными температурами дополнительно указываются индивидуальные средства защиты людей от холода, продолжительность перерывов на обогрев, способы организации рационального питания или утоления жажды.

Работникам, на рабочих местах которых условия труда относятся к вредным условиям труда 2, 3 или 4 степени либо к опасным условиям труда, предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск с минимальной продолжительностью 7 календарных дней. По договоренности работника и работодателя, часть дополнительного отпуска, которая превышает 7 дней, может быть заменена денежной компенсацией [36].

Работники, занятые на тяжелых работах, работах с вредными или опасными условиями труда, работах в экстремальных климатических условиях, должны проходить обязательное предварительное и периодическое медицинское обследование. Предварительные осмотры проводятся с целью определения соответствия здоровья работника, поступающего на работу, с поручаемой ему работой. Периодические осмотры должны проходить в сроки, установленные Миндздравом РФ [36].

ФСС – фонд социального страхования, он обеспечивает соцзащиту во многих сферах. Работники (в некоторых случаях члены семьи) получают выплаты из средств государственного социального страхования:

- пособия при рождении ребенка, ежемесячные выплаты по уходу за ребенком, пособиями по беременности и родам и единовременными пособиями за постановку на учет в медицинских учреждениях в ранние сроки беременности, выплаты по больничным листам;
- выплаты и льготы при получении профессиональных производственных

					Социальная ответственность	Лист
						80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

травм;

- пособия по временной нетрудоспособности;
- пособие на погребение в случае смерти работника (члена семьи);
- льготы на санитарно-курортное лечение для восстановления здоровья и

т.д.

Пенсия по старости. Работникам нефтяной промышленности пенсия по старости устанавливается на общих основаниях: мужчинам - по достижении 60 лет и при общем трудовом стаже не менее 25 лет, женщинам - по достижении 55 лет и при общем трудовом стаже не менее 20 лет. Однако работники имеют право на досрочное пенсионное обеспечение.

Таблица 16 - Основания для назначения досрочной трудовой пенсии работников нефтяной промышленности

Пол	Возраст	Основания
Женщины	50 лет	Работа с тяжелыми условиями труда не менее 10 лет. Страховой стаж не менее 20 лет.
	45 лет	Работа с особо вредными и особо тяжелыми условиями труда не менее 7 лет и 6 месяцев. Страховой стаж не менее 15 лет.
Мужчины	55 лет	Работа с тяжелыми условиями труда не менее 12 лет и 6 месяцев. Страховой стаж не менее 25 лет.
	50 лет	Работа с особо вредными и особо тяжелыми условиями труда не менее 10 лет. Страховой стаж не менее 20 лет.

Пенсия по инвалидности.

В случае наступления инвалидности вследствие производственной травмы, увечья или профессионального заболевания, пенсия устанавливается независимо от стажа работника.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		80

Если работник получил инвалидность из-за причин, не связанных с производством, то пенсия устанавливается по общему трудовому стажу, учитывая возраст застрахованного.

8.4.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Рабочие допускаются к месту проведения работ только в спецодежде и должны иметь средства индивидуальной защиты. Помещения должны быть устроены с учетом санитарных норм. Все эксплуатируемые электроустановки должны соответствовать требованиям «Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей», и др. нормативных документов.

Рабочее место и производственная территория обеспечивается необходимыми средствами коллективной и индивидуальной защиты, средствами связи, сигнализации и другими техническими средствами обеспечения безопасных условий труда в соответствии с требованиями действующих нормативных документов и условиями соглашений.

Санитарно-бытовые помещения, рабочее место и производственная территория обеспечивается первичными средствами пожаротушения. В санитарно-бытовых помещениях должна быть аптечка с медикаментами, носилки, фиксирующие шины и др. Все работники должны уметь пользоваться средствами пожаротушения и уметь оказывать первую помощь при несчастном случае.

Не допускается загромождения рабочих мест, проходов, выходов из помещений и здания, доступа к противопожарному оборудованию.

					Социальная ответственность	Лист
						82
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4А	Семеновой Юлии Андреевне

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 «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, заработная плата рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций, нормы расхода материалов, инструмента и др.
2. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Страховые взносы 30,2%; Налог на добавленную стоимость 18%.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Технико-экономическое обоснование целесообразности технологии выполнения работ
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Нормы времени выполнения технологических операций

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Диаграмма структуры затрат

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4А	Семенова Юлия Андреевна		

9. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

9.1. Расчет сметной стоимости работ по ликвидации аварийного разлива нефти

В таблице 17 представлен график выполнения операций при ликвидации аварийного разлива нефти.

Таблица 17 - Нормы времени выполнения технологических операций

№ п/п	Наименование операций	Продолжительность работ, ч
1	Остановка перекачки нефти	0,5
2	Закрытие задвижек	0,15
3	Время перехода в район ЧС включая разворачивание 1,5 тыс. м боновых заграждений	4
4	Устройство площадки для размещения техники и оборудования на месте растекания нефти для её откачки	2,5
5	Завоз оборудования для сбора нефти	8
6	Сбор нефти с поверхности	61
7	Сбор и утилизация отработанных сорбентов	10
8	ИТОГО	86,15

Общее время выполнения всего объема работ составляет 86,15 ч \approx 4 дня.

На рисунке 16 представлены основные методы, используемые для определения сметной стоимости работ.

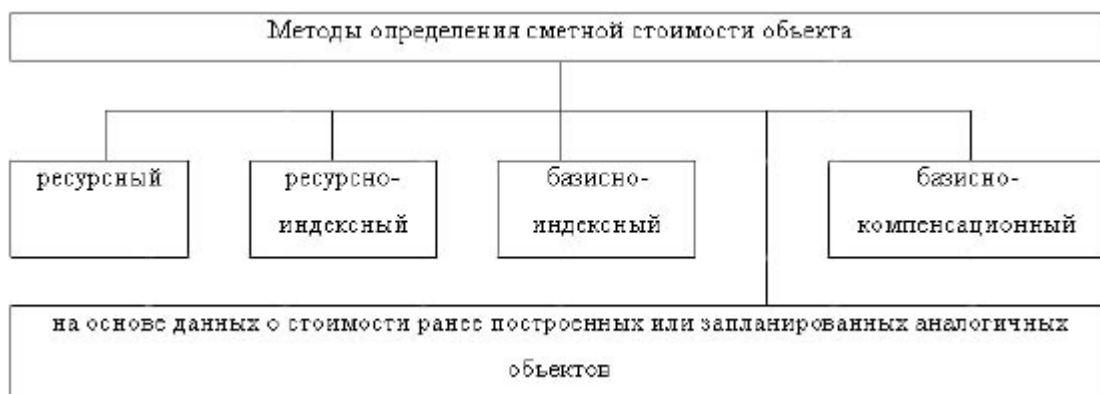


Рисунок 66 - Методы определения сметной стоимости

					<i>Ликвидация разливов нефти при аварии на магистральном нефтепроводе в сложных погодных условиях</i>		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Семенова Ю.А.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Антропова Н.А.				84	99
Консульт.					НИ ТПУ гр.2Б4А		
Руков. ОПП		Брусник О.В.					
					<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>		

В данной работе для расчета сметной стоимости работ используется ресурсный метод.

При ресурсном методе определения стоимости осуществляется калькулирование в текущих (прогнозных) ценах и тарифах ресурсов (элементов затрат), необходимых для реализации проектного решения. Данный метод позволяет определить сметную стоимость на любой момент времени [37]. Ресурсный метод позволяет добиться максимальной точности при расчетах, однако он является наиболее трудоемким.

Основу сметного расчёта составляют затраты на материальные ресурсы, трудовые затраты на заработную плату и страховые взносы, амортизация основных фондов. Локальные сметные расчеты для каждой статьи представлены в таблицах ниже.

Таблица 18 - Затраты на спецоборудование

№ п/п	Наименование оборудования и комплектующих	Единица измерения	Количество	Цена, руб	Сумма, руб
1	Боновое ограждение	м	1500	2000	3000000
2	Бонопоставщики	шт	2	2000000	4000000
3	Многофункциональные ледокольные суда (МФЛС), оборудованные тяжелым морским скиммером	шт	1	19000000	19000000
4	Пила для льда	шт	4	5000	20000
5	Тепловая станция	шт	1	880000	
6	Установка для утилизации отходов	шт	2	450000	900000
7	Прочее	-	-	-	50000
8	ИТОГО:				26 970 000

Таблица 19 – Затраты на материалы

№ п/п	Наименование материала	Единица измерения	Количество	Цена, руб	Сумма, руб
1	Сорбент	кг	12 500	550	6875000
2	ИТОГО				6875000

К расходам на оплату труда относятся суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда. Премии за производственные результаты, надбавки к тарифным ставкам и окладам за профессиональное мастерство и др. Начисления стимулирующего или компенсирующего характера – надбавки за работу в ночное время, в многосменном режиме, совмещение профессий, работу в выходные и праздничные дни и др.

Надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах крайнего Севера и др. Суммы платежей (взносов) работодателей по договорам обязательного и добровольного страхования.

Расчет заработной платы можно свести в таблицу 20.

Таблица 20 - Расчет заработной платы

Должность	Количество	Средняя заработная плата одного чел. дня, руб	Фонд заработной платы в день, руб	Количество дней проведения работ	Фонд заработной платы на весь объем работ, руб
Начальник ЦРС	1	2700	2700	4	10800
Линейный трубопроводчик	8	1350	10800	4	43200
Мастер участка	1	2150	2150	4	8600
Водитель	5	1470	7350	4	29400
Инженер - механик	1	2170	2170	4	8680
Машинист экскаватора	2	2000	4000	4	16000
Машинист бульдозера	2	2050	4100	4	16400
Мастер ЛЭС	1	3000	3000	4	12000
Электромонтер	2	1325	2650	4	10600
Др. оперативный персонал	15	1265	18975	4	75900
ИТОГО	38				231580

Тарифы пенсионных, медицинских и страховых взносов по временной нетрудоспособности и в связи с материнством в 2018 году не изменятся [38]. Так,

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86

если у организации нет права на применение пониженных тарифов, то в 2018 году нужно начислять взносы по основным тарифам. Они указаны в таблице 21.

Для данного вида экономической деятельности страховые тарифы на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляет 0,2% [39].

Таблица 21 - Затраты на страховые взносы во внебюджетные фонды

Заработная плата, руб	Наименование фонда	Ставка, %	Сумма, руб
231580	ПФР	22	50947,6
	ФСС	2,9	6715,8
	ФФОМС	5,1	11810,6
	ФСС (класс риска – 1)	0,2	463,2
ИТОГО:		30,2	69937,2

Сумма амортизационных отчислений определяется исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов, норм амортизации, утвержденных в установленном порядке, учитывая ускоренную амортизацию их активной части [40]. Расчет амортизационных отчислений можно свести в таблицу 22.

Таблица 22 – Расчет амортизационных отчислений

Наименование объекта основных фондов	Количество	Балансовая стоимость, руб.		Амортизационная группа	Годовая норма амортизации, %	Сумма амортизации за год, руб./год	Сумма амортизации за смену, руб./смену
		одного объекта	всего				
Экскаватор	1	2 500 000	2 500 000	Четвертая	14,28	357 000	978,08
Бульдозер	1	3 500 000	3 500 000	Четвертая	14,28	499 800	1369,32
Вахтовый автобус на базе Урал	1	3 000 000	3 000 000	Пятая	10,00	300 000	821,92
МФЛС	1	19 000 000	19 000 000	Восьмая	5,00	950 000	2602,74
Нефтеборщики	2	655 000	1 310 000	Шестая	10,00	131 000	358,90
Боновые ограждения (М)	1 500	2 000	3 000 000	Шестая	9	270 000	739,73

Продолжение таблицы 22

Установка для утилизации	2	450 000	900 000	Шестая	9,5	85 500	234,25
ИТОГО:						2 593 300	7104,94

К накладным расходам относятся затраты на ремонт, обслуживание и содержание спецоборудования, оплата труда административно-хозяйственного аппарата, содержание и очистка используемых материалов. Расчет накладных сведен в таблицу 23.

Таблица 23 - Накладные расходы

№п/п	Наименование затрат по направлениям	Прямые затраты, руб	% накладных расходов	Накладные расходы, руб
1	Спецоборудование	26 970 000	25	6 742 500
2	Оплата труда	231580		57 895
3	Материалы	6875000		1 718 750
4	ИТОГО:			8 519 145

Расходы на командировки и служебные разъезды для проведения работ по ликвидации аварийного разлива нефти приведены в таблице 24.

Таблица 24 – Затраты на командировки и служебные разъезды

№п/п	Пункт назначения	Кол-во командировок	Кол-во человек	Срок, дни	Стоимость проезда (туда-обратно), руб	Суточные, руб./сут	Сумма, руб
1	Аварийный участок	1	38	4	3150	700	226 100
2	ИТОГО						226 100

Кроме материальных затрат на спецоборудование, материалы, оплату труда и др., так же предусматриваются расходы на услуги связи и коммунальные услуги для всех работников (Таблица 25).

Таблица 25 - Прочие расходы

Вида расхода	Тариф, руб./день	Число сотрудников, пользующихся услугами связи, чел	Время использования услугами связи, дни	Сумма, руб
Услуги связи	15,00	38	4	2 280,00
Коммунальные услуги	Тариф	Количество потребленных ресурсов	Время пользования услугами	Сумма, руб
Электроэнергия	руб/кВт.ч	кВт.ч/сут	сут	
	2,98	80	4	953,60
Теплоснабжение	руб/Гкал	Гкал/мес	мес	
	2000	1,33	0,13	345,80
Водоснабжение	руб/м ³	м ³ /мес	мес	
	199	35	0,13	905,45
ИТОГО				2 204,85

В таблицу 26 сведена смета на выполнение проектно-изыскательных работ по каждой статье расходов.

Таблица 26 - Смета затрат на выполнение проектно-изыскательных работ

№ п/п	Статьи затрат	Сумма затрат, руб
1	Оплата работ, выполняемых соисполнителями	0,0
2	Спецоборудование	26 970 000,00
3	Материалы и комплектующие	6 875 000,00
4	Оплата труда	231 580,00
5	Страховые взносы в государственные внебюджетные фонды	69 937,20
6	Амортизация основных средств	28 419,76
7	Накладные расходы	8 519 145,00
8	Командировки и служебные разъезды	226 100,00
9	Прочие расходы, в т.ч.:	4 484,85
9.1	Оплата услуг связи	2 280,00
9.2	Коммунальные услуги	2 204,85
10	Итого собственных затрат	42 924 666,80
11	Уровень рентабельности (15%)	6 438 700,02
12	Договорная цена	49 363 366,80
13	Налог на добавленную стоимость (НДС) 18%	8 885 406,02
14	Всего стоимость	55 248 772,82

Структура затрат представлена графически с помощью кольцевой диаграммы (Рисунок 17).

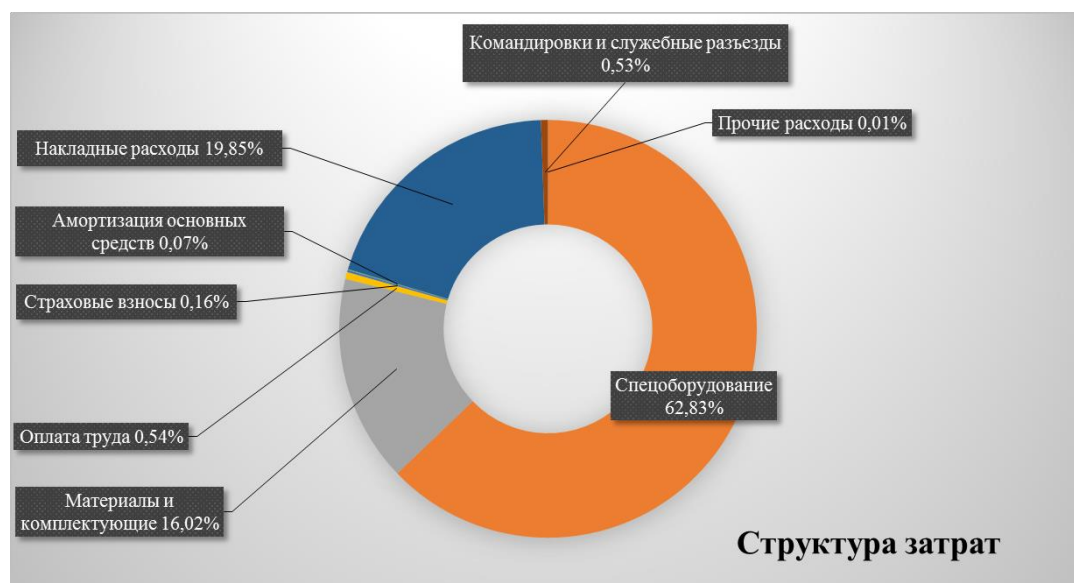


Рисунок 17 - Структура затрат

Расчет сметной стоимости для работ по локализации и ликвидации аварийного разлива нефти показывает, что выполнение данной технической операции является убыточным для организации. Это лишь подтверждает то, что в настоящее время крайне актуально совершенствование методов предупреждения аварий на магистральном нефтепроводе в сложных климатических условиях. Постоянный мониторинг технического состояния оборудования и нефтепровода позволит избежать затрат на аварийные работы.

Компании должны выполнять требования регулирования по снижению вероятности возникновения чрезвычайных ситуаций с большим материальным и нематериальным ущербом. Необходима оптимизация затрат на предупреждение и ликвидацию аварий и устранение последствий после нее.

Для оптимизации затрат необходимо сопоставление между целями достижения компаниями высоких микро- и макроэкономических показателей их деятельности. После этого необходимо найти компромиссное решение, т.к. иногда пути достижения этих целей могут противоречить друг другу.

Ошибочно полагается, что для оптимизации расходов необходимо сокращение затрат в текущий момент времени. Однако, если своевременно

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		90

проводить мероприятия по предупреждению аварийных ситуаций, повысить затраты на соблюдение требований безопасности, то в последствии возможно избежать издержек на предотвращение аварии и ущерба. Локализация и ликвидация разлива нефти предприятию обойдется существенно дороже.

					<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		91

Заключение

Установлено, что район (Южное побережье Баренцева моря, Ненецкий автономный округ), где располагается подводный магистральный нефтепровод «РП Варандейского терминала – Треминал «Варандей»» характеризуется сложными погодными условиями: длительными суровыми зимами, отрицательной среднегодовой температурой, ледовым покровом, который сохраняется большую часть года.

Основными причинами аварий на подводном магистральном нефтепроводе являются коррозия, механические повреждения (вследствие воздействия на нефтепровод якорей, траллов и судов), штормы и размывы дна.

Проанализированы методы локализации и ликвидации аварийных разливов нефти на подводном магистральном нефтепроводе в сложных погодных условиях. Выявлено, что наиболее эффективными являются механические средства ЛАРН.

Произведен расчет толщины стенки подводного МН «РП Варандейского терминала – Треминал «Варандей»».

Смоделирована авария на этом подводном нефтепроводе и проведен расчет количества вылившейся в результате нефти. Рассчитано количество сорбентов, необходимое для ликвидации разлива.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Ликвидация разливов нефти при аварии на магистральном нефтепроводе в сложных погодных условиях			
Разраб.		Семенова Ю.А.			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Антропова Н.А.					92	99
Консульт.						НИ ТПУ гр.2Б4А		
Руков. ОПП		Брусник О.В						

Список литературы:

1. Технический отчет «Экологический мониторинг экосистем в районе стационарного морского ледостойкого причала и подводного нефтепровода ООО «Варандейский терминал» в 2014 году». Закрытое акционерное общество «Научно-исследовательский центр «Югранефтегаз». Нижневартовск. – 2014. – 222 с.
2. РД 153-112-014-97 Инструкция по ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепродуктопроводах.
3. Анализ аварий и несчастных случаев на трубопроводном транспорте России: Учеб. Пособие для вузов / Под ред. Б.Е. Прусенко, В.Ф. Мартынова. – М.: Анализ опасностей. 2003. – 351 с.
4. Верушин, А.Ю. Совершенствование защиты трубопроводов морских нефтеотгрузочных терминалов от чрезмерно высоких давлений: автореф. дис. канд. техн. наук. Уфа.: Ин-т проблем трансп. Энергоресурсов. – 2010.
5. Лурье М.В. Макаров П.С. Гидравлическая локация утечек нефтепродуктов на участке трубопровода // Транспорт и хранение нефтепродуктов: НТС. М.: ЦНИИГЭнефтехим, 1998. № 12.
6. Разливы нефти. Проблемы, связанные с ликвидацией последствий разливов нефти в арктических морях: отчет Всемирного фонда дикой природы (WWF) / Nuka Research and Planning Group. – Осло, 2007.
7. РД 31.4.01-99 Средства ликвидации разливов нефти в море. Классификация.
8. Вылкован, А. И. Современные методы и средства борьбы с разливами нефти: Научно-практическое пособие / А. И. Вылкован [и др.] – СПб: Центр-Техинформ, 2000.

					<i>Ликвидация разливов нефти при аварии на магистральном нефтепроводе в сложных погодных условиях</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Семенова Ю.А.			<i>Список литературы</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Антропова Н.А.					93	99
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр.2Б4А		
<i>Руков. ОПП</i>		Брусник О.В						

9. РД 153-39.4-114-01 «Правила ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах».

10. РД 153-39.4Р-125-02* «Табель оснащения нефтепроводных предприятий ОАО «АК «Транснефть» техническими средствами для ликвидации аварийных разливов нефти на подводных переходах магистральных нефтепроводов»

11. ИТОПФ [Электронный ресурс]: Применение боновых заграждений при ликвидации разливов нефти. – URL: http://www.itopf.com/uploads/translated/TIP_3_2011_RU_Use_of_booms_in_oil_pollution_response.pdf (дата обращения: 03.03.18).

12. РД 31.04.01-90 «Правила ведения работ по очистке загрязненных акваторий портов».

13. Стивен Поттер, Иан Бьюст и Кен Трудель. Ликвидация разливов нефти на арктическом шельфе. Изд - Shell Exploration and Production Services (RF) V.V., 2004.

14. ОСТ 153-39.0-026-2002 «Инструкция по применению терморасщеплённого графитового сорбента для ликвидации разливов нефти».

15. Да Консейсао А. А.О ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов при помощи сорбента «GAbsorb-1» / А. А. Да Консейсао // Башкирский химический журнал. 2006. №4.

16. РД 31.04.24-86 Инструкция по применению диспергентов нефти ОМ-6, ОМ-84 и Корексит 9527".

17. ОДН 218.010-98 «Инструкция по проектированию, строительству и эксплуатации ледовых переправ».

18. ВСН 010-88 (Миннефтегазстрой) «Строительство магистральных трубопроводов. Подводные переходы».

19. НД №2-020301-002 «Правила классификации и постройки морских подводных трубопроводов Российского морского регистра судоходства», Санкт-Петербург, 2009.

					Список литературы	Лист
						94
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

20. Endal G., «Extreme bending of Concrete coated offshore pipelines: A numerical study» II G. Endal International DIANA Conference on Computational Mechanics, Delft, Netherlands, 1994.

21. СНиП 2.06.04-82 Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов).- М.: ГОССТРОЙ ССР, 1989.- 98 с.

22. СНиП 2.05.06-85* Магистральные трубопроводы..- М.: ГОССТРОЙ ССР, 1997.- 263 с.

23. Методика определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах. – Утв. Минтопэнерго 1 ноября 1995. – Режим доступа: <http://aquagroup.ru/normdocs/13978#i188698>. (Дата обращения: 24.04.2018).

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

25. ГОСТ 12.0.003 – 2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

26. ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

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

28. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*.

29. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

30. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности

31. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением N 1).

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

					Список литературы	Лист
						95
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

34. ГОСТ 12.1.010–76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.

35. Трудовой Кодекс Российской Федерации

36. Приказ Министерства здравоохранения и социального развития РФ от 12 апреля 2011 г. N 302н «Об утверждении перечней вредных и (или) опасных производственных факторов и работ, при выполнении которых проводятся обязательные предварительные и периодические медицинские осмотры (обследования), и Порядка проведения обязательных предварительных и периодических медицинских осмотров (обследований) работников, занятых на тяжелых работах и на работах с вредными и (или) опасными условиями труда».

37. МДС 81-35.2004 «Методика определения стоимости строительной продукции на территории Российской Федерации» (с изменением от 20.03.2006 г.).

38. ФЗ № 361 «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации и признании утратившими силу отдельных законодательных актов (положений законодательных актов) Российской Федерации" от 27.11.2017.

39. ФЗ №179 «О страховых тарифах на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний на 2006 год» от 22.12.2005 (с изм. от 31.12.2017).

40. Методические указания для выполнения раздела выпускной квалификационной работы «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»: методические указания / Г.Ю. Боярко, О.В. Пожарницкая. В.Б. Романюк, А.А. Вазим И.В. Шарф, М.Р Цибулькикова и др.; ТПУ. -Томск: Изд-во ТПУ, 2017. -166 с.

					Список литературы	Лист
						96
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Приложение 1

Таблица 1 – Сравнение эффективности, трудоемкости и стоимости технологий ликвидации разливов нефти

Этапы ликвидации разлива	Методы	Эффективность в открытой воде	Эффективность в ледовых условиях
Обнаружение	Оптические	Средняя	Низкая
	Инфракрасная радиометрия	Хорошая	Хорошая
	Обнаружение флуоресцентного излучения	Очень хорошая	Хорошая
	Обнаружение в УФ диапазоне	Средняя	Средняя
	Радиометрия в СВ частях	Средняя	Низкая
	Радиолокация	Низкая	Низкая
Локализация	Подвижные боны	Хорошая	Средняя
	Стальные боны	-	Хорошая
	Подповерхностные боны	Средняя	Низкая
Сбор/удаление нефти	Механический сбор	Хорошая	Средняя
	Сжигание на месте	Хорошая	Средняя
	Использование диспергентов	Средняя	Низкая
	Использование сорбентов	Средняя	Средняя

					<i>Ликвидация разливов нефти при аварии на магистральном нефтепроводе в сложных погодных условиях</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Семенова Ю.А.				Приложения	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Антропова Н.А.						97	99
Консульт.						НИ ТПУ гр.2Б4А		
Руков. ОПП	Брусник О.В							

Приложение 2

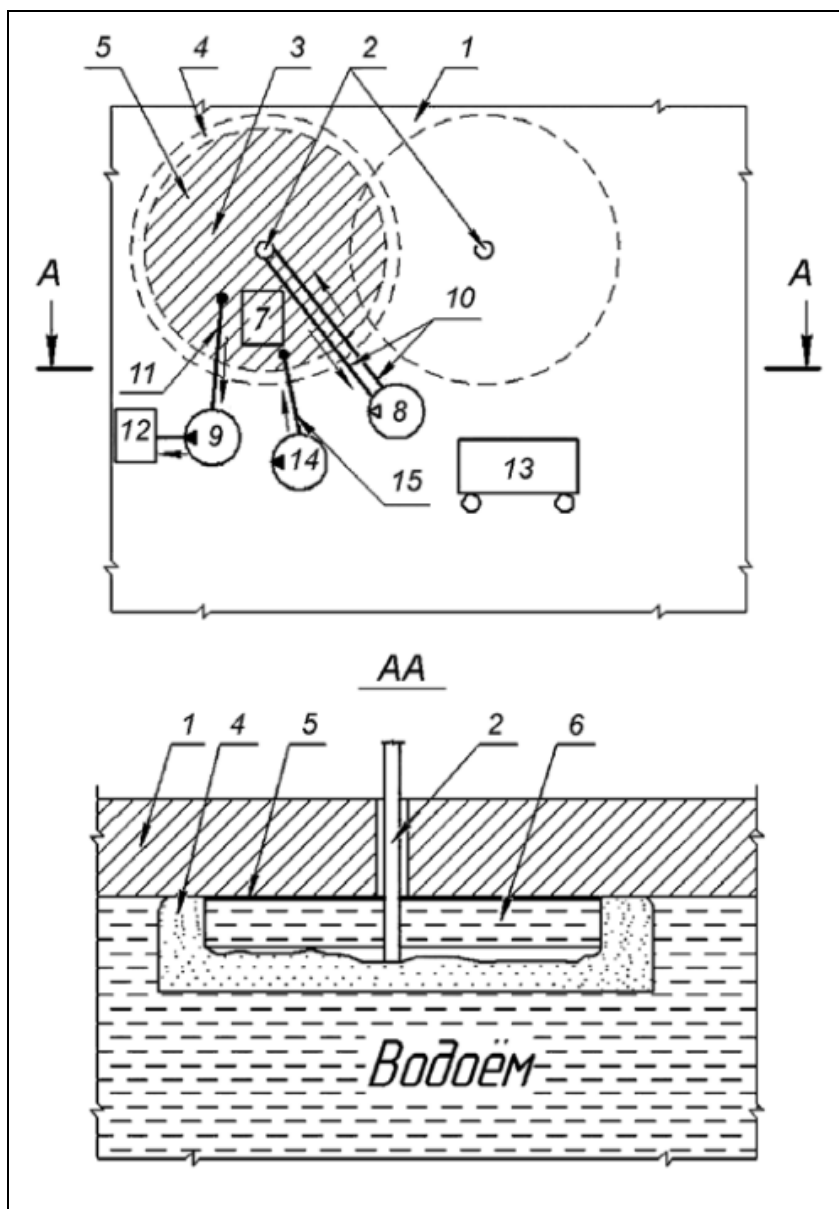


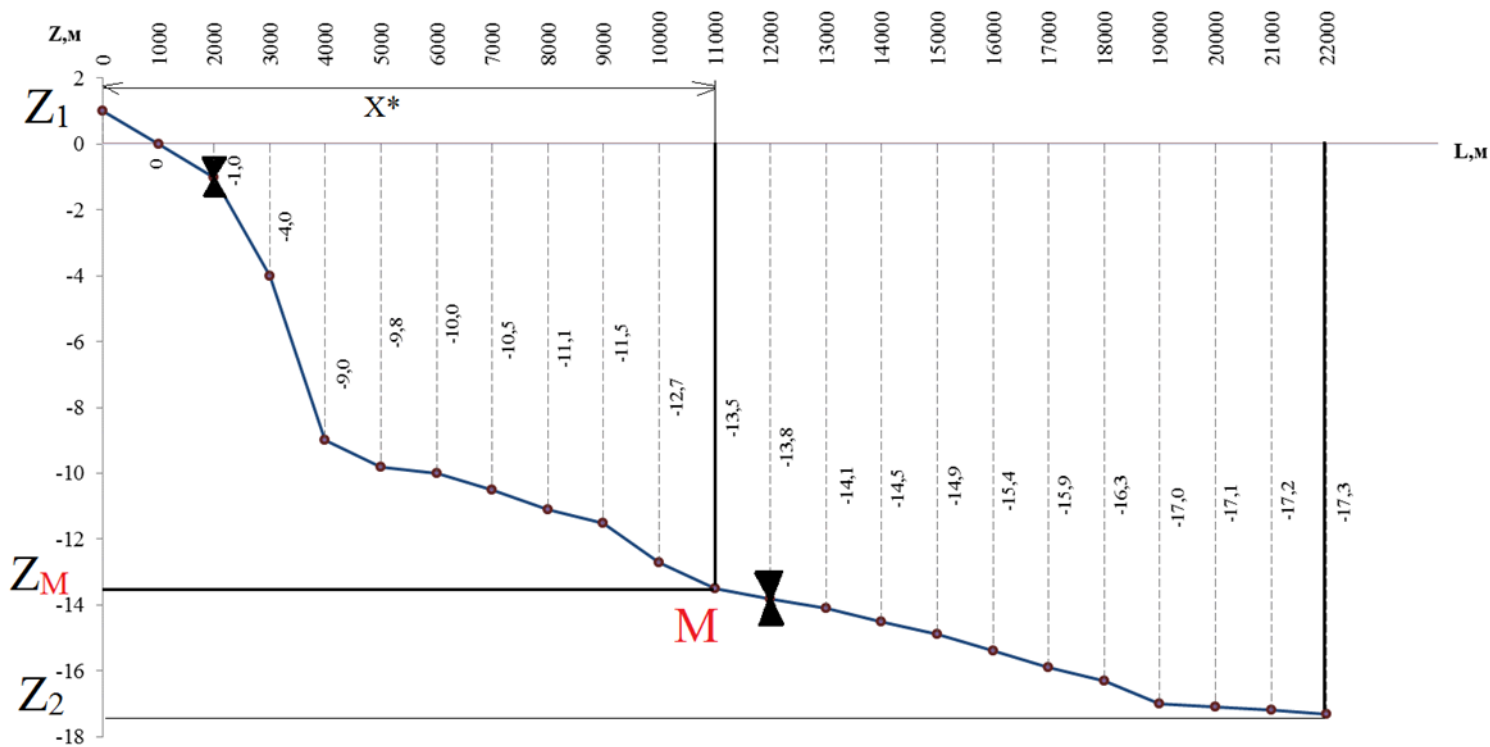
Рисунок 1 – Схема технологии сбора нефти из-под ледяного покрова:

1 – ледяной покров, 2 – скважина, 3 – эластичная оболочка, 4 – надувное ограждение, 5 – загрязняющее вещество (нефть, нефтепродукты), 6 – рабочий агент, 7 – грузоподъемное оборудование, 8 – компрессор, 9 – вакуумный насос, 10 – шланги для подачи и откачки из оболочки и надувного ограждения воздуха, 11 – шланги для откачки нефти, 12 – накопительная емкость для нефти, 13 – транспортное оборудование, 14 - нагнетательный насос, 15 – шланги для закачки рабочего агента.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
Приложение				
99	Лист			

Приложение 3

Профиль подводного магистрального нефтепровода «РП Варандейского терминала – Терминал «Варандей»»



- Условные обозначения:
- задвижка;
 - M** - место повреждения;
 - Z_M** - геодезическая отметка места аварии;
 - Z₁** - геодезическая отметка начала нефтепровода;
 - Z₂** - геодезическая отметка конца нефтепровода.