

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) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»
 Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
«Оптимизация технологии ликвидации аварийных разливов нефти при эксплуатации подводного перехода магистрального нефтепровода»

УДК 504.5:665.6-045.38:622.4.053(204.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Б	Борисов Дмитрий Иванович		21.05.2018

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Чухарева Н.В.	к.х.н, доцент		21.05.2018

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ОСГН	Макашева Ю.С.	-		21.05.2018

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД	Немцова О.А.	-		21.05.2018

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОИЯ	Коротченко Т.В.	к.ф.н, доцент		21.05.2018

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Бурков П.В.	д.т.н, профессор		21.05.2018

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

По Основной образовательной программе подготовки магистров

По направлению **21.04.01 «Нефтегазовое дело»**

Профиль подготовки: *Надежность газонефтепроводов и хранилищ*

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
Общие по направлению подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»		
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения <i>прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем</i> , соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики)	ОК-1; ОК-2; ОК-3, ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-6; ПК-7; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-23
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные <i>исследования</i> с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в <i>сложных и неопределённых условиях</i> ; использовать <i>принципы изобретательства, правовые основы-в области интеллектуальной собственности</i>	ОК-1; ОК-2; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-6; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-15; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-22; ПК-23
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	Проявлять профессиональную <i>осведомленность о передовых знаниях и открытиях</i> в области нефтегазовых технологий с учетом <i>передового отечественного и зарубежного опыта</i> ; использовать <i>инновационный подход</i> при разработке новых идей и методов <i>проектирования</i> объектов нефтегазового комплекса для <i>решения инженерных задач развития</i> нефтегазовых технологий, <i>модернизации и усовершенствования</i> нефтегазового производства.	ОК-1; ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6 ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-18; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23
P4	<i>Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы</i> для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила <i>охраны здоровья и безопасности труда</i> , выполнять требования по <i>защите окружающей среды</i> .	ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-6; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-21; ПК-22
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P5	Быстро ориентироваться и выбирать <i>оптимальные решения в многофакторных ситуациях</i> ,	ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-17; ПК-20

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
	владеть методами и средствами <i>математического моделирования</i> технологических процессов и объектов	
<i>в области проектной деятельности</i>		
P6	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при <i>разработке и реализации проектов</i> , проводить <i>экономический анализ затрат, маркетинговые исследования, рассчитывать экономическую эффективность</i>	ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P7	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести ответственность за результаты работы	ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)
P8	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности	ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)
Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»		
P9	Организация технологического сопровождения планирования и оптимизации потоков углеводородного сырья и режимов работы технологических объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.008 Специалист по диспетчерско-технологическому управлению нефтегазовой отрасли</i>
P10	Организация ТОиР, ДО нефте- и газотранспортного оборудования	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.013 "Специалист по эксплуатации газотранспортного оборудования"</i>
P11	Повышение надежности, долговечности, эффективности газотранспортного оборудования	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.013 "Специалист по эксплуатации газотранспортного оборудования"</i>

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»
 Отделение нефтегазового дела

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

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6Б	Борисову Дмитрию Ивановичу

Тема работы:

«Оптимизация технологии ликвидации аварийных разливов нефти при эксплуатации подводного перехода магистрального нефтепровода»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	19.04.2018 г. № 2736/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	21.05.2018г.
--	--------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Объект исследования – разлив нефти на переходе магистрального нефтепровода через водную преграду.</p> <p>Предмет исследования – технология ликвидации аварийных разливов нефти на водной поверхности.</p>
---	--

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> – Литературный обзор технических средств и методов, позволяющих проводить мероприятия по ликвидации аварийных разливов нефти на водной поверхности; – Характеристика объекта исследования и определение объема разлива углеводородов при моделировании аварийного разрушения подводного перехода магистрального нефтепровода; – Разработка технологии установки стационарных боновых заграждений на период ледостава; – Расчет основных технических средств и ресурсов для ликвидации аварийного разлива нефти; – Расчет экономической эффективности технологии ликвидации аварийных разливов нефти на водной поверхности с применением стационарных боновых заграждений на период ледостава.
--	---

<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Профиль трассы нефтепровода</p>
---	------------------------------------

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Макашева Ю.С., ассистент ОСГН
«Социальная ответственность»	Немцова О.А., ассистент ООД
«Иностранный язык»	Коротченко Т.В., доцент ОИЯ

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

«Обзор литературы»
«Methods to eliminate emergency oil spills»

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	05.09.2016г.
--	--------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Чухарева Н.В.	к.х.н, доцент		05.09.2016

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Б	Борисов Дмитрий Иванович		05.09.2016

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6Б	Борисову Дмитрию Ивановичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

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

1. <i>Стоимость ресурсов инженерного проекта (ИП): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Стоимость работ по ликвидации аварийного разлива нефти</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Данная работа проводится впервые, поэтому нормы и нормативы расходования ресурсов отсутствуют</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>На основании п. 1 ст. 58 закона № 212-ФЗ ставка для расчета отчислений во внебюджетные фонды составляет 30 % от фонда оплаты труда</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения ИП с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Сравнительный анализ возможных методов проведения ликвидации аварийного разлива нефти, оценка экономического потенциала принятых технических решений</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета ИП</i>	<i>Составление сводного сметного расчета по ликвидации аварийного разлива нефти</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности ИП</i>	<i>Оценка экономической эффективности технологии ликвидации аварийных разливов нефти на водной поверхности</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. <i>Матрица SWOT</i>
2. <i>График проведения и бюджет ИП</i>
3. <i>Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности ИП</i>
4. <i>Расчет сметной стоимости работ по ликвидации аварийного разлива нефти</i>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	16.03.2018г.
---	--------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент ОСГН	Макашева Ю.С.	-		16.03.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Б	Борисов Дмитрий Иванович		16.03.2018

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6Б	Борисову Дмитрию Ивановичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования	Объектом исследования является разлив нефти на переходе магистрального нефтепровода через водную преграду. Магистральные нефтепроводы являются потенциально опасными объектами, эксплуатация которых сопряжена с риском возникновения аварийных ситуаций, сопровождающихся разливами нефти или нефтепродуктов.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения	1.1 Вредные факторы: – отклонение показателей климата на открытом воздухе; – превышение уровней шума; – превышение уровней вибрации; – недостаточная освещенность рабочей зоны; – утечки токсичных и вредных веществ; – повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися. 1.2 Опасные факторы: – движущиеся машины и механизмы; – пожаровзрывобезопасность.
2. Экологическая безопасность	– анализ воздействия объекта на атмосферу; – анализ воздействия объекта на гидросферу; – анализ воздействия объекта на литосферу.
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	– перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	Перечень нормативно-правовых актов, определяющих организационно-правовые нормы в области защиты граждан РФ от ЧС природного и техногенного характера.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	16.03.2018г.
---	--------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент ООД	Немцова О.А.	-		16.03.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Б	Борисов Дмитрий Иванович		16.03.2018

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) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»
 Уровень образования магистр
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2017/2018 учебного года)

Форма представления работы:

магистерская диссертация

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	21.05.2018г.
--	--------------

Дата Контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
14.12.2017	<i>Введение</i>	8
21.12.2017	<i>Обзор литературы</i>	10
09.02.2018	<i>Характеристика опасного производственного объекта</i>	8
19.02.2018	<i>Возможные аварийные разливы нефти</i>	10
01.03.2018	<i>Технология ликвидации разлива нефти</i>	16
02.04.2018	<i>Расчетная часть</i>	12
03.05.2018	<i>Социальная ответственность</i>	8
07.05.2018	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	8
10.05.2018	<i>Заключение</i>	10
11.05.2018	<i>Презентация</i>	10
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Чухарева Н.В.	К.Х.Н.		01.03.2017

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Бурков П.В.	д.т.н, профессор		01.03.2017

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 128 с., 41 рис., 43 табл., 63 источника, 4 прил.

Ключевые слова: авария, боновые заграждения, локализация, ликвидация, магистральный нефтепровод, подводный переход, разлив нефти, ущерб, экология.

Объект исследования. Разлив нефти на переходе магистрального нефтепровода через водную преграду.

Цель работы – разработка комплекса мероприятий по ликвидации аварийных разливов нефти на водной поверхности для минимизации вредного воздействия на окружающую среду при разрушение подводного перехода магистрального нефтепровода.

В выпускной квалификационной работе проведен аналитический обзор по техническим средствам и методам, позволяющим проводить мероприятия по ликвидации аварийных разливов нефти на водной поверхности, дана характеристика объекта исследования, определен объем разлива углеводородов при моделировании аварийного разрушения подводного перехода магистрального нефтепровода, проведен расчет основных технических средств и ресурсов для ликвидации аварийного разлива нефти, проведен расчет экономической эффективности технологии ликвидации аварийных разливов нефти на водной поверхности с применением стационарных боновых заграждений на период ледостава.

В результате выпускной квалификационной работы разработана технология установки стационарных боновых заграждений на период ледостава.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: угол установки боновых заграждений должен находиться в пределах 20° – 45° ; высота подводной части боновых заграждений должна быть не более 0,5 м; конструкция боновых заграждений должна быть на жесткой основе и обеспечивать исключение негативного воздействия на окружающую среду; возможность установки боновых заграждений на постоянной основе.

Степень внедрения: Тестовые испытания методики установки стационарных боновых заграждений на период ледостава на предприятии ██████████ назначены во второй половине 2018 года.

Область применения: ликвидация аварийных разливов нефти при эксплуатации магистральных нефтепроводов.

Экономическая эффективность/значимость работы. Внедрение и использование технологии существенно снизит затраты на проведение работ по ликвидации аварийных разливов нефти.

					Оптимизация технологии ликвидации аварийных разливов нефти при эксплуатации подводного перехода магистрального нефтепровода			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Борисов Д.И.			Реферат	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					1	128
Консульт.						НИ ТПУ		
Рук-ль ООП		Бурков П.В.				Группа 2БМ6Б		

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

Термины и определения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

Время «Т»: Время получения информации об угрозе возникновения ЧС(Н) на переходе магистрального нефтепровода (нефтепродуктопровода) через водную преграду.

Время «Ч»: Время поступления сообщения о разливе нефти (нефтепродуктов) от патрульной группы.

Ледостав: Фаза ледового режима, характеризующаяся наличием ледяного покрова.

Ледяной покров: Сплошной неподвижный лед на поверхности водного объекта.

Ликвидация последствий разлива нефти (нефтепродуктов): Комплекс мероприятий, направленных на обеспечение нормальной жизнедеятельности населения в зоне чрезвычайной ситуации, восстановление объектов экономики и реабилитацию окружающей среды, предусматривающий сбор и утилизацию разлитой нефти (нефтепродуктов) независимо от времени, места, источника и причины разлива.

Линия боновых заграждений: Участок боновых заграждений, закрепленный береговыми и/или донными якорями.

Локализация разлива нефти (нефтепродуктов): Комплекс мероприятий, направленных на прекращение распространения разлитой (или выливающейся) нефти (нефтепродуктов) на поверхности грунта или водных объектов, проводимых путем установки заграждений, проведения земляных работ или использования специальных средств. Мероприятия по локализации

					Оптимизация технологии ликвидации аварийных разливов нефти при эксплуатации подводного перехода магистрального нефтепровода			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Борисов Д.И.			Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					2	128
Консульт.						НИ ТПУ		
Рук-ль ООП		Бурков П.В.				Группа 2БМ6Б		

разливов нефти считаются завершенными, если площадь разливов нефти и/или нефтепродуктов не увеличивается.

Магистральный нефтепровод (нефтепродуктопровод): Единый производственно-технический комплекс, состоящий из трубопроводов и связанных с ними перекачивающих станций, а также других технологических объектов, соответствующих требованиям действующего законодательства Российской Федерации в области технического регулирования, обеспечивающий транспортировку, приемку, сдачу нефти (нефтепродуктов), соответствующих требованиям действующих в Российской Федерации нормативных документов, от пунктов приема до пунктов сдачи потребителям или перевалку на другой вид транспорта по [1].

Переход магистральных трубопроводов через водные преграды: Линейная часть нефтепровода (нефтепродуктопровода) с сооружениями, проходящая через водные преграды шириной по зеркалу воды в межень 10 м и более и глубиной 1,5 м и более или шириной по зеркалу воды в межень 25 м и более независимо от глубины по [2].

План по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов; план ЛРН: Документ, в котором указывается порядок организации мероприятий на опасных производственных объектах по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов, направленных на снижение их негативного воздействия на жизнедеятельность населения и окружающую среду, определение необходимого состава сил и специальных технических средств для локализации разливов в установленные сроки, а также для организации последующих работ по их ликвидации.

Порыв: Повреждение трубопровода, при котором объем выхода нефти рассчитывается как 25% максимального объема прокачки в течение 6 ч и объем нефти между запорными задвижками на порванном участке трубопровода (по Постановлению Правительства Российской Федерации).

Прокол: Повреждение трубопровода, при котором объем выхода нефти рассчитывается как 2% максимального объема прокачки в течение 14 дней.

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
						3
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Разлив нефти (нефтепродуктов): Любой сброс и поступление нефти (нефтепродуктов), произошедший как в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, так и при транспортировке нефти (нефтепродуктов), при строительстве или эксплуатации объекта, а также в процессе производства работ.

Технический коридор магистрального нефтепровода (нефтепродуктопровода): Территория, по которой проходит нефтепровод (нефтепродуктопровод) или система параллельно проложенных нефтепроводов (нефтепродуктопроводов) и коммуникаций, ограниченная с двух сторон охранными зонами [1].

Чрезвычайная ситуация: Обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей (по Федеральному закону).

Условные обозначения приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Условные обозначения

Условные обозначения	Наименование
1	2
<i>БЗ</i>	боновые заграждений (зимние)
<i>v</i>	скорость течения реки, м/с
<i>V_{вых}</i>	объем нефти, вытекающий до закрытия задвижек, м ³
<i>L</i>	расстояние от ППМН до места установки постоянных боновых заграждений, м
<i>T_{реагир}</i>	суммарное время, затраченное на анализ показаний СОУ, СДКУ, остановку насосов и закрытие задвижек, ч
<i>t_{вых}</i>	время истечения нефти (нефтепродукта) из поврежденного трубопровода до закрытия задвижек, ч
<i>H</i>	ширина реки, м
<i>h</i>	полная высота подводной части БЗ, м
<i>h_p</i>	глубина реки, м
<i>v₀</i>	критическая скорость, обеспечивающая накопление нефти в боновых заграждениях без проскока, м/с
<i>α</i>	угол установки боновых заграждений, °

Продолжение таблицы 1

1	2
$V_{н\ порыв}$	максимальный объем нефти (нефтепродуктов), поступающий на рубеж, м ³
$t_{пятна}$	время прохождения пятном нефти рубежа локализации, ч
$Q_{НСС}$	производительность нефтесборных систем, установленных на рубеже локализации, м ³ /ч
$V_{уд. лин}$	объем нефти (нефтепродуктов), удерживаемый на поверхности воды всеми линиями БЗ, м ³
$V_{п\ уд. лин}$	объем нефти (нефтепродуктов), удерживаемый на поверхности воды п-ой линией БЗ, м ³
$V_{осаж}$	расчетный объем нефти (нефтепродукта) осажденной на берегах, испарившейся, осажденной на дно, м ³
ν_n	коэффициент кинематической вязкости нефти (нефтепродукта), м ² /с
g	ускорение свободного падения, м/с ²
$\rho_в$	плотность воды, кг/м ³
ρ_n	плотность нефти (нефтепродукта), кг/м ³
$K_{эф}$	коэффициент, определяющий эффективность боновых заграждений
L_n	расстояние между линиями боновых заграждений

Сокращения:

АВР – аварийно-восстановительные работы;

АРС – аварийно-ремонтная служба;

БЗ – боновые заграждения;

ЛАРН – ликвидация аварийного разлива нефти;

ЛАЭС – линейная аварийно-эксплуатационная служба;

ЛПДС – линейная производственно-диспетчерская служба;

ЛЧС(Н) – ликвидация чрезвычайной ситуации, обусловленной разливом нефти;

План ЛРН – план по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на переходах магистральных трубопроводов через водные преграды;

ППМН – подводный переход магистрального нефтепровода;

ПС – перекачивающая станция нефти (нефтепродуктов);

ПЧ – пожарная часть;

РН – разлив нефти (нефтепродуктов);

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		5

СКП – ситуационный календарный план;
 СОУ – система обнаружения утечки;
 СПО – служба пожарной охраны;
 СУПЛАВ – специализированное управление по предупреждению и ликвидации аварий;
 ТС – трубопроводная система;
 ТУ – технические условия;
 УОН – участок откачки нефти;
 УТЗ – учебно-тренировочное занятие;
 ЦРС – центральная ремонтная служба;
 ЧС – чрезвычайная ситуация;
 ЧС(Н) – чрезвычайная ситуация, обусловленная разливом нефти (нефтепродуктов);
 ШЗР – ширина зеркала реки;
 ШЛА – штаб ликвидации аварии;
 ЭХЗ – электрохимическая защита.

Нормативные ссылки

В настоящей работе использованы нормативные ссылки на следующие документы:

Федеральный закон от 10.01.2002 № 7-ФЗ (ред. от 13.07.2015) «Об охране окружающей среды».

Федеральный закон от 21.12.1994 № 68-ФЗ (ред. от 02.05.2015) «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».

Федеральный закон от 21.12.1994 № 69-ФЗ «О пожарной безопасности».

Федеральный закон от 04.05.1999 № 96-ФЗ «Об охране атмосферного воздуха».

Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ (ред. от 13.07.2015) «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
						6
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Постановление Правительства Российской Федерации от 30.12.2003 № 794 (ред. от 14.04.2015) «О Единой государственной системе предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций».

Постановление Правительства Российской Федерации от 21.08.2000 № 613 (ред. от 14.11.2014) «О неотложных мерах по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов».

Постановление Правительства Российской Федерации от 15.04.2002 № 240 (ред. от 14.11.2014) «О порядке организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации».

Постановление Правительства Российской Федерации от 10.11.1996 № 1340 «О порядке создания и использования резервов материальных ресурсов для ликвидации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».

Постановление Правительства Российской Федерации «Об утверждении Положения о разработке планов мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на опасных производственных объектах» от 26 августа 2013 г. № 730.

Приказ МЧС России от 28.12.2004 № 621 (ред. от 12.09.2012) «Об утверждении Правил разработки и согласования планов по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации».

Приказ МЧС России от 28.02.2003 № 105 «Об утверждении требований по предупреждению чрезвычайных ситуаций на потенциально опасных объектах и объектах жизнеобеспечения».

Приказ МЧС России от 31 марта 2011 г. № 156 «Об утверждении Порядка тушения пожаров подразделениями пожарной охраны».

Указ Президента Российской Федерации от 11.07.2004 № 868 «Вопросы Министерства Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий».

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		7

ГОСТ Р 55435-2013 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание.

РД-13.020.40-КТН-195-13 Табель оснащения нефте- и нефтепродуктопроводных предприятий [REDACTED] техническими средствами для ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов на подводных переходах магистральных нефте- и нефтепродуктопроводов.

РД-13.020.00-КТН-020-14 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Ликвидация аварий и повреждений. Организация и проведение работ.

РД-13.020.40-КТН-025-14 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Требования к разработке плана по предупреждению и ликвидации разливов нефти (нефтепродуктов) на переходах МН (МНПП) через водные преграды.

РД-13.200.00-КТН-199-14 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Система организации работ по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций на объектах [REDACTED].

РД-13.220.00-КТН-148-15 Правила пожарной безопасности на объектах организаций системы [REDACTED].

ОР-03.100.30-КТН-154-13 Порядок проведения учебно-тренировочных занятий.

ОР-75.200.00-КТН-231-16 Порядок технической эксплуатации переходов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов через водные преграды и малые водотоки.

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
						8
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ОГЛАВЛЕНИЕ

	Стр.
Введение	11
1. Обзор литературы	14
2. Основные характеристики организации и прогнозируемой зоны загрязнения в случае ЧС(Н)	25
2.1 Основные операции, производимые с нефтью	25
2.2 Географические и навигационно-гидрологические характеристики территории	25
2.3 Гидрометеорологические и экологические особенности района	27
3. Анализ возможных причин аварий с разливом нефти	29
3.1 Классификация чрезвычайных ситуаций, связанных с разливами нефти на водных акваториях	29
3.2 Возможные источники ЧС(Н)	30
3.3 Прогнозирование объемов и площадей разливов нефти	30
4. Локализация и ликвидация разливов нефти	32
4.1 Организация локализации разливов нефти	32
4.2 Технология локализации разлива нефти в ледостав	38
5. Установка боновых заграждений на зимний период	45
5.1 Общая часть	45
5.2 Географические и навигационно-гидрологические характеристики водной преграды	46
5.3 Рассмотрение существующей схемы ЛРН	46
5.4 Установка стационарных боновых заграждений на весь период ледостава	48
5.5 Конструкция боновых заграждений	50
6. Расчетная часть	53
6.1 Расчет возможности сдерживания необходимого объема нефти на водной поверхности стационарными боновыми заграждениям в период ледостава	53
6.2 Расчет достаточности сил и средств с учетом их дислокации	58
7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	69
7.1 Экономическое обоснование работ по оптимизации технологии ликвидации аварийных разливов нефти при эксплуатации подводного перехода магистрального нефтепровода	69
7.1.1 SWOT-анализ	69
7.1.2 План инженерного проекта	70

Оптимизация технологии ликвидации аварийных разливов нефти при эксплуатации подводного перехода магистрального нефтепровода				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
Разраб.		Борисов Д.И.		
Руковод.		Чухарева Н.В.		
Консульт.				
Рук-ль ООП		Бурков П.В.		
Оглавление				
			Лит.	Лист
			9	128
НИ ТПУ Группа 2БМ6Б				

7.2	Расчет экономического ущерба в ЧС, вызванной аварией с разливом нефти	71
7.2.1	Расчет объемов и площадей разливов нефти	71
7.2.2	Оценка степени загрязнения окружающей среды	74
7.3	Сметная стоимость работ по ликвидации аварийного разлива нефти	78
7.3.1	Расчёт продолжительности выполнения работ по ликвидации нефтяного загрязнения в период ледостава	78
7.3.2	Расчёт сметной стоимости работ	81
7.3.3	Расчёт стоимости обустройства подъездных дорог к рубежам локализации	83
7.4	Экономическая эффективность технологии ликвидации аварийных разливов нефти на водной поверхности	84
8.	Социальная ответственность	85
8.1	Введение	85
8.2	Производственная безопасность	85
8.2.1	Анализ вредных производственных факторов	87
8.2.2	Анализ опасных производственных факторов	92
8.3	Экологическая безопасность	94
8.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	95
8.5	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	96
	Заключение	98
	Список используемых источников	100
	Приложение А	106
	Приложение Б	107
	Приложение В	109
	Приложение Г	111

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность. Магистральные нефтепроводы являются потенциально опасными объектами, эксплуатация которых сопряжена с риском возникновения аварийных ситуаций, сопровождающихся разливами нефти или нефтепродуктов, о чем свидетельствуют ежегодные данные Ростехнадзора, публикуемые на фоне ужесточающихся технических норм и экологических требований к опасным производственным объектам [3].

Несмотря на то, что статистические данные [4] указывают на незначительные объемы разливов нефти или нефтепродуктов в последнее время, тем не менее, участки трубопровода, проходящие через водные объекты, могут быть наиболее опасными, если трубопровод разрушится. Это связано с тем, что при выливе нефти на водную поверхность, нефтяное пятно нестационарно и остаточные тонкие пленки очень трудно удаляются как с водной поверхности, так и в прибрежной зоне, что наносит огромный ущерб окружающей среде. Поэтому совершенствование технологий ликвидации аварийных разливов нефтяных углеводородов требует особого внимания предприятий трубопроводного транспорта, что указывает на актуальность данной тематики.

Объект исследования и предмет. Разлив нефти на переходе магистрального нефтепровода через водную преграду.

Предмет исследования. Технология ликвидации аварийных разливов нефти на водной поверхности.

Цель работы. Разработка комплекса мероприятий по ликвидации аварийных разливов нефти на водной поверхности для минимизации вредного воздействия на окружающую среду при разрушение подводного перехода магистрального нефтепровода.

					Оптимизация технологии ликвидации аварийных разливов нефти при эксплуатации подводного перехода магистрального нефтепровода			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Борисов Д.И.			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					11	128
Консульт.						НИ ТПУ		
Рук-ль ООП		Бурков П.В.				Группа 2БМ6Б		

Для реализации данной цели необходимо выполнить следующие задачи:

1. проведение аналитического обзора по техническим средствам и методам, позволяющим проводить мероприятия по ликвидации аварийных разливов нефти на водной поверхности;
2. характеристика объекта исследования и определение объема разлива углеводородов при моделировании аварийного разрушения подводного перехода магистрального нефтепровода;
3. расчет основных технических средств и ресурсов для ликвидации аварийного разлива нефти;
4. разработка технологии установки стационарных боновых заграждений на период ледостава;
5. проведение расчетов экономической эффективности технологии ликвидации аварийных разливов нефти на водной поверхности с применением стационарных боновых заграждений на период ледостава.

Научная или практическая новизна.

С целью минимизации ущерба окружающей среде в случае возникновения разлива нефти в работе предложена методика установки стационарных боновых заграждений на весь период ледостава. Приведен расчетный метод определения возможности сдерживания необходимого объема нефти на водной поверхности стационарными боновыми заграждениями с учетом изменений параметров установки боновых заграждений и корректировкой формул, представленных в [39].

Практическая значимость результатов ВКР. Тестовые испытания методики установки стационарных боновых заграждений на период ледостава на предприятии ██████████ назначены во второй половине 2018 года.

Реализация и апробация работы. Результаты исследований по теме выпускной квалификационной работы магистра были представлены на симпозиумах и конференциях:

					Введение	Лист
						12
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

– доклад на тему «Установка боновых заграждений на зимний период» на II Международной научно-технической конференции молодежи АО «Транснефть – Центральная Сибирь»;

– доклад на тему «Установка боновых заграждений на зимний период» на XXII Международном научном симпозиуме студентов и молодых ученых имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр».

					Введение	Лист
						13
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1. Обзор литературы

Обзор информации об аварийности переходов магистральных нефтепроводов через водные преграды

Переходы магистральных нефтепроводов (МН) через водные преграды, несмотря на их сравнительно небольшой удельный вес от общей протяженности магистральных нефтепроводов, являются наиболее ответственными сооружениями линейной части (ЛЧ). К надежности подводных переходов магистральных нефтепроводов (ППМН) как к одному из конструктивных элементов МН предъявляются высокие требования, вызванные, прежде всего, тем, что даже незначительные повреждения МН с потерей герметичности могут привести к тяжелым экологическим последствиям.

Снижение уровня воздействия аварийных разливов нефти на окружающую среду является актуальнейшей задачей.

Обеспечению безопасности и надежности переходов магистральных нефтепроводов через водные преграды посвящены известные исследования Березина В.Л., Бородавкина П.П., Быкова Л.И., Гумерова А.Г., Шадрина О.Б., Гумерова Р.С., Азметова Х.А., Идрисова Р.Х., Забелы К.А. [5-11] и научных и проектных организаций, таких как ИГГГЭР, ВНИИСТ, Гипротрубопровод, Гипроречнефеттранс.

Вопросы обеспечения надежности и безопасности переходов МН через водные преграды не теряют своей актуальности и в настоящее время. Прежде всего, это связано с их малой ремонтпригодностью и большим ущербом окружающей среде в случае аварийного разлива нефти.

Эксплуатация переходов МН через водные преграды, как и любой сложной технической системы, не исключает возможность возникновения отказов и аварий.

Причины возникновения аварийных ситуаций на ППМН можно объединить в две группы: внешние и внутренние.

					Оптимизация технологии ликвидации аварийных разливов нефти при эксплуатации подводного перехода магистрального нефтепровода			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Борисов Д.И.			Обзор литературы	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					14	128
Консульт.						НИ ТПУ		
Рук-ль ООП		Бурков П.В.				Группа 2БМ6Б		

Внешние причины – причины, связанные с производственно-хозяйственной деятельностью человека (производство земляных работ в районе прокладки трубопровода, судоходство, рыболовство) или же обусловленные природными условиями – переформированием дна водоема, эрозией, оползнями, стихийными бедствиями. Наиболее характерной внешней причиной отказов МН, обусловленной природными условиями, является оголение трубопровода в результате переформирования ложа водоема.

Внутренние причины – причины отказов МН, обусловленные различными процессами, происходящими в самом трубопроводе (коррозионные процессы на внутренней стенке трубы, динамические процессы в материале стенок, а также гидравлические процессы, сопровождающиеся возникновением волн давления при изменении режимов работы трубопровода).

Причины возникновения аварийных ситуаций на ГППМН приведены на рисунке 1.

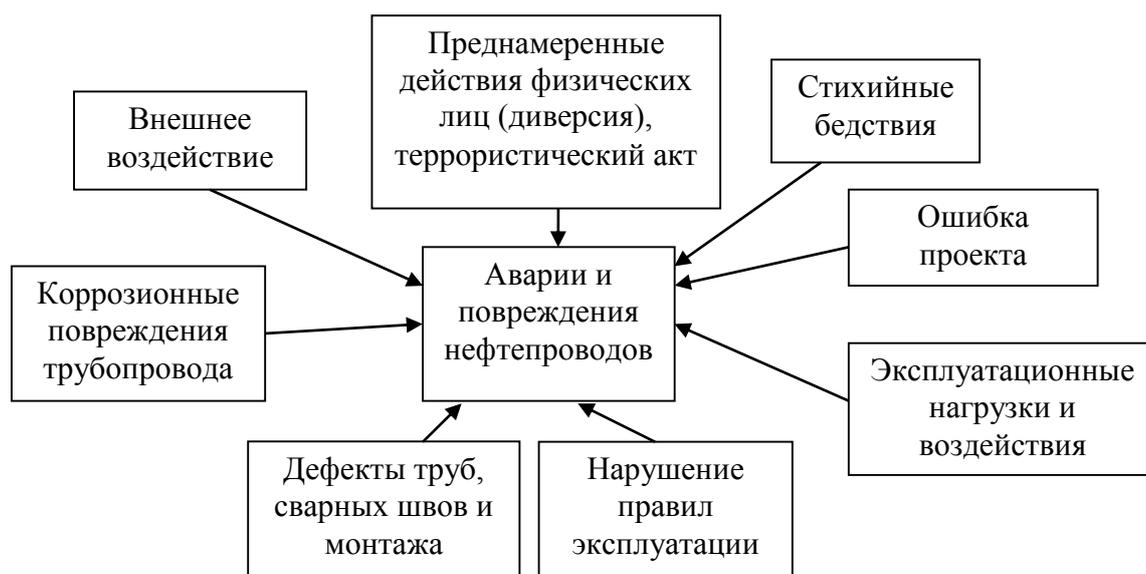


Рисунок 1 – Причины аварий и повреждений на нефтепроводах

В соответствии с [12], согласованным с органами МЧС России и Ростехнадзора, наиболее вероятные разливы нефти, наблюдающиеся в 70% случаях, классифицируются как «свищ», расход через которые будет составлять менее 2% перекачки нефти, т.е. по классификации [13] такие аварии можно отнести к «проколу». Другие аварии: «трещина» и «гильотинный разрыв» наблюдаются в 30% случаях (из них «гильотинный разрыв» в 3% случаях) и могут классифицироваться как «порыв».

Статистика отказов (аварий) на МН ██████████, приводящих к потере нефти, и их классификация по причинам за период 1991-2014 гг., представлена в таблице 2.

Таблица 2 – Статистика отказов (аварий) на МН ██████████

№ п/п	Показатель				Причины аварии				
	Годы	Протяженность эксплуатируемых нефтепроводов, км	Число аварий	Приведенное число аварий к 1000 км	Коррозия	Заводской дефект	Брак СМР	Механическое повреждение трубопроводов	Прочие, включая ошибки эксплуатации
1	1991	██████	██	██████	██	██	██	██	██
2	1992	██████	██	██████	██	██	██	██	██
3	1993	██████	██	██████	██	██	██	██	██
4	1994	██████	██	██████	██	██	██	██	██
5	1995	██████	██	██████	██	██	██	██	██
6	1996	██████	██	██████	██	██	██	██	██
7	1997	██████	██	██████	██	██	██	██	██
8	1998	██████	██	██████	██	██	██	██	██
9	1999	██████	██	██████	██	██	██	██	██
10	2000	██████	██	██████	██	██	██	██	██
11	2001	██████	██	██████	██	██	██	██	██
12	2002	██████	██	██████	██	██	██	██	██
13	2003	██████	██	██████	██	██	██	██	██
14	2004	██████	██	██████	██	██	██	██	██
15	2005	██████	██	██████	██	██	██	██	██
16	2006	██████	██	██████	██	██	██	██	██
17	2007	██████	██	██████	██	██	██	██	██
18	2008	██████	██	██████	██	██	██	██	██
19	2009	██████	██	██████	██	██	██	██	██
20	2010	██████	██	██████	██	██	██	██	██
21	2011	██████	██	██████	██	██	██	██	██
22	2012	██████	██	██████	██	██	██	██	██
23	2013	██████	██	██████	██	██	██	██	██
24	2014	██████	██	██████	██	██	██	██	██

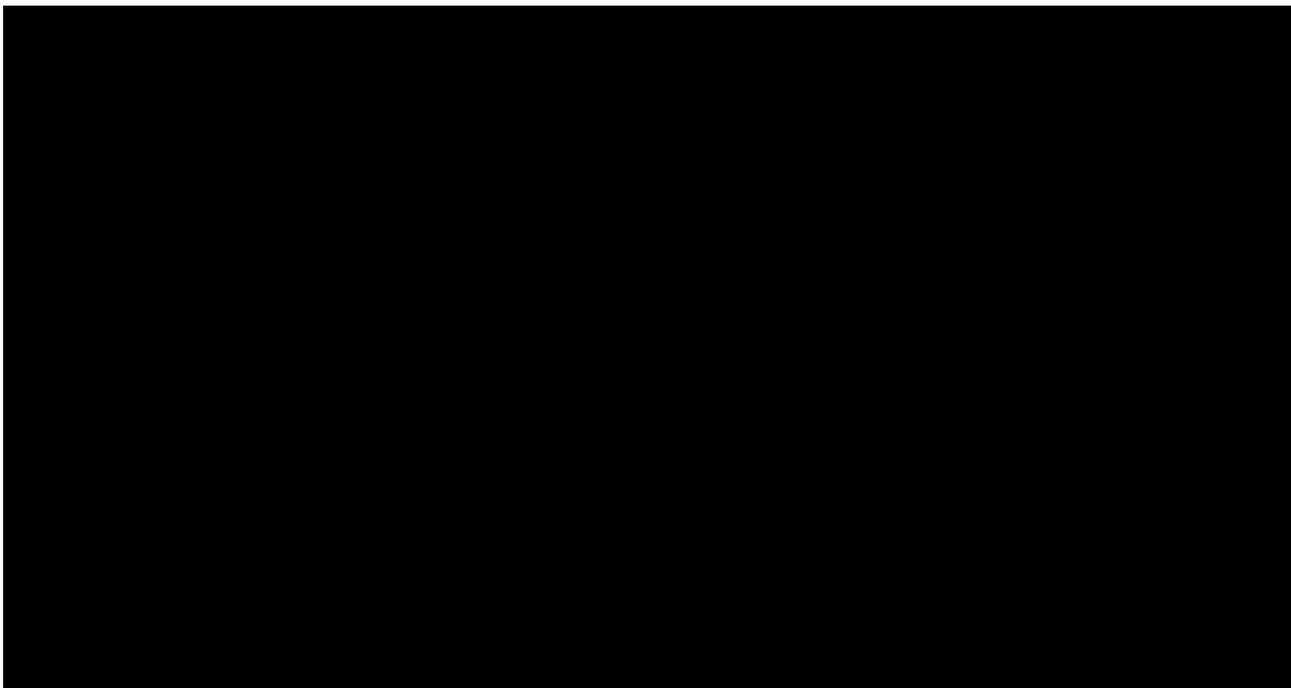


Рисунок 2 – График динамики аварийности на МН [REDACTED]

Новые технологии внутритрубной диагностики МН и проведение выборочных ремонтов дефектных участков по данным диагностики позволили кардинальным образом уменьшить количество аварий. Тем самым, существенно повысили уровень промышленной и экологической безопасности магистральных нефтепроводов [REDACTED].

В целом отмечено значительное снижение количества аварий и за последние 5 лет по МН [REDACTED], оно составило в среднем до 3-х аварий в год.

На МН, построенных за последние 5 лет, где в полной мере соблюдены требования [14] аварийность еще ниже.

Анализ основных причин аварий, произошедших на магистральных нефтепроводах [REDACTED] с 1991 по 2014 г., позволил выделить следующие основные группы причин возникновения аварий, которые приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные причины аварий на МН [REDACTED]

№ п/п	Причины аварий	% от общего числа аварий	
		за весь период	за последние 5 лет
1	Коррозия	[REDACTED]	[REDACTED]
2	Заводской дефект	[REDACTED]	[REDACTED]
3	Брак СМР	[REDACTED]	[REDACTED]
4	Механические повреждения трубопроводов	[REDACTED]	[REDACTED]
5	Прочие, включая ошибки эксплуатации	[REDACTED]	[REDACTED]

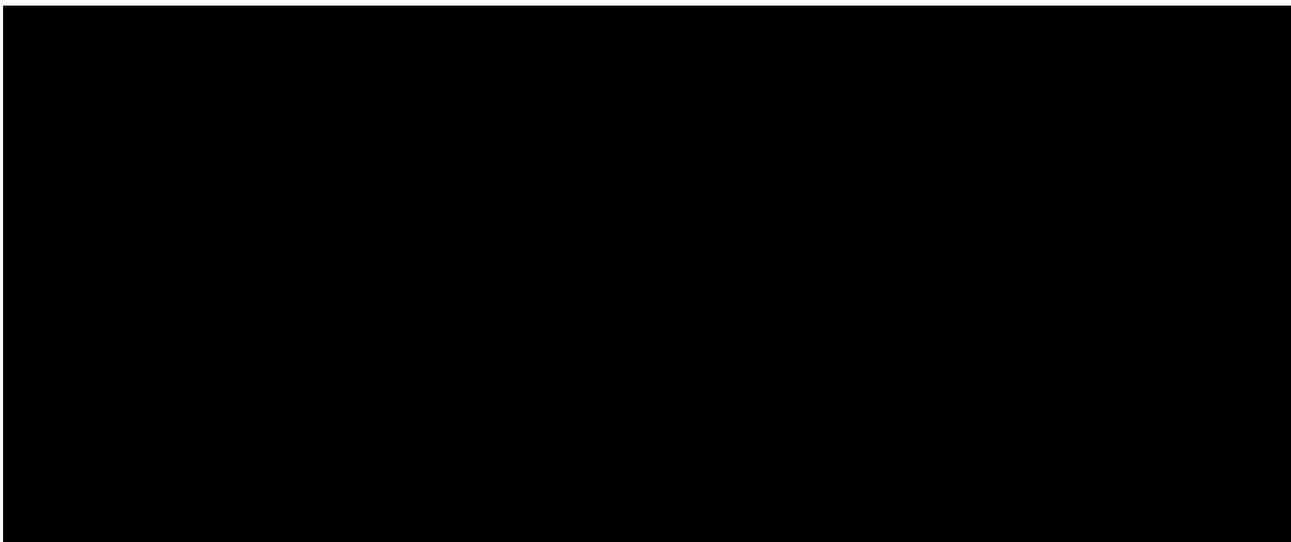


Рисунок 3 – Основные группы причин возникновения аварий на магистральных нефтепроводах [REDACTED]

Как видно из приведенных данных за весь период эксплуатации, для нефтепроводных систем [REDACTED] большинство аварий на магистральных нефтепроводах имели место вследствие механических повреждений МН и брака строительно-монтажных работ.

Наиболее значимыми причинами аварийных отказов на ЛЧ МН, которые могут привести к разгерметизации нефтепроводов с выбросом большого количества нефти, являются:

- наличие дефектов в металле труб, некачественная заводская сварка трубных швов, дефекты запорной арматуры и соединительных деталей трубопроводов;
- некачественное выполнение монтажных стыков и стыков, сваренных на стеллажах, механические несквозные повреждения тела трубы (вмятины, царапины, задиры), нанесенные при строительстве;
- внутренняя коррозия в виде язв, свищей вследствие перекачки обводненных нефтей и нефтей с агрессивными компонентами, сплошная равномерная и неравномерная внешняя коррозия, возникающая вследствие естественного старения изоляционного покрытия или некачественного нанесения изоляции при строительстве, неэффективной работы системы ЭХЗ.

					Обзор литературы	Лист
						18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- сквозные пробоины трубопровода строительной техникой, повреждения запорной арматуры, вантузов, манометрических приборов, а также повреждение ремонтной техникой в процессе капитального ремонта МН;

- нарушения технологии перекачки (ошибки оперативного и ремонтного персонала, остановки перекачки при резком исчезновении напряжения в сети электроснабжения).

Следует также отметить снижение в последнее время количества аварий, возникающих по причине брака строительного-монтажных работ вследствие введения процедур жесткого контроля на всех этапах строительства МН (регламентирование и контроль производства и доставки трубной продукции, применение автоматизированной сварки трубопровода со 100% контролем неразрушающими методами сварных стыков, испытание и диагностирование трубопровода перед вводом его в эксплуатацию).

Боновые заграждения как эффективное средство ликвидации разливов нефти

Рассмотрены особенности применения и актуальные конструкции и элементы боновых заграждений (БЗ), являющихся наиболее распространенным механическим средством локализации и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на поверхностях водоёмов.

Боновые заграждения служат для предупреждения распространения нефти по акватории, для облегчения ее удаления с водной поверхности и отведения нефтепродуктов от наиболее экологически ранимых районов, а также при необходимости, для утилизации нефти на поверхности воды.

Кроме того, при возгорании нефтяного пятна происходит удерживание его в пределах бонового заграждения.

По способу применения БЗ подразделяются на три класса [15]:

1 класс – для рек и закрытых водоёмов;

2 класс – для ограждения входов и выходов в порты, гавани, для защиты прибрежной зоны;

3 класс – для открытых акваторий.

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

Конструкции основных типов боновых заграждений включают следующие элементы (рис. 4): элемент плавучести; подводная часть, которая препятствует проникновению нефтепродуктов под боновое заграждение; надводная часть, позволяющая удерживать нефтяную плёнку при волнении водоёма; карман с грузилом (балласт); пластина для стыковки секций бона.

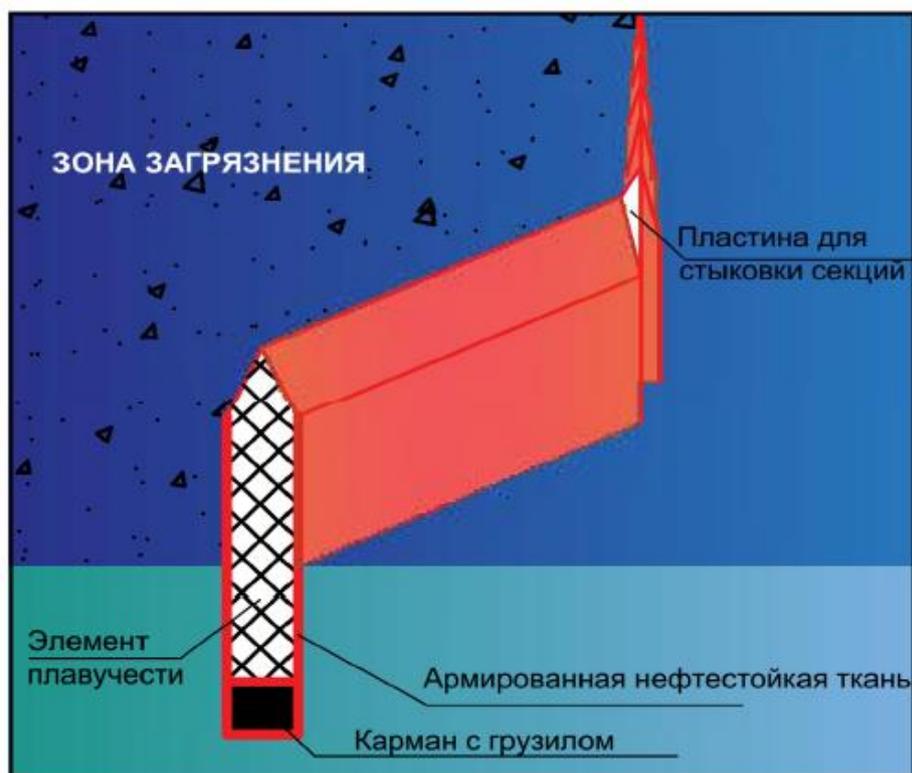


Рисунок 4 – Основа устройства боновых заграждений [15]

Сверху бон покрывают армированным нефтестойким волокном. Дополнительно используются буи и якоря.

В настоящее время известно более 150 типов боновых заграждений [15].

Основной параметр, по которому типажируются боны, является их высота. Тип используемого бонового заграждения определяется в зависимости от условий возникновения и величины аварийного разлива.

В зависимости от особенностей конструкций большинство боновых заграждений делят на две основные группы: боны-занавесы и боны-заграждения.

Боны-занавесы имеют гибкий экран или неразрывную подводную юбку, поддерживаемый воздухом или флотационной камерой с пенным наполнителем.

Боны-заграждения обычно имеют плоское поперечное сечение и удерживаются в толще вертикально за счёт своей плавучести или внешних средств, балластов и подкосов.

В зависимости от ситуации, места и характера разлива боны могут быть сорбирующие, огнестойкие, зимние, болотные или сочетающие в себе несколько специфических особенностей.

Среди них следует выделить *всплывающие боны*, представляющие собой комплекс заграждений, находящихся на дне и поднимающихся в случае обнаружения разлива опасного вещества. Всплывающие боны не препятствуют судоходству и позволяет оперативно изолировать разлив за счет значительного сокращения времени установки.

Болотные боны применяется на мелководье, на заболоченных местностях, водных участках с чередованием заболоченной и открытой водных поверхностей. Конструкция их, как правило, представляет собой отдельные секции, изготовленные из алюминиевого сплава и соединенные гибкими резиновыми вставками, которые устанавливаются вертикально.

Сорбирующие боны обычно предназначены для локализации разливов нефтепродуктов и, одновременно, сорбционной очистки преимущественно водных поверхностей. Одним из основных элементов бонов являются сорбирующие материалы, которые в дальнейшем возможно заменить. При полном насыщении бон сохраняет плавучесть и не изменяет форму.

Различают несколько типов сорбирующих бонов.

Сорбирующий сетчатый бон представляет собой рукав из сетчатого материала, заполненный сорбентом. Сорбент в основном представлен полиэфирным волокном или полипропиленовым микроволокном.

Внутренним наполнителем сорбирующего бона служить отходы от вспененного полистирола или использованные пластиковые бутылки [16]. Отдельные секции сорбирующих боновых заграждений друг с другом соединяются карабинами и оснащаются подводной частью (юбкой) и силовыми

тросовыми элементами. При полном насыщении боны остаются в плавучем состоянии и не теряют форму.

Сорбирующий бон-ловушка представляет собой соединенные между собой пучки олеофильных волокон из синтетического полипропиленового сорбента, размещенные на шнуре из синтетических материалов через определенное расстояние, обеспечивающее надежное перекрытие соседними элементами проникновения разлившихся нефти и нефтепродуктов за линию установки бонов [17].

Сорбирующий минибон представлен многократно используемым сорбирующим материалом в оболочке [18]. Чаще всего данную конструкцию используют при незначительных разливах нефтепродуктов. Сорбент – преимущественно мелковолоконистый пропилен. Сорбирующие минибоны сохраняют форму и свойства при впитывании нефти и нефтепродуктов. Имея небольшие размеры, они обладают высокой впитывающей способностью. Особенно эффективно использование таких минибонов в труднодоступных местах или на производствах при устранении опасных для окружающей среды и человека разливов.

Огнестойкие боны – это специальные боновые ограждения, способные выдержать высокие температуры и обеспечивающие до 24 часов непрерывного сжигания без нарушения функциональности ограждения. Их типовая конструкция представляет собой связку полусферических поплавков из нержавеющей стали, заполненных плотной стеклянной пеной, установленных на огнеупорной ткани из стальной и керамической фибры со специальным силиконовым защитным покрытием.

В конструкции бона [19] плавучий элемент представляет собой полое тело, увеличивающиеся в размере при нагревании. Элемент покрыт теплостойким водопоглощающим материалом с сеточным покрытием, обеспечивающим «всасывание воды с образованием огнезащитного водного потока». Большинство огнестойких бонов имеют большой вес и жесткие секции, что затрудняют их установку на водоемах. Более совершенное боновое

					Обзор литературы	Лист
						22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

заграждение [20] состоит из множества секций, соединенных между собой. У каждой секции есть свой поплавковый элемент, с отдельными камерами, покрытый несколькими слоями сорбирующего воду материала.

Конструкция огнестойкого бона [21] также представлена множеством соединенных между собой секций, каждая из которых содержит поплавковый элемент, снаружи которого расположен один или несколько слоев сорбирующего воду материала. Заграждение снабжено внешней оболочкой, которая выполнена в виде плотной спирали или плетеной сетки из гидрофобного ерша. Поплавковый элемент состоит из отдельных герметичных твердотельных поплавков. В данной конструкции обеспечивается снижение веса бона, повышение уровня его универсальности (возможность применения в зимних условиях и в водоемах различной глубины) и эксплуатационной надежности.

Боновое заграждение [22], предназначенное для сбора и эффективного сжигания нефти, состоит из олеофильного тела, выполненного из жаропрочного материала и частично погруженного в воду, поплавок и балласта и дополнительно содержит приводной механизм, вал которого соединен с олеофильным телом. «При вращении олеофильного тела налипшая на него нефтяная пленка поднимается над поверхностью воды и поджигается.

Горение поддерживается непрерывно, так как в зоне горения нефтяная пленка постоянно обновляется при вращении тела» [22].

В открытых водоёмах применяют *заградительные плавающие боны*. Их используют, например, для откачки нефтепродуктов с водной поверхности с последующим выжиганием [23].

Зимние заградительные боны представляют собой отдельные секции, обычно изготовленные из стального профиля и соединённые в единую сборную конструкцию, и служат для создания механической преграды на пути распространения нефти и нефтепродуктов. Боны вертикально устанавливаются в ледяной прорези на специальные кронштейны. Глубину установки бонов регулируют в зависимости от толщины льда.

					Обзор литературы	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Эффективность работы боновых заграждений всех типов зависит от многих факторов. Боны должны быть достаточно гибкими, чтобы следовать перемещению волн, и достаточно жёсткими, чтобы удерживать как можно больше нефти. Важно, чтобы бон был достаточно прочным и долговечным в соответствии со своим целевым назначением. Немаловажными характеристиками являются простота и скорость развёртывания, эксплуатационная надёжность, вес и стоимость.

Обычно боновые заграждения используются многократно, но некоторые недорогие модели используются один раз. После использования их сжигают или возвращают производителю для дальнейшей утилизации.

Эффективность работы бонов существенно зависит и от их качественной установки. Для установки боновых заграждений и удержания их на месте используют тросовые системы, лебёдки, якоря и якорные системы. На небольших водоёмах боны закрепляют на двух берегах, а на крупных чаще устанавливают в виде каскадов, в таком случае анкеровка проводится по берегам и под водой [24].

При значительных разливах нефти и нефтепродуктов требуется установка нескольких каскадов боновых заграждений, так как нефтяное пятно проходит под бонами, что в результате приводит к формированию загрязняющего слоя у кромки бонового заграждения, превышающего или сравнимого с осадкой самого бона. Длина БЗ, установленных в каждом каскаде и необходимых для локализации всего объёма разлитой нефти, определяется полупериметром пятна на момент времени, когда каскад будет установлен [25].

Таким образом, для минимизации ущерба от катастроф и аварий, связанных с нефтяными разливами, нужно обеспечить максимально эффективную работу по локализации разливов: изолировать зону разлива, собрать нефтяные продукты и утилизировать их. Различные типы боновых заграждений остаются наиболее эффективным средством локализации разливов нефти и нефтяных пожаров в акватории. Конструкции их постоянно совершенствуются, что связано в основном с появлением новых композиционных материалов и новыми функциональными возможностями таких материалов.

					Обзор литературы	Лист
						24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2. Основные характеристики организации и прогнозируемой зоны загрязнения при ЧС(Н)

2.1 Основные операции, производимые с нефтью

Для управления схемой перекачки нефти, а также обеспечения отсечения участков нефтепроводов для плановых и аварийных ремонтов на линейной части установлена запорная арматура. Запорная арматура установлена с учетом рельефа местности, пересечений с коммуникациями в целях сокращения объемов возможного разлива нефти при аварии [26].

Производительность МН ██████████ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Производительность магистральных нефтепроводов на переходах через водные преграды ██████████

Пропускная способность (фактическая), млн. т/год	Показатели свойств нефти				
	Кинематическая вязкость, сСт	Плотность, кг/м ³	Давление насыщенных паров, кПа	Фракционный состав	Температура потери текучести
██████	██████	██████	██████	████████████████	████████████████

2.2 Географические и навигационно-гидрологические характеристики территории

Трасса МН ██████████ проходит по территории, которая характеризуется сложными природно-климатическими и инженерно-геологическими условиями.

Речная сеть ██████████ густая. Часть из водотоков является пересохшими мелкими реками и ручьями, со слабо выраженным, заболоченным руслом. Крупные реки в основном имеют зрелые долины ящикообразной или блюдцеобразной формой с довольно широким, часто заболоченным днищем. Склоны берегов в основном пологие. Немало озер – это в основном старицы, изолированные от

					Оптимизация технологии ликвидации аварийных разливов нефти при эксплуатации подводного перехода магистрального нефтепровода			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Борисов Д.И.			Основные характеристики организации и прогнозируемой зоны загрязнения при ЧС(Н)	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					25	128
Консульт.						НИ ТПУ Группа 2БМ6Б		
Рук-ль ООП		Бурков П.В.						

речных русел. Характерной чертой всех рек района в целом является их неравномерный сток, зависящий от климатических условий. Основные черты гидрографии, морфологии и режима водных объектов определяются сложными сочетаниями особенностей климата, рельефа, геологического строения и многолетней мерзлоты. Одним из факторов, влияющих на формирование речной сети, является островная многолетняя мерзлота.

Наибольшая интенсивность подъема уровня воды за половодье для большинства средних рек составляет 1÷3 м/сутки, а для малых рек 0,2÷1,0 м/сутки. Летние паводки наблюдаются на всех реках территории, максимальные расходы которых обусловлены сочетанием дождей и таяния снега. Меженный период в холодную часть года обычно продолжительный (6÷8 месяцев) и маловодный. В суровые зимы сток малых рек прекращается. Значительная часть зимнего стока аккумулируется в наледях. Наледи формируются за счет подземных и речных (на не перемерзающих реках) вод. Мощность наледного льда при этом изменяется от нескольких сантиметров до нескольких метров. В весенне-летний период наледный сток участвует в формировании половодья. В некоторых местах наледные массивы могут сохраняться до середины июля. Процесс наледообразования нестабилен и представляет опасность для инженерных сооружений.

Озера в пределах рассматриваемой территории представлены весьма неравномерно и в основном имеют пойменное (озера речных долин) происхождение. Озера замерзают в начале октября, вскрываются в конце мая. Наиболее полноводными озера бывают в июне.

Болота исследуемой территории являются водораздельными и долинными. Глубина болот до 1,5 м. Замерзают болота в октябре, промерзая на глубину до 1 м, оттаивают в конце мая. Болота доступны для механического транспорта зимой, в теплое время года они оттаивают, заливаются водой на глубину до 1 м и становятся труднопроходимыми. Формирование болот в основном происходит за счет атмосферных осадков и таяния многолетней мерзлоты. Вдоль трассы нефтепровода расположены пойменные озера

					Основные характеристики организации и прогнозируемой зоны загрязнения при	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

небольшой площади и болотные массивы с небольшой глубиной торфяной залежи, часто сформированной на вечной мерзлоте, гидрологический режим болот и озер мало изучен.

На малых реках осенний ледоход наблюдается редко или вовсе отсутствует. Замерзают реки в конце октября – начале ноября. На большей части непромерзающих рек толщина льда к концу зимы достигает 80÷150 см, на водотоках с повышенным подземным питанием, у выходов подземных вод – 45÷75 см. Мелкие реки промерзают до дна. На промерзающих до дна участках рек толщина льда (при отсутствии наледей) во многом определяется глубиной реки. Вскрытие рек чаще всего происходит с третьей декады апреля по первую декаду мая, весенний ледоход продолжается в течение 4÷8 дней, сопровождаясь заторами [27].

2.3 Гидрометеорологические и экологические особенности района

Климат [REDACTED] весьма суров, на большей части резко континентален и засушлив. Отличительной чертой климата является выраженный антициклональный режим погоды зимой и частые вторжения воздушных масс со стороны [REDACTED] с очень малым содержанием водяного пара летом. Зима продолжительная, холодная и малоснежная, а лето короткое, на большей части территории засушливое с относительно высокими температурами.

Наибольшая вероятность малых скоростей ветра (до 2 м/с) приходится на зимние месяцы, а умеренных скоростей (2-5 м/с) – на летние. На территории число дней с сильным ветром (15 м/с и больше) колеблется в больших пределах 1-55 дней.

На большей части территории [REDACTED] наиболее низкие температуры наблюдаются в январе. В отдельные дни зимнего сезона температуры могут быть ниже –60°С почти на всей территории.

В теплый период года отличительной чертой температурного режима большей части территории [REDACTED] является быстрое нарастание средних суточных температур весной и быстрое их падение осенью. Средняя температура июля в центральных, юго-западных и южных районах на сравнительно равнинных низменных местах около плюс 19 °С.

					Основные характеристики организации и прогнозируемой зоны загрязнения при	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

Снежный покров по появляется во второй декаде октября. Устойчивый снежный покров образуется обычно в первой декаде ноября, а разрушается в первой декаде апреля. Полный сход снежного покрова наблюдается во второй декаде апреля. Высота снежного покрова по средним показателям составляет 30 см, но ветром снег переносится, скапливается в понижениях и на подветренных склонах, где высота его может быть более метра.

Среднее годовое значение относительной влажности по данным составляет 75%.

Нормативная глубина промерзания почвы для суглинистых грунтов составляет 1,99 м, для песчаных и супесчаных грунтов 2,43 см, для песков гравелистых 2,60 см, для крупнообломочных грунтов 2,95 см.

В годовом разрезе и в холодный период года преобладают ветры западного направления, в теплый период – северо-восточного. В течение всего года преобладают ветры южного направления [27].

Средняя месячная температура воздуха представлена в таблице 5.

Преобладающие направления ветра представлены в таблице 6.

Таблица 5 – Средняя месячная температура воздуха, °С

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

Таблица 6 – Преобладающее направление ветра (%)

Месяц	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ
Январь	■	■	■	■	■	■	■	■
Июль	■	■	■	■	■	■	■	■

3. Анализ возможных причин аварий с разливом нефти

3.1 Классификация чрезвычайных ситуаций, связанных с разливами нефти на водных акваториях

Уровни реагирования приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Уровни реагирования на ЧС(Н)

Категория ЧС	Показатель категории
Первый уровень реагирования Системы ЧС ██████████, в соответствии с [28]	
Разлив, не попадающий под ЧС(Н)	В соответствии с [29] принято ориентировочное значение массы разлива ниже уровня ЧС в пойменной части (без попадания в водоток, за пределами водоохраной зоны ЧС) – 7 тонн
Объектовый уровень реагирования, в соответствии с [30]	
Локального значения	Разлив от нижнего уровня разлива нефти, в соответствии с [29], до 100 тонн нефти и нефтепродуктов на территории объекта
Местный уровень реагирования, в соответствии с [30]	
Местного (муниципального) значения	Разлив от 100 до 500 тонн нефти в пределах административной границы муниципального образования, либо разлив до 100 тонн нефти и нефтепродуктов, выходящий за пределы территории объекта
Региональный (межмуниципальный) уровень реагирования, в соответствии с [30]	
Второй уровень реагирования Системы ЧС ██████████, в соответствии с [28]	
Территориального значения	Разлив от 500 до 1000 тонн нефти в пределах административной границы субъекта РФ, либо разлив от 100 до 500 тонн нефти и нефтепродуктов, выходящий за пределы административной границы муниципального образования
Федеральный и Особый уровни реагирования, в соответствии с [30]	
Третий уровень реагирования, в соответствии с [28]	
Федеральный уровень реагирования, в соответствии с [30]	
Регионального значения	Разлив от 1000 до 5000 тонн нефти, либо разлив от 500 до 1000 тонн нефти и нефтепродуктов, выходящий за пределы административной границы субъекта РФ
Особый уровень реагирования, в соответствии с [30]	
Федерального значения	Разлив свыше 5000 тонн нефти и нефтепродуктов либо разлив нефти и нефтепродуктов вне зависимости от объема, выходящий за пределы государственной границы РФ, а также разлив нефти и нефтепродуктов, поступающий с территорий сопредельных государств (трансграничного значения)

					Оптимизация технологии ликвидации аварийных разливов нефти при эксплуатации подводного перехода магистрального нефтепровода					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Анализ возможных причин аварий с разливом нефти					
Разраб.		Борисов Д.И.						Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.							29	128
Консульт.								НИ ТПУ		
Рук-ль ООП		Бурков П.В.						Группа 2БМ6Б		

3.2 Возможные источники ЧС(Н)

Возможными источниками ЧС(Н) на ППМН ██████████ являются:

- магистральные трубопроводы;
- запорная арматура;
- вантузы;
- узлы отбора давления;
- КПП СОД.

Возможной причиной аварии на перечисленных объектах могут являться:

- физический износ, механические повреждения, температурные деформации трубопроводов;
- гидравлический удар при резком закрытии запорной арматуры;
- внутренняя и внешняя коррозия нефтепроводов;
- нарушение технологических режимов перекачки нефти;
- внешние воздействия техногенного и природного характера;
- ошибки эксплуатационного персонала;
- преднамеренные действия (теракт, несанкционированные врезки в трубопровод с целью хищения транспортируемого продукта).

Вышеперечисленные факторы могут привести к разгерметизации оборудования и явиться причиной возникновения аварийной ситуации, сопровождающейся разливом нефти [31-32].

3.3 Прогнозирование объемов и площадей разливов нефти

Прогнозирование объема и площадей разлива проведено с учетом неблагоприятных гидрометеорологических условий, негативного влияния на объекты окружающей природной среды, населения, рельефа местности, характеристик территории. Расчет максимально возможного объема разлива нефти рассчитывается из условия [33-34]:

- трубопровод при порыве – 25% максимального объема прокачки в течение 6 часов и объем нефти между запорными задвижками на порванном участке нефтепровода;

					Анализ возможных причин аварий с разливом нефти	Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- трубопровод при проколе – 2% максимального объема прокачка в течение 14 дней.

Указанные требования предполагают неблагоприятные условия локализации нефтепроводов (ручной режим закрытия секущих задвижек, отсутствие регулярного патрулирования, отсутствие дистанционного слежения за движением на участках МН, равномерный уклон трассы МН).

Расчет объемов и площадей разливов нефти приведен в разделе 7.2.1.

					Анализ возможных причин аварий с разливом нефти	Лист
						31
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4. Локализация и ликвидация разливов нефти

Время локализации нефти на акватории воды с момента обнаружения составляет не более 4 часов.

Время на локализации нефти на почве с момента обнаружения разлива составляет не более 6 часов [35].

Цель проведения локализации:

- обеспечение максимальной степени защиты особы уязвимых природных зон, народнохозяйственных объектов, объектов жизнеобеспечения;
- ограничение зоны загрязнения;
- ограничение экономического ущерба.

Способ локализации на водных объектах [36]:

- постановка БЗ;
- сооружение гидротехнических сооружений (гидрозатворов);
- сооружение преград из подручного материала.

Локализация разлива нефти (нефтепродуктов) на поверхности водных объектов осуществляется в соответствии с разработанным и утвержденным в установленном порядке Планом ЛРН на ППМН.

4.1 Организация локализации разливов нефти

Локализация и ликвидация разлива нефти проводится при допустимых для безопасности персонала условиях [37].

Работы на водной акватории по непосредственной локализации разлива нефти не допускаются в условиях ограниченной (до 1 км) видимости (требования «Правил пользования маломерными судами на водных объектах Российской Федерации», при недопустимых для безопасности персонала гидрометеорологических условиях (непрочный лед, ледоход, шуга, недопустимое для используемых

					Оптимизация технологии ликвидации аварийных разливов нефти при эксплуатации подводного перехода магистрального нефтепровода			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Борисов Д.И.			Локализация и ликвидация разливов нефти	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					32	128
Консульт.						НИ ТПУ		
Рук-ль ООП		Бурков П.В.				Группа 2БМ6Б		

маломерных судов волнение).

При получении информации о возможном разливе нефти в ночное время, проверка факта выхода нефти проводится с судна с применением газоанализаторов и осветительных приборов. В случае невозможности установки мачт с прожекторами на берегу для обеспечения достаточного освещения мест установки боновых заграждений, работы по непосредственной локализации разлива нефти проводятся в светлое время суток, а в качестве основных рубежей локализации используются рубежи № 3.

Для периода межсезонья (неустойчивый ледяной покров, наличие движущего льда и шуги) и в других случаях, недопустимых для безопасности персонала, разрабатываются следующие специальные рекомендации по локализации и ликвидации разлива нефти (нефтепродукта): с берега установить слежение за перемещением загрязненного льда и при проявлении возможности проведения работ без нарушения техники безопасности проводится сбор и утилизация загрязненного льда, ежедневно проверять толщину льда на водной преграде и при установлении прочного ледяного покрова провести вырезку загрязненного льда с последующей утилизацией.

Мероприятия по локализации разливов нефти (нефтепродуктов) считаются завершенными после прекращения сброса нефти (нефтепродуктов) в окружающую среду и прекращения расширения зоны загрязнения.

Назначение рубежей [38]:

1 рубеж – ремонтный (лето, зима, половодье) назначается в непосредственной близости от переходов МН (МНПП) через водные преграды ниже зоны всплытия нефти (нефтепродуктов) с целью уменьшения поступления нефти (нефтепродуктов) в водную преграду при проведении ремонтных работ на трубопроводе. Мероприятия по локализации производятся перед проведением работ по вытеснению нефти (нефтепродуктов) из магистрального трубопровода.

2 рубеж – основной. Установка боновых заграждений в первую очередь производится на этом рубеже. Процесс локализации считается выполненным, когда прекращается распространение нефти. Время локализации на втором рубеже не

					Локализация и ликвидация разливов нефти	Лист
						33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

должно превышать 4 часов с момента обнаружения выхода нефти (нефтепродуктов) патрульной группой (обходчиком). За 4 часа с момента поступления сообщения об аварии необходимо закончить установку первой линии БЗ, установка последующих линий должна быть закончена ко времени подхода нефти к рубежу локализации и определяется результатом моделирования.

Второй рубеж назначается на расстоянии от перехода МН (МНПП) через водную преграду, которое проходит нефть (нефтепродукт) за 4 часа с момента обнаружения при скорости течения: летом – средняя скорость течения реки в межень, м/с; в половодье – максимальная скорость течения реки (скорости течения при уровне 10% обеспеченности), м/с.

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

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

В случаи совпадения гидрологических характеристик реки в различные сезоны рубежи для разных сезонов можно объединять.

На реках с шириной более 200 м длина каждой последующей линии боновых заграждений, устанавливаемой в месте наибольшего скопления нефти (нефтепродукта), принимается равной 1/3 длины предыдущей линии, но не менее 50 м.

Технология определения на местности угла установки БЗ [39]:

- определить местоположение берегового якоря (при отсутствии – установить);
- определить направление течения запуском поплавков;
- на берегу, от берегового якоря по направлению течения (вдоль берега) отмерить расстояние 10 м, отметить место вешкой Б;

					Локализация и ликвидация разливов нефти	Лист
						34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- от вешки Б перпендикулярно направлению течения (от берега) отмерить расстояние А, в соответствии с таблицей 8, отметить место вешкой А;
- направление от вешки А к береговому якорю показывает угол установки БЗ.

Технология определения на местности угла установки БЗ приведена на рисунке 5. Зависимость расстояния А от угла установки БЗ представлена в таблице 8.

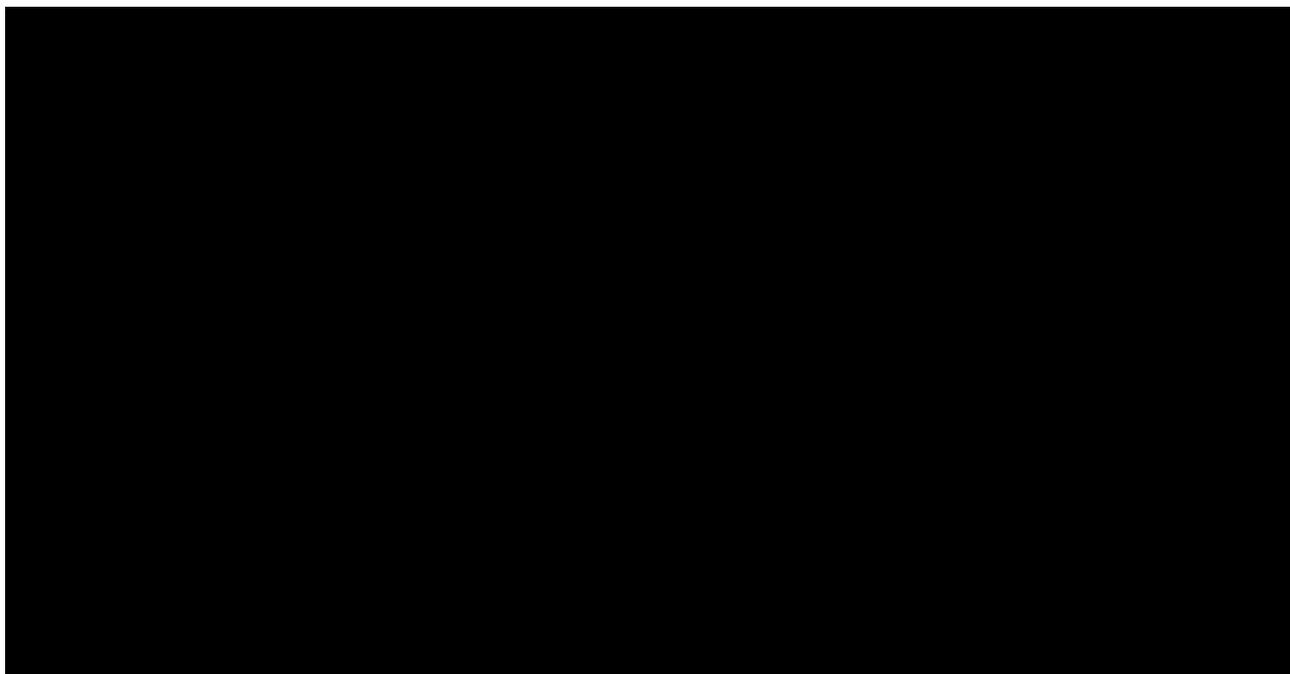


Рисунок 5 – Схема определения на местности угла установки БЗ [39]

Таблица 8 – Зависимость расстояния А от угла установки БЗ [39]

Угол установки БЗ, а°	Cos a	Sin a	Tg a	Расстояние вдоль направления течения (берега), м	Расстояние от вешки Б (от берега) А, м
■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■

Способы локализации разливов в зимнее время

Локализация разлива нефти (нефтепродуктов) и направление ее в зону сбора в условиях наличия ледового покрова проводится с помощью установки БЗ или созданием во льду направляющих ледовых прорезей. Прорези располагаются под углом к течению реки в зависимости от скорости в соответствии с рекомендуемыми углами установки БЗ. В конце направляющей прорези сооружается майна для размещения нефтесборщика и вспомогательного

оборудования. Для направления нефти (нефтепродуктов) к месту сбора устанавливается заграждения в виде непрерывного полотна из листовых материалов, опускаемого под лед на глубину 0,5-0,7 м [40].

При скорости течения не более 0,35 м/с угол установки БЗ применяется равным 60°, для обеспечения перемещения нефти к берегу течением.

Ширина прорези выбирается в зависимости от скорости течения и толщины льда.

Ширина прорези должна составлять от 1 до 3 м.

Для сооружения майн и прорезей на ледовом покрове рекомендуется использовать ледорезное оборудование (устройство для извлечения льда).

Река шириной до 200 м перекрываются полностью. Причем на рубеже 1 (ремонтный рубеж) устанавливается 1 каскад боновых заграждений, на рубеже №2 (основной рубеж) устанавливается 2 каскада.

Для рек шириной более 200 м выполняется математическое моделирование распространения пятна нефти (нефтепродуктов) для определения места и способа установки боновых заграждений [39].

Локализация разливов нефти на ледовой поверхности

Нефть, разлившаяся по поверхности льда, должна быть собрана механизированным или ручным способом и вывезена в очистные сооружения производственно-дождевых сточных вод ближайшей ЛПДС [39].

На твердой поверхности, чтобы перегородить поток и остановить растекание нефти, могут быть построены барьеры (преграды) из снега, земли, других материалов. В отличие от стационарных барьеров, описанных ранее, снежные и земляные барьеры не предназначены для отделения нефти от протекающей воды. На твердом льду снег и неровные поверхности действуют, как естественные барьеры, которые ограничивают распространение нефти и могут задерживать ее, позволяя осуществлять механический сбор.

Если необходимо провести дополнительное задержание, то для быстрого введения эффективных преград можно использовать снег. Последний является также хорошим сорбентом для нефти.

					Локализация и ликвидация разливов нефти	Лист
						36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Снег должен быть хорошо утрамбован. Преграду можно облить водой, чтобы образовалась ледяная корка в верхних и боковых частях и обеспечила ее непроницаемость для разлитой нефти. При разливах дизельного топлива или легких нефтепродуктов снежную преграду следует обложить (пластиком) ПФП или использовать барьер из фанеры для предотвращения просачивания нефти через снег (дизельное топливо может продвигаться вверх по капиллярам в снегу). Преграду можно использовать в сочетании с траншеей для остановки и сбора распространяющейся нефти.

Снежные барьеры следует утрамбовывать и, если позволяет время, обкладывать ПФП для обеспечения их непроницаемости. Преграду/траншеею следует располагать на пути растекания нефти для преграждения пути распространения.

Канавы или траншеи. На земляной или твердой ледовой поверхности могут быть вырыты рвы, траншеи или ямы для преграждения, задержания и сбора разлитой нефти.

Ледовый ров. На твердом льду ров может эффективно преградить, отвести или собрать разлитую нефть.

Ледовый ров с бонами. Стандартные задерживающие боны могут быть установлены во рву и оставлены до вморзания в лед для создания барьера для отвода или задержания нефти во время зимнего периода или весенней оттепели (ледовый ров с бонами)

Прорези во льду. Естественные углубления и карманы в подводной части льда создают места, где может сконцентрироваться нефть (прорези во льду). Прорези во льду могут быть сделаны с помощью ледового бура или цепной пилы, они позволяют нефти собираться на поверхности для последующего ее удаления.

Работы по очистке берега

Работы по очистке береговой полосы начинаются после завершения основных работ по локализации и сбору нефти на акватории. Необходимое количество технических средств и сорбента определяется площадью загрязнения береговой зоны, толщиной загрязненного грунта и времени, отводимого на ликвидацию последствий разлива нефти или нефтепродукта.

					Локализация и ликвидация разливов нефти	Лист
						37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Работа по очистке берега включает в себя [27]:

- установку в прибрежной зоне БЗ;
- смыв водной струей нефти с берега в акваторию;
- сбор смывтой с берега нефти НСС;
- сбор нефти из приемков, мест скопления нефти на береговой полосе с использованием вакуумных машин;
- сбор оставшейся нефти с использованием сорбентов и материалов на сорбентной основе.

4.2 Технологии локализации разлива нефти в ледостав

Локализация разлива нефти в период ледостава включает в себя [39]:

- локализация пятна нефти и направление его в зону сбора (созданием во льду направляющих прорезей, которые располагают под углом к течению с учетом его скорости);
- установка БЗ из материалов, имеющих повышенную прочность (сталь, стеклопластик), в прорезь;
- сооружение майны для размещения нефтесборщика и вспомогательного оборудования в месте сбора нефти;
- ввод нефтесборщика с источником пара в зону, свободную ото льда;
- сбор льда, загрязненного нефтью, в приемную ванну нефтесборщика и удаление его в буферный контейнер;
- отмыв теплой водой загрязненного льда в контейнере и удаление воды с нефтью в приемную ванну нефтесборщика.

Локализация пятна нефти (нефтепродуктов) и направление его в зону сбора при ледоставе выполняется способами с полным или частичным перекрытием русла.

В случае, если переход через водную преграду выполнен в виде воздушного перехода, на рубеже № 1 работы по установки зимних БЗ не производятся. ЛРН проводится по технологии ЛРН на пойме. Рубеж № 2 устанавливается по технологии, предусмотренной для ППМН в период ледостава.

					Локализация и ликвидация разливов нефти	Лист
						38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В случае полного промерзания водоема, рубеж № 2 не назначается, а работы по ЛРН на рубеже № 1 выполняются по технологии для поймы.

Алгоритм выбора схемы установки БЗ приведен на рисунке 6.

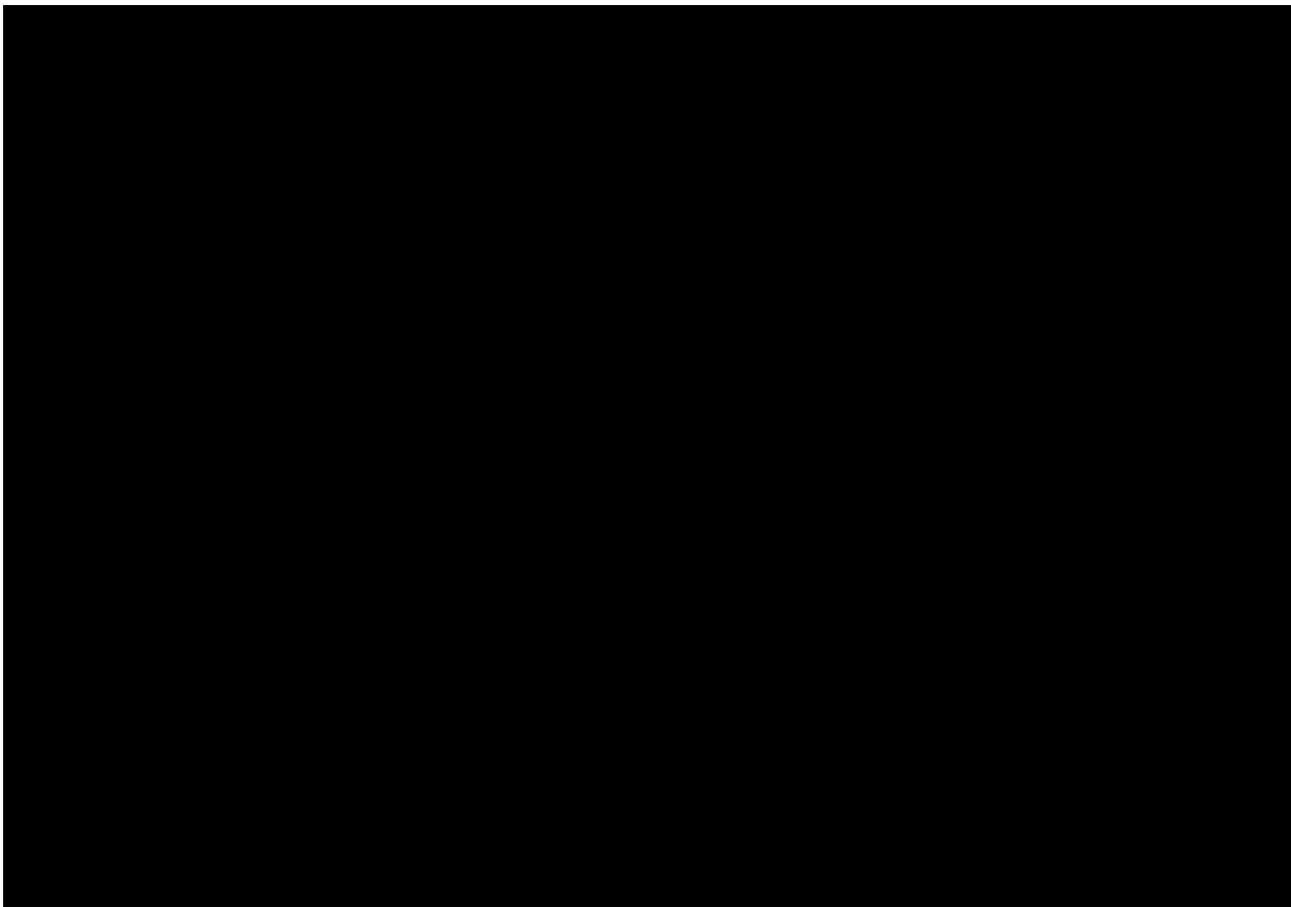


Рисунок 6 – Алгоритм выбора технологии локализации разлива нефти на ППМН в период ледостава [39]

Для сооружения майн и прорезей в ледовом покрове рекомендуются ледорезные машины и цепные бензо- или электропилы, а при толщине льда более 1 м – ледорезные баровые установки [40].

Для предохранения прорези и майн от промерзания необходимо применять палатки. Палатка должна быть изготовлена из материала, предотвращающего образование зарядов статического электричества. С целью обеспечения безопасности работающего персонала необходимо обеспечить контроль за толщиной льда.

Для поддержания нефтесборщиков в рабочем состоянии и увеличения эффективности их использования, необходимо обеспечить подачу тепла в зону

					Локализация и ликвидация разливов нефти	Лист
						39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

контакта рабочего элемента нефтесборщиков с нефтяной пленкой. В качестве источника тепла могут быть использованы передвижные паровые установки или электрокалориферы. Применяемое электрооборудование должно быть выполнено во взрывозащищенном исполнении. Электрооборудование должно быть заземлено.

В целях предотвращения образования взрывоопасной концентрации паров углеводородов внутри палатки необходимо обеспечить постоянную работу принудительной приточно-вытяжной вентиляции. В палатке необходимо обеспечить кратность воздухообмена, обеспечивающую предотвращение образования взрывоопасной концентрации паров углеводородов. Тепловентиляторы, устанавливаемые для подачи теплого воздуха, а также другое электрооборудование должно быть взрывобезопасного исполнения. Для непрерывного контроля воздушной среды должны применяться индивидуальные газоанализаторы-сигнализаторы. В случае повышения концентрации паров углеводородов на месте работ лицо, ответственное за проведение работ обязано принять меры по эвакуации работников из опасной зоны, выявлению и устранению причин загазованности.

Для освещения в темное время суток разрешается применять только светильники во взрывобезопасном исполнении напряжением не более 12 В или аккумуляторные фонари (включать и выключать их следует за пределами взрывоопасной зоны).

Технология локализации разлива нефти на реках с ШЗР до 200 м

Реки шириной до 200 м перекрываются полностью. Причем на рубеже № 1 устанавливается одна линия БЗ, на рубеже № 2 (основной рубеж) количество линий БЗ рассчитывается по методике, приведенной в разделе 6.1 [39].

Полное перекрытие русла реки осуществляется установкой либо одной линии БЗ (рис. 7), либо каскада линий БЗ. Вторая и последующие линии БЗ устанавливаются в месте наибольшего скопления нефти (нефтепродуктов) длиной, равной 1/3 от длины предыдущей линии, но не менее 50 м (рис. 8).

					Локализация и ликвидация разливов нефти	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

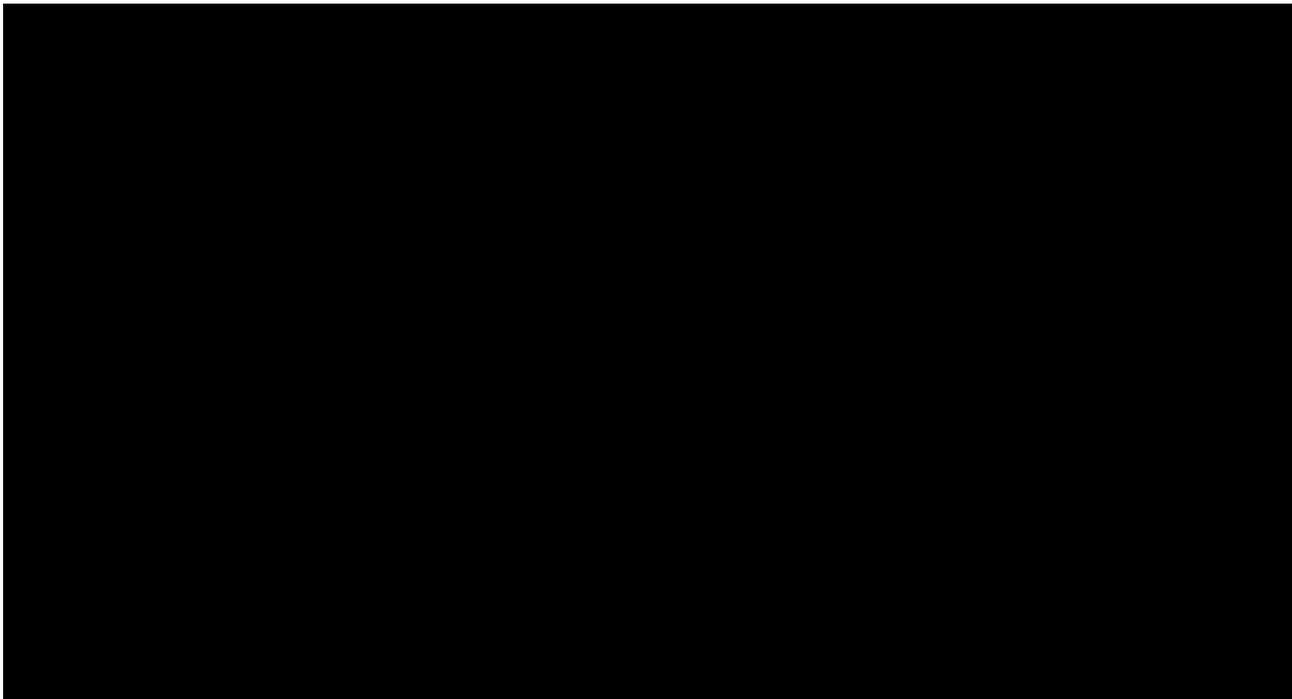


Рисунок 7 – Пример схемы установки БЗ с перекрытием русла реки одной линией БЗ [39]

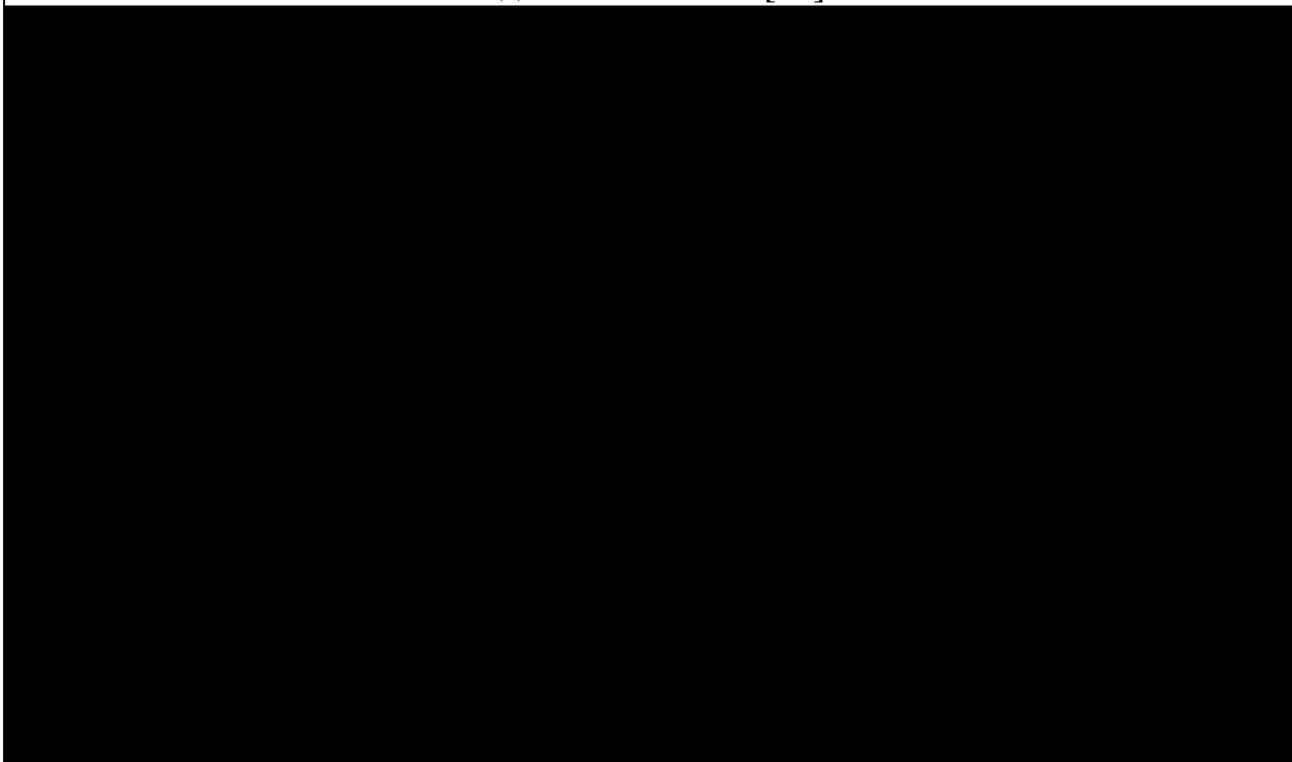


Рисунок 8 – Пример схемы установки БЗ с перекрытием русла реки каскадным способом [39]

Технология локализации разлива нефти (нефтепродуктов) на реках с ШЗР более 200 м

На реках с шириной более 200 м необходимо использовать схемы локализации разлива нефти с полным или частичным перекрытием русла реки.

					Локализация и ликвидация разливов нефти	Лист
						41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При возможности полного перекрытия русла реки установка БЗ осуществляется в соответствии со схемой рисунка 7.

При частичном перекрытии русла реки ширина перекрываемого участка русла реки должна быть не меньше ширины пятна нефти (нефтепродукта), определенной по результатам математического моделирования разлива нефти (нефтепродуктов) в условиях ледостава. Место установки БЗ при частичном перекрытии русла реки определяется по результатам математического моделирования разлива нефти (нефтепродуктов) в условиях летней межени при отсутствии ветра.

При прохождении пятна загрязнения вдоль берега используется схема установки БЗ в соответствии с рисунком 9.

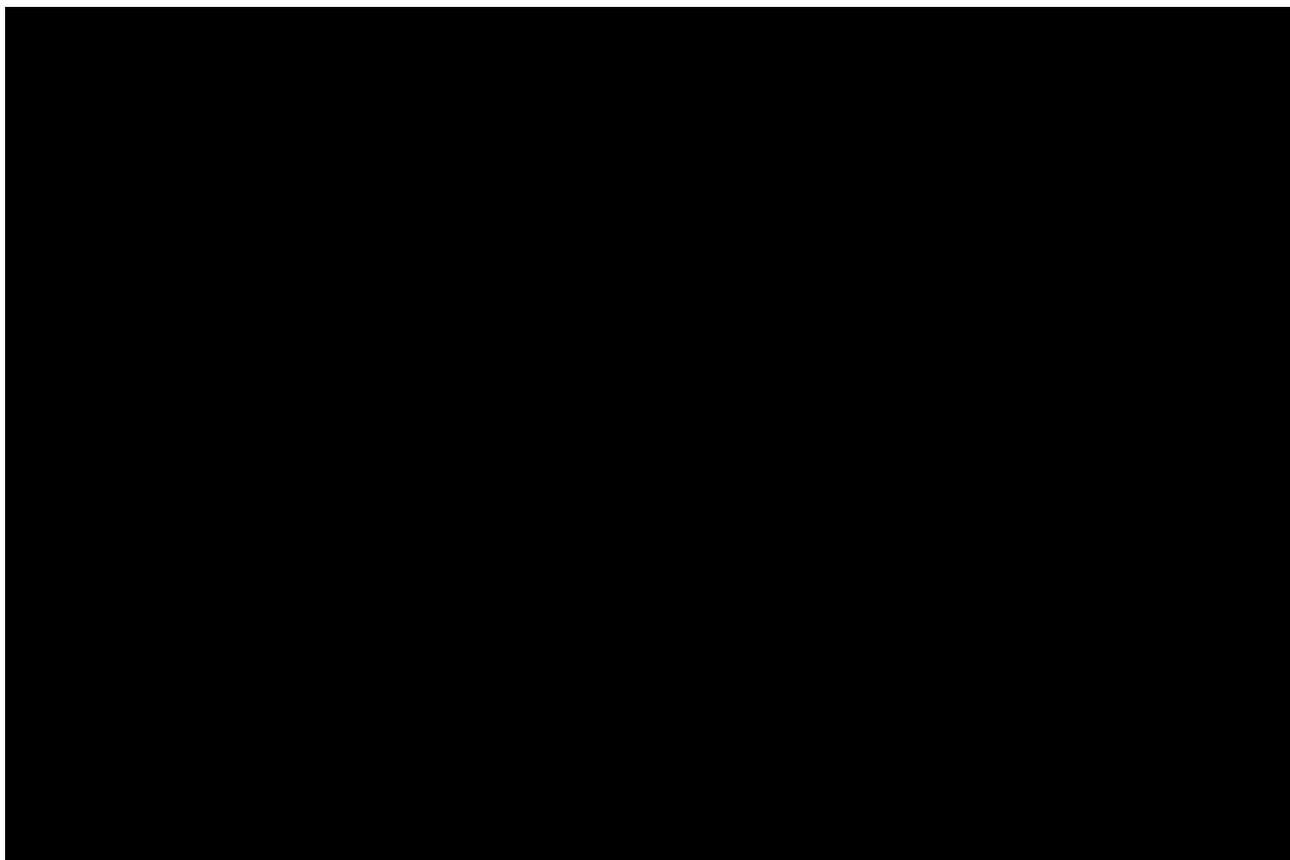


Рисунок 9 – Пример схемы установки БЗ с частичным перекрытием русла реки каскадным способом у берега [39]

При прохождении пятна загрязнения вдали от берега используется схема установки БЗ в соответствии с рисунком 10.

В этом случае доставка средств ЛРН к месту установки БЗ осуществляется с использованием снегоходов с прицепами, а перекачка собранной нефти (нефтепродукта) проводится с использованием насосов и обогреваемого

					Локализация и ликвидация разливов нефти	Лист
						42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

трубопровода (или подогрева нефти в емкости с использованием теплогенераторной установки). При необходимости организуются промежуточные пункты подогрева (максимальное расстояние между пунктами подогрева – 500 м).

Допустимая толщина льда для установки емкостей в пунктах подогрева нефти определяется в соответствии с методикой, представленной в разделе 6.2. Пример расчета приведен в таблице 9.

Таблица 9 – Допустимая толщина льда для установки емкостей [39]

№ п/п	Объем, м ³	Площадь, м ²	Минимальная толщина ледяного покрова, см
1			
2			
3			
4			
5			

Емкости устанавливаются на теплоизолирующее основание. В случае если толщина льда в месте установки емкости, меньше указанной в таблице 9, площадь теплоизолирующего основания пропорционально увеличивается.

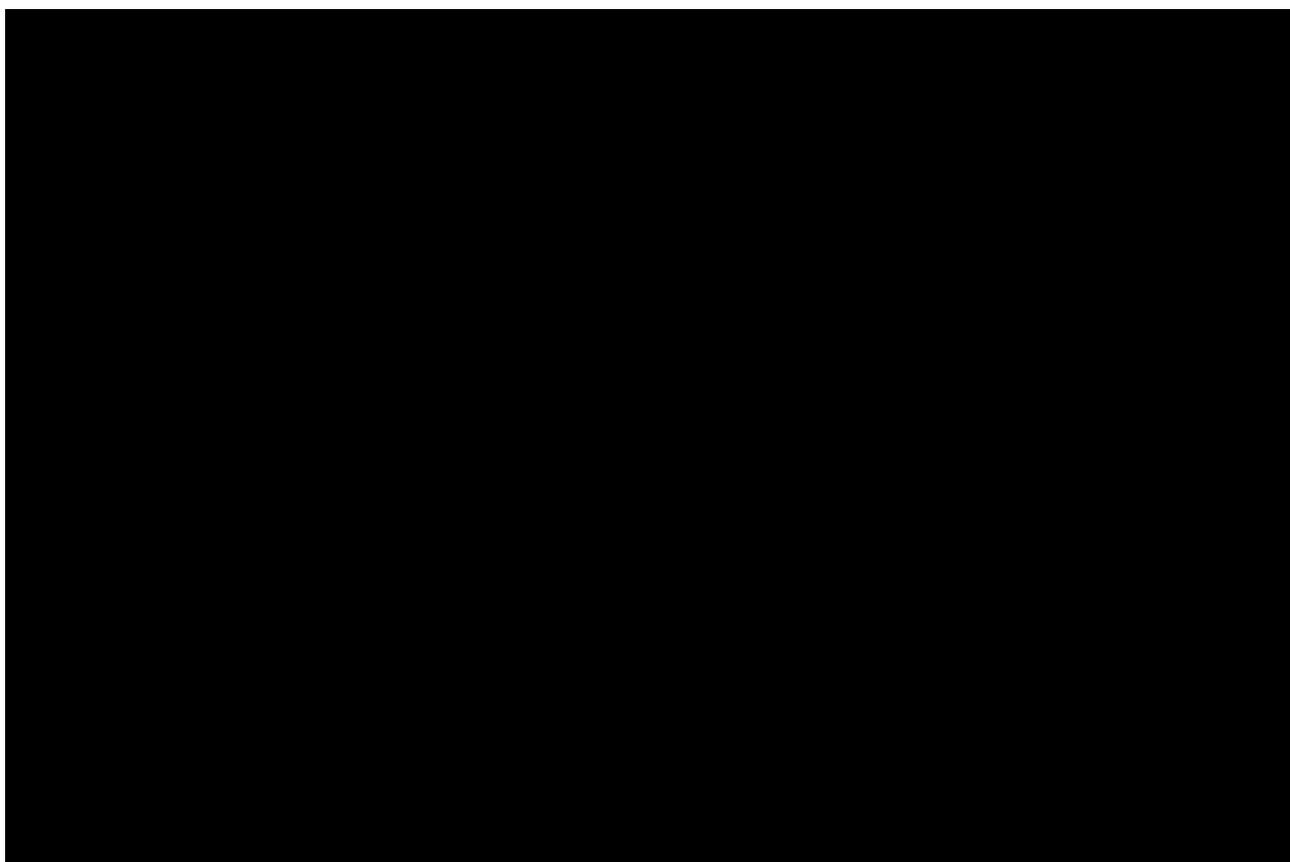


Рисунок 10 – Пример схемы установки БЗ с частичным перекрытием русла реки каскадным способом в русле реки [39]

Локализация разлива нефти (нефтепродуктов) на рубеже № 1 проводится аналогично локализации на рубеже № 2 в соответствии с рисунками 11, 12.

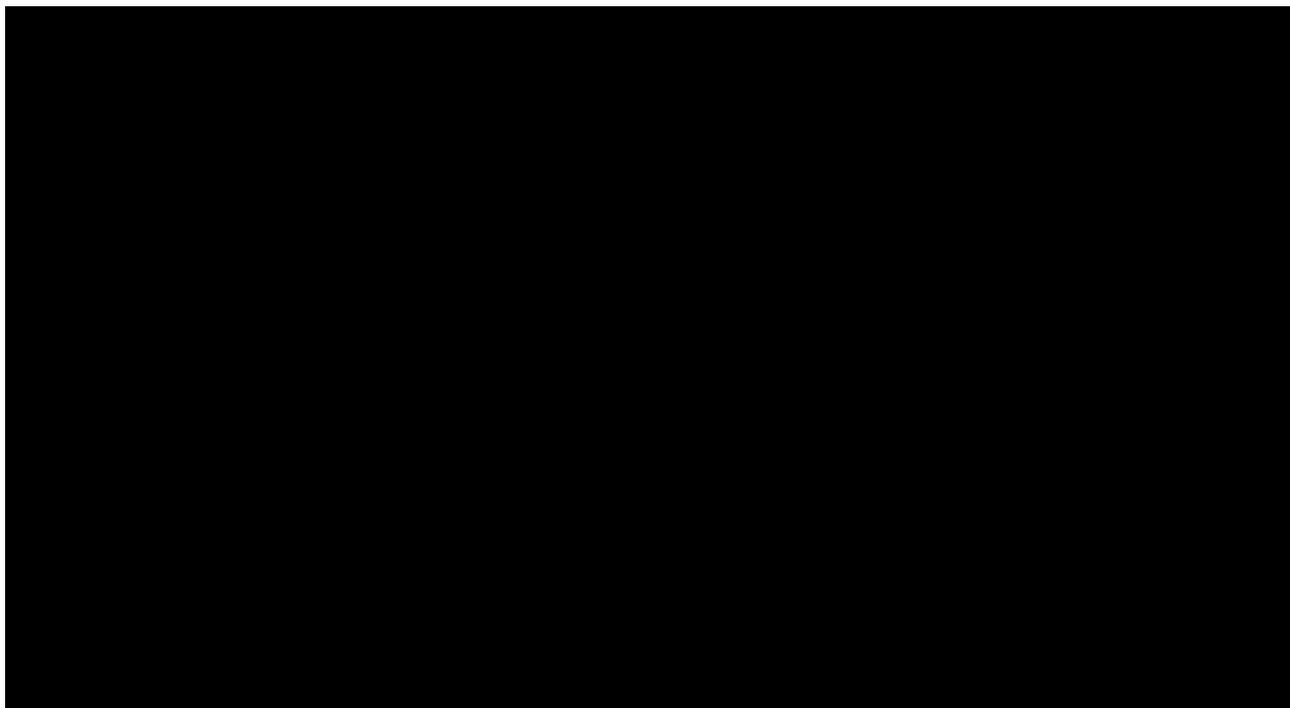


Рисунок 11 – Пример схемы установки БЗ с частичным перекрытием русла реки на рубеже № 1 у берега [39]

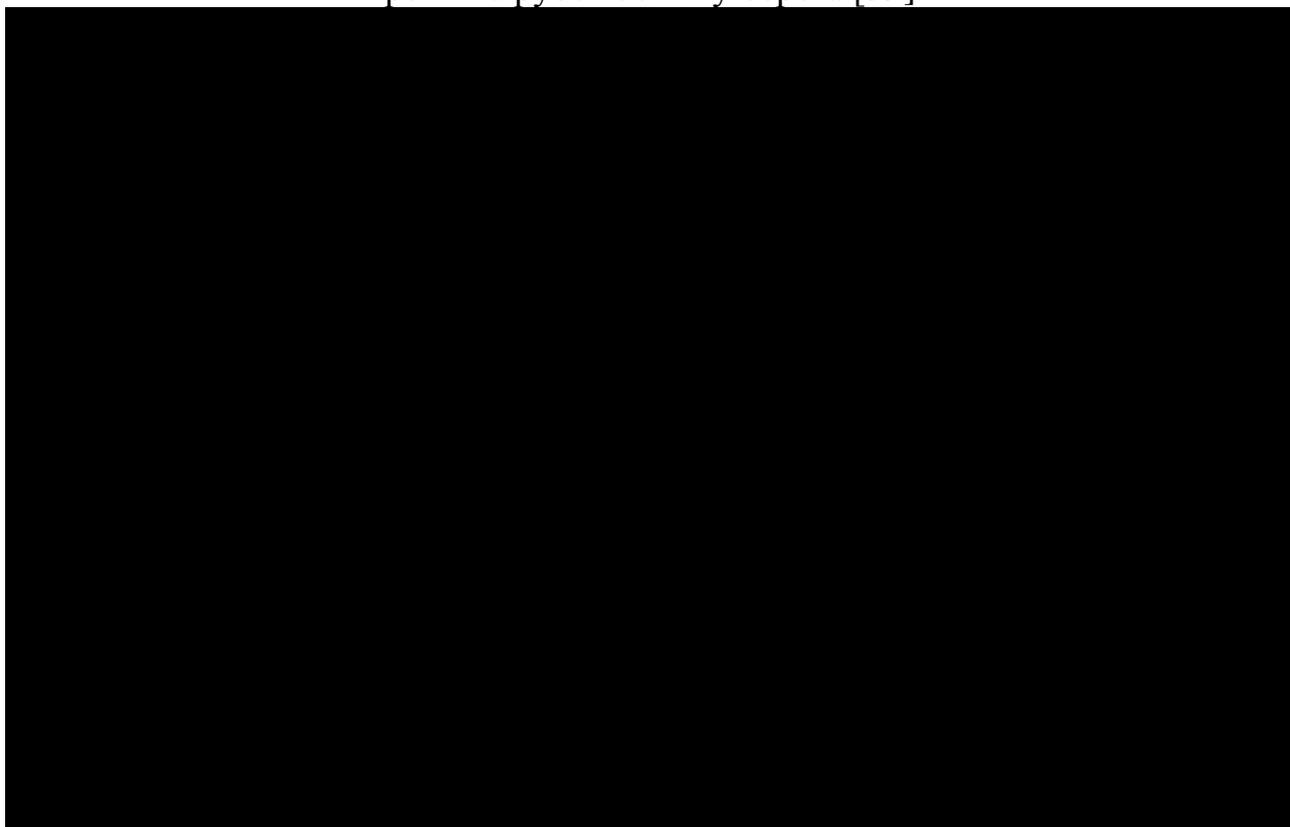


Рисунок 12 – Пример схемы установки БЗ с частичным перекрытием русла реки на рубеже № 1 в русле [39]

					Локализация и ликвидация разливов нефти	Лист
						44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5. Установка боновых заграждений на зимний период

5.1. Общая часть

Характеристика ППМН для водной преграды представлена в таблице 10.

Таблица 10 – Характеристика ППМН для водной преграды

Нитка (осн./рез.)	DN, мм	Максимальный объем разлива при «порыве», м ³
Основная		

Время «Ч» = 3 ч 10 мин, складывается из оповещения начальника ЛАЭС (10 мин), сбора патрульной группы (2 ч), движения патрульной группы к ППМТ (1 ч).

На рубеж № 1 привлекаются силы и средства ЦРС «», которые не задействованы на рубежах № 2, № 3.

Время «П» – время прибытия бригады на рубеж № 1 для проведения локализационных мероприятий перед началом выполнения ремонтных работ.

Оперативный персонал – персонал, постоянно базирующийся на ППМН.

ЛЧС(Н) должна выполняться в соответствии с требованиями нормативных документов, регламентирующих вопросы безопасности при проведении данного вида работ.

При проведении работ по ликвидации аварийного разлива нефти (нефтепродукта) следует осуществлять контроль воздушной среды в соответствии с [41]. При обнаружении в воздухе паров углеводородов или других вредных веществ в концентрациях, превышающих ПДК, ПДВК лицо, ответственное за проведение работ, должно соблюдать меры безопасности.

Организация работ по локализации разлива нефти в ночное время должна удовлетворять требованиям [42]. В случае невозможности установки мачт с прожекторами на берегу для обеспечения достаточного освещения мест установки боновых заграждений, работы по непосредственной локализации разлива нефти проводятся в светлое время суток с учетом распространения нефтяного пятна.

Все работы по локализации разлива нефти в зимний период на водотоке

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Оптимизация технологии ликвидации аварийных разливов нефти при эксплуатации подводного перехода магистрального нефтепровода			
Разраб.		Борисов Д.И.			Установка боновых заграждений на зимний период	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					45	128
Консульт.						НИ ТПУ		
Рук-ль ООП		Бурков П.В.				Группа 2БМ6Б		

проводятся при наличии прочного льда в соответствии с [43].

При устройстве в ледяном покрове «майны», а также при наличии в местах производства работ полыней, все опасные для работников места должны ограждаться и отмечаться знаками, видимыми в дневное и ночное время.

5.2. Географические и навигационно-гидрологические характеристики водной преграды

Таблица 11 – Навигационно-гидрологический режим участка [REDACTED] в районе расположения ППМН, на рубежах локализации

Участок (ППМН), рубеж №)	Толщина льда, м	Скорость течения, м/с	Ширина водной преграды, м	Максимальная глубина, м
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

5.3 Рассмотрение существующей схемы ЛРН

Первоначально рассмотрим существующую схему локализации аварийных разливов нефти на ППМН, определим основные ее положения и рассмотрим процесс принятия в ПЛРН мест расположения рубежей локализации № 2 в период ледостава.

Основным критерием при выборе мест расположения рубежей локализации № 2 является требование [13], устанавливающее максимальное время локализации аварийного разлива нефти равному 4 ч. с момента обнаружения выхода нефти.

Для обеспечения данного требования Постановления Правительства Российской Федерации, производится расчет затрачиваемого времени на обнаружение аварийного выхода нефти (время «Ч»), которое складывается из времени, затрачиваемого на: оповещение ответственных лиц, сбор патрульной группы, движение патрульной группы на ППМН. Тем самым общее время на локализацию аварийного разлива на рубеже № 2 не может превышать времени «Ч + 4 ч». На следующем этапе производится расчет распространения пятна нефти в зависимости от скорости течения реки и времени прошедшего после начала аварии.

На основании чего место расположение рубежа локализации № 2 в период ледостава определяется расстоянием от ППМН которое пройдет пятно нефти за время «Ч + 4 ч».

В ПЛРН на ППМН филиала ██████████ данное расстояние по результатам расчетов варьируется от 4,8 км до 34 км от подводных переходов МН, ниже по течению реки, в зависимости от характеристик водных преград и удаления мест базирования составов сил и средств структурных подразделений от ППМН.

Дорожная сеть слаборазвита. По результатам проведения натурных испытаний плана ЛРН было определено отсутствие подъездных дорог к рубежам локализации № 2 в период ледостава на 50% ППМН, суммарная потребность капитального строительства подъездных дорог по самым минимальным оценкам составляет 54 км.

В данном объеме не учитывались: объемы работ по расширению существующих геофизических профилей, и использование их в качестве участков подъездных дорог; не проводилось рекогносцировочное обследование, по результатам которого протяженность подъездных дорог может увеличиться на значительное расстояние (в связи с необходимостью обустройства серпантинов, объездов сопки, выбора оптимальных мест пересечения водных преград).

Сводная информация по наличию подъездных дорог к рубежам ЛРН № 2 на ППМН (в период ледостава) представлена в таблице 12.

Таблица 12 – Сводная информация по наличию подъездных дорог

№	ППМН	Место расположения рубежа локализации № 2 (от ППМН)
1	████████	████████
2	████████	████████
3	████████	████████
4	████████	████████
5	████████	████████
6	████████	████████
7	████████	████████
8	████████	████████
9	████████	████████
10	████████	████████
11	████████	████████

Продолжение таблицы 12

12		■			■	
13		■			■	
14		■			■	
15		■			■	
16		■			■	
17		■			■	
18		■			■	

Существующая схема ЛРН на примере ППМН через ■
представлена на рисунке 13 [44].

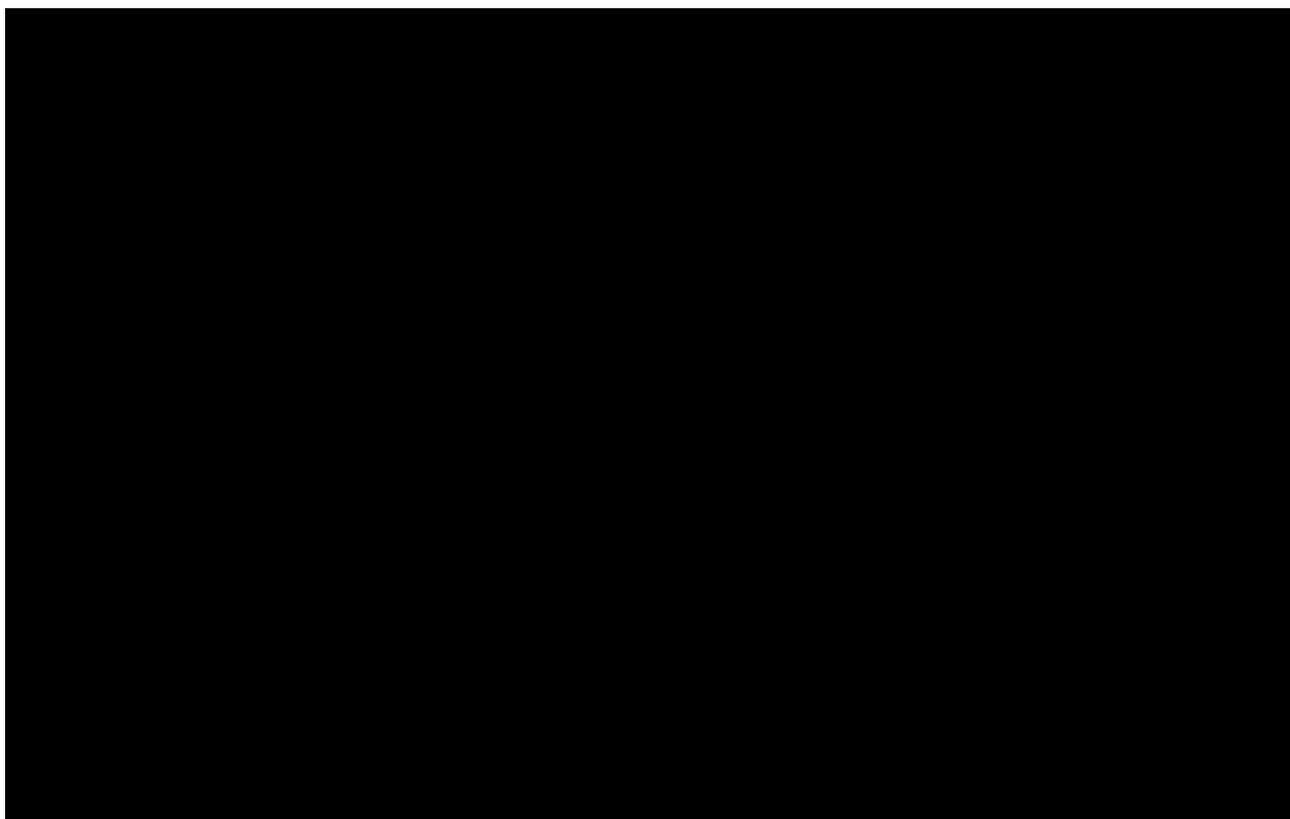


Рисунок 13 – Схема расстановки рубежей локализации и расстановки бригад ЛРН в период ледостава [44]

5.4 Установка стационарных боновых заграждений на весь период ледостава

Сущность данного метода состоит в установке боновых заграждений во время установившегося периода ледостава (первичное время позволяющее проведение работ на поверхности льда водной преграды) с последующим их удалением (снятием) перед периодом половодья (время окончание периода ледостава, характеризующееся минимальной толщиной льда позволяющей

выполнять проведение работ на поверхности водной преграды).

Установленные заранее боновые заграждения будут работать в режиме ожидания (на весь период ледостава) и обеспечивать локализацию нефти с момента возникновения аварийной ситуации, что будет в полной мере обеспечивать требования [13], устанавливающее фактическое время на локализацию аварийного разлива нефти не более 4 ч. с момента обнаружения.

Фактически, аварийный разлив нефти в случае аварии будет локализован с момента порыва или прокола трубопровода. В этом случае аварийным бригадам необходимо будет производить только утилизацию уже локализованной нефти. Так же при выборе места расположения рубежа локализации № 2 отпадет необходимость учета расстояния, которое пройдет пятно нефти за 4 часа с момента обнаружения аварийного разлива нефти («Ч + 4 ч») и соответственно отпадет необходимость обустройства подъездных дорог в зависимости от этого критерия.

Однако при использовании данного метода возникает потребность рассмотрения следующих задач:

1. возможность сдерживания необходимого объема нефти на водной поверхности боновыми заграждениями до прибытия аварийных бригад и начала процесса ликвидации аварийного разлива нефти;

2. необходимость разработки конструкции боновых заграждений минимизирующей затраты труда на их извлечение перед периодом половодья и обеспечивающей требуемые характеристики, полученные по результатам расчетов, для обеспечения сдерживания необходимого объема нефти на поверхности водной преграды;

3. необходимость разработки конструкции боновых заграждений обеспечивающей исключение негативного воздействия на флору и фауну водоёма, на весь период установки боновых заграждений;

4. расчет экономической эффективности используемого метода.

					Установка боновых заграждений на зимний период	Лист
						49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5.5 Конструкция боновых заграждений

Определим основные требуемые технические характеристики к конструкции боновых заграждений:

1. конструкция БЗ должна быть на жесткой основе (для обеспечения требуемого пространственного положения на весь период установки);
2. конструкция БЗ должна обеспечивать исключение негативного воздействия на окружающую среду;
3. высота подводной части БЗ должна быть не более 0,5 м.

Проведя анализ имеющихся конструкций боновых заграждений было определено, что данным параметрам в наибольшей степени отвечают боновые заграждения производства ЦБПО ф-л ██████████ – Заграждение боновое зимнее 3786.00.000 климатического исполнения У.

Важным аспектом рассматриваемых боновых заграждений являются данные из заводского паспорта о возможности установки данных БЗ на постоянной основе (вмораживание в лёд).

Данные заграждения представляют собой оцинкованные металлические листы, соединенные между собой несколькими слоями тентовой ткани с ПВХ покрытием, и скрепленные между собой с помощью алюминиевых заклепочных соединений. Листы придают жесткость заграждениям, кроме того, выполняют роль балласта, обеспечивают вертикальное положение каждой секции на льду.

С каждой стороны секции заграждения расположен «замок». Замковое соединения предназначено для состыковки секций Заграждения между собой. Для стопорения замков в продольном направлении предусмотрен фиксатор. Защитные кожухи и фиксатор являются составными элементами, обеспечивающими герметизацию конструкции. Для крепления секций от затопления в линейной майне в боновом заграждении предусмотрены отверстия под якоря-зажимы С помощью якорей зажимов секции крепятся на лёд (рис. 15).

Заграждение боновое зимнее «3786.00.000» представлено на рисунке 14, технические характеристики БЗ приведены в таблице 13.

					Установка боновых заграждений на зимний период	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

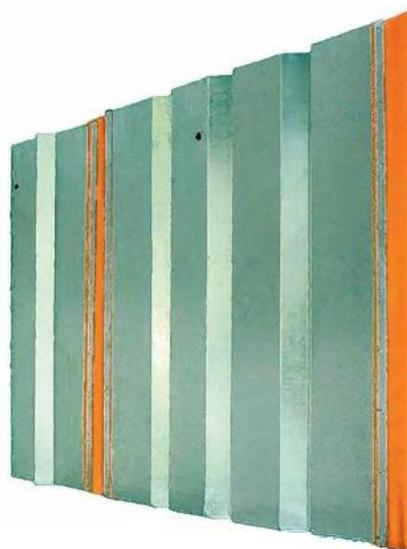


Рисунок 14 – Заграждение боновое зимнее «3786.00.000»

Таблица 13 – Технические характеристики БЗ

№ п/п	Наименование основных параметров	Значение
1	Толщина льда, не более, мм	1200
2	Габаритные размеры одной секции Заграждения, мм длина, не более высота, не более ширина, не более	5000 1650 70
3	Объем 5 пг. м (1 секции) бонов в собранном виде, м ³	0,1
4	Вес 5 пг. м (1 секции), не более	63
5	Толщина слоя задерживаемой нефти, мм при скорости течения 0,5 м/с при скорости течения 1,5 м/с	50 10
6	Допустимая скорость течения реки, не более, м/с	1,5
7	Минимально допустимая температура использования, °С	-40°
8	Высота экрана над льдом, мм	100
9	Гарантийный срок хранения, не менее, лет	3

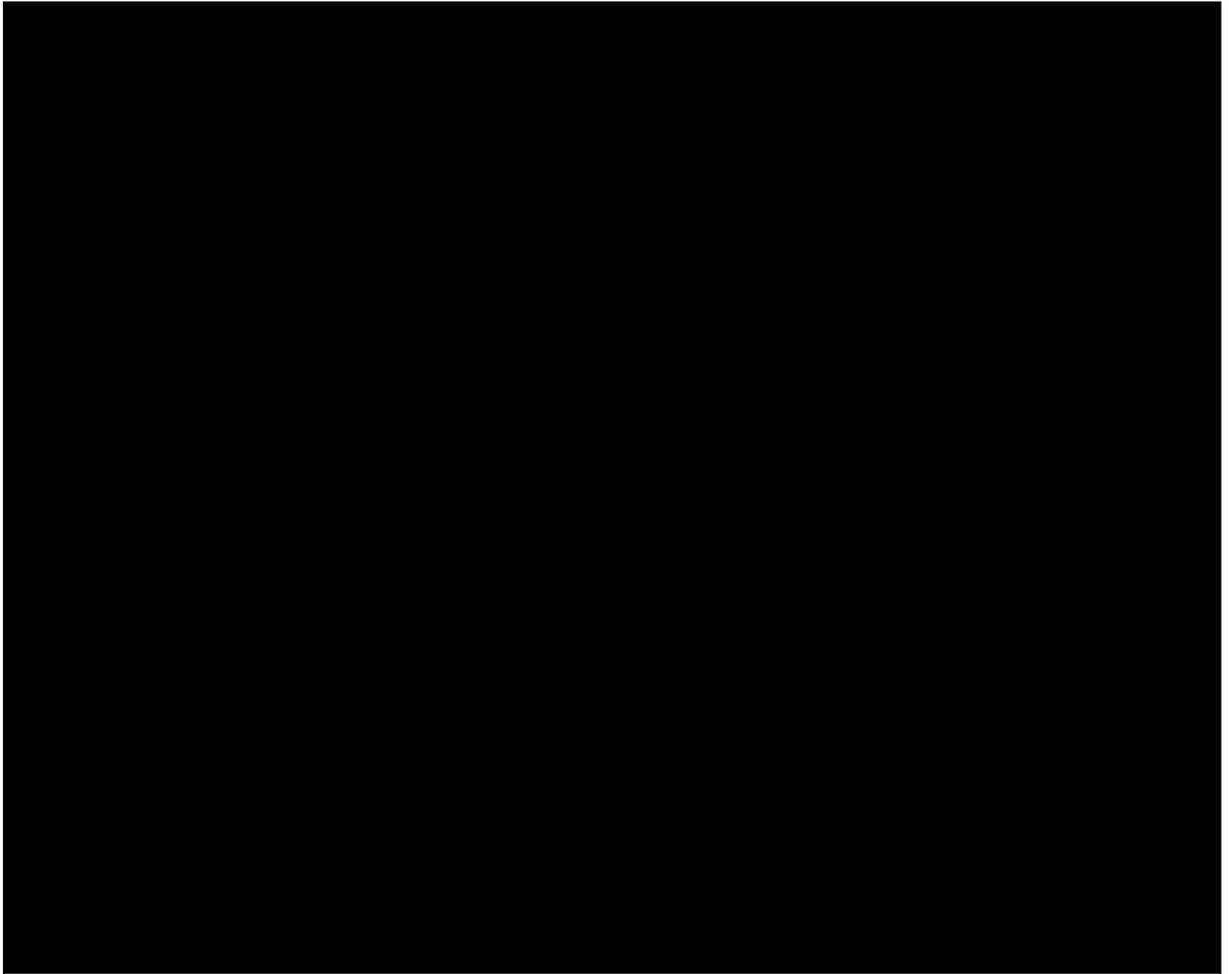


Рисунок 15 – Общий вид «Заграждение боновое зимнее 3786.00.000»

Заграждения поставлялись в 3 модификациях, с полной высотой секции: 850 мм, 1200 мм, 1650 мм. При использовании БЗ с максимальной высотой секции, при условии толщины ледяного покрова водной преграды в 700 мм, полную высоту подводной части возможно обеспечить до 800 мм.

Поскольку данные БЗ в наиболее полной мере отвечают поставленной задаче, предполагается провести испытания, с установкой заграждений на весь период ледостава, выявить основные возникающие проблемы при их эксплуатации, на основании чего модифицировать имеющуюся конструкцию.

					Установка боновых заграждений на зимний период	Лист
						52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

6. Расчетная часть

6.1 Расчет возможности сдерживания необходимого объема нефти на водной поверхности стационарными боновыми заграждениями в период ледостава

Данная задача рассматривается на примере ППМН [REDACTED], с использованием: исходных данных и расчетов, включенных в состав плана ЛРН на ППМН филиала [REDACTED], методик и расчетов, указанных в [39].

Цель рассматриваемой задачи:

Определить возможность сдерживания необходимого объема нефти на водной поверхности боновыми заграждениями, установленными заранее, на незначительном расстоянии от ППМН [REDACTED].

Исходные данные:

ППМН [REDACTED].

[REDACTED] – скорость течения реки (данные из ПЛРН);

[REDACTED] – объем нефти, вытекающий до закрытия задвижек, м³ (данные из ПЛРН);

[REDACTED] – расстояние от ППМН до места установки постоянных БЗ (Рубеж № 2), м (заданная величина);

$T_{реактив}$ – суммарное время, затраченное на анализ показаний СОУ, СДКУ, остановку насосов и закрытие задвижек, ч;

$t_{вых}$ – время истечения нефти (нефтепродукта) из поврежденного трубопровода до закрытия задвижек, ч. ($T_{реактив} = t_{вых}$);

[REDACTED] (данные из ПЛРН);

[REDACTED] – ширина реки, м (ширина реки на заданном месте установки боновых заграждений, 5 км от ППМН);

[REDACTED] – полная высота подводной части БЗ (заданная величина);

					Оптимизация технологии ликвидации аварийных разливов нефти при эксплуатации подводного перехода магистрального нефтепровода			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Борисов Д.И.			Расчетная часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					53	128
Консульт.						НИ ТПУ		
Рук-ль ООП		Бурков П.В.				Группа 2БМ6Б		

— глубина реки (данные из ПЛРН);

v_0 – критическая скорость, обеспечивающая накопление нефти (нефтепродукта) в БЗ без проскока, $v_0 = 0,15$ м/с (согласно [39]);

— угол установки БЗ, заданная величина (в ПЛРН указан , в расчетах принимается равным 20° , для увеличения сдерживающей способности БЗ).

Расчет:

1. Согласно [39] число линий БЗ, устанавливаемых на рубеже № 2, основном определяется по формуле (1):

$$\begin{aligned} V_{уд.лин} &\geq V_{н.порыв} - t_{пятна} \cdot Q_{НСС} \\ V_{уд.лин} &= \sum_n V_{уд.лин}^n \end{aligned} \quad (1)$$

где $V_{н.порыв}$ – максимальный объем нефти (нефтепродуктов), поступающий на рубеж, м³;

$t_{пятна}$ – время прохождения пятном нефти рубежа локализации, ч;

$Q_{НСС}$ – производительность нефтесборных систем, установленных на рубеже локализации, м³/ч;

$V_{уд.лин}$ – объем нефти (нефтепродуктов), удерживаемый на поверхности воды всеми линиями БЗ, м³;

$V_{уд.лин}^n$ – объем нефти (нефтепродуктов), удерживаемый на поверхности воды n-ой линией БЗ, м³.

$$V_{н.порыв} = V_{вых} - V_{осаж}, \quad (2)$$

где $V_{вых}$ – объем нефти (нефтепродукта) вытекающий до закрытия задвижек, м³;

$V_{осаж}$ – расчетный объем нефти, осажденной на берегах, испарившейся, осажденной на дно, но не более $0,25 V_{вых}$ для рубежа № 2.

Исходя из анализа представленных формул (1 и 2) можно сделать вывод, что объем сдерживаемой всеми линиями боновых заграждений нефти на рубеже № 2 в наибольшую степень зависит от объема выхода нефти до закрытия задвижек $V_{вых}$.

Применительно к ситуации, когда боновые заграждения устанавливаются заранее, на расстоянии от ППМН меньшем, чем принятое на сегодняшний день

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

в ПЛРН, аварийные бригады не будут успевать устанавливать нефтесборщики до подхода нефти на рубеж № 2, тем самым в формуле: необходимо исключить слагаемое $Q_{HCC} \cdot t_{пята}$, вследствие чего данная формула (1) примет вид:

$$V_{уд.лин} \geq V_{н.порыв} \quad (3)$$

$$\text{или: } V_{уд.лин} \geq (V_{вых} - V_{осаж}) \quad (4)$$

$$V_{уд.лин} \geq V_{н.порыв} - t_{пята} \cdot Q_{HCC}$$

2. Произведем расчет правой части неравенства (4).

$V_{вых} = 422,1 \text{ м}^3$ – объем нефти, вытекающий до закрытия задвижек, м^3 (данные ПЛРН);

$V_{осаж} = 0,022 \cdot L = 0,022 \cdot 5000 = 110 \text{ м}^3$ (применительно для рек шириной менее 60 м в межень).

$$(V_{вых} - V_{осаж}) = 422,1 - 110 = 312,1 \text{ м}^3. \quad (5)$$

3. Произведем расчет левой части неравенства (4):

$$V_{уд.лин} = \sum_n V_{уд.лин}^n, \quad (6)$$

где $V_{уд.лин}$ – объем нефти (нефтепродуктов), удерживаемый на поверхности воды всеми линиями БЗ, м^3 ;

$V_{уд.лин}^n$ – объем нефти (нефтепродуктов), удерживаемый на поверхности воды n-ой линией БЗ, м^3 .

Исходя из представленной формулы (6) необходимо произвести расчет объема нефти удерживаемого на поверхности воды каждой линией БЗ.

3.1. Произведем расчет объема нефти удерживаемого на поверхности воды 1-й линией боновых заграждений:

Для расчета объема нефти удерживаемого на поверхности воды 1-й линией БЗ воспользуемся формулой, указанной в [39].

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

$$V_{\text{yd}} = \left(\frac{0,5h}{1+k} \right)^4 \frac{(1+k)}{F(k)} \cdot \frac{H \cdot g}{12\nu_n \cdot \nu} \left(\frac{h_p - h}{h_p} \right) K_{\text{эф}} \approx 287 \frac{H}{\nu} \left(\frac{h_p - h}{h_p} \right) h^4 K_{\text{эф}}, \quad (7)$$

где H – ширина реки, м;

h – полная высота подводной части БЗ, м;

ν_n – коэффициент кинематической вязкости нефти (нефтепродукта), м²/с;

g – ускорение свободного падения, м/с²;

$$k = \frac{\rho_n}{\rho_s - \rho_n}, \quad (8)$$

где ρ_s – плотность воды, кг/м³;

ρ_n – плотность нефти (нефтепродукта), кг/м³;

$$F(k) = \frac{1+k}{1+3k+6k^2+k^3}, \quad (9)$$

где $k_{\text{эф}}$ – коэффициент, определяющий эффективность БЗ.

$$k_{\text{эф}} = 0,9 \text{ при } \nu \leq \nu_0$$

$$K_{\text{эф}} = 0,9 \cdot \sqrt[3]{\left(\frac{\nu_0}{\nu} \right) \left(\frac{h_p - h}{h_p} \right)}, \text{ при } \nu > \nu_0 \quad (10)$$

где ν_0 – критическая скорость, $\nu_0 = 0,15$ м/с;

ν – скорость течения реки;

h_p – средняя глубина реки, м.

Воспользуемся приблизительной методикой расчета

$$V_{\text{yd}} \approx 287 \frac{H}{\nu} \left(\frac{h_p - h}{h_p} \right) h^4 K_{\text{эф}} \quad (11)$$

Определим коэффициент определяющий эффективность БЗ:

$$K_{\text{эф}} = 0,9 \cdot \sqrt[3]{\left(\frac{\nu_0}{\nu} \right) \left(\frac{h_p - h}{h_p} \right)} = 0,9 \cdot \sqrt[3]{\left(\frac{0,15}{0,45} \right) \left(\frac{1,5 - 0,5}{1,5} \right)} = 0,9 \cdot \sqrt[3]{0,22} = 0,54 \quad (12)$$

подставляем расчетный коэффициент в формулу

$$V_{\text{yd}} \approx 287 \frac{H}{\nu} \left(\frac{h_p - h}{h_p} \right) h^4 K_{\text{эф}} = 287 \frac{55}{0,45} \left(\frac{1,5 - 0,5}{1,5} \right) 0,5^4 \cdot 0,54 = 789,25 \text{ м}^3 \quad (13)$$

3.2. Выполним расчет объема нефти удерживаемого на поверхности воды второй и последующими линиями БЗ.

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

Для расчета объема нефти удерживаемого на поверхности воды второй и последующими линиями БЗ воспользуемся формулой, указанной в [39].

$$V_{уд.лин}^n = \frac{L_n \cdot H \cdot h}{4} \cdot K_{эф} \quad (14)$$

где H – ширина реки, м;

$k_{эф}$ – коэффициент, определяющий эффективность БЗ.

$$k_{эф} = 0,9 \text{ при } v \leq v_0$$

$$K_{эф} = 0,9 \cdot \sqrt[3]{\left(\frac{v_0}{v}\right) \left(\frac{h_p - h}{h_p}\right)}, \text{ при } v > v_0 \quad (15)$$

где v_0 – критическая скорость, $v_0 = 0,15$ м/с;

v – скорость течения реки;

h_p – средняя глубина реки, м;

h – полная высота подводной части БЗ, м;

L_n – расстояние между линиями БЗ, но не более $L_n = H \cdot ctg(\alpha)$

Значение коэффициента эффективности БЗ возьмем из пункта расчета 3.1.

$$K_{эф} = 0,54$$

В целях увеличения сдерживающей способности БЗ примем значение угла установки боновых заграждений равным 20° , далее определяем максимальное расстояние между линиями БЗ:

$$L_n = H \cdot ctg(\alpha) = 55 \cdot ctg(20^\circ) = 55 \cdot 2,74 = 151,19 \text{ м.} \quad (16)$$

Подставляем значения максимального расстояния между линиями БЗ (L_n) и коэффициента определяющего эффективность БЗ ($K_{эф}$) в формулу (14) и определяем объем нефти удерживаемый 2-й линией БЗ:

$$V_{уд.лин}^n = \frac{L_n \cdot H \cdot h}{4} \cdot K_{эф} = \frac{151,29 \cdot 55 \cdot 0,5}{4} \cdot 0,54 \text{ м}^3. \quad (17)$$

3.3 Выполним расчет суммарного объема нефти удерживаемого на поверхности воды всеми линиями БЗ (1-й и 2-й).

$$V_{уд.лин} = \sum_n V_{уд.лин}^n = V_{уд} + V_{уд.лин}^2 = 561,29 + 789,25 = 1350,54 \text{ м}^3. \quad (18)$$

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

4. Анализ проведенных расчетов.

По результатам расчетов суммарный объем нефти удерживаемой на поверхности воды 1-й и 2-й линиями боновых заграждений составил: $V_{уд.лин} = 1350,54 \text{ м}^3$, что значительно превышает максимальный объем нефти поступающий на рубеж № 2 (5 км от ППМН) $V_{н.порыв} = (V_{вых} - V_{осаж}) = 312,1 \text{ м}^3$ и удовлетворяет условиям формулы (4): $V_{уд.лин} = (V_{вых} - V_{осаж})$.

В том числе суммарный объем нефти удерживаемой на поверхности воды 1-й и 2-й линиями боновых заграждений ($V_{уд.лин} = 1350,54 \text{ м}^3$) превышает объем утечек до закрытия задвижек ($V_{вых} = 422,1 \text{ м}^3$) в сумме с объемом утечки после закрытия задвижек $178,4 \text{ м}^3$ (данные ПЛРН), в том числе превышает объем утечек нефти при проколе $1046,4 \text{ м}^3$ (данные ПЛРН).

6.2 Расчет достаточности сил и средств с учетом их дислокации

Состав основных средств локализации и сбора нефти

Состав основных средств локализации и сбора нефти приведен в таблице 14.

Таблица 14 – Состав основных средств локализации и сбора нефти [45]

№ п/п	Наименование средств локализации и сбора нефти
1	
2	
3	
4	
5	
6	
7	
8	
9	
10	
11	
12	
13	
14	
15	
16	
17	

Расчет необходимой производительности и количества нефтесборных систем

Средства для сбора нефти с поверхности воды: суда-нефтесборщики; ручные и механизированные НСС различных типов. Каждый тип НСС имеет свои показания к применению, указываемые в паспорте.

Щеточные нефтесборщики предназначены для сбора нефти (нефтепродуктов) большой вязкости и в больших объемах, пороговые нефтесборщики применимы для всех типов нефти и нефтепродуктов, дисковые (барабанные) для сбора нефти (нефтепродуктов) малой вязкости и тонкой пленки нефтепродуктов.

Общая производительность НСС, устанавливаемых на рубеже локализации, должна определяться в зависимости от скорости поступления нефти на рубеж локализации с учетом удерживающей способности БЗ.

При этом назначаемая производительность НСС должна быть не менее 50 м³/ч и не более 200 м³/ч.

Производительность НСС на рубеже локализации на реках шириной более 200 м определяется по формуле (19):

$$Q_{\text{пост}} = \frac{V_{\text{н.порыв}}}{t_{\text{пятна}}}, \quad (19)$$

где $V_{\text{н.порыв}}$ – максимально возможный объем поступления нефти (нефтепродуктов) на рубеж, определенный по результатам математического моделирования при задании в качестве исходных данных объемов выхода нефти и времени истечения равными расчетным данным до закрытия задвижек, м³;

$t_{\text{пятна}}$ – время прохождения пятном нефти рубежа локализации, определенное по результатам математического моделирования, ч.

Для рек шириной до 200 м производительность НСС на рубеже локализации определяется по формуле (20):

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

$$Q_{\text{пост}} \geq \frac{V_{\text{вых}} - V_{\text{осаж}},}{1,5 \cdot t_{\text{вых}}}, \quad (20)$$

где $V_{\text{вых}}$ – объем нефти (нефтепродукта) вытекающий до закрытия задвижек, м³;
 $V_{\text{осаж}}$ – расчетный объем нефти (нефтепродукта) осажденной на берегах,
но не более $0,5V_{\text{вых}}$ для рубежа №2 и не более $0,7V_{\text{вых}}$ для рубежа №3, м³;
 $t_{\text{вых}}$ – время с момента обнаружения утечки до закрытия задвижек, ч.

Для рек шириной менее 60 м в межень:

$$V_{\text{осаж}} = 0,022 \cdot L.$$

Для рек шириной более 60 м в межень:

$$V_{\text{осаж}} = 0,011 \cdot L.$$

В половодье:

$$V_{\text{осаж}} = 0,011 \cdot L,$$

где L – расстояние от подводного перехода до рубежа локализации, м.

Для НСС, устанавливаемых на рубеже локализации №1, необходимая производительность должна быть не меньше расхода нефти, возникающего при опорожнении трубопровода. В случае начала сбора нефти на рубеже № 1 после готовности к закачке нефти в нефтепровод, достаточный объем емкостей – 50 м³.

Количество НСС N , шт., зависит от их производительности и определяется из формулы (21):

$$Q_{\text{общ}} = N_1 Q_1 K_{\text{му}1} + N_2 Q_2 K_{\text{му}2} + \dots + N_i Q_i K_{\text{му}i}, \quad (21)$$

где $Q_{\text{общ}}$ – общая необходимая производительность НСС, м³/ч;

N_1, N_2, N_i – число НСС данной марки, шт.;

Q_1, Q_2, Q_i – производительность НСС, м³/ч (по паспорту);

$K_{\text{му}1}, K_{\text{му}2}, K_{\text{му}i}$ – коэффициент местных условий (определяет эффективность НСС данной марки в условиях конкретного места и времени ЛРН). $K_{\text{му}}$ изменяется в пределах от 0 до 1. Действительное значение $K_{\text{му}}$ определяется путем анализа результатов учений с применением НСС разных типов в

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

различных гидрометеорологических условиях.

При необходимости перекачки собранной нефти (нефтепродуктов) из емкостей малого объема, установленных у нефтесборщиков, в емкости большого объема, установленные на подготовленных площадках (амбары), могут быть использованы переносные насосные установки. Производительность применяемых переносных насосных установок должна быть не меньше производительности нефтесборщиков, установленных на рубеже локализации.

Минимальное количество персонала для обслуживания НСС: 1 чел. на каждую НСС (из числа установщиков БЗ).

Результаты расчета необходимой производительности и количества нефтесборных систем приведены в таблице Б.1 (приложение Б).

Расчет необходимого количества сорбентов

Необходимое количество сорбентов для проведения операции по доочистке территории загрязненной нефтью $M_{сорб}$, кг, рассчитывается по формуле (22):

$$M_{сорб} = \frac{k_{загр} \cdot k_{сорб} \cdot M}{C_{сорб}}, \quad (22)$$

где $k_{загр}$ – доля нефти, загрязняющая воду и грунт, $k_{загр} = 0,95$ (95% испаряется, растворяется 5% нефти);

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

M – максимальная масса разлитой нефти, кг;

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

При этом назначаемое количество сорбента должно соответствовать расчетному значению объема нефти, дошедшей до рубежа № 2 (при необходимости этот сорбент используется на всех рубежах), но не менее 100 кг.

При использовании сорбентов с возможностью регенерации, сорбционная способность рассчитывается по формуле (23):

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

$$C_{\text{сорб}} = (C_n + (C_n \cdot k_I) + (C_n \cdot k_{II}) + (C_n \cdot k_{II} \cdot (N - 3))) \cdot k_c, \quad (23)$$

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

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

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

N – количество циклов регенерации сорбента;

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

Количество циклов регенерации сорбента принимается согласно ТУ.

Минимальное количество персонала для распыления сорбентов: до 500 кг – 2 чел., на каждые следующие 250 кг по 1 чел.; сбор и утилизацию сорбента: до 500 кг – 2 чел., на каждые следующие 250 кг по 1 чел.

Результаты расчета необходимого количества сорбентов приведены в таблице Б.2 (приложение Б).

Расчёт необходимого суммарного объёма ёмкостей

При сборе нефти (нефтепродуктов) в случае разлива на переходах МН (МНПП) через водные преграды возможны следующие варианты размещения собранной нефти (нефтепродуктов):

- закачка собранной нефти в магистральный нефтепровод (только для нефти);
- хранение нефти (нефтепродуктов) в специальных ёмкостях и вывоз на ПС автотранспортом.

Суммарный объём ёмкостей $V_{\text{емк}}$, м³, должен быть достаточен для размещения всего объема нефти, подошедшей к рубежу локализации, с учетом эффективности (содержания воды в собираемой смеси) нефтесборного оборудования и определяется по формуле (24):

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

$$V_{емк} = \frac{V_{неф.руб}}{K_{му}}, \quad (24)$$

где $V_{неф.руб}$ – объем нефти, подошедшей к рубежу локализации, определяется для рек шириной более 200 м по результатам математического моделирования, для рек шириной менее 200 м, м³;

$K_{му}$ – коэффициент местных условий, определяющий эффективность (долю нефти в собираемой смеси) нефтесборного оборудования.

Минимальное количество персонала для установки емкостей:

- ПФП до 1000 м³ – 10 чел.;
- емкость каркасная до 200 м³ – 8 чел.;
- емкость каркасная до 10 м³ – 3 чел.

Минимальное время для установки емкостей:

- ПФП до 1000 м³ – 1 час;
- емкость каркасная до 200 м³ – 30 мин;
- емкость каркасная до 10 м³ – 10 мин.

Результаты расчета необходимого суммарного объема ёмкостей приведены в таблице Б.3 (приложение Б).

Расчёт необходимого количества вакуумных установок для вывоза нефти

Количество вакуумных установок определяется из учета работы нефтесборного оборудования, расстояния от места разгрузки и временем выгрузки нефти. Количество вакуумных установок рассчитывается по формуле (25):

$$N_{ву} = \frac{\left(\frac{V_{общ}}{T} \right)}{\left(\frac{V_{ву}}{t_{отк}} \right)}, \quad (25)$$

где $V_{общ}$ – общий объем собранной эмульсии, м³;

T – заданное время завершения работ по ликвидации разлива нефти;

$V_{ву}$ – объем вакуумной установки, м³;

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

$t_{отк}$ – время цикла откачки нефти, ч.

Время цикла откачки нефти $t_{отк}$, ч, из временной емкости хранения на рубеже локализации в емкость для закачки в технологию рассчитывается по формуле (26):

$$t_{отк} = \frac{V_{BV}}{Q_{BV}} + 2 \cdot t_{mp} + t_{разгр}, \quad (26)$$

где V_{BV} – объем вакуумной установки, м³;

Q_{BV} – производительность вакуумной установки, м³/ч;

t_{mp} – время транспортировки до места разгрузки, ч;

$t_{разгр}$ – время разгрузки вакуумной установки, ч.

Минимальное количество персонала для вакуумных установок: 3 чел. на вакуумную установку (из числа установщиков БЗ).

Результаты расчета необходимого количества вакуумных установок для вывоза нефти приведены в таблице Б.4 (приложение Б).

Расчет достаточного количества плавсредств для выполнения работ по ЛРН

Для установки БЗ на водотоках без применения донных якорных систем достаточно использование 1 лодки с мотором на каждом рубеже.

При установке БЗ с использованием донных якорных систем необходимо использование не менее 2 ед. плавсредств на каждом рубеже, причем 1 ед. плавсредств должна быть мощностью, способной обеспечить доставку участка БЗ к месту установки.

Для перевозки плавсредств используются специально оборудованные прицепы, для погрузки и разгрузки – автокран.

На больших судоходных реках возможно применение судов-нефтесборщиков и катеров-бонопостановщиков. Количество и тип судов определяется при разработке технологии ЛРН с использованием результатов моделирования.

Минимальное количество персонала: 3 чел. на лодку/катер/судно-нефтесборщик.

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

Минимальная необходимая мощность лодочного мотора (или нескольких моторов) $N_{\text{мот}}$, л.с., определяется по формуле (27):

$$N_{\text{мот}} = \frac{P_{\text{лод}} + P_{\text{мот}} + P_{\text{нагр}}}{30}, \quad (27)$$

где $P_{\text{лод}}$ – вес лодки, кг;

$P_{\text{мот}}$ – вес мотора (моторов), кг;

$P_{\text{нагр}}$ – нагрузка, создаваемая боновым заграждением, кг.

При транспортировке БЗ величина нагрузки, создаваемой БЗ, определяется по формуле (28):

$$P_{\text{нагр}} = P_{\text{БЗ}} + P_{\text{теч}}, \quad (28)$$

где $P_{\text{БЗ}}$ – вес устанавливаемого участка БЗ, кг;

$P_{\text{теч}}$ – нагрузка на БЗ, создаваемая течением, кг.

Нагрузка на БЗ, создаваемая течением, определяется по формуле (29):

$$P_{\text{теч}} = 0,061 \cdot S_{\text{подв}} \cdot (v_{\text{воды}} \cdot \sin \alpha)^2, \quad (29)$$

где $S_{\text{подв}}$ – площадь подводной части БЗ, м²;

$v_{\text{воды}}$ – скорость движения воды относительно БЗ, м/с;

α – угол установки БЗ к направлению течения, град.

Предельная мощность лодочного мотора не должна быть больше максимально допустимой, отмеченной на бирке лодки.

Результаты расчета необходимого количества плавсредств приведены в таблице Б.5 (приложение Б).

Определение необходимого количества якорей производится исходя из следующих условий:

- БЗ закрепляются береговыми якорями и русловыми якорными системами;
- при необходимости, для сокращения времени локализации, направляющие линии БЗ допускается не крепить якорями, а устанавливать и удерживать в нужном положении плавсредствами (катерами-бонопостановщиками, катерами, лодками);

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

- верхние по течению концы линий крепятся двумя русловыми якорными системами, один устанавливается по направлению линии БЗ, второй по направлению течения.

- для крепления каждой из направляющих и удерживающих линий БЗ, на берегу устанавливается по три береговых якоря;

- берегозащитные БЗ крепятся к береговым якорям направляющих и удерживающих линий БЗ, передний (верхний по течению) конец берегозащитных БЗ крепится отдельным береговым якорем. При необходимости (сложной форме береговой линии) могут быть установлены дополнительные береговые якоря;

- на якорь действует сила натяжения $P_{нат}$, кг, создаваемая давлением воды на участок БЗ. Удерживающая способность якоря $P_{як}$, кг, должна быть не меньше силы натяжения: $P_{як} \geq P_{нат}$;

- удерживающая способность якоря $P_{як}$, кг (зависит от конструкции якоря и от характера грунта, определяется произведением держащей силы якоря на его вес) по формуле (30):

$$P_{як} = M_{як} \cdot P_{дер.як}, \quad (30)$$

где $M_{як}$ – вес якоря, кг;

$P_{дер.як}$ – держащая сила якоря.

Значения средней держащей силы якорей различных конструкций приведены в таблице 7.

Для гарантированного удержания к расчетному весу якоря применяется коэффициент запаса $k_{зап}$, равный 2. Расчетный вес якоря определяется по формуле (31):

$$M_{як} = 2 \cdot \frac{P_{нат}}{P_{дер.як}}, \quad (31)$$

Вес якоря определяется по справочнику, как ближайшее большее значение.

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

Длина троса якоря берется из расчета 3 – 5 глубины водной преграды в месте установки БЗ и в зависимости от скорости течения реки (чем выше скорость, тем длиннее трос).

Результаты расчета необходимого количества и массы якорей приведены в таблице Б.6 (приложение Б).

Для выполнения локализации разлива нефти в ледовых условиях необходимо следующее оборудование:

- ледорезные машины;
- бензопилы;
- ледобуры;
- устройства для выемки льда (при достаточной толщине льда возможно использование автокрана).

Количество ледорезных машин, зависит от их производительности и определяется из формулы (32):

$$Q_{рез.общ} = \sum_{i=1}^n N_{лм}^i Q_{лм}^i, \quad (32)$$

где $Q_{рез.общ}$ – общая необходимая производительность резания льда, м/ч;

$N_{лм}^i$ – число ледорезных машин i -той марки, шт.;

$Q_{лм}^i$ – производительность резания льда ледорезных машин i -той марки, м/ч.

На каждую ледорезную машину предусматривается наличие 2-х бензопил и 2-х ледобуров.

Общая необходимая производительность резания льда определяется из формулы (33):

$$Q_{рез.общ} = \frac{L_p}{T_{рез}}, \quad (33)$$

где L_p – длина зимних БЗ, устанавливаемых на одном рубеже, м;

$T_{рез}$ – время на выполнение работ по резанию льда, ч.

Время на выполнение работ по резанию льда на основном рубеже определяется по формуле (34):

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

$$T_{рез} = T_{подхн} - T_{подг}, \quad (34)$$

где $T_{подхн}$ – время подхода нефти (нефтепродукта) к рубежу локализации, ч;
 $T_{подг}$ – время подготовки к резанию льда (включая время оповещения и сбора бригады, время доставки сил и средств к рубежу локализации, время разгрузки оборудования, время обследования и расчистки места резания льда), ч.

Время на выполнение работ по резанию льда на первом рубеже определяется по формуле (35):

$$T_{рез} = T_{подг.выт} - T_{подг}, \quad (35)$$

где $T_{подг.выт}$ – время подготовки к вытеснению нефти (нефтепродуктов), ч;
 $T_{подг}$ – время подготовки к резанию льда (включая время оповещения и сбора бригады, время доставки сил и средств к рубежу локализации, время разгрузки оборудования, время обследования и расчистки места резания льда), ч.

Результаты расчета необходимого количества ледорезных машин, бензопил приведены в таблице Б.7 (приложение Б).

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

7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

7.1 Экономическое обоснование работ по оптимизации технологии ликвидации аварийных разливов нефти при эксплуатации подводного перехода магистрального нефтепровода

В данном разделе проведен ряд мероприятий:

- анализ сильных и слабых сторон инженерного проекта;
- построение календарного графика инженерного проекта;
- расчет экономического ущерба в ЧС, вызванной аварией с разливом нефти;
- расчет сметной стоимости работ по ликвидации аварийного разлива нефти;
- расчет экономической эффективности технологии ликвидации аварийных разливов нефти.

7.1.1 SWOT-анализ

Для исследования внешней и внутренней среды проекта применяют SWOT-анализ (комплексный анализ инженерного проекта), приведенный в таблице 15.

Таблица 15 – Матрица SWOT

	Сильные стороны инженерного проекта: С1. Экологичность и экономичность технологии ликвидации. С2. Высокая конкурентоспособность. С3. Квалифицированный персонал. С4. Обеспечение повышения производительности труда.	Слабые стороны инженерного проекта: Сл1. Отсутствие прототипа технологии Сл2. Отсутствие сертификации технологии
--	---	---

					Оптимизация технологии ликвидации аварийных разливов нефти при эксплуатации подводного перехода магистрального нефтепровода			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Борисов Д.И.					69	128
Руковод.		Чухарева Н.В.						
Консульт.		Макашева Ю.С.						
Рук-ль ООП		Бурков П.В.				НИ ТПУ Группа 2БМ6Б		

Продолжение таблицы 15

<p>Возможности: В1. Работа с самыми перспективными сегментами рынка В2. Качественное обслуживание потребителей В.3 Сокращение расходов</p>	<p>Низкая стоимость технологии повышает дополнительный спрос. Разработка обладает высокой конкурентоспособностью, а благодаря квалифицированному персоналу существует возможность вывести технологию на новый уровень и завоевать наиболее перспективные сегменты рынка.</p>	<p>1. Отсутствие прототипа и сертификации разработки ставят под угрозу сотрудничество с наиболее перспективными организациями. 2. Принятие на работу квалифицированного специалиста.</p>
<p>Угрозы: У1. Развитая конкуренция технологий У2. Увеличение срока выхода на рынок при неудовлетворительных результатах испытаний У3. Противодействие со стороны конкурентов: снижение цен, разработка новой конструкции</p>	<p>Используя знания квалифицированного персонала, возможно, обратить внимание на разработку и тем самым вызвать спрос на новые технологии. Благодаря, своей низкой стоимости технологии занимает устойчивое положение на рынке.</p>	<p>1. Отсутствие прототипа научной разработки, недостатки технических характеристик понижает его конкурентоспособность на рынке. 2. Повышение квалификации кадров</p>

7.1.2 План инженерного проекта

Календарный план инженерного проекта представлен в таблице 15.

Таблица 16 – Календарный план инженерного проекта

Код работы	Наименование работы	Длительность, дни	Дата начала	Дата окончания	Состав исполнителей
1	Введение	4	11.12.2017	14.12.17	Борисов Д. И. Чухарева Н. В.
2	Цели и задачи, актуальность, научная новизна	3	18.12.2017	20.12.17	Борисов Д. И. Чухарева Н. В.
3	Обзор литературы	51	21.12.2017	09.02.18	Борисов Д. И.
4	Основная часть	33	12.02.2017	16.03.18	Борисов Д. И. Чухарева Н. В.
5	Результаты и обсуждения	31	19.03.2018	17.04.18	Борисов Д. И. Чухарева Н. В.
6	Пояснительная записка	24	18.04.2018	11.05.18	Борисов Д. И.
Итого:		146			

Для иллюстрации календарного плана инженерного проекта наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика форме диаграммы Ганта (табл. В.1, приложение В).

7.2 Расчет экономического ущерба в ЧС, вызванной аварией с разливом нефти

7.2.1 Прогнозирование объемов и площадей разливов нефти

Прогнозирование (определение) объёмов разливов нефти выполнено в соответствии с требованиями, установленными Постановлением Правительства РФ от 21.08.2000 № 613 для следующих объектов [REDACTED]:

- при порыве нефтепровода – 25% максимального объема прокачки в течение 6 часов и объем нефти между задвижками на участке нефтепровода;
- при проколе нефтепровода – 2% максимального объема прокачки в течение 14 дней.

Прогнозирование площадей разлива нефти выполнено для ситуационных моделей развития наиболее опасных ЧС(Н) с максимально-возможными объемами разливов нефти на переходах через водные преграды [REDACTED].

Площадь разлива нефти на акватории переходов [REDACTED] через водные преграды определяется формой русловой части водной поверхности, скоростью течения и местом установки рубежа локализации.

В связи с тем, что [REDACTED] осуществляет диспетчерский контроль за режимом работы МН, дистанционное управление за работой МН и периодический осмотр трасс МН, а также наличие перевальных точек на МН (мест с максимальной высотной отметкой на участке трассы, препятствующих вытеканию нефти из участков расположения ниже по высотным отметкам, при отсутствии внешнего давления) прогнозирование (определение) фактических объёмов разливов нефти выполнено с учетом вышеперечисленных условий [46]:

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						71
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Объем возможного разлива нефти при проколе трубопровода $V_{\text{прокол}}$, м³ определяется по формуле:

$$V_{\text{прокол}} = Q_{\text{min}} \cdot T_{\text{обсл}}, \quad (36)$$

где Q_{min} – минимальный расход утечки, обнаруживаемый СОУ, СДКУ, м³/ч;
 $T_{\text{обсл}}$ – максимальное время, затраченное на обнаружение утечки, ч (определяется графиком патрулирования трассы МН обходчиком, воздушного патрулирования).

Объем возможного разлива нефти при порыве трубопровода $V_{\text{порыв}}$, м³, рассчитывается в II этапа.

I этап: определяется объем утечки, соответствующий периоду времени с возникновения аварийной ситуации до момента закрытия секующих задвижек.

$$V_{\text{порыв}} = 0,25 \cdot Q_{\text{час}} \cdot T_{\text{реagir}}, \quad (37)$$

где $Q_{\text{час}}$ – производительность перекачки нефти по участку МН, м³/ч;
 $T_{\text{реagir}}$ – суммарное время, затраченное на анализ показаний СОУ, СДКУ, остановку насосов и закрытие задвижек, ч;

$$T_{\text{реagir}} = (T_{\text{анализ}} + T_{\text{нас}} + T_{\text{закр}}) / 60, \quad (38)$$

где $T_{\text{анализ}}$ – время, затраченное на обнаружение утечки по анализу показаний СОУ, СДКУ, мин;
 $T_{\text{нас}}$ – время остановки насосов, мин;
 $T_{\text{закр}}$ – время закрытия задвижек, мин.

II этап: рассчитывается объем утечки нефти из аварийного участка МН, $V_{\text{стока}}$, м³, при закрытых отсекающих задвижках и сбросе внутреннего давления.

$$V_{\text{стока}} = \frac{\pi \cdot (D - 2 \cdot \delta)^2}{4} \cdot L_{\text{стока}}, \quad (39)$$

где D – наружный диаметр трубопровода, м;
 δ – толщина стенки трубопровода, м;
 $L_{\text{стока}}$ – суммарная длина участков стока, м.

Суммарная длина участков стока определяется путем анализа продольного профиля перехода МН через водную преграду:

- определяются глубины водной преграды в межень и в половодье.
- определяется вакуумметрическая высота нестекающего столба нефти в межень и в половодье.

При нахождении дефекта под водой вакуумметрическая высота $h_{в+воды}$, м, будет зависеть от глубины расположения дефекта и определяется из соотношения:

$$h_{в+воды} = \frac{(\rho_{воды} \cdot h_{воды} \cdot g) + (P_{атм} - P_{нас.пар.}) \cdot 10^6}{\rho_{неф.} \cdot g}, \quad (40)$$

где $\rho_{воды}$ – плотность воды, кг/м³;

$h_{воды}$ – высота столба воды над дефектом (глубина водной преграды в месте дефекта), м;

g – ускорение свободного падения, м/с²;

$P_{атм}$ – атмосферное давление, МПа;

$P_{нас.пар.}$ – давление насыщенных паров нефти, МПа;

$\rho_{неф.}$ – плотность нефти, кг/м³.

Для прогнозирования принимается расположение возможного дефекта в самой глубокой точке водной преграды, высота столба воды над дефектом равна максимальной глубине водной преграды.

Определяются и наносятся на продольный профиль координаты $Y_{верх}$, мБС, верха столба нефти в межень и в половодье. Координата Y верха столба нефти определяется по формуле:

$$Y_{верх} = Y_{тр} + h_{в+воды}, \quad (41)$$

где $Y_{тр}$ – отметка верха трубы в месте предполагаемого дефекта, мБС;

$h_{в+воды}$ – вакуумметрическая высота, м.

Выявляются и определяются по продольному профилю координаты X и Y участков стока нефти в межень и в половодье.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

Длина каждого участка стока La-b, м, определяется по формуле:

$$L_{a-b} = \sqrt{(X_b - X_a)^2 + (Y_b - Y_a)^2}, \quad (42)$$

где X_a, Y_a – координаты задвижки или перевальной точки, лежащей выше по отметкам верха столба нефти в межень и в половодье;

X_b, Y_b – координаты верха столба нефти в межень и в половодье.

При отсутствии на профиле точек с координатами Y, превышающими координаты Y верха столба нефти длина участков стока равна «0». Сток не происходит.

Общий объем утечки при «порыве», $V_{\text{порыв}}$, м³, определяется по формуле:

$$V_{\text{порыв}} = V_{\text{порывд}} + V_{\text{стока}}. \quad (43)$$

7.2.2 Оценка степени загрязнения окружающей среды

Оценка степени загрязнения земель

Определяется степень загрязнения земель нефтенасыщенностью грунта [47]:

$$\begin{aligned} M_{\text{ен}} &= K_n \cdot \rho \cdot V_{\text{гр}} \\ V_{\text{ен}} &= K_n \cdot V_{\text{гр}}, \end{aligned} \quad (44)$$

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

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

K_n – нефтеемкость грунта (справочное значение);

ρ – плотность нефти, т/м³;

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

Определяется объем нефтенасыщенного грунта:

$$V_{\text{гр}} = F_{\text{гр}} \cdot h_{\text{ср}}, \quad (45)$$

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

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

Оценка степени загрязнения водной среды

Определяется масса нефти, загрязняющая толщу воды водотоков:

$$M_{н.в-к} = 8,7 \cdot 10^{-4} \cdot M_p (C_n - C_\phi), \quad (46)$$

где M_p – масса нефти, разлитой на поверхности воды, т;

C_ϕ – фоновая концентрация насыщения растворенной (или эмульгированной) нефти в воде на глубине 0,3 м в зоне разлива, г/м³;

C_n – концентрация насыщения растворенной (или эмульгированной) нефти в поверхностном слое воды, г/м³.

Определяется масса нефти M_p , разлитой на поверхности воды (метод инструментальных измерений):

$$M_p = (m_p - m_\phi) F_n \cdot 10^{-6} + (C_p - C_\phi) V_p \cdot 10^{-6}, \text{ т} \quad (47)$$

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

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

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

C_p – концентрация растворенной (или эмульгированной) нефти в воде на глубине 0,3 м после аварии, г/м³;

V_p – объем воды, в котором к моменту инструментальных измерений растворилась разлитая нефть, м³.

Оценка степени загрязнения атмосферы

Определяется масса летучих низкомолекулярных углеводородов, испарившихся с поверхности земли, покрытой разлитой нефтью:

$$M_{u.n.} = q_{u.n.} \cdot F_{cp} \cdot 10^{-6}, \quad (48)$$

где $q_{u.n.}$ – удельная величина выбросов летучих углеводородов с 1 м² поверхности нефти, разлившейся земле, г/м², (справочное значение);

F_{cp} – площадь нефтенасыщенного грунта, м².

Определяется средняя температура поверхности испарения:

$$t_{n.u.} = 0,5(t_n + t_{воз}), \quad (49)$$

где t_n – температура верхнего слоя земли, °С;

$t_{воз}$ – температура воздуха, °С.

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

Определяется масса углеводородов, испарившихся в атмосферу с поверхности воды, покрытой нефтью:

$$M_{u.в.} = q_{u.в.} \cdot F_n \cdot 10^{-6}, \quad (50)$$

где $q_{u.в.}$ – удельная величина выбросов летучих углеводородов с 1 м² поверхности нефти, разлившейся на воде, г/м², (справочное значение);

F_n – площадь поверхности реки, покрытая разлитой нефтью, м².

Определяется средняя температура поверхности испарения:

$$t_{г.у.} = 0,5(t_г + t_{воз}), \quad (51)$$

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

$t_{воз}$ – температура воздуха, °С.

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

Определяется масса нефти, принимаемая для расчета платы за выбросы летучих низкомолекулярных углеводородов нефти в атмосферу при авариях на нефтепроводах:

$$M_u = M_{u.n.} \cdot M_{u.в.} \quad (52)$$

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

Определяется ущерб $У_3$ от загрязнения земель нефтью:

$$Y_3 = H_c \cdot F_{ep} \cdot K_n \cdot K_e \cdot K_{э(i)} \cdot K_z, \text{ руб.} \quad (53)$$

где

H_c – норматив стоимости сельскохозяйственных земель, руб./га;

F_{ep} – площадь нефтенасыщенного грунта, га;

K_n – коэффициент пересчета, принимаемый в зависимости от периода времени по восстановлению загрязненных сельскохозяйственных земель;

K_e – коэффициент пересчета, принимаемый в зависимости от степени загрязнения земель (5 уровней);

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

K_z – коэффициент пересчета, принимаемый в зависимости от глубины загрязнения земель.

Оценка суммы ущерба, подлежащего компенсации, окружающей природной среде от загрязнения нефтью водного объекта

Определяется сумма ущерба ОПС от загрязнения воды нефтью при аварийных разливах:

$$Y_{к.в.} = 5 \cdot K_u \cdot C_b \cdot M_y \quad (54)$$

$$C_b = H_{б.в.} \cdot K_{э.в.},$$

где 5 – повышающий коэффициент, принимаемый для расчета платы за ущерб при условии сверхлимитного сброса загрязняющих веществ в воду;

K_u – коэффициент инфляции;

$H_{б.в.}$ – базовый норматив платы за сброс 1,0 т нефти в поверхностный водный объект в пределах установленного лимита, руб./т;

$K_{э.в.}$ – коэффициент экологической ситуации и экологической значимости состояния;

M_y – масса нефти, причинившая ущерб и принимаемая для платы за загрязнение водного объекта при авариях на трубопроводах, т.

Оценка суммы ущерба, подлежащего компенсации, окружающей природной среде от загрязнения атмосферы нефтепродуктами

Определяется сумма ущерба ОПС от выбросов углеводородов нефти в атмосферу при аварийных разливах:

$$Y_{к.а.} = 5 \cdot K_u \cdot C_a \cdot M_u \quad (55)$$

$$C_a = H_{б.а.} \cdot K_{э.а.}$$

Плата за загрязнение окружающей природной среды при авариях на магистральных нефтепроводах

Определяется плата за загрязнение окружающей природной среды разлившейся нефтью при авариях на магистральных нефтепроводах:

$$П = Y_z + Y_{к.в.} + Y_{к.а.}, \text{ руб.} \quad (56)$$

Результаты расчетов: объема разлива нефти и степени загрязнения окружающей среды от возможных ЧС(Н) на ППМН представлены в таблицах В.2-В.4 (приложение В).

7.3 Сметная стоимость работ по ликвидации аварийного разлива нефти

7.3.1 Расчёт продолжительности выполнения работ по ликвидации нефтяного загрязнения в период ледостава

Нормы времени выполнения оперативных действий оперативного персонала, группы доставки нефтесборного оборудования и бригады ЛРН № 2 (оповещение, сбор и доставка бригады ЛРН № 2) при разливе нефти в период ледостава приведены в таблицах 17-19 [48].

Таблица 17 – Норма времени выполнения оперативных действий оперативного персонала при разливе нефти

№ п/п	Наименование действий	Продолжительность, мин	Состав бригады
1			■ чел.
2			
3			
4	ИТОГО		

Таблица 18 – Норма времени выполнения оперативных действий группы доставки нефтесборного оборудования при разливе нефти

№ п/п	Наименование действий	Продолжительность, мин	Состав бригады
1			■ чел.
2			
3			
4	ИТОГО		

Таблица 19 – Норма времени выполнения оперативных действий бригады ЛРН № 2 при разливе нефти

№ п/п	Наименование действий	Продолжительность, мин	Состав бригады
1			■ чел.
2			
3			
4	ИТОГО		

Норма времени выполнения работ ликвидации нефтяного загрязнения в период ледостава приведена в таблице 20.

Таблица 20 – Норма времени выполнения работ бригады ЛРН № 2 по ликвидации нефтяного загрязнения в период ледостава

№ п/п	Наименование действий	Продолжительность, мин	Состав бригады
1			■ чел.
2			
3			
4			
5			
6	ИТОГО		

Организация локализации разливов нефти и нефтепродуктов в период ледостава

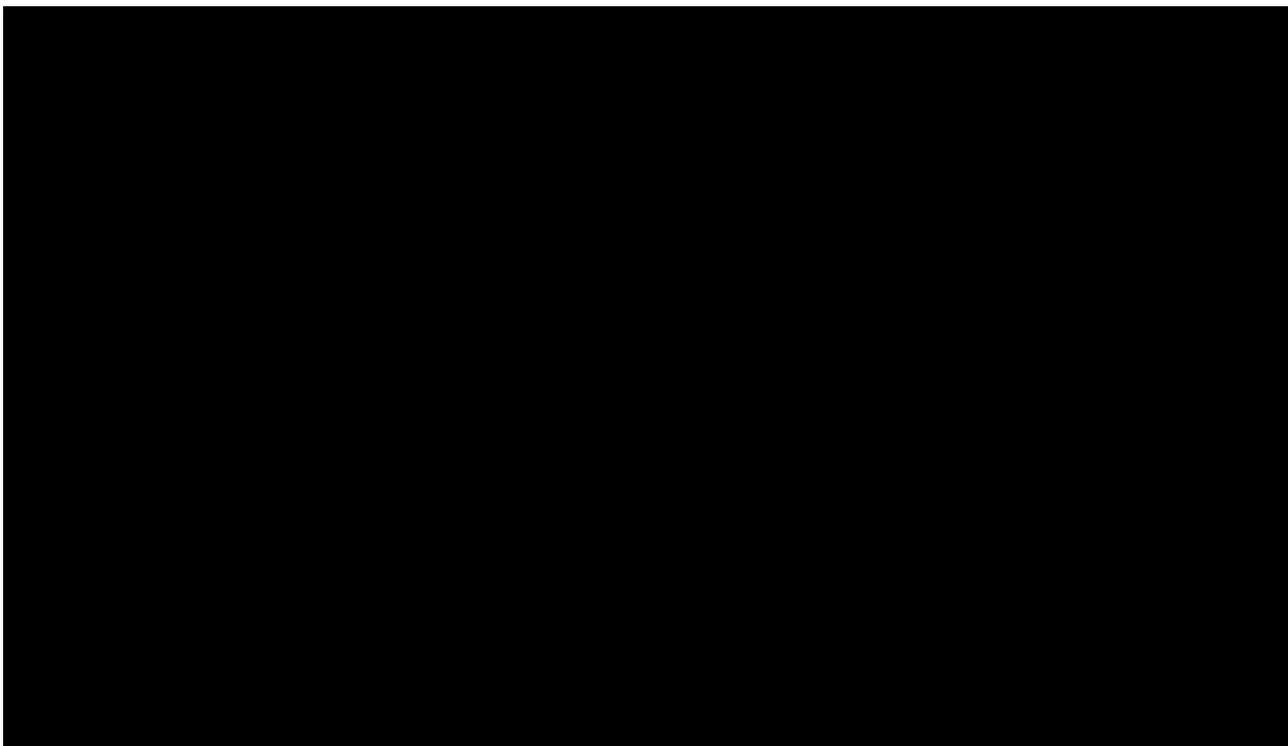


Рисунок 16 – Схема локализации разлива нефти в период ледостава на рубеже № 2

Подготовительные мероприятия [49]:

1. Доставка оперативного персонала, вагон-дома на ППМН, при формировании достаточной толщины ледяного покрова (постоянное базирование оперативного персонала (3 чел. и а/м на ППМН).
2. Выезд оперативного персонала на рубеж и установка БЗ на весь период ледостава (вмораживание в лед), установка емкости не менее 200 м³.
3. Обустройство майны с последующим ее укрытием, с целью оперативной установки нефтесборщиков (поддержание майны будет производиться оперативным персоналом, расположенным на ППМН).

Последовательность действий при возникновении аварийной ситуации:

- выезд оперативного персонала, базирующегося на ППМН на рубеж (контроль состояния майны для установки нефтесборщиков)
- выезд группы доставки с нефтесборным оборудованием (сбор а/м не более 30 мин.)

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- выезд аварийной бригады ЛРН №2 (сбор не более 2 часов) на рубеж, для завершения работ по ЛРН.

Локализация разлива нефти в зимний период включает в себя:

- выгрузка оборудования;
- установка нефтесборщика и вспомогательного оборудования;
- ввод нефтесборщика в зону, свободную от льда;
- локализация пятна нефти и направление его в зону сбора;
- сбор льда, загрязненного нефтью, в приемную ванну нефтесборщика и удаление его в мусорный контейнер;
- отмыв теплой водой загрязненного льда в контейнере и удаление воды с нефтью в приемную ванну нефтесборщика.

В случае понижения производительности нефтесборщика или замерзания майны, необходимо:

- 1) установить палатку над майной;
- 2) выполнить подачу тепла в зону работы нефтесборщика.

7.3.2 Расчёт сметной стоимости работ

Основу сметного расчёта составляют затраты на основные средства ЛРН, трудовые затраты на заработную плату оперативного персонала, страховые взносы и амортизация основных средств ЛРН.

Расчет стоимости основных средств ЛРН

Расчет стоимости основных средств ЛРН приведен в таблице 21.

Таблица 21 – Расчет стоимости основных средств ЛРН

Наименование основного средства ЛРН	Количество, шт., м.	Цена за шт., 1 секцию (20 м), руб.	Стоимость основных средств ЛРН, руб.
ИТОГО			

Расчет заработной платы оперативного персонала

Расчет заработной платы оперативного персонала, который обслуживает

ППМН в течение всего периода ледостава, приведен в таблице 22.

Таблица 22 – Расчет заработной платы оперативного персонала

Должность	Количество	Разряд	Зарплата с учетом надбавок, руб./месяц	Норма времени на проведение мероприятия, месяц	Общая заработная плата за весь период
	1	5			
	2	4			
ИТОГО	3				

Отчисления на социальное страхование

Страховые взносы определяются согласно установленным Налоговым кодексом РФ, представлены в таблице 24.

Амортизация основных средств ЛРН

Общая величина амортизационных отчислений основных средств ЛРН определяется путём суммирования амортизационных отчислений по каждому виду основных средств ЛРН.

Амортизация основных средств ЛРН представлена в таблице 23.

Таблица 23 – Амортизация основных средств ЛРН

Наименование объекта основных фондов	Количество, шт., м.	Балансовая стоимость, руб.		Годовая норма амортизации, %	Сумма амортизации, руб.
		одного объекта	всего		
				10	
				10	
				10	
				10	
ИТОГО					

Смета затрат на проведение работ по ликвидации нефтяного загрязнения в период ледостава таблицы 24.

Таблица 24 – Смета затрат на проведение работ по ликвидации нефтяного загрязнения в период ледостава

Состав затрат	Сумма затрат, руб.	%
1. Основные средства ЛРН		54
2. Оплата труда оперативного персонала		31
3. Страховые взносы (30%)		9
4. Амортизация основных средств ЛРН		6
Итого		100

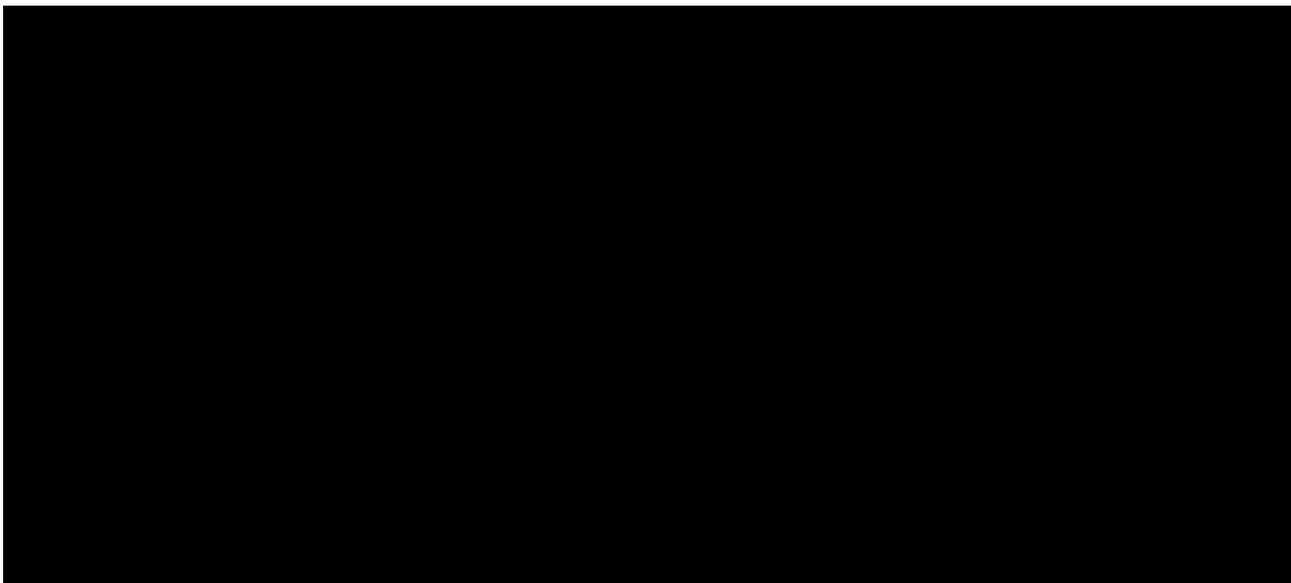


Рисунок 17 – Структура затрат

7.3.3 Расчёт стоимости обустройства подъездных дорог к рубежам локализации

Расчёт стоимости обустройства подъездных дорог к рубежам локализации представлен в таблице 25.

Таблица 25 – Стоимость обустройства 54 км а/д

№ п/п	Наименование работ	Стоимость работ, тыс. руб.		
		1 км	5 км	54 км
	Подготовительные работы (планировка дороги)	■		
	Земляные работы (карьер не более 10 км)			
	Дорожная одежда (фракция 40-70 мм, толщина 200 мм) карьер не более 10 км			
	Пересечения, примыкания и разворотные площадки			
	Стоимость материалов			
	Иженерные сооружения (укрепление откосов, водопропуск 2 шт. на 1 км)			
	Обустройство дороги			
	ИТОГО			

7.4 Экономическая эффективность технологии ликвидации аварийных разливов нефти на водной поверхности

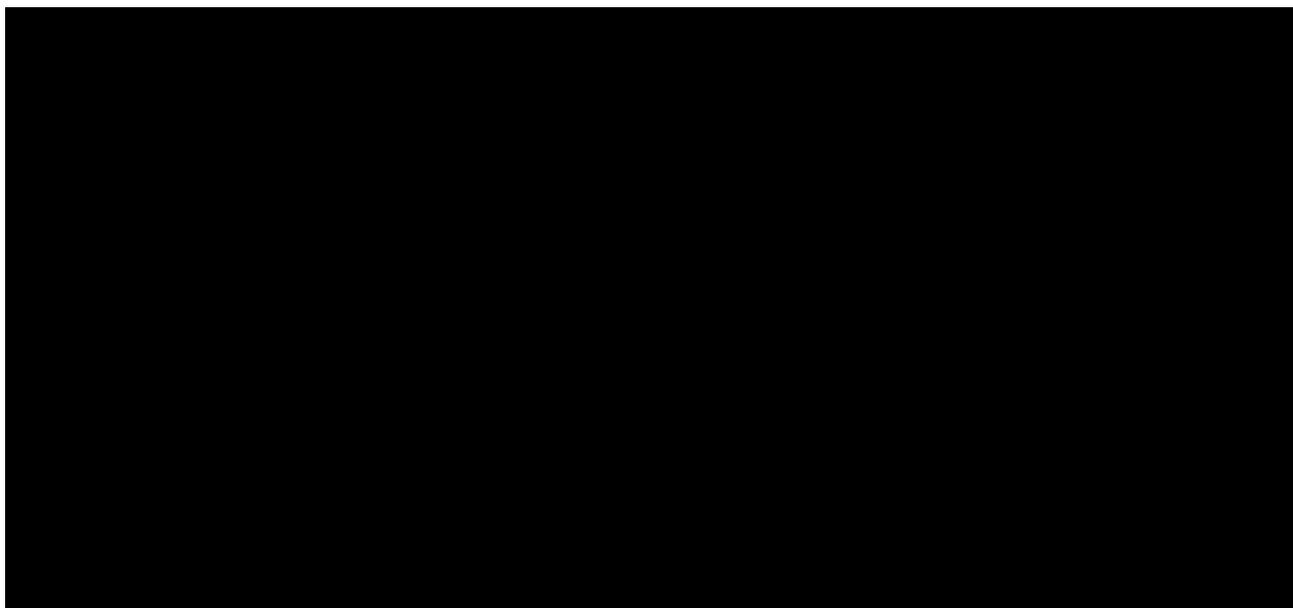


Рисунок 18 – Экономическая эффективность

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		84

8. Социальная ответственность

8.1 Введение

Социальная ответственность направлена на поддержания оптимальных параметров работы, согласованных с параметрами работы существующей системы трубопроводов, обеспечения достигнутого уровня надежности, безопасности, производственной санитарии, пожаровзрывобезопасности и охраны окружающей среды.

Нефтепроводы являются потенциально опасными объектами, эксплуатация которых всегда сопряжена с риском возникновения аварийных ситуаций. При этом, основным источником опасности для населения и природной среды являются аварийные ситуации, сопровождающиеся поступлением нефти в окружающую среду.

В данном разделе рассматривается безопасная организация работ по оптимизации технологии ликвидации аварийных разливов нефти при эксплуатации подводного перехода магистрального нефтепровода. Рабочая зона расположена в полевых условиях.

Раздел выполнен на основе материалов по вопросам охраны труда и окружающей среды, а также обеспечения безопасности в чрезвычайных ситуациях.

8.2 Производственная безопасность

Производственная безопасность – комплекс мероприятий и технических средств, снижающих вероятность воздействия на человека опасных производственных факторов, возникающих в рабочей зоне в процессе трудовой деятельности.

Согласно ГОСТ 12.0.002-2014 [50] факторы производственной среды делят на опасные и вредные.

					Оптимизация технологии ликвидации аварийных разливов нефти при эксплуатации подводного перехода магистрального нефтепровода			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Борисов Д.И.			Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					85	128
Консульт.		Немцова О.А.				НИ ТПУ Группа 2БМ6Б		
Рук-ль ООП		Бурков П.В.						

Опасные факторы – это факторы, приводящие к травме или другому резкому ухудшению здоровья.

Вредные факторы – это факторы, воздействие которых на организм человека может привести к профессиональному заболеванию.

По природе опасные и вредные производственные факторы подразделяют на следующие группы:

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

Опасные и вредные факторы при выполнении работ по оптимизации технологии ликвидации аварийных разливов нефти при эксплуатации подводного перехода магистрального нефтепровода приведены в таблице 26 и выбраны в соответствии с ГОСТ 12.0.003-2015 [51].

Таблица 26 – Опасные и вредные факторы при выполнении работ по оптимизации технологии ликвидации аварийных разливов нефти при эксплуатации подводного перехода магистрального нефтепровода

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-2015)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
Полевые работы: 1. Разведка участка аварийного разлива нефти; 2. Сбор высвободившейся нефти; 3. Рекультивационные работы.		Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	ГОСТ 12.1.003-2015 ССБТ [51]
		Пожаровзрывобезопасность на рабочем месте	ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ [52]
	Отклонение показателей климата на открытом воздухе, рабочей зоны		СанПиН 2.2.4.548-96 [55]
	Превышение уровней шума		ГОСТ 12.1.003-2014 [54]

Продолжение таблицы 26

1	2	3	4
	Превышение уровней вибрации		ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ [56]
	Недостаточная освещенность рабочей зоны		СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 СП 52.13330.2011 [58]
	Утечки токсичных и вредных веществ		ГОСТ 12.1.007-76 [57]
	Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися		ГОСТ 12.1.008-78 ССБТ [53]

8.2.1 Анализ вредных производственных факторов

Рассмотрим вредные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при проведении работ по оптимизации технологии ликвидации аварийных разливов нефти при эксплуатации подводного перехода магистрального нефтепровода, а также нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

1. Превышение уровней шума

Превышение уровней шума возможно при работе экскаватора и другой спецтехники.

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

Рассматриваемое рабочее место является постоянным и находится на территории предприятия. Согласно СанПиН 2.2.4.3359-16 [59] 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 дБА в любой октавной полосе.

Основные методы борьбы с шумом:

1. снижение шума в источнике (применение звукоизолирующих средств);
2. средства индивидуальной защиты (беруши, наушники, ватные тампоны);
3. соблюдение режима труда и отдыха;
4. использование дистанционного управления при эксплуатации шумящего оборудования и машин.

2. Недостаточная освещенность рабочей зоны

Для строительных площадок и участков работ необходимо предусматривать общее равномерное освещение. При этом освещенность должна быть не менее 2 лк независимо от применяемых источников света, за исключением автодорог. При подъеме или перемещении грузов должна быть освещенность места работ не менее 5 лк при работе вручную и не менее 10 лк при работе с помощью машин и механизмов [58].

3. Превышение уровня вибрации

Источниками вибраций являются машины и аппараты, в которых движутся неуравновешенные массы. Они характерны для машин роторного типа (турбины, электродвигатели, ручной механизированный инструмент), для механизмов с возвратно-поступательным движением (вибромолоты).

Вибрация возникает при соударении деталей в зубчатых зацеплениях, подшипниковых узлах, соединительных муфтах. Источником вибрации, является и движущийся транспорт.

Для санитарного нормирования и контроля используются средние квадратические значения виброускорения или виброскорости, а также их

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

логарифмические уровни в децибелах. Для первой категории общей вибрации, по санитарным нормам скорректированное по частоте значение виброускорения составляет 62 дБ, а для виброскорости – 116 дБ. Наиболее опасной для человека является вибрация с частотой 6-9 Гц [56].

Коллективная виброзащита включает в себя простые и составные средства виброизоляции и виброгашения: установку вибрирующего оборудования на массивный фундамент, применение демпфирующего покрытия и виброизоляторов. Средствами индивидуально защиты считаются специальный платформы, сидения, перчатки, рукоятки и некоторые виды обуви, позволяющие минимизировать воздействие вибрации.

4. Отклонение показателей климата на открытом воздухе, рабочей зоны

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

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

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

Работающие на открытой территории в зимний период года должны быть обеспечены спецодеждой с теплозащитными свойствами, работа должна быть организована таким образом, чтобы рабочие имели возможность периодически находиться в теплом помещении. К СИЗ относятся: специальная теплая одежда, обувь, средства защиты рук, средства защиты головы, лица и глаз.

Профилактика перегревания осуществляется организацией рационального режима труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха в зонах с нормальным микроклиматом.

От перегрева головного мозга предусматривают головные уборы, средства индивидуальной защиты, например, такие, как кепки.

					Социальная ответственность	Лист
						89
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Согласно ГОСТ 12.1.005-88 «Воздух рабочей зоны» [60] при определенной температуре воздуха и скорости ветра работы приостанавливаются (табл. 27).

Таблица 27 – Работы на открытом воздухе приостанавливаются работодателями при следующих погодных условиях

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

5. Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу

При ремонте НП возникает утечка нефти из трубопровода. Нефть относится к 3-му классу опасности. В таблице 28 представлены показатели вредных веществ.

Таблица 28 – Показатели вредных веществ

Наименование показателя	Нормы для класса опасности			
	1-го	2-го	3-го	4-го
Предельно допустимая концентрация (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны, мг/м	Менее 0,1	0,1-1,0	1,1-10,0	Более 10,0
Средняя смертельная доза при введении в желудок, мг/кг	Менее 15	15-150	151-5000	Более 5000
Средняя смертельная доза при нанесении на кожу, мг/кг	Менее 100	100-500	501-2500	Более 2500
Средняя смертельная концентрация в воздухе, мг/м	Менее 500	500-5000	5001-50000	Более 50000
Коэффициент возможности ингаляционного отравления (КВИО)	Более 300	300-30	29-3	Менее 3
Зона острого действия	Менее 6,0	6,0-18,0	18,1-54,0	Более 54,0
Зона хронического действия	Более 10,0	10,0-5,0	4,9-2,5	Менее 2,5

Защита органов зрения осуществляется с помощью различных предохранительных очков. Защита органов дыхания обеспечивается применением различного рода респираторов и противогазов. Респираторы служат для защиты легких человека от воздействия взвешенной в воздухе пыли, противогазы – для защиты от газов и вредных паров.

В зависимости от содержания кислорода в воздухе применяются следующие противогазы:

- фильтрующие – при содержании кислорода в воздухе свыше 19%. Обслуживающий персонал установки обеспечивается противогазами с марками коробок БКФ, возможно применение коробок марки «А».

- шланговые – применяются при содержании кислорода в воздухе менее 20% при наличии в воздухе больших концентраций вредных газов (свыше 0,5% об.). Применение шланговых противогазов обязательно при проведении работ внутри аппаратов, резервуаров и другой аналогичной закрытой аппаратуры.

б. Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися

Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися. Район работ приурочен к лесным и болотным ландшафтам, в связи с чем существует опасность повреждений, в результате контакта с дикими животными, кровососущими насекомыми, клещами. Бригада должна быть обеспечена спецодеждой и средствами индивидуальной защиты.

Места неблагополучные по клещевому энцефалиту (КЭ), определяются местными Центрами госсанэпиднадзора.

Нападение клещей-переносчиков возбудителей КЭ возможно в весенне-летний период. Наибольший риск нападения клещей в месяцах мае и июне. К СИЗ относятся: сапоги с высоким голенищем, энцефалитные куртки и штаны, накомарники, перчатки и другие виды одежды, которые предотвращают возможность воздействия насекомых с кожей человека [61].

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

8.2.2 Анализ опасных производственных факторов

Рассмотрим опасные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при проведении работ по оптимизации технологии ликвидации аварийных разливов нефти при эксплуатации подводного перехода магистрального нефтепровода, а также нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

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

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

2. Пожаровзрывобезопасность на рабочем месте

Образование взрывоопасной среды обусловлено образованием взрывоопасной смеси паров нефти и воздуха.

Горючие газы и пары легко воспламеняющихся жидкостей способны образовывать в смеси с кислородом воздуха взрывчатые смеси. Границы концентраций горючих паров в воздухе при которых возможен взрыв называются нижним и верхним пределом распространения пламени (НКПР и ВКПР). Другими словами, концентрация от НКПР до ВКПР называется диапазоном взрываемости. Для паров нефти установлены следующий диапазон взрываемости: НКПР – 42000 мг/м³; ВКПР – 195000 мг/м³ [52].

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

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

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

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.

Для предотвращения взрыва необходимо осуществлять постоянный контроль давления по манометрам в трубопроводе.

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.

Ответственный за обеспечение пожарной безопасности объекта обязан обеспечить проверку места проведения огневых работ или других пожароопасных работ в течение 3 часов после их окончания.

Пожарная безопасность при проведении ремонтных и эксплуатационных работ на линейной части МТ должна обеспечиваться боевым пожарным расчетом на пожарной автоцистерне, заполненной пенообразователем и водой, или другой пожарной техникой.

Первичные средства пожаротушения следует размещать вблизи мест наиболее вероятного их применения, на виду, с обеспечением к ним свободного доступа.

На месте проведения работ по ликвидации аварийных разливов нефти должны иметься в своем составе следующие первичные средства пожаротушения, представленные в таблице 29.

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

Таблица 29 – Средства пожаротушения

Наименования средств пожаротушения	Количество
Огнетушители: порошковые ОП-10	3
Первичные средства пожаротушения:	
• топор;	1
• багор;	2
• ведро;	2
• лопата штыковая;	2
• кошма размером 2х2 п.м. или асбестовое покрывало.	1
Газоанализатор	1

8.3 Экологическая безопасность

При транспортировке нефти по МТ необходимо соблюдать требования по защите окружающей среды, установленные законодательством по охране природы. В таблице 30 представлено экологическое влияние аварий на МТ.

Таблица 30 – Экологическое влияние аварий на магистральных трубопроводах

Геосферы	Вредные воздействия
Атмосфера	Случаи отравления парами нефтепродуктов достаточно редки. Но взаимодействие летучих углеводородов, входящих в состав нефти и нефтепродуктов, окислов азота и ультрафиолетового излучения приводит к образованию смога. В таких случаях количество пострадавших может составлять тысячи человек. Особую опасность представляет загрязнение воздуха вблизи населенных пунктов. В этих случаях возможность наложения или аккумуляции различных загрязнений значительно усугубляет характер последствий. Также загрязнение воздуха может привести к угнетению растительного покрова.
Литосфера	Нефть не образует больших растеканий по поверхности почвы. Определенную опасность представляет вариант загорания пропитанных нефтью и нефтепродуктами грунтов. Основные экологические проблемы при попадании нефти на землю связаны с грунтовыми водами. После просачивания до их поверхности, нефть и нефтепродукты начинают образовывать плавающие на воде линзы. Эти линзы могут мигрировать, вызывая загрязнение водозаборов, поверхностных вод.
Гидросфера	Нефть, разлитая в реке, представляет собой, куда большую опасность, чем нефть, разлитая на суше. Нефть влияет на структуру экосистемы животных организмов. При нефтяном загрязнении изменяется соотношение видов и уменьшается их разнообразие. Поскольку на воде нефтяное пятно может расплзтись на сотни миль и превратиться в тончайшую масляную пленку, которая покрывает даже берега. Такое развитие событий может привести к гибели птиц, млекопитающих и других организмов. Нефтяные пятна на земле достаточно легко устранимы, поскольку вокруг пятна можно быстро насыпать вал.

С целью минимизации и предупреждения вредного антропогенного воздействия должно быть выполнено следующее: проведены инструктажи

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

обслуживающего персонала по вопросам соблюдения норм и правил экологической и противопожарной безопасности, требований санитарно-эпидемиологической службы, ознакомление его с особым режимом деятельности в водоохранных и санитарно-защитных зонах водотоков и водозаборов.

8.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация – внешне неожиданная, внезапно возникающая обстановка, которая характеризуется резким изменением установившегося процесса, оказывающая значительное отрицательное влияние на жизнедеятельность людей и окружающую среду.

Аварии, возникающие на магистральных нефтепроводах, приводят к чрезвычайным ситуациям, так как в результате разлива нефти возможен пожар, разрушение сооружения, гибель людей, загрязнение окружающей среды. ЧС, вызванные авариями на магистральных нефтепроводах, могут сопровождаться одним или несколькими следующими событиями:

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

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

Наиболее характерной ЧС является экологическое загрязнение окружающей среды.

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

- создание собственных формирований или заключение договоров с профессиональными аварийно-спасательными формированиями (службами);

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

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

8.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Перечень нормативно-правовых актов, определяющих организационно-правовые нормы в области защиты граждан Российской Федерации от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера представлен в таблице 31.

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

Таблица 31 – Нормативно-правовые акты

№ п/п	№ акта, дата	Наименование нормативного акта
1	Указ президента РФ от 27.12.2010 №1632	О совершенствовании системы обеспечения вызова экстренных оперативных служб на территории РФ
2	Федеральный закон от 12 февраля 1998 г. № 28-ФЗ	О гражданской обороне
3	Федеральный закон от 21 Декабря 1994 г. № 69-ФЗ	О пожарной безопасности
4	Федеральный закон от 21.12.1994 №68-ФЗ	О защите населения и территории от ЧС природного и техногенного характера
5	Федеральный закон от 22 августа 1995 г. № 151-ФЗ	Об аварийно-спасательных службах и статусе спасателей
6	Постановление правительства Российской Федерации от 1 декабря 2005 г. № 712	Об утверждении положения о государственном надзоре в области защиты населения и территорий от ЧС природного и техногенного характера, осуществляемом министерством РФ по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий
7	Постановление правительства Российской Федерации от 2 ноября 2000 г. № 841	Об утверждении положения об организации обучения населения в области гражданской обороны
8	Постановление правительства Российской Федерации от 4 сентября 2003 г. № 547	О подготовке населения в области защиты от ЧС природного и техногенного характера
9	Постановление правительства Российской Федерации от 21 декабря 2004 г. № 820	О государственном пожарном надзоре
10	Постановление правительства Российской Федерации от 21 мая 2007 г. № 304	О классификации ЧС природного и техногенного характера
11	Постановление правительства Российской Федерации от 26 ноября 2007 г. № 804	Об утверждении положения о гражданской обороне в РФ
12	Постановление правительства российской федерации от 30 декабря 2003 г. № 794	О единой государственной системе предупреждения и ликвидации ЧС
13	Постановление правительства Российской Федерации от 24 марта 1997 г. № 334	О порядке сбора и обмена в РФ информацией в области защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера
14	Постановление правительства Российской Федерации от 29 ноября 1999 г. № 1309	О порядке создания убежищ и иных объектов гражданской обороны
15	Постановление правительства Российской Федерации от 23 апреля 1994 г. № 359	Об утверждении положения о порядке использования объектов и имущества гражданской обороны приватизированными предприятиями, учреждениями и организациями

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выпускной квалификационной работы магистра разработана технология установки стационарных боновых заграждений на период ледостава:

- проведен аналитический обзор по техническим средствам и методам ликвидации аварийных разливов нефти на водной поверхности;
- суммарный расчетный объем нефти, удерживаемый на поверхности воды двумя линиями боновых заграждений при условии полного перекрытия русла реки, установленными на расстоянии ■ км от ППМН, превышает объем утечек нефти при порыве (■) и проколе (■), следовательно, увеличивается время реагирования;
- для обеспечения сдерживания расчетного объема нефти:
 - угол установки боновых заграждений должен находиться в пределах ■;
 - полная высота подводной части боновых заграждений должна быть не более ■ м;
- при расчете прогнозируемых разливов нефти максимально возможный разлив нефти составил при порыве – ■ т., при проколе – ■ т.;
- при расчете основных средств и ресурсов для ликвидации аварийного разлива нефти:
 - основные средства ЛРН – ■ шт., при котором:
 - зимние боновые заграждения (2-е удерживающие линии) – ■ м;
 - емкости временного хранения нефти – ■ м³.
- при расчете экономической эффективности технологии ликвидации аварийных разливов нефти на водной поверхности с применением стационарных боновых заграждений на период ледостава для перехода магистрального нефтепровода через ■ затраты составили:

					Оптимизация технологии ликвидации аварийных разливов нефти при эксплуатации подводного перехода магистрального нефтепровода			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Борисов Д.И.			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					98	138
Консульт.						НИ ТПУ Группа 2БМ6Б		
Рук-ль ООП		Бурков П.В.						

- проведение работ по ликвидации нефтяного загрязнения в период ледостава – ████████ т.р.;
- оплата труда оперативному персоналу – ████████ т.р.;
- стоимость обустройства подъездной автодороги (5 км) к рубежу локализации № 2 на данном участке водного объекта – ████████ т.р.

I вариант: экономическая эффективность (сравнение стоимости обустройства автодороги и затрат на проведение работ по ликвидации аварийного разлива нефти) составляет ████████ т.р.

II вариант: экономическая эффективность (сравнение стоимости обустройства автодороги и оплаты труда оперативному персоналу, т.к. основные средства ЛРН находятся в резерве предприятия) составляет ████████ т.р.

					Заключение	Лист
						99
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. ГОСТ Р 55435-2013 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание.
2. ОР-75.200.00-КТН-231-16 Порядок технической эксплуатации переходов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов через водные преграды и малые водотоки.
3. Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 24 января 2018 г. № 29 «Об утверждении руководства по безопасности «Методические рекомендации по классификации техногенных событий в области промышленной безопасности на опасных производственных объектах нефтегазового комплекса».
4. Статистика по аварийности и травматизму со смертельным исходом в странах-участниках совета Межгосударственного совета по промышленной безопасности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.mspsng.org> (дата обращения 05.03.2018 г.).
5. Гумеров А.Г., Азметов Х.А., Гумеров Р.С., Векштейн М.Г. Аварийно-восстановительный ремонт магистральных нефтепроводов.
6. Бородавкин П.П., Шадрин О.Б., Черняев Д.А. Эксплуатация подводных переходов нефте- и продуктопроводов. Вопросы проектирования.
7. Бородавкин П.П., Шадрин О.Б. Вопросы проектирования и капитального ремонта подводных переходов трубопроводов. М.: ВНИИОЭНГ, 1971. – 84 с.
8. Бородавкин П.П., Таран В.Д. Трубопроводы в сложных условиях. -М: Недра, 1968. – 304 с.
9. Забела К.А., Кафтан А.Н., Онищук В.В., Фисенко В.А. Прогнозирование подводных трубопроводов / Обзорная информация. М.: ВНИИОЭНГ, 1982.
10. Забела К.А. Ремонт подводных переходов в зимних условиях / Обзорная

					Оптимизация технологии ликвидации аварийных разливов нефти при эксплуатации подводного перехода магистрального нефтепровода			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Борисов Д.И.			Список используемых источников	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					100	138
Консульт.						НИ ТПУ Группа 2БМ6Б		
Рук-ль ООП		Бурков П.В.						

информация. М.: ВНИИОЭНГ, 1982. – 52 с.

11. Идрисов Р.Х. Эффекты плавучести нефти в воде. Состояние вопроса / Башкирский экологический вестник // Спец. вып. 2000. №1 (8). С. 64-68.
12. РД-13.020.00-КТН-148-11 Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах и нефтепродуктопроводах.
13. Постановление Правительства Российской Федерации от 21.08.2000 № 613 (ред. от 14.11.2014) «О неотложных мерах по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов».
14. СП 36.13330.2012 «СНиП 2.05.06-85* «Магистральные трубопроводы».
15. Давыдова С.Л., Тагасов В.И. Нефть и нефтепродукты в окружающей среде. М.: Изд-во РУДН, 2004. 163 с.
16. Пат. 2183231 Российская Федерация, МПК7 E02B15/06. Нефтесорбирующий бон / Бачерникова С.Г., Есенкова Н.П., Михалькова А.И.; заявитель и патентообладатель Открытое акционерное общество «Научно-исследовательский институт нетканых материалов». 99119841/13, заявл. 16.09.1999; опубл. 10.06.2002.
17. Пат. 2158801 Российская Федерация, МПК7 E02B15/06. Боновое сорбционное заграждение / Веснин Н.М.; заявитель и патентообладатель Экспериментально-производственный и технический центр Межотраслевого научно-исследовательского института экологии топливно-энергетического комплекса. 99113498/13, заявл. 21.06.1999; опубл. 10.11.2000.
18. Pat. US 20120003045 A1, CPC E02B15/04. Floating oil containment and absorbent barrier system / Earl R. Singleton; applicant and patentee Singleton Earl R. US 13/165,834, filed 22.06.2011; publ. 05.01.2012.
19. Pat. US 4537528 A, CPC E02B15/06, E02B15/04. Fireproof boom / Wayne F. Simpson; applicant and patentee Shell Oil Company. US 06/675,456, filed 27.11.1984; publ. 27.08.1985.
20. Pat. US 4645376 A, CPC E02B15/06, E02B15/04. Fireproof boom / Wayne F. Simpson; applicant and patentee Shell Western E&P Inc. US 06/806,575, filed

					Список используемых источников	Лист
						101
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

09.12.1985; publ. 24.02.1987.

21. Пат. 2177062 Российская Федерация, МПК7 E02B15/06. Огнестойкое боновое ограждение / Веснин Н.М., Исмагилов А.Х.; заявитель и патентообладатель Экспериментально-производственный и технический центр Межотраслевого научно-исследовательского института экологии топливно-энергетического комплекса. 2000121861/13, заявл. 15.08.2000; опубл. 20.12.2001.
22. Pat. WO 2014112855 A1, CPC E02B15/10, B63B35/32, F23G7/05. Device for eradicating oil spills in bodies of water / Nurtayeva A., Priimak D., Nurtayeva G. and other; applicant and patentee Nurtayeva A., Priimak D. PCT/KZ2013/000007, filed 21.05.2013; publ. 24.07.2014.
23. Pat. US 4923332 A, CPC E02B15/06, E02B15/04. High temperature resistant oil boom flotation core / Stephen M. Sanocki, Donald D. Johnson, Edward M. Fischer; applicant and patentee Minnesota Mining and Manufacturing Company. US 07/309,416, filed 10.02.1989; publ. 08.05.1990.
24. Применение боновых ограждений при ликвидации разливов нефти. Технический информационный документ. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.itopf.com> (дата обращения 07.05.2018 г.).
25. Маценко С.В., Волков Г.Г., Волкова Т.А. Ликвидация разливов нефти и нефтепродуктов на море и внутренних акваториях. Расчет достаточности сил и средств: методические рекомендации. Новороссийск: МГА им. адмирала Ф.Ф. Ушакова, 2009. 78 с.
26. ОР-ОЗ.100.30-КТН-110-10 «Положение о линейной эксплуатационной службе».
27. План по предупреждению и ликвидации разливов нефти на переходах магистральных нефтепроводов через водные преграды [REDACTED], книга 1.
28. РД-13.200.00-КТН-199-14 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Система организации работ по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций на объектах [REDACTED].
29. Приказ МПР России от 03.03.2003 № 156 «Об утверждении указаний по

					Список используемых источников	Лист
						102
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

определению нижнего уровня разлива нефти и нефтепродуктов для отнесения аварийного разлива к чрезвычайной ситуации».

30. Федеральный закон от 21.12.1994 № 68-ФЗ (ред. от 02.05.2015) «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера». Федеральный закон от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды».
31. Федеральный закон от 21.01.1991 №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».
32. ОР-ОЗ.100.30-КТН-150-11 «Порядок организации огневых, газоопасных и других работ повышенной опасности на взрывопожароопасных и пожароопасных объектах организаций системы ██████████ и оформления нарядов-допусков на их подготовку и проведение».
33. Федеральный закон от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды».
34. «Основные требования к разработке планов по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов» (утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 21.08.2000 № 613).
35. «Положение о единой государственной системе предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций» (утверждено постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2003 № 794).
36. Постановление Правительства Российской Федерации от 15.04.2002 № 240 «О порядке организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации».
37. РД-13.100.00-КТН-004-10 «Сборник типовых инструкций по охране труда по профессиям и видам работ для работников предприятий ██████████».
38. РД 153-39.4-074-01 «Инструкция по ликвидации аварий и повреждений на подводных переходах магистральных нефтепродуктопроводов».
39. РД-13.020.40-КТН-025-14» Правила разработки планов по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на объектах магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов».
40. СО 06-04-АКТНП-001-2006 «Инструкция по ликвидации техногенных

					Список используемых источников	Лист
						103
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

чрезвычайных ситуаций на магистральных нефтепродуктопроводах
[REDACTED].

41. ОР-13.040.00-КТН-006-12 Контроль воздушной среды на объектах магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов.
42. РД-13.110.00-КТН-260-14 «Правила безопасности при эксплуатации объектов [REDACTED].
43. РД-13.020.00-КТН-020-14 «Ликвидация аварий и повреждений. Организация и проведение работ».
44. План по предупреждению и ликвидации разливов нефти на переходах магистральных нефтепроводов через водные преграды [REDACTED], книга 3.
45. РД-13.020.40-КТН-195-13 «Табель оснащения нефте- и нефтепродуктопроводных предприятий [REDACTED] техническими средствами для ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов на ПМТ через водные преграды».
46. «Правила разработки и согласования планов по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации» (утверждены приказом МЧС России от 28.12.2004 № 621).
47. «Методика определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах» (утв. Минтопэнерго РФ 01.11.1995). [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.legalacts.ru> (дата обращения 10.05.2018 г.).
48. ОР-ОЗ.100.30-КТН-154-13 «Порядок проведения учебно-тренировочных занятий в [REDACTED].
49. РД-03.100-30-КТН-177-12 «Учебное пособие по рабочей профессии «Трубопроводчик линейный 2-5 разрядов».
50. ГОСТ 12.0.002-2014 Система стандартов безопасности труда. Термины и определения.
51. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

					Список используемых источников	Лист
						104
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

52. ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
53. ГОСТ 12.1.008-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Биологическая безопасность. Общие требования.
54. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности.
55. СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений» (утв. постановлением Госкомсанэпиднадзора РФ от 1 октября 1996 г. № 21).
56. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования.
57. ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности (с Изменениями № 1, 2).
58. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 «Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий» (утв. Главным государственным санитарным врачом РФ 6 апреля 2003 г.).
59. СанПин 2.2.4.3359-16 «Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах».
60. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением № 1).
61. ГОСТ Р 12.4.296-2013 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Одежда специальная для защиты от вредных биологических факторов (насекомых и паукообразных). Общие технические требования. Методы испытаний.
62. Use of booms in oil pollution response. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.itopf.com> (дата обращения 07.05.2018 г.).
63. Use of skimmers in oil pollution response. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.itopf.com> (дата обращения 07.05.2018 г.).

					Список используемых источников	Лист
						105
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Приложение А
(обязательное)

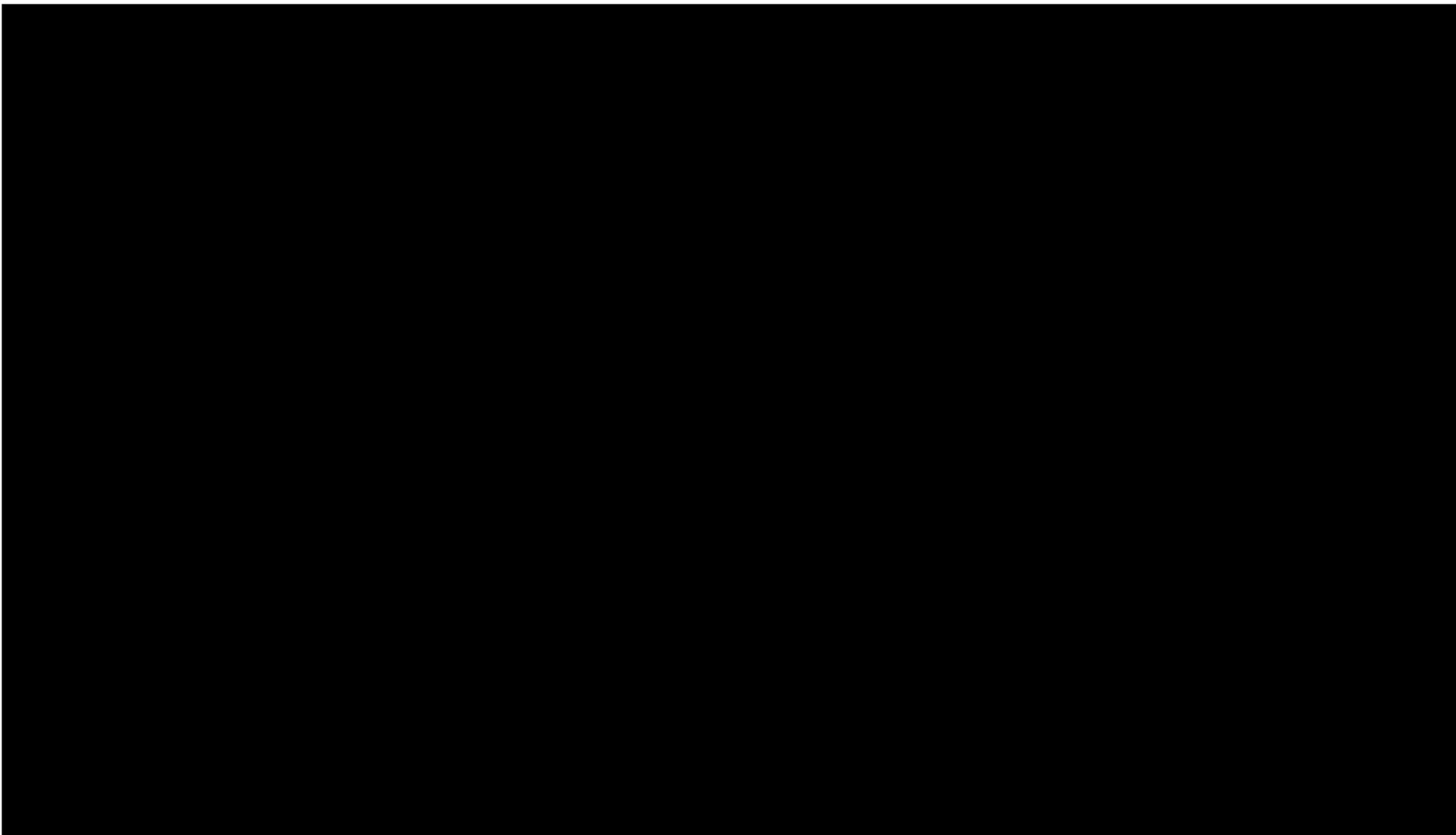


Рисунок А.1 – Продольный профиль трассы, технологическая схема, ситуационный план линейного участка

Приложение Б

(обязательное)

Таблица Б.1 – Результаты расчета необходимой производительности и количества нефтесборных систем

Наименование МН	Км по трассе	Наименование водной преграды	Участок (ППМН, рубеж №)	Необходимая производительность НСС, не менее, м ³ /ч	Необходимое количество НСС, не менее, шт.
■	■	■	■	■	■
			■	■	■
			■	■	■
			■	■	■
			■	■	■
			■	■	■

Таблица Б.2 – Результаты расчета необходимого количества сорбентов

Наименование МН	Км по трассе	Наименование водной преграды	Необходимое количество сорбентов, кг
■	■	■	■

Таблица Б.3 – Результаты расчета необходимого суммарного объема ёмкостей

Наименование МН	Км по трассе	Наименование водной преграды	Участок (ППМН, рубеж №)	Необходимый суммарный объём ёмкостей, м ³
■	■	■	■	■
			■	■
			■	■
			■	■
			■	■
			■	■

Таблица Б.4 – Результаты расчета необходимого количества вакуумных установок для вывоза нефти

Наименование МН	Км по трассе	Наименование водной преграды	Участок (ППМН, рубеж №)	Необходимое количество вакуумных установок, шт.
■	■	■	■	■

Таблица Б.5 – Необходимое количество плавсредств

Наименование МН	Км по трассе	Наименование водной преграды	Период	Необходимое количество плавсредств, шт.
■	■	■	■	■

Таблица Б.6 – Результаты расчета необходимого количества и массы якорей

Наименование МН	Км по трассе	Наименование водной преграды	Период	Необходимое количество якорей, береговой/русловой, шт.	Масса одного якоря, кг
■	■	■	■	■	■

Таблица Б.7 – Результаты расчета необходимого количества ледорезных машин, бензопил

Наименование МН	Км по трассе	Наименование водной преграды	Необходимое количество бензопил, шт.	Необходимое количество ледорезных машин, шт.
■	■	■	■	■

Приложение В

(обязательное)

Таблица В.1 – Календарный план-график проведения инженерного проекта

Наименование	Исполнители	Т _к , раб дн.	Продолжительность выполнения работ																	
			декабрь			январь			февраль			Март			апрель			Май		
			1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
Введение	Магистрант руководитель	4		■																
Цели задачи, актуальность, научная новизна	Магистрант Руководитель	3		■																
Обзор литературы	Магистрант	51			■	■	■	■												
Основная часть	Магистрант Руководитель	33							■	■	■	■	■	■						
Результаты и обсуждения	Магистрант	31												■	■	■	■			
Пояснительная записка	Магистрант Руководитель	24															■	■	■	■

■ – Магистрант

■ – Руководитель

Таблица В.2 – Прогнозирование объемов и площадей разливов нефти на ППМН

Водная преграда	Максимальный суточный объем прокачки, т/сутки	Утечка при проколе				Утечка при порыве			
		Объем, м ³	Масса, т	Площадь разлива на суше, м ²	Площадь разлива на водотоке, м ²	Объем, м ³	Масса, т	Площадь разлива на суше, м ²	Площадь разлива на водотоке, м ²
река									

Таблица В.3 – Результаты расчета объема разлива нефти с учетом профиля трубопровода и параметров эксплуатации

Водная преграда	Пропускная способность МН, м ³ /ч	Время реагирования, мин	Объем утечки до закрытия задвижек, м ³	Диаметр МН, мм	Толщина стенки, мм	Длина участков стока, м	Объем утечки после закрытия задвижек, м ³	Объем утечки при «порыве», м ³	Минимальный расход утечки, обнаруживаемый СОУ, м ³ /ч	Периодичность осмотра перехода МН, ч	Объем утечки при «проколе», м ³
река											

Таблица В.4 – Расчеты степени загрязнения атмосферного воздуха и водных объектов от возможных ЧС(Н) на ППМН

Водная преграда	Площадь разлива		Масса испарившихся углеводородов с площади разлитой нефти		Уатм (ущерб от загрязнения атмосферного воздуха), руб		Уводн (ущерб от загрязнения водных объектов), руб
	на суше, м ²	на водном объекте, м ²	на суше, кг	на водном объекте, кг	При испарении с поверхности земли	При испарении с водного объекта	
река							

**Приложение Г
(справочное)**

Раздел (1)
Methods to eliminate emergency oil spills

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Б	Борисов Дмитрий Иванович		21.05.2018

Консультант отделения НД :

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Чухарева Н.В.	к.х.н, доцент		21.05.2018

Консультант – лингвист отделения ИЯ :

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОИЯ	Коротченко Т.В.	к.ф.н, доцент		21.05.2018

1. Methods to eliminate emergency oil spills

Booms

Booms are routinely used to surround and contain oil spilled at sea and to deflect its passage away from sensitive resources or towards a recovery point. The success of booming operations can be limited by the rapid spread of floating oil and the effects of currents, tides, wind and waves. Effective boom design and a well-planned and coordinated response can reduce these problems, although in some circumstances the use of any boom might be inappropriate.

Design principles

Booms are floating barriers designed to perform one or more of the following functions [62]:

- oil containment and concentration: surrounding floating oil to prevent its spread over the water surface and increase its thickness to facilitate recovery;
- deflection: diverting the oil to a suitable collection point on the shoreline for subsequent removal, for example by vacuum trucks, pumps, or other recovery methods;
- protection: diverting the oil away from economically important or biologically sensitive sites such as harbour entrances, power station cooling-water intakes, mariculture facilities or nature reserves.

Booms come in a variety of sizes, materials and designs in order to meet the demands of these different situations and environments. They can range from small, inexpensive, lightweight models for manual deployment in harbours (Figure 19), to large, expensive and robust units for offshore use, which may require the use of reels, cranes and sizeable vessels to handle them. Booms are available in a variety of lengths with couplings to allow sections to be combined to the desired overall length. Couplings also provide towing and anchoring points. In addition to reels, a variety of ancillary equipment such as towing bridles, air blowers and anchors may be required.



Figure 19 – Fence boom deflecting oil from moorings

The most important characteristic of a boom is its oil containment or deflection capability, determined by its behaviour in relation to water movement. All booms normally incorporate the following features to enhance this behaviour:

- freeboard to prevent or reduce splash-over;
- sub-surface skirt to prevent or reduce escape of oil under the boom;
- flotation in the form of air, foam or other buoyant material;
- longitudinal tension member (chain or wire) to withstand forces from winds, waves and currents;
- ballast to maintain the vertical aspect of the boom.

The majority of boom designs fall into two broad categories:

Curtain Booms – providing a continuous sub-surface skirt or flexible screen supported by an air or foam-filled flotation chamber usually of circular cross-section (Figures 20a and 20c).

Fence Booms – generally with a flat cross-section held vertically in the water by integral or external buoyancy, ballast and bracing struts (Figure 20b).

Shore-sealing or beach-sealing booms are also available whereby the skirt is replaced by water-filled chambers allowing the boom to settle on an exposed shoreline at low tide (Figure 20d). Fire boom is specifically constructed to withstand the high temperatures generated by burning oil and can be of either fence or curtain design with the associated abilities and limitations of these two designs in containing oil.

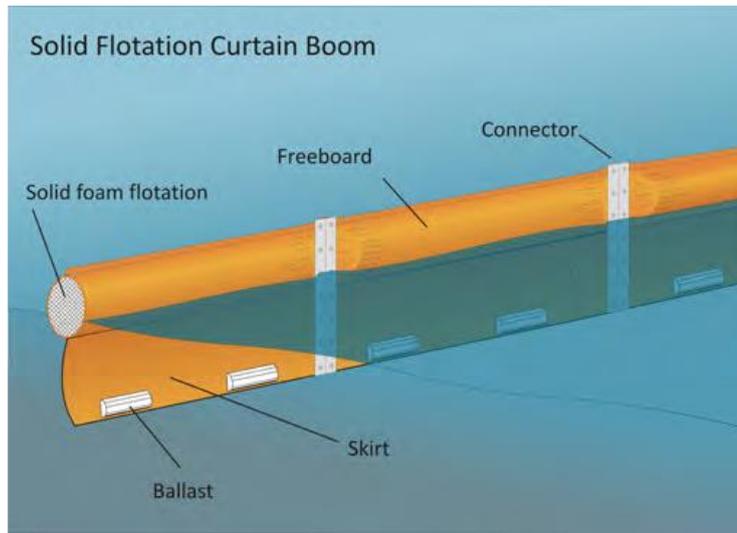


Figure 20a – A solid flotation curtain boom with external ballast

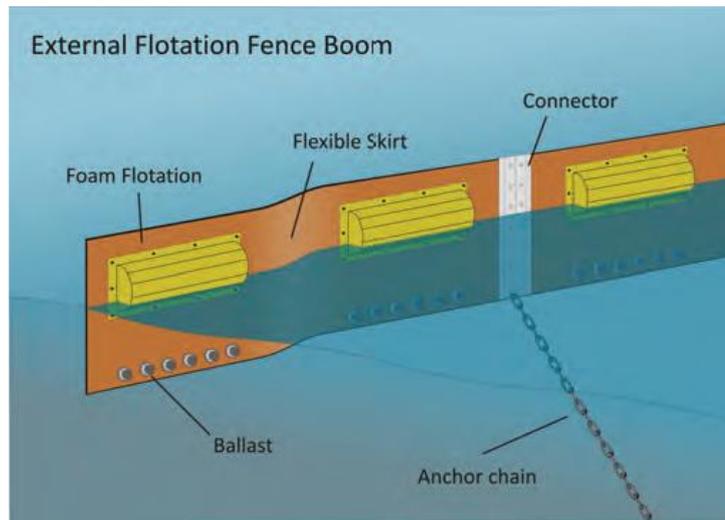


Figure 20b – An external flotation fence boom with external flotation and ballast. Mooring points are located at intervals along its lower length

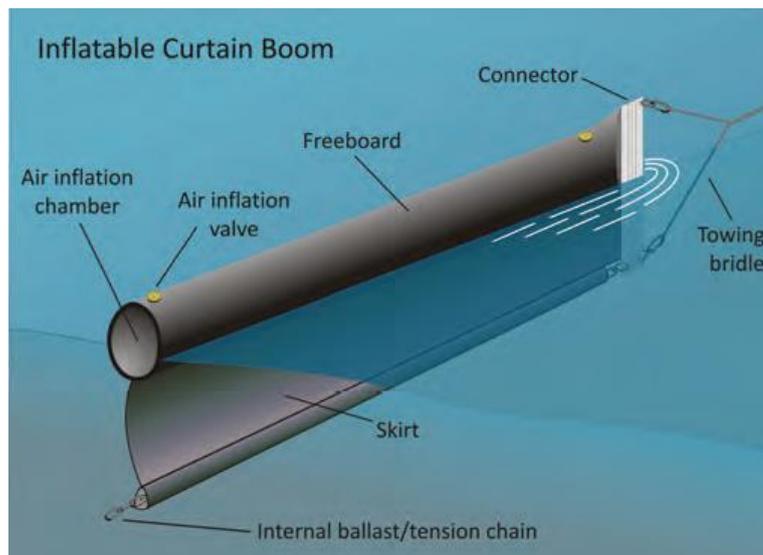


Figure 20c – An inflatable curtain boom with a combined ballast and tension chain fitted in an integral pocket attached to the bottom of the skirt

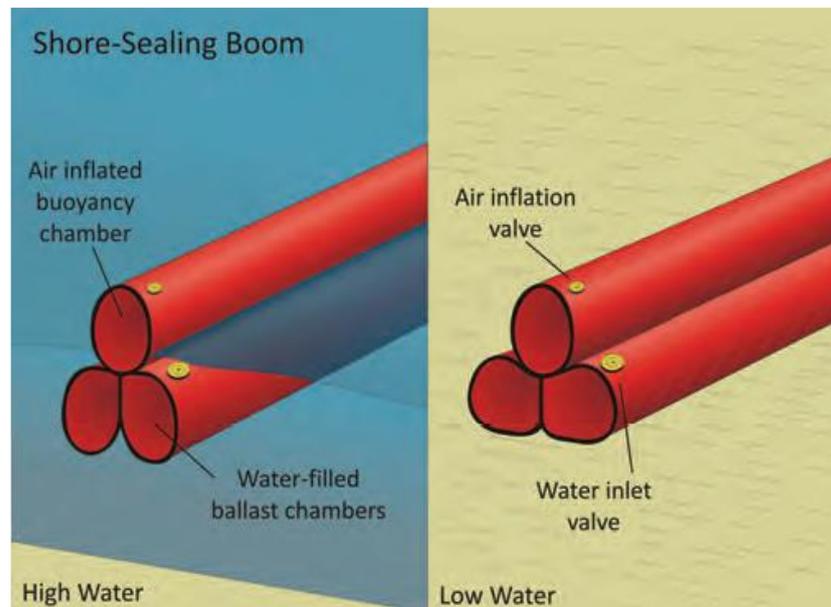


Figure 20d – Intertidal shore-sealing boom. Upper air inflation pocket to allow flotation, lower water filled pockets to provide ballast when floating and to ensure a good seal with the substrate at low tide

Booms should be sufficiently flexible to follow wave motion yet sufficiently rigid to retain as much oil as possible. Some designs of fence and solid flotation curtain boom exhibit poor wave-following characteristics, causing the freeboard to sink below the surface or the skirt to ride between crests as a wave passes, allowing oil to escape. Consequently, these types of boom should be limited to use in calm waters.

Although boom systems have been developed for use in fast flowing water and others for towing at relatively high speeds, most conventional booms designs are not capable of containing oil against water velocities much in excess of 0.5 ms^{-1} (1 knot) acting at right angles to it. In practice, the escape velocity for most booms is around 0.35 ms^{-1} (0.7 knots) irrespective of skirt depth. The way in which oil escapes, and its relationship to water velocity, is as much a function of oil type as of boom design. Low viscosity oils escape at lower velocities than more viscous oils. With the former, turbulence in the headwave, caused by high currents, shears droplets from the underside of the oil layer that then are carried under the boom, a process termed «entrainment» (Figure 21a). Low viscosity oils are also prone to «drainage failure» (Figure 21b), whereby the high currents cause droplets to break away from the oil accumulating at the boom face, to flow vertically down and under the skirt. More viscous oils are less likely to become entrained in the water and can form thicker layers

at the boom face. At a certain critical accumulation thickness, the oil will be swept under the boom (Figure 21c).

Besides river and tidal currents, wind and waves can generate water movement in excess of the escape velocity, as well as causing splash-over of contained oil (Figure 21d). Very high currents may cause the boom to submerge, particularly if insufficient buoyancy is provided (Figure 21e), or to plane allowing oil to flow past (Figures 21f and 22). Oil escape can also be induced by turbulence along a boom and therefore a uniform profile without projections is desirable.

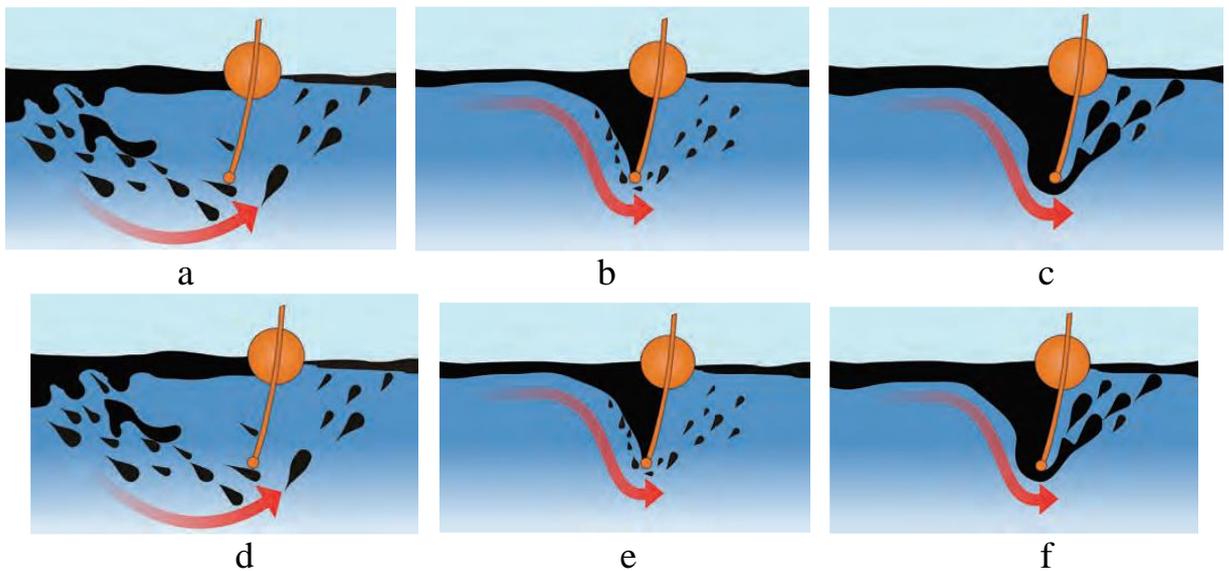


Figure 21 – Boom failure modes. The arrows indicate current direction. (After a diagram in Oil Spill Science and Technology, courtesy Merv Fingas):
a – Entrainment; b – Drainage failure; c – Critical accumulation; d – Splash-over;
e – Submergence; f – Planing



Figure 22 – The strong current has caused the boom to plane, allowing any oil to be lost under the skirt

The size and length of boom sections are important considerations. The optimum size of a boom is largely related to the sea state in which it is to be used. As a general rule, the minimum height of freeboard to prevent oil splash-over should be selected. The depth of skirt should be of similar dimensions. Too high a freeboard may cause problems of windage, whereby the freeboard acts as a sail. Increasing the depth of the skirt can make the boom more prone to drainage failure due to the increasing velocity of water passing under the boom. Short sections of boom can be easier to handle and can protect the integrity of the boom as a whole should one section fail, but these advantages must be weighed against the inconvenience and difficulty of connecting sections effectively. Connections interrupt the boom profile and, wherever possible, should not coincide with the point of heaviest oil concentrations. The design of connectors should allow easy fastening and unfastening during deployment and when the boom is in the water.

Many different types of boom connector have been made available from manufacturers. While the prevalence of Unicon or American Society for Testing and Materials (ASTM) standard connectors have reduced the variety, the many designs available can cause difficulties when joining booms from different sources and care should be taken when ordering booms from different suppliers.

Other important characteristics are tensile strength, ease and speed of deployment, reliability, weight and cost (Table 32). It is essential that a boom is sufficiently robust and durable for its intended purpose as it will often need to tolerate inexpert handling, twisting, large and heavy floating debris and abrasion from rocks, dock walls or coral (Figure 23). Structural strength is required, to withstand the forces of water and wind on a boom, when it is either towed or moored. Ease and speed of deployment, combined with reliability, are clearly very important in a rapidly changing situation and may influence the choice made.

Table 32 – Characteristics of common boom types

Type of Boom	Flotation Method	Storage	Wave Following Property	Moored or Towed?	Ease of Cleaning	Relative Cost	Preferred Use
Curtain Boom	Inflatable	Compact when deflated	Good	Both	Straightforward	High	Inshore or offshore
	Solid foam	Bulky	Reasonable	Moored	Easy / Straight-forward	Mid-range to Low	Sheltered inshore waters e.g. harbours
Fence Boom	External foam floats	Bulky	Poor	Moored	Difficult/Medium; oil can become trapped behind external floatation or in the junctions of the chambers	Low	Sheltered waters (e.g. ports, marinas)
Shore-Sealing Boom	Inflatable upper chamber, lower chambers water filled	Compact when deflated	Good	Moored	Medium; oil can become trapped in junction of the chambers	High	Along sheltered intertidal shores (no breaking waves)



Figure 23 – A boom can be easily damaged once deployed. Regular attention is required to ensure its effectiveness is maintained throughout the tidal cycle

Some low-cost booms are designed for single use, after which they can be incinerated or returned to the manufacturers for recycling. Many of the more expensive, robust booms, if properly deployed and maintained, can be reused time and time again. Booms usually require cleaning after use and this can prove difficult for some designs (Figure 24). Steam cleaning or solvents are usually employed but when using the latter it is important to ensure that the boom fabric is compatible with such chemicals. Proper retrieval, maintenance and storage are important to prolong the life of a boom and to ensure that it is always ready for use at short notice. Some booms, particularly self-

inflating models, are prone to damage from abrasion unless retrieved carefully. Emergency repair kits should be kept on hand for dealing with minor damage, which could otherwise make a section or even the whole length of boom unusable. Major damage to boom fabric is often difficult to repair and may necessitate replacement of the whole section. Correct storage of booms is important to minimise long-term degradation of the boom material by high temperatures, UV light rays or mildew, although this is generally less of a problem with more advanced materials such as polyurethane or neoprene. Air flotation booms take up only a small storage area when deflated, whereas solid flotation booms are bulky. This should be considered when transporting booms to site and if storage is at a premium, such as on board a vessel.



Figure 24 – Oil trapped behind external floats of fence boom can be particularly difficult to clean

Skimmers

A number of options are available to respond to marine oil spills. The primary technique adopted by many government authorities is mechanical recovery of oil from the sea surface. This is usually achieved by use of booms to concentrate spilt oil, allowing a skimmer to selectively recover and pump the oil to storage. Many different types of skimmer exist with designs optimised to deal with different scales of operation, oil types and environmental conditions [63].

Overview

The ultimate aim of any recovery operation is to collect as much oil as is reasonably and economically possible. A successful recovery system must overcome the interrelated problems

of encountering significant quantities of oil and its subsequent containment, concentration, recovery, pumping and storage. The recovery and pumping elements of the overall operation are frequently combined in a skimmer. All skimmers are designed to recover oil in preference to water but designs vary considerably according to the intended use, for example, at sea, in sheltered waters or onshore. Skimmers for use on water include some form of flotation or support arrangement while more complicated designs may be self-propelled and may have several recovery elements, integral storage tanks and oil/water separation facilities (Figure 25).

A number of factors should be considered when selecting skimmers, the most important of which are the viscosity and adhesive properties of the spilt oil (including any change in these properties due to ‘weathering’ over time), together with the sea state and levels of debris. In relatively predictable situations, such as at fixed facilities, for example, marine terminals and refineries, the type of oil handled may be known and a specific skimmer can be selected. Conversely, a versatile skimmer, that may be required to address a variety of situations and oils, may be preferable, for example as part of a national stockpile. However, no single skimmer can cope with every situation that may be encountered as a result of an oil spill and a selection of skimmers may be required, particularly as the oil weathers.

The intended use and expected operational conditions should then be identified, for example whether the skimmer is to form an integral part of a vessel-mounted, offshore recovery system or is to be deployed manually in a port or on a shoreline. Once these are established, other criteria such as size, robustness and ease of operation, handling and maintenance can be evaluated.



Figure 25 – A self-propelled weir skimmer for use in ports and nearshore waters. The bow doors open to enhance the swath and allow entry of floating oil. Recovered oil is pumped to an internal storage tank

Oil recovery mechanisms and skimmer design

The recovery element of a skimmer diverts or skims the oil from the sea surface, where it flows to the inlet side of a pumping system for transfer to storage. The mechanisms through which oil is removed from the water surface include oleophilic systems relying on adhesion of oil to a moving surface, suction systems, weir systems relying on gravity, and systems that physically lift the oil with mechanical scoops, belts or grabs.

Oleophilic skimmers

Oleophilic skimmers employ materials that have an affinity for oil in preference to water. The oil adheres to the surface of the material, commonly taking the shape of a disc (Figures 26 and 27), drum (Figure 28), belt, brush (Figure 29) or rope-mop (Figures 30 and 31) which, as they rotate, lift the oil from the water surface. Once clear of the water the oil is scraped or squeezed off the oleophilic material and allowed to drop into a sump from where it is pumped to storage. Oleophilic skimmers usually achieve the highest ratio of recovered oil in relation to free or entrained water, also known as the recovery efficiency. They are most effective with medium viscosity oils between 100 and 2,000 centistokes. Low viscosity oil products, such as diesel or kerosene, generally do not accumulate on the oleophilic surfaces in sufficiently thick layers for high recovery rates to be attained. Higher viscosity oils, such as heavy bunker oil, are excessively sticky and can prove difficult to remove. In contrast, water-in-oil emulsions can be almost non-adhesive and can be difficult to recover with some designs of oleophilic skimmers, for example disc skimmers will cut through emulsion, instead of enabling its recovery. Oleophilic materials are usually made from some form of polymer, although metal surfaces have also been shown to be effective. Discs and drums with grooved surfaces have been shown to result in higher recovery rates than smooth surfaces.



Figure 26 and 27 – Small oleophilic disc skimmer, suitable for oils of medium viscosity. Oil adheres to the rotating discs to be scraped off into a sump for pumping to storage. Requires a suitable pump and hydraulic power supply



Figure 28 – Oleophilic drum skimmer, suitable for oils of medium viscosity. Operates in a similar manner to a disc skimmer in that oil adheres to the rotating drums to be scraped off into a sump for pumping to storage



Figure 29 – Free floating brush skimmer. Oil adheres to the rotating brush sets and is lifted from the water surface. A comb removes the oil from the brushes to storage. A propeller behind the brush draws floating oil towards the skimmer to enhance the encounter rate and throughput (Image courtesy Lamor)



Figure 30 and 31 – Horizontal and vertical oleophilic rope skimmers. Interwoven sorbent loops form a continuous mop which floats on the surface to which the oil adheres. The mop is pulled back to a roller and the oil squeezed to a storage tank. Rope mop skimmers are useful to recover oil from among debris, ice and other obstructions

Suction skimmers

In terms of operational theory, the simplest design is a suction device, whereby oil is recovered by pumps or air suction systems directly from the water surface. In particular, vacuum trucks or trailers, that combine the elements of recovery, storage, transport and oil/water separation, are often readily available locally to a spill site, either commercially or from municipal or agricultural organisations and, as such, are ideally suited to recovery of oil on or near the shoreline (Figure 32). Smaller, more portable devices are also available (Figure 33). Placing the suction hose directly into floating or stranded oil, with a mesh screen to inhibit the ingress of debris, provides the simplest method of recovery (Figure 34). However, the often indiscriminate nature of this operation may result in very high proportions of water also being collected. Where regulations allow, and the necessary equipment is available, this excess water should be decanted to maximise available storage.



Figure 32 – The widespread availability of vacuum systems make these devices ideally suited to recovery of oil on or near the shoreline



Figure 33 – Portable vacuum systems can facilitate the recovery of oil on sand beaches and rocky shorelines. The compact system allows work in areas that are otherwise difficult to reach, although storage is limited



Figure 34 – Workers placing a hose attached to a vacuum pump directly into the oil. In this instance, the small weir attachment has been removed to allow the viscous fuel oil to flow into the hose, with a consequent potential increase in entrained water

Weir skimmers

Better oil gathering may be often achieved by the attachment of a device weir to the suction hose (Figure 35). Weir skimmers use gravity to selectively drain oil from the surface of the water. By positioning the lip of the weir at, or just slightly below, the interface between the floating oil and water, the oil flows over the weir to be selectively

recovered with minimal amounts of water. Advanced types of weir skimmers have adjustable weirs and accurate vertical positioning of the weir is usually achieved by a self-levelling arrangement (Figures 36 and 37). Alternatively, weir skimmers can be very simple, rudimentary devices (Figure 38), although the level of entrained water may be higher. None of weir skimmer is effective in steep waves, although swell alone does not generally interfere with skimmer operation. To overcome friction losses along transfer hoses, some weir skimmers have an on-board pump so that the recovered oil is pushed along the hose rather than relying on suction.



Figure 35 – Fixed weir skimmer attached to a vacuum pump. A number of small inlets at the edge of the head allow oil to be selectively recovered. For use in calm water with minimal debris (Image courtesy Lamor)

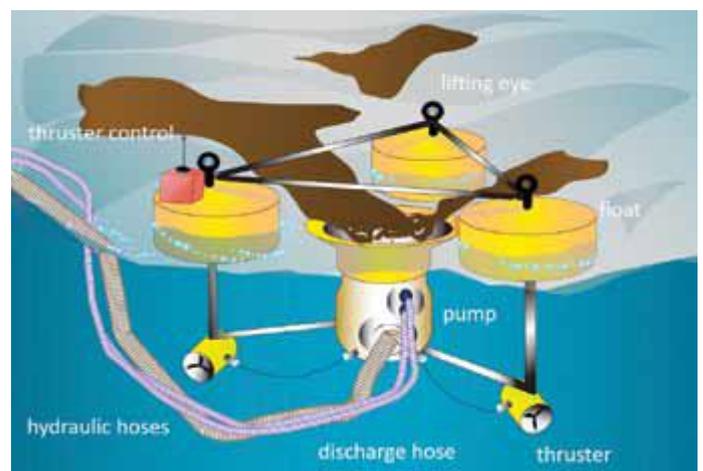


Figure 36 and 37 – A weir skimmer selectively recovers oil over the top of the central weir sited just below the upper surface of the slick by the force of gravity into a central reservoir where it is pumped to storage



Figure 38 – Improvised weir skimmer constructed from plastic bottles and metal offcuts, attached to a vacuum pump. This device allows rudimentary recovery and can be adjusted by removal or addition of bottles

Other skimmer types Other skimmer designs have been adapted to cope better with waves and rougher seas. Upward rotating belts, for instance, can be partially lowered beneath the oil/water interface to reduce the influence of surface waves. The oil is then scraped off the belt as it rises above the surface and drops into a storage tank or other containers. Belts may be constructed from an oleophilic material, as previously described, relying on the adhesion of the oil to individual elements of a rotating brush (Figure 29), chain link or mesh (Figure 39). Others use buckets or paddles on the belt to aid lifting of the oil from the water surface. Some belt designs may incorporate a combination of such features. Conversely, downward rotating belts push the oil down into the water and then capture it when it re-surfaces within a quiescent collection area behind the belt.



Figure 39 – A belt skimmer on a large recovery vessel. The belt, constructed from a mesh, allows water to drain through and encourages adhesion of the oil. The oil is lifted on-board and is scraped off to storage

The localised water currents induced by rotating discs, belts and drums may be sufficient to allow oils of light to moderate viscosity to flow naturally towards a skimmer once recovery commences. Designs utilising toothed discs or belts to «grab» the oil may enhance flow of more viscous oils and draw the oil into the skimmer. Some weir skimmer designs incorporate interchangeable adaptors to prolong their use as the oil weathers and its viscosity increases (Figure 40). One design intended for recovery of very heavy oils comprises a rotating drum or cylindrical mesh which allows the oil to be retained within the mesh while water drains through (Figure 41). However, the very high viscosity of some oils or emulsions can eventually prevent flow towards the device and continued recovery will be possible only if some form of propulsion is provided to allow the skimmer to move to the oil or if the oil is pushed towards the skimmer.



Figure 40 – A belt adaptor added to enhance the capability of the base weir skimmer in highly emulsified fuel oil. The high viscosity of the oil prevented its flow towards and over the lip of the weir. Instead, the toothed belt adaptor «grabbed» the oil enhancing the efficiency, with the cohesive energy of the oil causing the remaining oil to «flow» toward the skimmer (Image courtesy Ro-Clean Desmi/Danish Navy)



Figure 41 – Mechanical drum skimmer deployed in a port area. Teeth on the rotating drum draw the oil towards the device where it is recovered into the drum and pumped to storage. The drum is constructed from a mesh to minimize recovery of water.

Several skimmer systems have been designed for operation in fast-flowing waters or at higher towing speeds. The approach typically followed is to increase the area behind the collecting aperture, causing the velocity of the water and oil to slow upon entry to the skimmer and the oil to surface for collection. In order to be effective, such systems must be able to cope with large volumes of fast-flowing water and overcome the turbulence created.