

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

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Ликвидация несанкционированных врезок в трубопроводы

УДК 622.692.28

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б3Д	Стрежнев С.А.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Никульчиков В.К.	к.т.н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Планируемые результаты обучения по ООП

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7, ОК-8) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3е)
В области производственно-технологической деятельности		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	Внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
В области организационно-управленческой деятельности		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
В области экспериментально-исследовательской деятельности		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
В области проектной деятельности		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)

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

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

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

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работе

Студенту:

Группа	ФИО
3-2БЗД	Стрежневу Сергею Андреевичу

Тема работы:

Ликвидация несанкционированных врезок в трубопроводы	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	27.04.2018, № 3033/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	01.06.2018г
--	-------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>В данной работе рассматривается участок магистрального нефтепровода «Ярославль - Москва», на котором была смоделирована аварийная ситуация (в результате несанкционированной врезки). Режим работы непрерывный.</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>	<ol style="list-style-type: none"> 1. В общей части провести анализ ущерба от несанкционированных врезок в трубопроводы, изучить виды врезок в трубопроводы и провести их статистику. 2. В расчетной части провести расчеты интенсивности отбора нефтепродукта, похищаемого через несанкционированные врезки. 3. В технологической части рассмотреть ликвидацию несанкционированных врезок путем монтажа металлических пробок, а также с помощью монтажа приварного патрубка и заменой дефектного участка. 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность, ресурсосбережение; 5. Социальная ответственность.
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	Таблицы, рисунки
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Макашева Юлия Сергеевна, ассистент ОСГН ШБИП</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Немцова Ольга Александровна, ассистент ООД ШБИП</p>
<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>15.02.2018</p>

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Никульчиков В.К.	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗД	Стрежнев С.А.		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2БЗД	Стрежневу Сергею Андреевичу

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

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Распределение сметной стоимости проведения работ по региону, сведения о заработной плате работников.
2. Список используемой литературы	1. Горелик, О.М. Производственный менеджмент: принятие и реализация управленческих решений: учебное пособие / О.М. Горелик. – М.: КНОРУС, 2007. – 272 с. 2. Половова, Т.А. Менеджмент: учебно-методический комплекс / Т.А. Половова, Е.В. Еременко, Т.В. Гениберг, О.А. Шигаева. – Новосибирск: НГУЭУ, 2008. – 172 с. 3. Менеджмент организации: теория и практика: учебное пособие / Л.И. Авдеев, О.К. Казакова, Т.Я. Лошкина и др. – Донецк: ДонНУ, 2002. – 271 с. 4. Федеральный закон №223 «О закупках товаров, работ и услуг» от 18.11.2011. 5. Организация, нормирование и оплата труда на промышленных предприятиях / Б.М. Генкин – Норма Москва 2003г. – 400с. 6. Интернет ресурсы.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения ремонта с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения ликвидаций несанкционированной врезки в нефтепровод с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.
2. Определить коммерческую эффективность ремонта нефтепровода. Произвести сравнительный анализ методов ремонта.	Определить коммерческую эффективность ликвидаций несанкционированной врезки в нефтепровод. Произвести сравнительный анализ методов ремонта.

Перечень графического материала:

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗД	Стрежнев Сергей Андреевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б3Д	Стрежневу Сергею Андреевичу

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

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения

Рассматривается участок магистрального нефтепровода «Ярославль - Москва», на котором была смоделирована аварийная ситуация (в результате несанкционированной врезки). Режим работы непрерывный. Местность равнинная. Климат умеренно-континентальный.
При работе на участке магистрального нефтепровода могут возникать вредные и опасные производственные факторы, влияющие на обслуживающий персонал предприятия нефтепроводного транспорта нефти. Может быть оказано негативное воздействие на природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу).
Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, стихийного, экологического и социального характера.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность

1.1 Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды

Вредные факторы
- Отклонение параметров микроклимата на открытом воздухе;
-Повышение уровня шума;
-Повышение уровня вибрации;
-Недостаточная освещенность рабочей зоны;
-Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны;
- Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу
-Повреждение в результате контакта с животными,

1.2 Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды

Опасные факторы
-Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные)
-Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением
- Пожаровзрывобезопасность на рабочем месте
-Электрический ток

2. Экологическая безопасность:	При ликвидации несанкционированных врезок в магистральный нефтепровод воздействия оказываются постоянные и временного назначения. Рассмотрены мероприятия по: - охране атмосферного воздуха; - охране гидросферы; - охране литосферы.
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Чрезвычайные ситуации на участке магистрального нефтепровода могут возникнуть в результате нарушения техники безопасности при производстве строительно-монтажных работ
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	СП 36.13330.2012 «Свод правил. Магистральные трубопроводы». СП 86.13330.2014. «Свод правил. Магистральные трубопроводы». ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные факторы». ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ «Оборудование производственное. Общие требования безопасности». ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ «Электробезопасность» ГОСТ 12.1.003-2014 «Шум. Общие требования безопасности». СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки». ГОСТ 12.1.012-2004 «Вибрационная безопасность». ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность». ГОСТ 12.2.016.1-91 - 12.2.016.5-91 «Система стандартов безопасности труда. Оборудование компрессорное. Общие требования безопасности». ГОСТ 12.1.005-88 «Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны». РД 153-112-014-97 «Инструкция по ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепродуктопроводах.»
Перечень графического материала:	

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗД	Стрежнев Сергей Андреевич		

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

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

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
14.03.2018	<i>Литературный обзор</i>	8
28.03.2018	<i>Общая часть</i>	12
15.04.2018	<i>Расчет расхода нефти, вытекающего из трубопровода через несанкционированные врезки</i>	10
29.04.2018	<i>Технологическая часть</i>	30
05.05.2018	<i>Финансовый менеджмент</i>	10
12.05.2018	<i>Социальная ответственность</i>	10
19.05.2018	<i>Заключение</i>	10
28.05.2018	<i>Презентация</i>	10
		100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Никульчиков В.К.	к.т.н.		

СОГЛАСОВАНО:

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

Определения и сокращения

В данной работе используются следующие термины с соответствующими определениями

Арматура – устройства, предназначенные для отключения, включения и регулирования потоков жидкости и газа в трубопроводе.

Задвижка – это запорное устройство, в котором проход перекрывается поступательным движением затвора перпендикулярно движению потока транспортируемой среды. Задвижки широко применяют для перекрытия потоков газообразных и жидких сред в трубопроводах с диаметрами условных проходов от 50 мм до 2000 мм при рабочих давлениях 0,4–20МПа и температуре среды до 450°С.

Нефтепровод – сооружение для транспортировки нефти, в состав которого входят трубопровод, насосные станции и хранилища. Различают нефтепроводы промысловые и магистральные.

Предельно допустимая концентрация (ПДК) – показатель безопасного уровня содержания загрязняющих веществ в окружающей среде.

Шлейфом – называется отвод (труба или шланг), присоединяемый к верхней части патрубка и используемый для кражи топлива из трубопровода в передвижную цистерну (бензовоз) или стационарную емкость.

Несущая способность – максимальное внутреннее давление, которое может выдержать трубопровод без разрушений и отказов при нормативных нагрузках.

Околошовная зона – участок основного металла трубы шириной, равной четырем номинальным толщинам стенки трубы в каждую сторону от края сварного шва.

Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ЛИКВИДАЦИЯ НЕСАНКЦИОНИРОВАННЫХ ВРЕЗОК В ТРУБОПРОВОДЫ			
Разраб.		Стрежнев С.А.			Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лит	Лист	Листов
Руквод.		Никulichиков В.К.					10	89
Консульт.						НИ ТПУ гр. 3-2БЗД		
Рук. ООП		Брусник О.В.						

В данной работе используются применяются следующие сокращения:

АСДНР – аварийно-спасательные и другие неотложные работы;

АВР – аварийно-восстановительные работы;

ГОСТ – государственный стандарт;

МВД – министерство внутренних дел

МНП – магистральные нефтепроводы;

ОПС – окружающая природная среда;

ПДК – предельно-допустимая концентрация;

РД – руководящий документ

РФ – Российская Федерация;

СНиП – строительные нормы и правила;

СП – свод правил;

ЧС – чрезвычайная ситуация;

ГСМ – горюче смазочные материалы;

ДЭС – дизельная электростанция;

ЗВ – загрязняющие вещества;

ИТР – инженерно-технический работник;

ЛЧ – линейная часть;

НК – неразрушающий контроль;

НПЗ – нефтеперерабатывающий завод;

НПС – нефтеперекачивающая станция;

ПБ – пожарная безопасность;

ПКУ – пункт контроля и управления;

ППР – проект производства работ;

ТБ – техника безопасности;

УЗА – узел запорной арматуры;

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
						11
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	14
ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ	15
1 ОБЩАЯ ЧАСТЬ	16
1.1 Ущерб от несанкционированных врезок в трубопроводы	16
1.2 Виды врезок в трубопроводы	17
1.3 Статистика врезок в трубопроводы	19
2. РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ	25
2.1 Расчет расхода нефти, вытекающего из трубопровода через «неквалифицированную» врезку.....	25
2.2 Расчет расхода нефти, вытекающего из трубопровода через «квалифицированную» врезку.....	27
2.3 Расчет объема, нефти, изъятого через криминальную врезку в случае, когда продолжительность отбора установлена	30
3 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	31
3.1. Ликвидация неквалифицированных врезок с помощью монтажа металлических пробок.....	31
3.2 Ликвидация квалифицированных врезок с помощью монтажа приварного патрубка с эллиптическим днищем.....	33
3.3 Ликвидация врезок посредством замены дефектного участка трубопровода.	36
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	47
4.1 Расчет затрат на проведение аварийно-восстановительных работ (ликвидация несанкционированной врезки).....	47
4.2 Расчет стоимости материалов.....	48

					ЛИКВИДАЦИЯ НЕСАНКЦИОНИРОВАННЫХ ВРЕЗОК В ТРУБОПРОВОДЫ.			
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Стрежнев С.А.			Оглавление	Лит	Лист	Листов
Руквод.		Никulichиков В.К.					12	89
Консульт.						НИ ТПУ гр. 3-2БЗД		
Рук. ООП		Брусник О.В.						

4.3 Расходы на оплату труда	49
4.4 Расчет отчисления на социальные нужды	50
4.5 Расчет суммы амортизационных отчислений	51
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	54
5.1 Производственная безопасность	54
5.2 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	56
5.3 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	63
5.4. Экологическая безопасность.....	68
5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	77
5.6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	78
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	82
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	84

					Оглавление	Лист
						13
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

Введение

Наиболее дешевым и высоконадежным видом транспорта нефти являются магистральные нефтепроводы, поэтому трубопроводный транспорт можно считать важнейшим элементом топливно-энергетического комплекса страны.

Для надежного снабжения народного хозяйства нефтью, с обеспечением при этом экологической безопасности трубопроводного транспорта, необходимо, чтобы средства транспорта и хранения нефти соответствовали уровню добычи и переработки, экспортным потребностям и перспективам развития. С этой целью проводится полная телемеханизация магистральных нефтепроводов.

Одной из самых актуальных и сложных проблем эксплуатации магистральных нефтепроводов является проблема обнаружения и ликвидации несанкционированных врезок и утечек, предотвращения хищений нефти из магистральных трубопроводов. Несанкционированная врезка - действия (и их результат) криминального характера, связанные с незаконным проникновением во внутреннюю полость магистральных или технологических нефтепродуктопроводов с целью хищения содержащегося в них топлива.

Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
					ЛИКВИДАЦИЯ НЕСАНКЦИОНИРОВАННЫХ ВРЕЗОК В ТРУБОПРОВОДЫ.		
Разраб.		Стрежнев С.А.					
Руквод.		Никulichиков В.К.			Лит	Лист	Листов
Консульт.						14	89
Рук. ООП		Брусник О.В.			Введение НИ ТПУ гр. 3-2БЗД		

ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

Основной литературой для написания выпускной квалификационной работы были нормативные документы отраслевые регламенты, ГОСТы, СНиПы, которые четко регламентируют работу при ремонтах трубопроводов.

Наиболее углубленно были изучены отраслевые регламент, где подробно расписаны способы ликвидации несанкционированных врезок методами установки ремонтной конструкции.

Изучены нормативные документы о проведении земляных работ, что является немаловажным вопросом при проведении ремонтных работ.

Изучены нормативные документы в области охраны окружающей среды, техники безопасности при аварийно-восстановительных работах и выполнении других работ.

Особое внимание уделялось технической литературе Аварийно-восстановительный ремонт магистральных нефтепроводов под редакцией А.Г. Гумерова. В которой были рассмотрены организация ремонтно-восстановительной службы. Большое внимание уделено технологии аварийного ремонта нефтепроводов, проложенных в различных условиях, а также техническим средствам, применяемым при ремонте. Приведены мероприятия по охране окружающей среды при аварийном ремонте магистральных нефтепроводов.

Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
					ЛИКВИДАЦИЯ НЕСАНКЦИОНИРОВАННЫХ ВРЕЗОК В ТРУБОПРОВОДЫ.		
Разраб.		Стрежнев С.А.					
Руквод.		Никulichиков В.К.			Лит	Лист	Листов
Консульт.						15	89
Рук. ООП		Брусник О.В.			Обзор литературы НИ ТПУ гр. 3-2БЗД		

1 Общая часть

1.1 Ущерб от несанкционированных врезок в трубопроводы

В настоящее время большинство трубопроводов с углеводородами в России охраняются патрулями с минимальным применением технических средств, либо не охраняются вообще. Недостаточная эффективность простого патрулирования и риски человеческого фактора ведут к значительному экономическому и экологическому ущербу от несанкционированных врезок.

По оценкам экологов, при разливе 25 л нефти на 1 м² фитомасса сокращается на 90% за 1 год. Период самовосстановления растительного покрова после загрязнения почвы нефтью для северных широт составляет 10-15 лет. Растворенная и эмульгированная нефть в концентрации выше 0,05 мг/л приводит к значительным нарушениям биологического равновесия водоемов. 1%-ный водный раствор ароматических углеводородов, которых в нефти содержится 30-40%, убивает все водные растения.

Другим следствием врезки может стать поломка трубопровода, которая потребует полной замены пришедшего в негодность участка, с остановкой работы всего трубопровода на время ремонта.

Согласно оценкам Федеральной службы по надзору в сфере природопользования, общий объем потерь при транспортировке нефти в России составляет от 3% до 7%. Точное определение похищенного затруднено, вследствие того, что компании часто скрывают реальные объемы утечек. Ликвидация самой простой врезки обходится в 30-40 тысяч рублей. Это если не приходится останавливать прокачку нефти. Если же случится разлив, то ущерб уже исчисляется миллионами.

					ЛИКВИДАЦИЯ НЕСАНКЦИОНИРОВАННЫХ ВРЕЗОК В ТРУБОПРОВОДАХ			
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Стрежнев С.А.			Общая часть	Лит	Лист	Листов
Руквод.		Никulichиков В.К.					16	89
Консульт.								
Рук. ООП		Брусник О.В.						
						НИ ТПУ гр. 3-2БЗД		

По данным АК «Транснефть», на ликвидацию современной высокотехнологичной врезки требуется порядка 2,5 млн. руб. А вот экологический ущерб оценить практически невозможно. Ведь многие врезки по разным причинам бросают без консервации, поэтому нефть просто «сочится и утекает в почву и воду». Для восстановления природных ресурсов нужны годы. По оценке экологов, для ликвидации разлива одной тонны нефти на почву требуется около 3 млн. руб., а на воде этот показатель составляет уже 3,7 млн. руб. [1].

Утечки через врезки происходят чаще всего потому, что большинство врезок осуществляют непрофессиональные рабочие, в основном в темное время суток, пренебрегая правилами безопасности, порой просто повреждая целостность трубопровода даже без установки какой либо аппаратуры. Что и приводит к колоссальным разливам нефти.

1.2 Виды врезок в трубопроводы

Врезки можно разделить на два вида – неквалифицированные и квалифицированные. Неквалифицированная врезка рисунок 1.1, как правило, представляет собой отверстие в поверхности трубы, не снабженное специальными приспособлениями для отвода нефтепродукта.



Рисунок 1.1 – Неквалифицированная врезка

					Общая часть	Лист
						17
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

Квалифицированная врезка рисунок 1.2, представляет собой отверстие в поверхности трубопровода со вставленным в него патрубком и шлейфом, выведенным на поверхность земли.



Рисунок 1.2 – Квалифицированная врезка

В свою очередь квалифицированные врезки в зависимости от ориентации в пространстве подразделяются на: горизонтальные, вертикальные и врезки под углом.



Рисунок 1.3 – Горизонтальная врезка

					Общая часть	Лист
						18
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			



Рисунок 1.4 – Вертикальная врезка



Рисунок 1.5 – Врезка под углом к трубопроводу

1.3 Статистика врезок в трубопроводы

Изучив статьи о хищении нефти и нефтепродуктов через несанкционированные врезки в нефте- и нефтепродуктопроводы компании АК «Транснефть», выяснилось, что показатель за 2007-2017 г. уменьшаются, но проблема остается актуальной и на сегодняшний день.

Итак, по данным АК «Транснефть» всего в период с 2007 по 2012 гг. на объектах компании было выявлено 4779 несанкционированных врезок в магистральные нефтепроводы, что составляет около 70% всех совершенных

					Общая часть	Лист
						19
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

преступлений. В 2012 г. таких случаев было зафиксировано 180, в 2011 г. - 214, а в 2010 г. – 313[1]. В России за год похищают свыше 5 млн тонн нефти, а ущерб оценивается примерно в 800 млн. долларов. И это только прямые потери, не считая восстановительных работ и экологического ущерба. АК "Транснефть", из системы которой в год «утекает» около 130 тысяч тонн черного золота, бьет тревогу, указывая на масштабы хищений и угрозу экономической безопасности.

Воровство нефти и нефтепродуктов через несанкционированные врезки ежегодно увеличивалось почти вдвое. Финансовые потери от несанкционированных врезок составляли для нефтяных компаний 55-106 млрд. рублей, а для бюджета страны – 19-37 млрд. рублей, по подсчетам в «ВТБ Капитал».

На Рисунке № 1.6 представлены самые неблагополучные регионы с точки зрения криминальных врезок в трубопроводы являются Самарская область, республика Дагестан, а также Иркутская и Ленинградская области, на которые приходилось 50% всех несанкционированных заборов нефти.

Хотя по графику видно, что количество врезок сокращается, это не означает, что объемов краденой нефти становится меньше. Несмотря на то, что в Дагестане количество врезок существенно меньше, чем в Самарской области, черного золота там утекает гораздо больше [1].

					Общая часть	Лист
						20
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

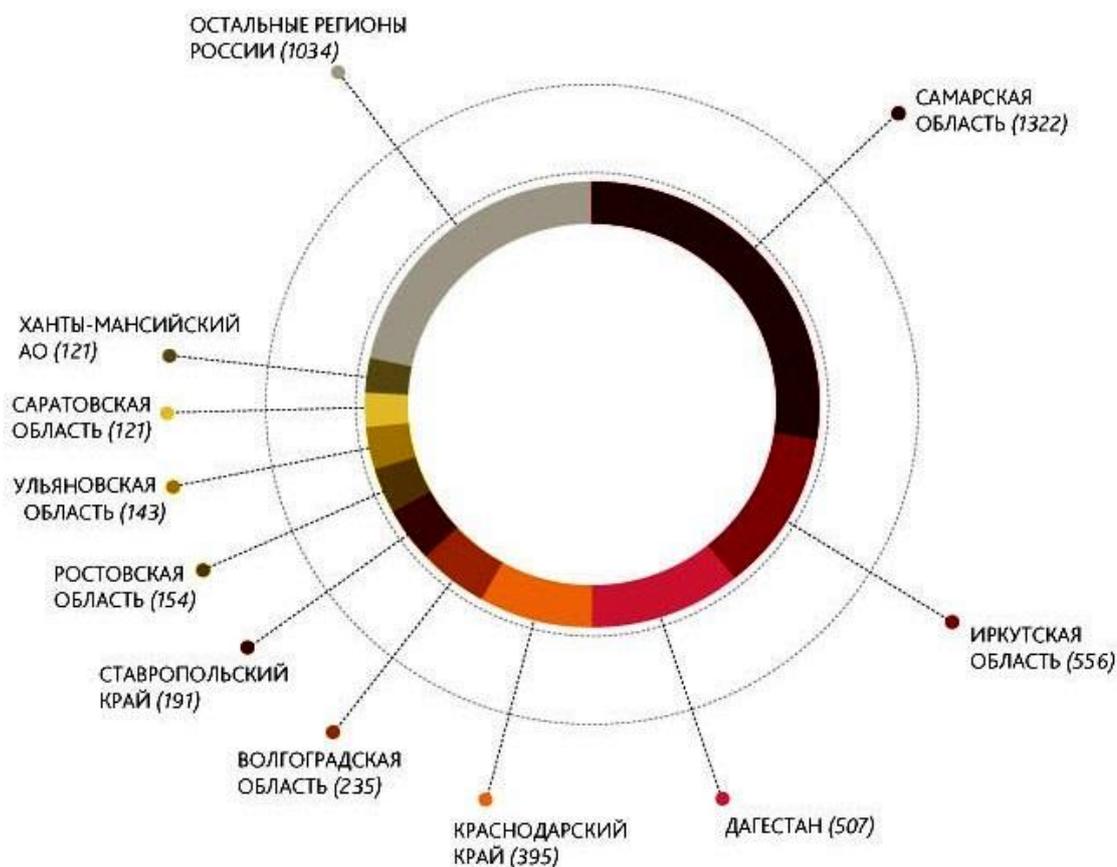


Рисунок 1.6 – Распределение количества несанкционированных врезок по регионам России за 2007-2012 гг.[22].

Показатели несанкционированных врезок за период 2016 – 2017 гг. значительно уменьшились по сравнению с 2007 г. Всего в 2017 г. на трубопроводах АК «Транснефти» были зафиксированы 188 незаконных врезок против 250 в 2016 году, особое беспокойство вызывают несанкционированные врезки, сделанные в трубопроводах на участках их переходов через водные преграды. Эти врезки трудно обнаружить, сложно ликвидировать, главное – они крайне опасны в части нанесения экологического ущерба [23].

№	Регион РФ	Количество врезок ВСЕГО	Как менялась ситуация последние 10 лет, 2007-2017 гг.										
			2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1	Самарская область	726	133	94	88	100	43	72	55	38	31	46	26
2	Челябинская область	524	70	64	131	72	42	29	32	15	20	24	25
3	Ленинградская область	515	18	13	32	39	63	29	47	83	67	72	52
4	Иркутская область	358	99	59	33	69	47	21	4	12	9	5	
5	Дагестан	356	81	77	57	50	36	20	12	5	11	2	5
6	Московская область	241	1	3	2	11	26	16	14	24	36	49	59
7	Ханты-Мансийский АО	195	6	7	6	42	23	22	18	30	28	6	7
8	Краснодарский край	130	25	38	21	13	2	6	8	4	6	4	3
9	Рязанская область	125	2	8	2	8	10	16	14	11	29	19	6
10	Волгоградская область	109	29	17	12	8	3	11	4	6	10	4	5

Рисунок 1.7 Рейтинг регионов России по количеству совершенных криминальных врезок в магистральные нефтепроводы и нефтепродуктопроводы за 10-ти летний период.

С развитием системы нефтепродуктопроводов наиболее привлекательной для топливных воров стало дизельное топливо. Сегодня в трубы с дизелем злоумышленники врезаются в 3,5 раза чаще, чем в трубы с нефтью (Рисунок № 1.8).

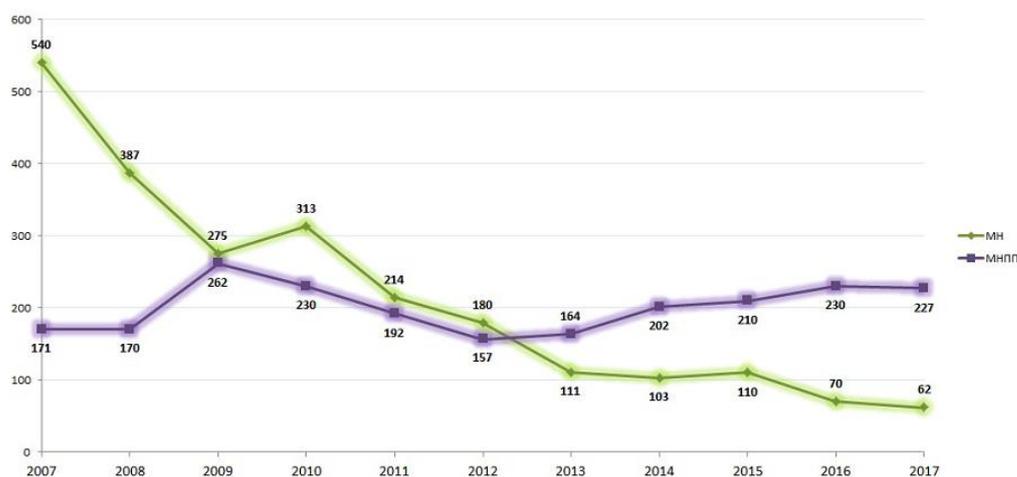


Рисунок № 1.8 Несанкционированные врезки в трубопроводы РФ

*МН – число врезок в магистральные нефтепроводы

*МНПП – число врезок в магистральные нефтепродуктопроводы

Такой спрос понятен: переработка сырой нефти требует серьезного оборудования, а дизель можно сразу отправлять на продажу. По оценке президента Российского топливного союза Евгения Аркуши, объем контрафактного дизельного топлива составляет минимум 30-40%.

Реализуют украденное, прежде всего, на нелегальных модульных АЗС. Если мерить в деньгах, то только региональная выручка этих точек колеблется на уровне миллиарда рублей в год, по оценкам экспертов.

Купить дешевый ворованный дизель можно еще проще. Объявления о продаже в Москве и Подмосковье растут, как грибы. В интернете легко можно найти дизель по 26-27 рублей за литр, причем с доставкой по области. При этом на легальных заправках цена не опускается ниже 39 рублей за литр дизтоплива.

Так же новый тренд на рынке ворованного топлива - в последнее время участились врезки в трубу с авиационным керосином. Куда при этом можно продавать авиакеросин, кроме собственно аэропортов, непонятно, но полиция пока «в поиске»...



Рисунок № 1.9 График количества совершенных врезок в МТ на территории РФ (2003-2017гг)

За прошедшие с тех пор годы проблема обострилась – миниНПЗ уже не так выгодны, нефтепродукты для топливных рейдеров – доходнее. Благодаря существующей правоприменительной практике в отношении криминальных врезчиков, нефтепродукты стали пользоваться большей популярностью, чем нефть. «За 2017 год в нефтепроводы врезались 62 раза, а в нефтепродуктопроводы – 227. При этом реального наказания преступники не получают - существующая правоприменительная практика только мотивирует воров.

В Госдуму внесен законопроект о введении уголовной ответственности за самовольное подключение к трубопроводам. В комитете Госдумы по энергетике считают, что проект надо дополнить нормой по возмещению виновной стороной затрат собственнику трубопровода на ликвидацию врезки и ее последствий, ведь очистка земли и воды от разлившегося топлива иногда требует многодневной работы десятков человек и единиц техники. По статистике, каждая 10-я врезка приводит к разливу.

Пока законодательные предложения в проекте. В жизни же у топливных баронов вероятность попасть за решетку всего 3%, что делает их занятие практически безопасным [40].

					Общая часть	Лист
						24
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

2. Расчетная часть

Исходные данные:

Магистральный нефтепровод $D_n=720$ мм, толщина стенки $\delta=10$ мм, длина 104 км, давление на выходе перекачивающей станции составляет 50 атм., а в конце участка – 3,0 атм., перекачиваемый продукт – товарная нефть плотностью $\rho=860$ кг/м³, вязкостью $\nu=15$ сСт. Высотная отметка перекачивающей станции $z_{ст}=163$ м, высотная отметка конца участка $z_k=150$ м, высотная отметка места несанкционированной врезки $z^*=155$ м. Врезка находится на 80 км участка.

Расчет интенсивности отбора нефти, похищаемого через несанкционированные врезки, ведем согласно [32].

2.1 Расчет расхода нефти, вытекающего из трубопровода через «неквалифицированную» врезку.

Неквалифицированная врезка, как правило, представляет собой отверстие в поверхности трубы, не снабженное специальными приспособлениями для отвода нефти, поэтому секундный расход топлива, вытекающего из трубы, определяется правилами гидравлики для истечения вязкой жидкости из «малого» отверстия в тонких стенках.

Расход нефти через неквалифицированную врезку определяется формулой:

$$q = \mu \cdot s \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot \Delta H}, \quad (1.1)$$

где μ – безразмерный коэффициент расхода;

s – площадь отверстия, м²;

g – 9,81 м/с² – ускорение свободного падения;

ΔH – разность напоров внутри трубопровода и вне его, м.

Для отверстий в тонких стенках μ обычно принимают равным 0,62. Для малых отверстий особенности его формы неиграют существенной роли, важна

					ЛИКВИДАЦИЯ НЕСАНКЦИОНИРОВАННЫХ ВРЕЗОК В ТРУБОПРОВОДАХ			
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Стрежнев С.А.			Расчетная часть	Лит	Лист	Листов
Руквод.		Никulichков В.К.					25	89
Консульт.								
Рук. ООП		Брусник О.В.				НИ ТПУ гр. 3-2БЗД		

лишь площадь отверстия. Отверстие считается малым, если выполняется неравенство

$$S \ll \frac{\pi(\Delta H)^2}{4}, \quad (1.2)$$

Разность напоров ΔH внутри трубопровода и вне его определяется по избыточному давлению внутри трубопровода в месте врезки

$$\Delta H = \frac{p_* - p_{\text{атм}}}{\rho \cdot g}, \quad (1.3)$$

Где: p_* – давление в трубе в месте врезки, Па;

$p_{\text{атм}}$ – атмосферное давление, равное 103000 Па;

ρ – плотность нефтепродукта, кг/м³.

Если истечение нефти через неквалифицированную врезку происходит в период работы трубопровода, то давление p_* принимается равным давлению в сечении врезки, рассчитываемому по линии гидравлического уклона трубопровода на данном участке

$$p_* = \rho \cdot g \cdot \left[H_{\text{ст}} - \frac{l}{L} \cdot (H_{\text{ст}} - H_{\text{к}}) - z_* \right], \quad (1.4)$$

где $H_{\text{ст}}$ – напор на выходе перекачивающей станции в начале участка, м,

$H_{\text{к}}$ – напор в конце данного участка, м;

l – расстояние от перекачивающей станции до сечения врезки, м;

L – протяженность участка, м;

z_* – высотная отметка сечения врезки, м:

$$H_{\text{ст}} = \frac{p_{\text{ст}}}{\rho g} + z_{\text{ст}}; \quad H_{\text{к}} = \frac{p_{\text{к}}}{\rho g} + z_{\text{к}}, \quad (1.5)$$

где $p_{\text{ст}}$ – давление на выходе перекачивающей станции, Па;

$p_{\text{к}}$ – давление в конце рассматриваемого участка, Па;

$z_{\text{ст}}, z_{\text{к}}$ – высотные отметки начала и конца участка, соответственно, м.

Расчет. Сначала рассчитываем напоры $H_{\text{ст}}$ и $H_{\text{к}}$:

$$H_{\text{ст}} = \frac{50 \cdot 98100}{860 \cdot 9,81} + 163 = 744,4 \text{ м};$$

$$H_{\text{к}} = \frac{3 \cdot 98100}{860 \cdot 9,81} + 150 = 184,9 \text{ м}.$$

По формуле (1.4) рассчитываем давление p_* в сечении врезки:

					Расчетная часть	Лист
						26
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

$$p_* = 860 \cdot 9,81 \cdot \left[744,4 - \frac{80000}{104000} \cdot (744,4 - 184,9) - 155 \right] = 1341550 \text{ Па.}$$

Разность напоров ΔH внутри трубопровода и вне его по формуле (1.3):

$$\Delta H = \frac{1341550 - 103000}{860 \cdot 9,81} = 159,0 \text{ м.}$$

Проведем оценку размеров отверстия по формуле (1.2), для этого примем площадь отверстия неквалифицированной врезки равной площади круглого отверстия $d_{\text{отв}}=25$ мм:

$$s = \frac{\pi(25 \cdot 10^{-3})^2}{4} = 4,91 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2 \ll \frac{\pi(159,0)^2}{4} = 19859,5 \text{ м}^2$$

Условие выполняется, поэтому считаем отверстие малым и пренебрегаем его формой.

Расчет расхода нефти через неквалифицированную врезку в период работы трубопровода по формуле (1.1):

$$q = 0,62 \cdot 4,91 \cdot 10^{-4} \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 159,0} = 17 \cdot 10^{-3} \cdot \text{м}^3/\text{с} = 61,2 \text{ м}^3/\text{ч}$$

2.2 Расчет расхода нефти, вытекающего из трубопровода через «квалифицированную» врезку.

В условия предыдущего расчета добавим данные о квалифицированной врезке: обнаружена квалифицированная врезка со шлейфом длиной 200 м и внутренним диаметром 25 мм, относительная шероховатость 0,0004. При этом превышение Δz конца шлейфа над его началом составляет + 6 м.

Квалифицированная врезка представляет собой отверстие в поверхности трубопровода со вставленным в него патрубком и шлейфом, выведенным на поверхность земли, поэтому расход нефти через такую врезку существенно зависит от протяженности и диаметра шлейфа.

Расход нефти в шлейфе определяется уравнением Бернулли, из которого следует формула:

$$q = \eta \cdot \frac{\pi \cdot d_{\text{ш}}^2}{4} \cdot \sqrt{2g \cdot \left(\frac{p_* - p_{\text{атм}}}{\rho \cdot g} - \Delta z \right)}, \quad (1.6)$$

					Расчетная часть	Лист
						27
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

где $d_{ш}$ — диаметр шлейфа, м;

Δz — разность высот конца шлейфа (места криминального отбора нефти) и начала шлейфа (оси трубопровода); для коротких шлейфов эта разность принимается равной 3 м.

Безразмерный коэффициент η , входящий в формулу (1.6) определяется параметрами шлейфа и расходом в нем нефти:

$$\eta = \sqrt{\frac{d_{ш}}{\lambda_{ш}(q) \cdot l_{ш}}} \quad (1.7)$$

где $\lambda_{ш}(q)$ — коэффициент гидравлического сопротивления шлейфа;

$l_{ш}$ — длина шлейфа, м.

В случае, если отбор нефти через квалифицированную врезку со шлейфом происходил из работающего трубопровода, причем, существенно не изменяя режима его работы, то давление p_* в сечении врезки можно считать известным, оно рассчитывается по формуле (1.4):

$$p_* = \rho \cdot g \cdot \left[H_{ст} - \frac{l}{L} \cdot (H_{ст} - H_{к}) - z_* \right],$$

а секундный расход отбора находится путем решения уравнения:

$$q = \frac{\pi \cdot d_{ш}^2}{4} \cdot \sqrt{\frac{d_{ш}}{\lambda_{ш}(q) \cdot l_{ш}}} \cdot \sqrt{2g \cdot (\Delta H - \Delta z)} \quad (1.8)$$

Решение уравнения (1.8) относительно расхода q (или, что то же, скорости $w = 4q/(\pi \cdot d_{ш}^2)$ течения жидкости в шлейфе) осуществляется методом последовательных приближений. Для этого задается некоторое начальное приближение для $\lambda_{ш}$, например 0,02, и по формуле (1.8) рассчитывается расход q отбора топлива. Затем вычисляются скорость w движения нефти в шлейфе, число Рейнольдса $Re = w \cdot d_{ш} / \nu$ (ν — кинематическая вязкость нефти (m^2/c); $1 \text{ сСт} = 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$) и уточненное значение $\lambda_{ш}$ коэффициента гидравлического сопротивления. После этого процесс расчета повторяется до приближенного совпадения взятого и найденного значений $\lambda_{ш}$.

					Расчетная часть	Лист
						28
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

Значения напоров в начале и конца участка, площадь отверстия, а также давление в сечении врезки и значение разности напоров ΔH внутри трубопровода и вне его возьмем из предыдущего расчета:

$$H_{\text{ст}} = 744,4 \text{ м};$$

$$H_{\text{к}} = 184,9 \text{ м};$$

$$s = \frac{\pi(d_{\text{ш}})^2}{4} = 4,91 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2;$$

$$p_* = 1341550 \text{ Па};$$

$$\Delta H = \frac{p_* - p_{\text{атм}}}{\rho \cdot g} = 159,0 \text{ м}.$$

Вычисляем правую часть уравнения (1.8), подставляя в нее исходные данные и рассчитанное давление p_* в сечении врезки:

$$\frac{\pi \cdot d_{\text{ш}}^2}{4} \cdot \sqrt{\frac{d_{\text{ш}}}{\lambda_{\text{ш}}(q) \cdot l_{\text{ш}}}} = 4,91 \cdot 10^{-4} \cdot \sqrt{\frac{25 \cdot 10^{-3}}{\lambda_{\text{ш}}(q) \cdot 200}} = \frac{5,5 \cdot 10^{-6}}{\sqrt{\lambda_{\text{ш}}(q)}}$$

$$\sqrt{2g \cdot (\Delta H - \Delta z)} = \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (159,0 - 6)} = 54,79$$

затем из (1.8) получаем расчетное уравнение:

$$q = \frac{3,01 \cdot 10^{-4}}{\sqrt{\lambda_{\text{ш}}(q)}}$$

1. Допустим сначала $\lambda_{\text{ш}} = 0,02$. Тогда:

$$q = 0,002131 \text{ м}^3/\text{с},$$

$$w = q/s = 0,002131/4,91 \cdot 10^{-4} = 4,34 \text{ м/с}.$$

$$\text{Re} = w \cdot d_{\text{ш}}/\nu = 4,34 \cdot 0,025/(15 \cdot 10^{-6}) = 7233,3;$$

$$\lambda_{\text{ш}} = 0,3164/\sqrt[4]{\text{Re}} \text{ (формула Блазиуса);}$$

$$\lambda_{\text{ш}} = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{7233,3}} = 0,0343$$

2. Полагаем уточненное $\lambda_{\text{ш}} = 0,0343$. Тогда:

$$q = 0,001625 \text{ м}^3/\text{с}, \quad w = q/s = 0,001625/4,91 \cdot 10^{-4} = 3,31 \text{ м/с}.$$

$$\text{Re} = w \cdot d_{\text{ш}}/\nu = 3,31 \cdot 0,025/(15 \cdot 10^{-6}) = 5516,7;$$

					Расчетная часть	Лист
						29
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

$$\lambda_{ш} = 0,3164 / \sqrt[4]{Re}; \lambda_{ш} = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{5516,7}} = 0,0367$$

3. Полагаем уточненное $\lambda_{ш} = 0,0367$. Тогда:

$$q = 0,001571 \text{ м}^3/\text{с}, \quad w = q/s = 0,001571/4,91 \cdot 10^{-4} = 3,20 \text{ м/с}$$

$$Re = w \cdot d_{ш}/\nu = 3,20 \cdot 0,025/(15 \cdot 10^{-6}) = 5333,3;$$

$$\lambda_{ш} = 0,3164 / \sqrt[4]{Re}; \lambda_{ш} = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{5333,3}} = 0,0370$$

4. Полагаем уточненное $\lambda_{ш} = 0,0370$. Тогда:

$$q = 0,001565 \text{ м}^3/\text{с}, \quad w = q/s = 0,001565/4,91 \cdot 10^{-4} = 3,19 \text{ м/с}$$

$$Re = w \cdot d_{ш}/\nu = 3,19 \cdot 0,025/(15 \cdot 10^{-6}) = 5316,7;$$

$$\lambda_{ш} = 0,3164 / \sqrt[4]{Re}; \lambda_{ш} = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{5316,7}} = 0,0370$$

и процесс решения уравнения можно считать законченным.

Итак, $q = 0,001565 \text{ м}^3/\text{с} \approx 5,63 \text{ м}^3/\text{ч}$.

2.3 Расчет объема, нефти, изъятого через криминальную врезку в случае, когда продолжительность отбора установлена

Так как отбор нефти через криминальную врезку происходил при постоянном напоре, то объем V_* (м^3) похищенного из трубопровода рассчитывается по формуле:

$$V_* = q \cdot \Delta t, \quad (1.9)$$

где q — расход криминального отбора;

Δt — продолжительность отбора, принятая равной одному часу.

Объем отобранного нефти за один час составил:

$$V_{*1} = 61,2 \cdot 1 = 61,2 \text{ м}^3 \text{ в случае неквалифицированной врезки};$$

$$V_{*2} = 5,63 \cdot 1 = 5,63 \text{ м}^3 \text{ в случае квалифицированной врезки}.$$

					Расчетная часть	Лист
						30
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

3 Технологическая часть

К технологии ликвидации аварий предъявляются следующие требования:

- надежное восстановление герметичности трубопровода;
- обеспечение проектного уровня прочности и несущей способности ремонтируемого участка трубопровода;
- обеспечение нормативного времени простоя трубопровода при ремонте;
- наименьшее воздействие на окружающую среду, соседние коммуникации и объекты народного хозяйства;
- сохранение проектных размеров внутренней полости трубопровода с целью обеспечения возможности пропуски очистных и диагностических средств [27].

3.1. Ликвидация неквалифицированных врезок с помощью монтажа металлических пробок

При размере повреждения, нанесенного криминальной врезкой, до 8-12 мм, в образовавшееся отверстие забивается металлическая пробка-заглушка (чоп), поверх которой приваривается заплата или хомут. Размеры заплат и муфт должны быть такими, чтобы перекрывать место дефекта не менее чем на 40 мм от края. Заплата должна иметь эллипсовидную форму. Муфты необходимо использовать в случае, если поврежденный участок больше допустимых размеров заплат, определяемых диаметром трубы. Установка заглушек, заплат и хомутов ослабляет несущую способность трубопровода и применяется как временное средство, устраняемое при проведении капитального ремонта [32].

Одиночные дефекты в виде сквозных отверстий (свищей) диаметром до 12 мм устраняются забивкой металлическая пробок «чопиков» и обваркой. Для обеспечения плотности «чопики» изготавливаются диаметром до 12 мм конической формы с уклоном поверхности не более 1:10. «Чопик» не должен

					ЛИКВИДАЦИЯ НЕСАНКЦИОНИРОВАННЫХ ВРЕЗОК В ТРУБОПРОВОДАХ.			
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Стрежнев С.А.			Технологическая часть	Лит	Лист	Листов
Руквод.		Никulichиков В.К.					32	89
Консульт.						НИ ТПУ гр. 3-2БЗД		
Рук. ООП		Брусник О.В.						

препятствовать прохождению очистных и внутритрубных инспекционных снарядов и выступать внутрь трубы не более, чем на 5 мм.

«Чопик» забивают до полного устранения течи, после чего наружную выступающую часть обваривают электросваркой с формированием на поверхности трубы усиления высотой не более 3 мм, с шириной обварки 4-5 мм по периметру «чопика». «Чопики» должны изготавливаться из низкоуглеродистых сталей Ст3, 10 согласно ГОСТ 11050.

Не допускается устанавливать более одного «чопика» по периметру поперечного сечения нефтепровода. Расстояние между «чопиками» по продольной оси нефтепровода должно быть не менее 0,5 м.

Таблица 1.1

Основные размеры металлической пробки «чопика»

Наименование показателей	Диаметр трубы, D, мм	Толщина стенки, s, мм	Допускаемый диаметр "чопика" d, мм	Внутренняя выступающая часть "чопика", a, мм	Наружная выступающая часть "чопика", h, мм	Ширина обварки, k, мм
Величина показателей	325-1220	8,16	не более 12	не более 5	не более 3	4-5

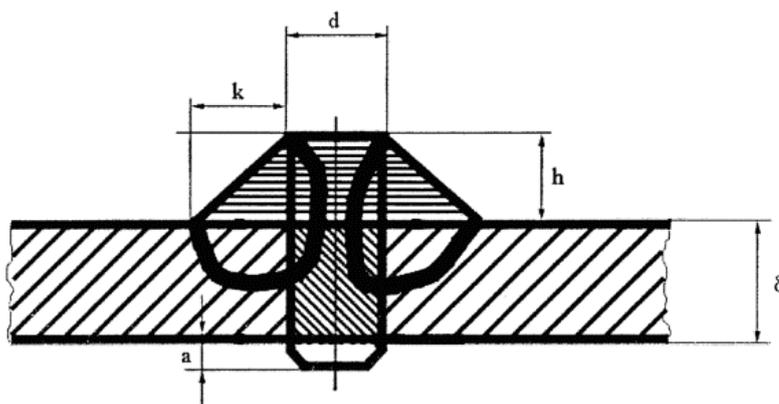


Рисунок 3.1 – Схема монтажа металлической пробки «чопика», применяемого для устранения сквозных свищей и заделки сквозных отверстий в трубе.

3.2 Ликвидация квалифицированных врезок с помощью монтажа приварного патрубка с эллиптическим днищем

Врезки с отводящими патрубками чаще всего ремонтируют посредством установки на них патрубков с эллиптическим днищем рисунок 1.8, посредством сварки.

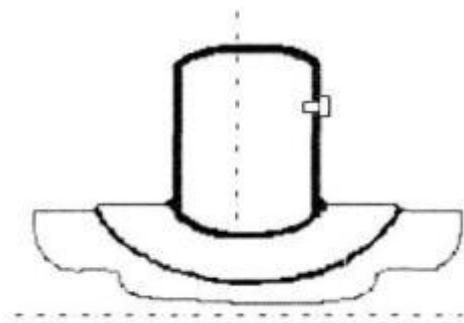


Рисунок 3.2 - Приварной патрубок с эллиптическим днищем и усиливающей накладкой (воротником) для ремонта технологических отверстий и врезок

Перед сборкой и сваркой ремонтного патрубка следует выполнить разметку шва «патрубок – труба», кольцевых угловых швов «усиливающая накладка – труба» и неразрушающий контроль качества этих участков в соответствии с требованиями раздела 6 настоящего документа.

Сборка и сварка конструкции должна выполняться в следующем порядке:

- а) сборка и приварка патрубка к трубе, включающая:
 - разметку подготовленного участка трубы под приварку патрубка;
 - установку патрубка в проектном положении;
 - фиксирование патрубка на трубе с помощью прихватки;
 - проверку точности ориентации патрубка, выставление сварочных зазоров, окончательную прихватку патрубка;
 - просушку поверхности трубы на участке приварки патрубка;
 - предварительный и сопутствующий (в процессе сварки) подогрев патрубка;
 - приварку патрубка к трубе;

					Технологическая часть	Лист
						33
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

- остывание сварного соединения;
 - неразрушающий контроль (визуальный и измерительный, контроль методом проникающей цветной дефектоскопии, ультразвуковой контроль) углового кольцевого шва «патрубок - труба».
- б) приварка усиливающей накладки к патрубку и трубе, включающая:
- предварительный и сопутствующий подогрев (в процессе сварки) свариваемых кромок патрубка и усиливающей накладки;
 - выполнение шва приварки усиливающей накладки к патрубку и трубе;
 - остывание сварного соединения;
 - визуальный и измерительный контроль выполненного сварного шва.
- в) приварка усиливающей накладки к трубе, включающая:
- просушку поверхности трубы на участке выполнения нахлесточного шва;
 - предварительный и сопутствующий (в процессе сварки) подогрев свариваемых кромок усиливающей накладки;
 - выполнение нахлесточного шва приварки усиливающей накладки к трубе;
 - остывание сварного соединения;
 - визуальный и измерительный контроль выполненного нахлесточного шва.
- г) неразрушающий контроль выполненных сварных соединений, включающий: контроль методом проникающей цветной дефектоскопии, контроль ультразвуковым методом углового кольцевого шва «патрубок - усиливающая накладка - труба», нахлесточного шва «усиливающая накладка - труба».

Патрубки должны быть изготовлены в соответствии с утвержденными техническими условиями, технологическим процессом, должны иметь маркировку, паспорт и сертификаты на применяемые материалы.

Установка патрубков должна производиться в соответствии с требованиями РД-23.040.00-КТН-386-09 с изм 1 «Технология ремонта магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов». Расстояние между швами

					Технологическая часть	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			34

усиливающей накладке патрубков и сварными швами трубы, в т.ч. спиральными, должно быть не менее 100 мм.

Высота патрубка должна быть не менее половины диаметра патрубка, но не менее 100 мм. Максимальный диаметр патрубка определяется в соответствии с таблицей 1.3. Патрубок должен иметь такой диаметр, чтобы расстояние от внутренней поверхности патрубка до края дефекта было не менее 4 толщин стенки ремонтируемой трубы. Усиливающая накладка должна иметь ширину не менее 0,4 диаметра патрубка и иметь технологические отверстия, а толщина накладки должна приниматься равной толщине стенки трубы.

Эллиптические днища применяются заводского изготовления и должны иметь следующие размеры:

- высота не менее 0,4 диаметра патрубка,
- высота цилиндрической части равна 0,1 диаметра патрубка,
- радиус сферической части не менее диаметра патрубка,
- радиус перехода сферической части к цилиндрической не более диаметра патрубка;

В стенке патрубка должно быть выполнено отверстие диаметром 8 мм для выхода газов при сварке, после окончания работы в отверстие забивается «чопик» и обваривается.

Контроль всех сварных соединений проводится в соответствии с требованиями РД-23.040.00-КТН-386-09 с изм 1 «Технология ремонта магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов».

Работы при приварке патрубков проводятся при величине давления в нефтепроводе не более 2,5 Мпа [33].

					Технологическая часть	Лист
						35
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

Допустимые диаметры приварных патрубков с эллиптическим днищем и усиливающей накладкой

Диаметр нефтепровода, мм	Допустимые диаметры приварных патрубков, мм
377	108
426	108
530	108, 159
720	108, 159, 219
820	108, 159, 219
1020	108, 159, 219
1220	108, 159, 219, 325

3.3 Ликвидация врезок посредством замены дефектного участка трубопровода

При размере повреждения, нанесенного криминальной врезкой, более 8-12 мм, дефектный участок трубы вырезается и заменяется новым (катушкой). Длина устанавливаемой катушки должна составлять не менее 0,5 м. Правила установки катушки и все необходимые с этим работы по временной изоляции поврежденного участка от остальной части трубопровода (с возможными при этом перекачкой нефтепродукта за пробку или задвижку, а также с опорожнением участка) определяются РД 153-112-014-97 [32].

Аварийно-восстановительные работы на магистральных нефтепроводах проводятся в следующей организационно-технологической последовательности:

- установка мобильной емкости и сбор в нее нефти;
- подготовка ремонтной площадки и размещение на ней технических средств;
- вскрытие аварийного участка нефтепровода и сооружение ремонтного котлована;
- освобождение аварийного участка нефтепровода от нефти;
- вырезка дефектного участка нефтепровода;

					Технологическая часть	Лист
						36
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

- герметизация (перекрытие) внутренней полости нефтепровода;
- сварочно – монтажные работы;
- контроль качества сварных швов;
- пуск нефтепровода, вывод его на эксплуатационный режим;
- изоляция отремонтированного участка нефтепровода;
- засыпка нефтепровода, восстановление обвалования.

Мобильные емкости для временного хранения нефте-нефтепродуктов

Предназначены для временного хранения нефте-нефтепродукта, откачанной из ремонтируемого участка (на период проведения работ), с целью сокращения ее потерь и улучшения экологической обстановки в прилегающей местности, применяются мобильные емкости герметичного или открытого типа.

Емкости изготавливается из непроницаемой нефте- и морозостойкой ткани, выдерживающей нагрузку не менее 175 кг на полосу 50 × 200 мм.

Место расположения площадок для размещения мобильных емкостей должно выбираться с учетом безопасных расстояний до сооружений, коммуникаций и места проведения работ.

Расстояние от мобильной емкости до ремонтного котлована должно быть не менее 100м.

Расстояние от мобильной емкости до ЛЭП должно быть не менее 25м, но менее полутора высоты опоры ЛЭП.

Мобильные емкости должны иметь ограждение по всему периметру, выполненное из сигнальной ленты, и должны быть установлены предупреждающие знаки «Огнеопасно!», «Проход, проезд и въезд запрещен!».

Запрещается нахождение техники, людей и ведение огневых работ на расстоянии менее 100м от мобильной емкости.

После завершения работ по врезке катушки нефть/нефтепродукты из мобильных емкостей должны быть закачены обратно в трубопровод или вывезены на ближайшую НПС для закачки в трубопровод.

					Технологическая часть	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			37

Вскрытие нефтепровода и сооружение ремонтного котлована

Работы по вскрытию аварийного участка нефтепровода и сооружению ремонтного котлована должны выполняться только после определения точного места аварии. Вскрытие аварийного участка нефтепровода и сооружение ремонтного котлована выполняется одноковшовым экскаватором с соблюдением мер предосторожности, исключающих повреждения поверхности трубы, особенно за пределами дефектного участка. Необходимое количество экскаваторов определяется в зависимости от объема земляных работ. Наиболее эффективно выполняется разработка котлована двумя экскаваторами одновременно. Размеры котлована должны обеспечивать возможность выполнения аварийных работ в нем (центровку труб, сварку неповоротных стыков, контроль сварных швов, изоляцию отремонтированного участка и др.) [33].

Глубину котлована H рекомендуется определять по формуле:

$$H = h + D_n + 0,6, \text{ м}, \quad (1.11)$$

где D_n - наружный диаметр нефтепровода, м;

h - высота от верха трубы до поверхности земли, м.

При этом расстояние от низа трубы до дна котлована должно быть не менее 0,6 м.

Длину котлована L рекомендуется определять по формуле:

$$L = l + (2, 3), \text{ м}, \quad (1.12)$$

где l - длина разрушенного (дефектного) участка нефтепровода, м.

Ширина котлована B определяется:

$$B = D_n + 3, \text{ м}, \quad (1.13)$$

где D_n - наружный диаметр нефтепровода, м.

При разработке котлована его ширину принимают из условия возможности работы обслуживающего персонала с грузоподъемными машинами или механизмами. Ремонтный котлован с вертикальными стенками устраивается в

					Технологическая часть	Лист
						38
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

грунтах естественной влажности с ненарушенной структурой при отсутствии грунтовых вод в соответствии с п. 9.9 СНиП III-4-80 *.

Таблица 1.3

Допускаемая глубина ремонтного котлована с вертикальными стенками различных грунтов

Грунт	Глубина котлована, м
Насыпной, песчаный, гравелистый	1,00
Супесчаный	1,25
Суглинистый	1,25
Глинистый	1,50
Особо плотный нескальный	2,00

Для сооружения котлована большей глубины необходимо устраивать откосы различного заложения, в зависимости от состава грунта, при уровне грунтовых вод ниже глубины выемки, в соответствии с требованием п. 9.10 СНиП III-4-80*.

Освобождение аварийного участка нефтепровода от нефти

Освобождение аварийного участка нефтепровода от нефти может проводиться:

- самотеком через поврежденное место и откачкой её в мобильную емкость для сбора по временному нефтепроводу;
- откачкой передвижными насосными агрегатами в мобильные емкости;
- откачкой из поврежденного нефтепровода в параллельный нефтепровод.

Для откачки нефти из нефтепровода, на расстоянии не менее 100 м от намеченного места реза дефектного участка, к нефтепроводу приваривается отвод с задвижкой и прокладывается временный сборный нефтепровод диаметром 150 мм до земляного амбара или других емкостей для сбора нефти.

Агрегаты (типа ПНА-1, ПНА-2, ПНУ-1, ПНУ-1М) для откачки или закачки нефти должны устанавливаться от мобильных емкостей или места закачки нефти в нефтепровод на расстоянии не менее 50 м согласно Правил ВППБ 01-05-99.

					Технологическая часть	Лист
						39
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

После перекрытия аварийного участка при закрытых отсекающих задвижек, осуществляется отвод («перехват») поступающей нефти путем врезки в трубопровод на нижней точке по профилю трассы отверстия диаметром до 12 мм или патрубка с задвижкой диаметром до 100 мм. Количество отверстий или врезаемых патрубков определяются объемом пропускаемой нефти задвижками.

Одновременно с освобождением нефтепровода должны продолжаться работы по сбору разлитой нефти, предотвращению дальнейшего распространения её по поверхности земли, попаданию в населенные пункты, водоемы, реки, на железнодорожные и автомобильные магистрали.

После ремонта нефть из мобильных емкостей, с помощью передвижных насосных агрегатов по временному нефтепроводу должна быть закачана в нефтепровод.

Вырезка дефектного участка

Способ вырезки дефектных участков выбирается в зависимости от конкретных условий, наличия соответствующих технических средств и условий безопасности ведения работ.

Вырезка дефектной катушки производится после подготовки ремонтного котлована, очистки его от нефти, подготовки трубопровода (зачистки от грязи, изоляции) в местах резки.

Перед вырезкой поврежденного участка, за пределами вырезаемой катушки, на трубопроводе должна быть установлена шунтирующая перемычка с сечением 16 мм².

Подключение шунтирующих элементов (кабеля) к трубопроводу может выполняться:

- гибкими стальными лентами, навитыми с натяжкой на очищенную поверхность трубы;

					Технологическая часть	Лист
						40
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

- стальными болтами диаметром 12-15 мм, ввинченными в просверленные в стенке трубы ручной или пневматической дрелью глухие отверстия, с оставленной толщиной стенки трубы не менее 3 мм;
- сваркой соединительных наконечников, в случае отсутствия нефти и загазованности в рабочем котловане и трубопроводе.

Вырезка дефектного участка может осуществляться с применением трубрезных машин с приводами во взрывобезопасном исполнении, предназначенных для резки труб, имеющих сертификат соответствия требованиям промышленной безопасности и разрешение Госгортехнадзора России на их применение. Вырезка дефектных участков осуществляется одновременно двумя трубрезными машинами. Перед началом работы по резке труб необходимо разработать котлован с подкопом ниже трубы не менее 600 мм, а также подготовить емкость для смазочно-охлаждающей жидкости, которая требуется для охлаждения режущего инструмента. После освобождения трубы от грунта зачистить от изоляции места установки МРТ на длине 600-700 мм. Трубрезные машины устанавливаются на трубе согласно требованиям руководства по эксплуатации на данные машины и в соответствии со схемами вырезки катушек, задвижек и соединительных деталей на расстоянии не менее 1,5 м между ними [33].

Герметизация (перекрытие) внутренней полости нефтепровода

После освобождения магистрального трубопровода от нефти и вырезки катушки внутренняя полость трубопровода должна быть загерметизирована до выполнения огневых и сварочно-монтажных работ.

Применение герметизаторов разрешается на участках магистрального трубопровода, оборудованных КПП СОД.

Внутренняя полость трубопровода должна перекрываться герметизаторами типа ГРК (от DN 100 до DN 1200), или ПЗУ (от DN 100 до DN 1200). Для контроля прохождения групп герметизаторов ГРК (ПЗУ) до КПП СОД и

					Технологическая часть	Лист
						41
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

снижения риска их застревания на решетках тройников магистрального трубопровода разрешается применение герметизаторов типа «Кайман» в качестве очистного устройства с демонтированной герметизирующей камерой.

При производстве работ по герметизации полости трубы на весь период работы должен быть организован непрерывный контроль воздушной среды на загазованность в непосредственной близости от работающих грузоподъемных механизмов с двигателями внутреннего сгорания.

Источником сжатого воздуха, за исключением баллонов с редуктором, применяемого для герметизаций должен находиться на расстоянии не менее 30 метров от места производства работ.

Перед применением герметизатора должны быть проверены на комплектность, наличие маркировки и исправность, пройти визуальный контроль.

Герметизаторы должны быть оборудованы пневмопроводом, который при установке должен быть выведен через отверстие в стенке трубопровода наружу и соединен с узлом (блоком) контроля давления в герметизаторе.

Установка герметизатора должна проводиться при отсутствии избыточного давления и притока нефти в магистральном трубопроводе. Перед этим ремонтный котлован должен быть зачищен от остатков нефти и места загрязнений должны быть зачищены и засыпаны свежим грунтом.

Перед установкой герметизаторов внутренняя поверхность трубопровода должна быть очищена от парафиновых отложений и грязи на длину не менее $(2D+1)$, где D-наружный диаметр трубопровода, м.

Расстояние от торца трубы до герметизатора должно быть:

- для герметизаторов ОР-1311 – не менее 2500мм;
- для герметизаторов ГРК,ПЗУ – не менее D, где D – наружный диаметр трубопровода.

При установке герметизаторов ГРК расстояние для вывода штуцера под пневмопровода герметизатора определяется в соответствии с типоразмером

					Технологическая часть	Лист
						42
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

применяемого ГРК, с учетом исключения попадания пневмопровода под ребра герметизатора.

После установки герметизаторов в полость трубопровода производят:

- проветривания ремонтного котлована и анализ ГВС;
- выполняют сверление отверстия диаметром 12 мм на расстояние не менее 100 мм от торцов герметизаторов в трубопроводе, для контроля уровня нефти внутренней полости и избыточного давления/вакуума.
- выполняют сверления отверстий диаметром 12 мм на расстояний не менее 40 мм от торцов герметизаторов, для вывода штуцеров пневмпровода.
- на все время проведения огневых работ должен производиться контроль перекрытой полости трубопровода и давлений в герметизаторах.
- после окончания сварочных работ и при наличии положительных результатов дефектоскопического контроля сварных соединений воздух из герметизаторов должен быть спущен, узел (блок) контроля давления воздуха должен быть демонтирован.
- Отверстия в трубопроводе для вывода пневмопровода после демонтажа узла (блока) контроля воздуха должно быть заглушено.
- по окончании ремонтных работ при заполнении трубопровода нефтью следует организовать контроль за движением герметизирующих устройств по трубопроводу до момента их поступления в камеру приема СОД.
- для контроля прохождения герметизаторов по нефтепроводу должны быть определены контрольные пункты, по которым определяется время прохождения и их фактическая скорость движения.

Сварочно-монтажные работы

Сварочно-монтажные работы при замене дефектного участка должны выполняться с соблюдением требований СП 36.13330.2012 Магистральные

					Технологическая часть	Лист
						43
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85* (с Изменением N 1) и ВСН 006-89, РД 13.220.00-КТН-575-06.

До начала сварочно-монтажных работ для обеспечения надежной работы нефтепровода в будущем, на вскрытом участке необходимо за пределами дефектного участка проверить остаточную толщину стенки труб, наличие очагов коррозионного разрушения металла, дефектов, которые со временем могут привести к повторной аварии.

Длина монтируемого участка нефтепровода взамен вырезанного должна быть больше дефектного участка не менее чем на 100 мм с каждой стороны.

Расстояние от торца катушки до кольцевого монтажного шва на основном нефтепроводе должно быть не менее диаметра трубы.

В тех случаях, когда концы нефтепровода после вырезки дефектного участка, вследствие напряженного состояния, расходятся, для обеспечения возможности центровки труб, необходимо концы нефтепровода от дефектного участка раскопать на длину до обеспечения радиуса упругого изгиба в соответствии с требованиями [27].

Все сварные швы, выполненные при ликвидации аварий, должны обозначаться личным клеймом сварщика.

Сварка намагниченных (например, в результате пропуска диагностических устройств) нефтепроводов проводится по специальной технологии с использованием методов, приборов и приспособлений в соответствии с «Рекомендациями по размагничиванию труб при ремонтных работах на нефтепроводах диаметром до 1220 мм» (М. ВНИИСТ, 1998) или «Методом компенсации намагниченных трубопроводов с использованием приборов ПКНТ», позволяющих изменять ориентацию магнитных полей и вести сварочные работы на намагниченных нефтепроводах.

Стали труб и соединительных деталей, применяемых при монтаже и соединении сваркой в ходе АВР на трубопроводе, по своим механическим свойствам и химическому составу должны быть аналогичными стали труб

					Технологическая часть	Лист
						44
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

ремонтируемого нефтепровода и отвечать требованиям актуализированная версия СНиП 2.05.06-85*.

Контроль сварных соединений и устранение их дефектов

Контроль качества сварочно-монтажных работ при ремонте трубопроводов организуется ответственным руководителем работ и выполняется:

- пооперационным контролем, осуществляемым в процессе сборки и сварки стыков;
- визуальным осмотром и обмером геометрических параметров сварных швов;
- проверкой сплошности наплавленного металла неразрушающими методами контроля.

По результатам контроля оценивается качество работ и дается заключение о готовности трубопровода к пуску.

Некачественные сварные соединения разрешается ремонтировать, если в них имеются любые недопустимые дефекты (кроме трещин длиной более 50 мм) при условии, что суммарная длина участков ремонта не превышает 1/6 периметра стыка.

Стыки, имеющие трещины длиной более 50 мм или суммарную протяженность участков дефектов более 1/6 периметра стыка, необходимо вырезать.

Дефекты сварных соединений должны быть полностью удалены с помощью абразивных кругов или газовой резки с последующей зачисткой разделки до металлического блеска.

При ремонте стыка с трещиной длиной до 50 мм засверливают два отверстия на расстоянии не менее 30 мм от краев трещины с каждой стороны, дефектный участок вышлифовывают полностью и заваривают вновь.

Сварные швы после устранения всех дефектов подвергаются контролю неразрушающими методами в объеме 100 %.

Повторный ремонт сварных соединений не допускается.

					Технологическая часть	Лист
						45
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

Изоляция

После ликвидации криминальной врезки производится усиленная антикоррозийная изоляция отремонтированного участка трубопровода, включающая очистку участка трубы, нанесение битумной грунтовки, наматывание изоляционной ленты в 3-4 слоя и т.п.

Требования, предъявляемые к изоляционным покрытиям для изоляций магистральных нефтепроводов:

- сплошность, обеспечивающая надежность покрытия;
- водонепроницаемость, обеспечивающая невозможность насыщения пор покрытия почвенной влагой, что устраняет контакт электролита с металлом;
- прилипаемость (адгезия) покрытия к металлу – один из основных показателей качества изоляционного покрытия;
- химическая стойкость, обеспечивающая длительную работу покрытия в условиях наиболее агрессивных грунтов;
- электрохимическая нейтральность – отдельные составляющие покрытия не должны участвовать в катодном процессе, в противном случае это может привести к разрушению изоляции трубопровода при электрохимической защите;
- механическая прочность, достаточная для проведения изоляционно-укладочных работ на трассе трубопровода;
- термостойкость, определяемая необходимой температурой размягчения, что важно для изоляции «горячих» трубопроводов, и температурой наступления хрупкости, что важно при проведении изоляционных работ в зимнее время;
- диэлектрические свойства, определяющие сопротивление возникновению коррозионных элементов на поверхности трубопровода и обуславливающие экономический эффект от применения электрохимической защиты;
- возможность механизации процесса нанесения изоляционного покрытия;
- не дефицитность;
- экономичность.

					Технологическая часть	Лист
						46
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Расчет затрат на проведение аварийно-восстановительных работ (ликвидация несанкционированной врезки)

Состав затрат в соответствии с их экономическим содержанием формируется по следующим элементам:

- Материальные затраты.
- Затраты на оплату труда.
- Отчисления на социальные нужды.
- Прочие расходы.

К материальным расходам относятся затраты на приобретение:

- сырья, основных и вспомогательных материалов, используемых в процессе аварийно-восстановительных работ;
- запасных частей, комплектующих изделий, тары и др.;
- топлива, воды и энергии всех видов, используемых на производственные нужды и отопление;
- работ и услуг производственного характера, выполняемых сторонними организациями или индивидуальными предпринимателями, а также собственными структурными подразделениями предприятия (организации) (транспортные услуги, контроль за соблюдением технологического процесса, техобслуживание основных фондов, средств связи, компьютерной техники и др.);
- на содержание и эксплуатацию природоохранных сооружений.

Сумма материальных расходов уменьшается на стоимость возвратных

Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ЛИКВИДАЦИЯ НЕСАНКЦИОНИРОВАННЫХ ВРЕЗОК В ТРУБОПРОВОДЫ			
Разраб.		Стрежнев С.А.			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лит	Лист	Листов
Руквод.		Никulichиков В.К.					48	89
Консульт.		Макашева Ю.С.				НИ ТПУ гр. 3-2БЗД		
Рук. ООП		Брусник О.В.						

отходов. Возвратные отходы оцениваются по пониженной цене, если они могут быть использованы в основном или вспомогательном производстве, или по цене реализации, если они реализуются на сторону.

К материальным расходам приравниваются:

- расходы на рекультивацию земель и другие природоохранные мероприятия;
- потери при транспортировке товароматериальных ценностей в пределах норм естественной убыли;
- технологические потери при производстве и (или) транспортировке.

4.2 Расчет стоимости материалов

Таблица 2.1

Расчет стоимости материалов на проведение ликвидаций методом замены дефектного участка

Наименование материала, единица измерения	Норма расхода материала, нат. ед.	Цена за единицу, руб./ нат. ед.	Стоимость материалов, руб.
Труба Ду-720*10, ст. 09ГСФ	3 п.м.	52 900 руб./т	27787,89
Лакокрасочные покрытия (грунт, эмаль)	2 кг	250	500
Плоская кисть SANTOOL 3 010110-012-030	2 шт	95	190
Электроды LB-52U d-3,2 мм	8 кг	450	3600
Круг отрезной 230x2,5x22 BOSCH металл	4	115	460
Круг шлифовальный 230x6,0x22,2 Кратон	2	120	240
Электроэнергия	220	6,5	1430
Д/т (сварочный агрегат)	50	43,65	2182,5
ИТОГО			36390,39

Всего расходов на материалы – 36390,39 руб.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			48

Таблица 2.2

Расчет стоимости материалов на проведение ликвидаций методом монтажа патрубка с усиливающей накладкой

Наименование материала, единица измерения	Норма расхода материала, нат. ед.	Цена за единицу, руб./ нат. ед.	Стоимость материалов, руб.
Труба Ду-159*10, ст.09ГСФ	0,5 п.м.	20500	152,60
Сферическая заглушка Ду 160, ст.09ГСФ	1 шт.	520	520
Усиливающая накладка, ст.09ГСФ	1 шт.	1000	1000
Лакокрасочные покрытия (грунт, эмаль)	2 кг	250	500
Плоская кисть SANTOOL 3 010110- 012-030	2 шт	95	190
Электроды LB-52U d-3,2 мм	9 кг	450	4050
Круг отрезной 230x2,5x22 BOSCH металл	4	115	460
Круг шлифовальный 230x6,0x22,2 Кратон	6	120	720
Электроэнергия	220	6,5	1430
Д/т (сварочный агрегат)	50	43,65	2182,5
ИТОГО			11205,5

Всего расходов на материалы – **11205,5 руб.**

4.3 Расходы на оплату труда

К расходам на оплату труда относятся: Суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						49
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

Премии за производственные результаты, надбавки к тарифным ставкам и окладам за профессиональное мастерство и др.

Начисления стимулирующего или компенсирующего характера – надбавки за работу в ночное время, в многосменном режиме, совмещение профессий, работу в выходные и праздничные дни и др.

Надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах крайнего Севера и др.

Суммы платежей (взносов) работодателей по договорам обязательного и добровольного страхования.

Расчет производим с учетом времени на производство работ:

- Ликвидация методом замены дефектного участка – 24 часа;
- Ликвидация методом монтажа патрубка с усиливающей накладкой – 12 часов.

Таблица 2.3

Расчет заработной платы

Должность	Кол - во	Разряд	Часовая тарифная ставка, руб.	Норма времени на проведение мероприятия, ч.	Заработная плата с учетом надбавок*, руб.
Слесарь	2	4	86,12	24/12	4961/2480
Сварщик	2	5	110,02	24/12	6337/3168
Трубопроводчик-линейный	2	4	90,58	24/12	5217/2608
Водитель спецавтомобиля	1	1(класс)	95	24/12	2280/1140
Машинист экскаватора	1	6	120	24/12	2880/1440
ИТОГО				24/12	21675/10837,5

* Дополнительная заработная плата – 1,2.

4.4 Расчет отчисления на социальные нужды

Отчисления на социальные нужды определяются суммой единого социального налога по установленным законодательством нормам в процентах

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						50
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

от расходов на оплату труда (30%), рассчитываются по формуле:

$$O_{\text{пф}} = \frac{З * P_{\text{пс}}}{100},$$

где, $O_{\text{пф}}$ – размер отчислений в пенсионный фонд, руб;

$З$ – начисленная заработная плата, руб;

$P_{\text{пс}}$ – процент отчислений в пенсионный фонд, %.

Отчисления в фонд социального страхования РФ производятся за счет издержек производства и обращения, рассчитываются по формуле для каждого метода ликвидаций:

Ликвидация методом замены дефектного участка – 24 часа

$$O_{\text{пф}} = 21675 * 30\% / 100 = 6502,5 \text{ рублей.}$$

Ликвидация методом монтажа патрубка с усиливающей накладкой – 12 часов.

$$O_{\text{пф}} = 10837,5 * 30\% / 100 = 3251,25 \text{ рублей.}$$

4.5 Расчет суммы амортизационных отчислений

Для данного расчета будет применяться сварочный агрегат Lincoln Electric Ranger 305D.

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

Расчет амортизационных отчислений можно свести в таблицу 2.4.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						51
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

Таблица 2.4

Расчет амортизационных отчислений

Наименование объекта основных фондов	Количество	Балансовая стоимость, руб.		Годовая норма амортизации, %	Годовая сумма амортизационных отчислений
		одного объекта	всего		
УШМ (болгарка) Bosch GWS 24-230 LVI	2	19536	39072	10	3907,2
Сварочный агрегат Lincoln Electric Ranger 305D	1	1389772	1389772	10	138977,2
ИТОГО					142884,4

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется общая сумма затрат на проведение организационно-технического мероприятия по форме таблицы 2.5.

Таблица 2.5

Затраты на проведение организационно-технического мероприятия

Состав затрат	Сумма затрат, руб.	
	Замена дефектного участка	Монтаж патрубка с усиливающей накладкой
1. Материальные затраты	36390,39	11205,5
2. Затраты на оплату труда	21675	10837,5
3. Отчисления на страховые взносы	6502,5	3251,25
4. Амортизационные отчисления (сварочный аппарат, дизельный генератор)	142884,4	
Всего основных расходов	207452,29	168178,65
Накладные расходы (15%)	31117,84	25226,79
ИТОГО	238570,13	193405,44
Плановые накопления (15%)	35785,5	29010,81
В целом по расчету	274355,63	222416,25
НДС, 18%	49384,01	40034,92
ВСЕГО на ликвидацию	323793,64	262451,17

Из таблицы 2.5 мы видим, что ликвидация несанкционированной врезки значительно дешевле в нашем случае при монтаже патрубка с усиливающей накладкой, экономия составила порядка 61339,47 рублей.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						53
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

5.1 Производственная безопасность

На магистральном нефтепроводе «Ярославль - Москва» DN720 предназначенного для транспортировки нефти смоделирована ситуация несанкционированной врезки.

Техническая характеристика участка магистрального нефтепровода МН «Ярославль - Москва»:

Техническая характеристика проектируемого магистрального нефтепровода:

- диаметр трубопровода и толщина стенки – 720x10 мм;
- класс прочности нефтепровода – К 52;
- температура перекачиваемой нефти – до плюс 11 °С;
- режим работы – непрерывный.

Место расположения производства работ – Ярославская область.

Климат умеренно-континентальный с коротким, относительно теплым летом, продолжительной, умеренно холодной зимой и ясно выраженными сезонами весны и осени. Средняя годовая температура воздуха в районе проведения работ составляет минус 4 °С. Абсолютная минимальная температура воздуха составляет минус 46 °С, абсолютный максимум составляет плюс 37 °С.

Методы ликвидаций несанкционированных врезок в магистральный нефтепровод является работой повышенной опасности, в связи с потенциальной возможностью влияния опасных и вредных факторов на обслуживающий персонал, которые приведены в таблице 10.

Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ЛИКВИДАЦИЯ НЕСАНКЦИОНИРОВАННЫХ ВРЕЗОК В ТРУБОПРОВОДЫ			
Разраб.		Стрежнев С.А.			Социальная ответственность	Лит	Лист	Листов
Руквод.		Никulichиков В.К.					56	89
Консульт.		Немцова О.А.				НИ ТПУ гр. 3-2БЗД		
Рук. ООП		Брусник О.В.						

Таблица 3.1

Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ по ликвидации аварии.

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
Ликвидация несанкционированных врезок в трубопроводы	Физические		
		Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные)	ГОСТ 12.0.003 -2015 ССБТ [4]
		Электрический ток	ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ [12] ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ [12] СП 70.13330.2012 [50]
		Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением	РД 03-29-93[34] ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ [14]
		Пожаровзрывобезопасность на рабочем месте	ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ [8] ФЗ №123 от 22.07.2008г. [52]
		Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны	СанПиН 2.2.4.548-96[44] РД 102-76-87 [42]
		Повышение уровней шума	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ [5] ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ [10] СП 51.13330.2011 [48] СН 2.2.4/2.1.8.562-96 [45]
		Повышение уровней вибрации	ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ [9]
		Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу	ГОСТ 12.1.005-88

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
	Недостаточная освещенность рабочей зоны		СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03[43] СП 52.13330.2011 [49] ГОСТ 12.1.046-2014 ССБТ [13]
	Химические		
	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны		ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ [6] ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ [7]
	Биологические		
	Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися		ГОСТ 12.1.008-78 ССБТ

5.2 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Подробнее рассмотрим вредные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при ликвидации несанкционированных врезок в трубопроводы, а также рассмотрим нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

– Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны

На сегодняшний день для оценки допустимости проведения ремонтных работ и их нормирования на открытом воздухе в условиях Крайнего Севера, а также районах приравненных к районам Крайнего Севера, используют такое понятие, как предельная жесткость погоды. Предельная жесткость погоды характеризуется эквивалентной температурой жесткости метеорологических условий, оказывающих на организм различные сочетания отрицательных температур в сочетании с ветром или при его отсутствии (штиле). [42]

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			56

Предельная жесткость погоды, ниже которой не могут выполняться работы на открытом воздухе, устанавливается для каждого района решением местных региональных органов управления, но не может быть ниже $-45\text{ }^{\circ}\text{C}$.

При работе на открытом воздухе при отрицательных температурах устанавливается режим теплообогрева в помещениях с поддержанием температуры на уровне $+24\text{ }^{\circ}\text{C}$ - $+26\text{ }^{\circ}\text{C}$, при котором частота и длительность перерывов устанавливается в зависимости от жесткости погоды. [42]

Работающие на открытом воздухе должны быть обеспечены в зимнее время теплой спецодеждой и спецобувью с повышенным суммарным тепловым сопротивлением, а также защитными масками для лица. При работах, связанных с ограниченностью движения, следует применять спецодежду и спецобувь со специальными видами обогрева. [42]

Работники должны быть обучены мерам защиты от обморожения и оказанию доврачебной помощи. В рабочих зонах помещения и площадки обслуживания температура воздуха различна в теплый и холодный периоды года. Для поддержания микроклимата предусматриваются приточная и вытяжная вентиляции, нагреватели.

Профилактика перегревания работников осуществляется организацией рационального режима труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха, использования средств индивидуальной защиты.

–Повышение уровней шума.

Во время выполнения работ уровень шума оказывает раздражающее влияние на работника, повышая его утомляемость, а также к росту ошибок при выполнении работ, требующих сосредоточенности, а вследствие длительного воздействия шумового давления может у работника может развиваться тугоухость вплоть до полной глухоты.

					Социальная ответственность	Лист
						57
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

Допустимый уровень шума, не оказывающего вредного воздействия, составляет 80 дБА. Запрещается даже кратковременное пребывание в зоне с уровнями звукового давления, превышающими 135 дБА [45].

К коллективным средствам и методам защиты от шума относятся:

- совершенствование технологии ремонта и своевременное обслуживание оборудования;
- применение малошумных машин, изменение конструктивных элементов машин, их сборочных единиц;
- использование средств звукоизоляции и звукопоглощения;
- использование рациональных режимов труда и отдыха работников.

К средствам индивидуальной защиты относятся:

- заглушки-вкладыши (многократного или однократного пользования), заглушающая способность которых зависит от качества материала и может подавлять шум на 15-30 дБА;
- наушники, надеваемые на ушную раковину;
- независимые наушники;
- встроенные в головной убор [10].

– Повышение уровней вибрации

При выполнении ремонтных работ используются различные механизированные инструменты, оборудования и транспортная техника, которая в свою очередь может оказывать воздействие вибрации и может привести к ухудшению состояния здоровья работников.

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

Вибробезопасные условия труда должны быть обеспечены:

- применением оборудования с наименьшей виброактивностью;

					Социальная ответственность	Лист
						58
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

- использованием материалов, препятствующих распространению вибрации и воздействию на человека;
- применением вибробезопасного оборудования и инструмента; применением средств виброзащиты, снижающих воздействие на работающих вибрации на путях ее распространения от источника возбуждения;
- организаций профилактических мероприятий, ослабляющих неблагоприятное воздействие вибрации [9].

– **Недостаточная освещенность рабочей зоны.**

Освещенность на участках проведения работ должна быть равномерной и быть не менее 2 лк. При погрузочно-разгрузочных работах или перемещении грузов, а также при разработке грунта специальной техникой освещенность должна составлять не менее 10 лк. Во время проведения испытаний технологического оборудования уровень освещенности не должен быть менее 50 лк. [13]

Для освещения мест строительного-монтажных работ могут применяться различные источники света, как в стационарном, так и в передвижном исполнении:

- лампы накаливания (прожекторные, галогенные);
- лампы ртутные (газоразрядные, ксеноновые).

– **Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу**

При ликвидации незаконных врезок, персонал сталкивается с непосредственным контактом с перекачиваемой средой, которая оказывает негативное воздействие на организм человека.

Токсичность нефти объясняется присутствием летучих ароматических углеводородов (толуол, ксилол, бензол), нафталина и ряда других фракций нефти. Эти соединения легко разрушаются и удаляются из почвы. Поэтому период острого токсического действия нефти сравнительно короток. Контакт с

					Социальная ответственность	Лист
						59
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

нефтью вызывает сухость кожи, пигментацию или стойкую эритему, приводит к образованию угрей, бородавок на открытых частях тела. Острые отравления парами нефти вызывают повышение возбудимости центральной нервной системы, снижение кровяного давления и обоняния.

Нефть содержит легкоиспаряющиеся вещества, опасные для здоровья и жизни человека и для окружающей среды. Предельно допустимые концентрации нефтяных паров и опасных веществ нефти в воздухе рабочей зоны установлены в ГОСТ 12.1.005 и ГН 2.2.5.698-98

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК). ПДК - это

концентрации, которые, воздействуя на людей при их ежедневной, кроме выходных дней, работе продолжительностью 8 ч (или другой продолжительностью, но не более 41 ч в неделю) в течение всего рабочего

стажа, не могут вызвать обнаруживаемые современными методами исследований заболевания или отклонения в состоянии здоровья как у самих работников в процессе трудовой деятельности и в дальнейший период жизни, так и у последующих поколений [32].

Таблица 3.2

Предельно допустимые концентрации некоторых вредных веществ в воздухе производственных помещений и атмосферном воздухе населенных мест.

Загрязняющее вещество	Предельно допустимая концентрация, мг/м ³			Загрязняющее вещество	Предельно допустимая концентрация, мг/м ³		
	рабочей зоны	максимальная разовая	среднесуточная		рабочей зоны	максимальная разовая	среднесуточная
Азота диоксид	5,0	0,085	0,085	Бензол	5,0	1,50	0,80
Аммиак	20	0,20	0,20	Дихлорэтан	10	3,0	1,0
Ацетон	200	0,35	0,35	Серы диоксид	10	0,5	0,05
Сероводород	10	0,008	0,008	Метанол	5,0	1,0	0,5

Загрязняющее вещество	Предельно допустимая концентрация, мг/м ³			Загрязняющее вещество	Предельно допустимая концентрация, мг/м ³		
	рабочей зоны	максимальная разовая	среднесуточная		рабочей зоны	максимальная разовая	среднесуточная
Фенол	5	0,01	0,01	Фтористые соединения (в пересчете на фтор)	0,5	0,02	0,005
Формальдегид	0,5	0,035	0,012	Пыль нетоксичная (известняк)	6	0,5	0,05
Хлор	1,0	0,10	0,03	Этанол	1000	5	5

– Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны

Во время производства работ на строительной площадке при использовании специальной техники в рабочей зоне образуется запыленность, которая неблагоприятно воздействует на дыхательные пути человека, в связи с этим в зоне дыхания должен проводиться постоянный контроль воздушной среды при характерных производственных условиях посредством газоанализатора или рудничной лампы. При этом содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК). Предельно допустимая концентрация пыли, как вещества умеренно опасного, в воздухе рабочей зоны составляет 1,1-10 мг/м³, для нефтепродуктов и углеводородов ПДК составляет 300 мг/м³. [6]

Анализ ГВС проводится в соответствии с регламентом ОР-13.040.00-КТН-006-12 «Контроль воздушной среды на объектах магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов»

Перед началом, после каждого перерыва и во время проведения огневых и ремонтных работ, а также периодически, но не реже чем через час, должен осуществляться контроль за состоянием воздушной среды.

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			61

Первичный контроль газовой среды должен проводиться в присутствии лиц, ответственных за подготовку и проведение работ, текущие замеры в присутствии ответственного за проведение работ.

При направлении ветра от действующих резервуаров к стройплощадке должен осуществляться замер концентраций паров с наветренной стороны не реже, чем через час. При превышении ПДК $0,3\text{г}/\text{м}^3$ огневые работы должны быть прекращены.

Работники должны быть обеспечены соответствующими средствами защиты: индивидуальными газоанализаторами-сигнализаторами (прошедшими государственную поверку), индивидуальными противогазами ППФ и ППФ-5М.

Работающие в условиях пылеобразования должны быть в противопыльных респираторах (У2-К, ШБ-1,Р-2У, «Лепесток-200», и др.), защитных очках и комбинезонах. При высоком уровне концентрации паров в траншее или котловане в результате разлива нефтепродуктов необходимо прекратить работу и вывести людей, запретив курить, зажигать спички или пользоваться открытым огнем [7].

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

В районе строительства возможно возникновение инфекционных заболеваний, вызываемых весенне-летним клещевым энцефалитом. Заражение КВЭ происходит в период с апреля по сентябрь, с весенне-летним пиком во время наибольшей активности перезимовавших клещей. В связи с этим необходимо проведение иммунизации против клещевого энцефалита.

Индивидуальная (личная) защита рабочего персонала включает в себя:

- проведение само- и взаимоосмотров каждые 10 – 15 минут для обнаружения клещей;
- ношение специальной одежды – противоэнцефалитных костюмов;
- применение специальных химических средств защиты от клещей: акарицидных средств (для обработки верхней одежды, применение на кожу

					Социальная ответственность	Лист
						62
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

недопустимо) и репеллентных средств (для обработки верхней одежды, применение на кожу допустимо для защиты от кровососущих двухкрылых).

5.3 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Подробнее рассмотрим вредные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при ремонте трубопроводов при ликвидации несанкционированных врезок, а также рассмотрим нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

– Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные).

Воздействие движущихся, вращающихся и разлетающихся предметов производственного оборудования может стать источником травмирования работников, находящихся в непосредственной близости. Во избежание подобных случаев необходимо соблюдать технику безопасности при работе с оборудованием, машинами и механизмами, а к эксплуатации такого оборудования должны быть допущены только лица имеющие на это право и прошедшие соответствующие инструктажи. Место проведения работ должно быть ограждено [4].

– Электрический ток

Для обеспечения безопасности при эксплуатации электроустановок необходимо предусматривать:

- схемы электроснабжения приемников, обеспечивающих их надежную работу;
- расчетные нагрузки на провода и кабели, не превышающие максимально допустимый ток нагрузки [30, гл.1-3];
- электрические розетки с защитными шторками;

					Социальная ответственность	Лист
						63
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

– заземляющие устройства.

Основными причинами электротравматизма являются:

– появление напряжения на корпусах оборудования и металлических конструкциях сооружений вследствие повреждения изоляции;

– прикосновения к незаземленным токоведущим частям при отсутствии соответствующих ограждений;

– воздействие электрической дуги, возникающей между токоведущей частью и человеком в сетях напряжением выше 1000В, если человек окажется в непосредственной близости от токоведущих частей;

– прочие причины: несогласованные и ошибочные действия персонала, подача напряжения на установку, где работают люди, оставление установки под напряжением без надзора, допуск к работам на отключенном электрооборудовании без проверки отсутствия напряжения.

Для предупреждения случайного прикосновения работников к элементам сети, находящейся под напряжением, используют установки оградительных устройств, знаки безопасности и предупредительные плакаты, использование малых напряжений (12-42 В), защитное заземление, защитное отключение, а также средства индивидуальной защиты.

К индивидуальным средствам защиты относятся: диэлектрические перчатки и галоши (дежурные), диэлектрические резиновые коврики, изолирующие подставки.

К работе на сварочных машинах допускают сварщиков не ниже VI разряда, сдавших испытания на право сварки труб согласно "Правилам аттестации сварщиков" и получивших удостоверение на право сварки нефтепровода (паспорт сварщиков). Операторы-сварщики должны иметь II квалификационную группу по электробезопасности в соответствии с РД 153-34.0-03.150-00 «Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок».

					Социальная ответственность	Лист
						64
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

Сварку разрешается проводить на расстоянии не менее 50 м от легковоспламеняющихся или взрывоопасных материалов (бочек с горючим, баллонов, ацетиленовых газогенераторов). Электрокабели не должны касаться этих материалов и подводящих шлангов.

Все электрооборудование должно быть надежно заземлено в соответствии с действующими инструкциями по их эксплуатации. В случае использования передвижной электростанции с изолированной нейтралью все корпуса агрегатов установки и корпус генератора должны быть соединены надежной металлической связью.

В процессе работы необходимо следить за исправным состоянием изоляции токоведущих проводов, пусковых и отключающих устройств, сварочных трансформаторов. Для защиты от электрической дуги и металлических искр работник должен использовать: защитные костюмы, защитные каски или очки и т.п.

Находящиеся на участке проведения работ взрывоопасные сооружения и наружные установки необходимо защитить от прямых ударов молнии отдельно стоящими молниеотводами и прожекторными мачтами с молниеотводами. Металлические нетоковедущие части электрооборудования присоединяются к защитному заземлению, так как могут оказаться под напряжением по причине нарушения изоляции токоведущих элементов.

Предусматривается глухое заземление нейтрали силовых трансформаторов на стороне низкого напряжения. Сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 4 Ом. [30]

Для обеспечения безопасности обслуживающего персонала от поражения электрическим током предусматривается защитное зануление и устройства защитного отключения (УЗО).

– Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением

Несоблюдение правил безопасности при изготовлении, монтаже и эксплуатации оборудования работающего под высоким давлением, являющегося

					Социальная ответственность	Лист
						65
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

объектом повышенной опасности, ведет к травмированию работающего с оборудованием персонала.

Причинами разрушения или разгерметизации систем повышенного давления могут быть: ошибки, допущенные при проектировании и изготовлении; внешние механические воздействия, старение систем (снижение механической прочности); нарушение технологического режима; изменение состояния герметизируемой среды; отсутствие или неисправность контрольно-измерительных, регулирующих и предохранительных устройствах; неисправность запорной и отключающей арматуры; ошибки обслуживающего персонала и т. д [50].

Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования, работающего под давлением, распространяются:

- работающие под давлением пара или газа свыше 0,07 МПа;
- на баллоны, предназначенные для транспортирования и хранения сжатых, сжиженных и растворенных газов под давлением свыше 0,07 МПа;
- на цистерны и бочки для транспортирования и хранения сжиженных газов, давление паров которых при температуре до 50 °С превышает давление 0,07 МПа;
- на цистерны и сосуды для транспортирования или хранения сжатых, сжиженных газов, жидкостей и сыпучих тел, в которых давление выше 0,07 МПа создается периодически [34].

Основным требованием к конструкции оборудования работающего под высоким давлением является надежность обеспечения безопасности при эксплуатации и возможности осмотра и ремонта. Специальные требования предъявляются к сварным швам. Они должны быть доступны для контроля качества при изготовлении, монтаже и эксплуатации, располагаться вне опор сосудов. Сварные швы делаются только стыковыми.

Ответственность за исправное состояние и безопасную эксплуатацию сосудов должна быть возложена на специалиста, которому подчинен персонал,

					Социальная ответственность	Лист
						66
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

обслуживающий сосуды (начальник компрессорной, начальник участка, старший мастер участка и т. д.).

– Пожаровзрывобезопасность на рабочем месте

Категория объекта по взрывопожарной и пожарной опасности относится к категории А (повышенная взрывопожароопасность) [34], так как нефть является легкоиспаряющейся и легковоспламеняющаяся жидкостью. Также нефть является опасным веществом для здоровья жизни человека и для окружающей среды и относится к 3-му классу опасности с ПДК аэрозоля нефти в воздухе рабочей зоны - не более 10 мг/м³ [27]. Перед началом проведения ремонтных работ на опасном производственном объекте требуется проведение анализа газовой смеси на предмет превышения ПДК, ПДВК с помощью газоанализаторов различного типа.

Причинами возникновения взрывопожароопасной ситуации может стать использование электрооборудования не взрывозащищенного исполнения, а также проведение огневых работ в рабочей зоне с высоким уровнем ПДК газовой смеси.

Для обеспечения участков работ водой в противопожарных целях использовать существующие противопожарные сети на территории предприятия.

В целях обеспечения противопожарной безопасности предусматривается:

- установка оперативной связи с подразделением пожарной охраны;
- размещение на строительной площадке 2-х щитов с противопожарным инвентарем;
- организация временного электроснабжения с учетом пожарной безопасности;
- размещение временных бытовых помещений вне территории НПС с учетом противопожарных разрывов; расстояние от групп временных зданий до других строений принимать не менее 15 м;

					Социальная ответственность	Лист
						67
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

– самоходная техника, сварочные агрегаты, компрессоры, задействованные в производстве работ, должны быть обеспечены не менее чем двумя огнетушителями ОП-10 (каждая единица техники);

– освещение рабочих площадок производить светильниками и прожекторами во взрывозащищенном исполнении, напряжением не более 12В;

– не далее 3 метров от зоны проведения огневых работ должен выставляться пожарный пост с первичными средствами пожаротушения: огнетушители ОП-10 или ОУ-10 – 10 штук или один ОП-100, асбестовое полотенце размером 2х2-2 шт., два ведра, две лопаты, один топор, один лом. На месте производства работ приказом по эксплуатирующей или подрядной организации, из числа работающих создается боевой расчет ДПД с распределением обязанностей согласно утвержденному табелю.

Ответственный за проведение огневых работ обязан обеспечить контроль за местом проведения работ в течение 3 ч после их окончания.

5.4. Экологическая безопасность

Экологические проблемы трубопроводного транспорта

Трубопроводный транспорт - вид транспорта, осуществляющий передачу на расстояние жидких, газообразных или твердых продуктов по трубам.

Трубопроводные системы являются основой системы обеспечения населения, производства и сельского хозяйства жизненно важными продуктами: чистым воздухом, питьевой и технологической водой, высоко- и низкопотенциальным теплоносителем (теплом), газом, нефтепродуктами. Они также отводят многочисленные отходы (бытовые и производственные стоки, загрязненный воздух, дымовые газы, мусор и твердые отходы) [4;36].

Для надежного и устойчивого развития общества в трубопроводных системах водоснабжения, водоотведения, тепло- и газоснабжения, нефте- и газопроводах в России уложено 2 млн км подземных трубопроводов [37].

					Социальная ответственность	Лист
						68
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

Трубопроводные конструкции и системы находят широкое применение практически во всех отраслях народного хозяйства. Трубопроводы относятся к категории энергонапряженных объектов, отказы которых сопряжены, как правило, со значительным материальным и экологическим ущербом. Многочисленные отказы на технологических трубопроводах, транспортирующих пожаро-взрывоопасные продукты, ядовитые компоненты и токсичные среды, приводят к локальным и масштабным загрязнениям окружающей среды, создают повышенный риск с точки зрения безопасности персонала и населения. Особую остроту приобретает проблема надежности и экологической безопасности в системах магистрального трубопроводного транспорта газа, нефти и нефтегазопродуктов, аммиакопроводов и других продуктопроводов. Отказ магистрального трубопровода, проявляющийся в местной потере герметичности стенки трубы, трубных деталей или в общей потере прочности в результате разрушения, приводит, как правило, к значительному экологическому ущербу с возможными непоправимыми последствиями для окружающей природной среды [2].

Определяющим критерием экологической безопасности трубопроводов является их надежность — один из основных показателей качества любой конструкции (системы), заключающийся в способности выполнять заданные функции, сохраняя свои эксплуатационные свойства в течение требуемого промежутка времени «жизненного цикла» [3].

Конструктивная надежность как свойство трубопроводной конструкции должно удовлетворять экологическим критериям, поскольку полная или частичная утрата трубопроводом его работоспособности неизбежно сопровождается отрицательным воздействием на окружающую среду. Таким образом, расчетные модели конструктивной надежности трубопроводов должны строиться с учетом экологических ограничений. Количественной мерой таких ограничений должны быть значения предельных допустимых воздействий

					Социальная ответственность	Лист
						69
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

(ПДВ), оцениваемых по всем компонентам окружающей природной среды, находящимся в контакте с трубопроводом [4].

Наибольшую потенциальную опасность для окружающей среды представляют магистральные трубопроводы, являющиеся линейно-протяженными объектами с высоким уровнем экологической опасности. Поэтому поиск эффективных путей, направленных на гарантированное обеспечение конструктивной надежности трубопроводов, — весьма актуальная задача с высокой экологической ответственностью [36].

Охрана атмосферного воздуха

Охрана атмосферного воздуха, озонового слоя и климата — одно из важнейших направлений природоохранительной деятельности, осуществляемое в глобальном, региональном и национальных масштабах. Загрязнение атмосферного воздуха, происходящие и прогнозируемые изменения климата, трансграничные переносы вредных веществ на большие расстояния и другие негативные явления и процессы требуют принятия неотложных организационных и правовых мер.

Воздействие на приземный слой атмосферы.

Тип воздействия — загрязнение при эксплуатации трубопроводов.

К основным источникам загрязнения приземного слоя атмосферы при трубопроводном транспорте нефти, нефтепродуктов и газа следует отнести аварийные выбросы газа и нефти при отказах и ремонте линейной части магистральных трубопроводов и испарение нефти и нефтепродуктов при хранении в резервуарах. Не менее сильным источником загрязнения воздуха являются пожары при возгорании или сжигании транспортируемых продуктов [8].

Из-за несанкционированных врезок в трубопроводы часто возникают аварийные разливы нефти в больших объемах на близлежащие территории. В

					Социальная ответственность	Лист
						70
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

результате аварий нефть попадает в почву, в водоканалы, реки, озера. Загрязнение воздуха в высокой степени наблюдается при возгорании разлившейся нефти, так как именно тогда вредные вещества уносятся в атмосферу более быстрым путем, нежели при отсутствии огня. В нефти содержится большое число загрязняющих веществ, ниже представлены основные из них.

Вещества-загрязнители, входящие в состав нефти:

а) Парафины (алкены) - (до 90% от общего состава) - устойчивые вещества.

Легкие парафины обладают максимальной летучестью.

б) Циклопарафины - (30 - 60% от общего состава) - насыщенные циклические соединения с 5-6 атомами углерода в кольце. Эти соединения очень устойчивы и плохо поддаются биоразложению.

в) Ароматические углеводороды - (20 - 40% от общего состава) - ненасыщенные циклические соединения ряда бензола. В нефти присутствуют летучие соединения с молекулой в виде одинарного кольца (бензол, толуол, ксилол), затем бициклические (нафталин), полуциклические (пирен).

г) Олефины (алкены) - (до 10% от общего состава) - ненасыщенные нециклические соединения с одним или двумя атомами водорода у каждого атома углерода в молекуле, имеющей прямую или разветвленную цепь.

Самопроизвольное возгорание нефти, нефтепродуктов и газа при повреждении линейной части или резервуара, хотя это и случайное редкое явление, однако оно вызывает очень интенсивное загрязнение воздуха.

Последствиями являются превышение предельно допустимой концентрации (ПДК) в воздухе во много раз, негативное влияние на рост растительности не только вблизи, но и на удаленных от места аварии местах, вследствие переноса воздушными массами вредных веществ, и отравления живых организмов [8].

					Социальная ответственность	Лист
						71
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

Мероприятия по охране атмосферного воздуха.

В период выполнения строительно-монтажных работ происходит загрязнение атмосферного воздуха. Загрязнение атмосферного воздуха носит локальный кратковременный характер.

Источники выбросов загрязняющих веществ в атмосферу характеризуются постоянным изменением их местоположения, количеством одновременно работающих источников, а также различным режимом и временем их работы.

При выполнении строительно-монтажных работ воздействие на приземный слой атмосферы будет связано с неорганизованными и организованными выбросами загрязняющих веществ (ЗВ) в атмосферу. Выбросы являются неизбежными. Все источники выбросов ЗВ в атмосферу в период строительства – передвижные.

Источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух являются:

- автотранспорт и строительная техника;
- сварочный агрегат;
- битумоварочные котлы;
- земляные работы;
- аппарат газовой резки;
- изоляционные работы;
- окрасочные работы.

При работе строительной техники и автотранспорта в атмосферу выбрасываются: углерод оксид, углеводороды, азот оксид, сера диоксид, керосин, углерод.

При выполнении сварочных работ в атмосферу выделяется сварочный аэрозоль, в состав которого входят: железа оксид, марганец и его соединения, пыль неорганическая: 70-20 % двуокиси кремния, фтористые газообразные соединения (в пересчете на фтор), азот оксид, углерод оксид.

					Социальная ответственность	Лист
						72
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

При проведении окрасочных работ выделяются: ксилол, уайт-спирит, взвешенные вещества.

При заправке строительной техники и автотранспорта с колес в атмосферу выбрасываются: углеводороды предельные C₁₂-C₁₉, дигидросульфид (сероводород).

При пересыпке пылящих материалов происходит пыление.

При осуществлении изоляционных работ выделяются: бензол, толуол, ксилол, этилбензол, углеводороды.

При прогреве битумов в котле выделяются: углеводороды предельные C₁₂-C₁₉.

При проведении демонтажных работ в атмосферу выбрасываются: железа оксид, марганец и его соединения, азот оксид, углерод оксид.

Мероприятия по охране атмосферного воздуха

Для снижения суммарных выбросов загрязняющих веществ на период строительства предусмотрены следующие мероприятия:

– использование строительной-дорожной техники и автотранспорта с отрегулированными двигателями внутреннего сгорания;

– предотвращение возможных экологических аварий и грубых нарушений природоохранного законодательства в процессе строительства;

– исключение применения в процессе строительства веществ, строительных материалов, не имеющих сертификатов качества, и выделяющих в атмосферу токсичные и канцерогенные вещества;

– запрещение разведения костров и сжигания в них любых видов материалов и отходов;

– постоянный контроль за соблюдением технологических процессов с целью обеспечения минимальных выбросов загрязняющих веществ;

– оперативное реагирование на все случаи нарушения природоохранного законодательства.

					Социальная ответственность	Лист
						73
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

Проектом предлагаются следующие природоохранные мероприятия, направленные на защиту атмосферного воздуха в зоне производства работ:

– контроль топливной системы механизмов, а также системы регулировки подачи топлива, обеспечивающих полное его сгорание (силами Подрядчика) для удержания значений выбросов загрязняющих веществ от автотранспорта в расчетных пределах;

– допуск к эксплуатации машин и механизмов в исправном состоянии;

– наблюдение за состоянием технических средств, способных вызвать загорание естественной растительности[10].

Охрана гидросферы

Загрязнение нефтью и нефтепродуктами приводит к появлению нефтяных пятен, что затрудняет процессы фотосинтеза в воде из-за прекращения доступа солнечных лучей, а также вызывает гибель растений и животных. Каждая тонна нефти создает нефтяную пленку на площади до 12 кв. км. Восстановление пораженных экосистем занимает 10-15 лет.

Практически любая авария подводного нефтепровода может привести к утрате водоема как объекта одного или нескольких видов водопользования.

Возможные последствия загрязнения усугубляются высокой стойкостью нефти к окислению и токсичностью отдельных ее фракций. Нефть, попадая в воду, растекается вследствие ее гидрофобности по поверхности, образуя тонкую нефтяную пленку, которая перемещается со скоростью примерно в два раза большей, чем скорость течения воды. При соприкосновении с берегом и прибрежной растительностью нефтяная пленка оседает на них. В процессе распространения по поверхности воды легкие фракции нефти частично испаряются, растворяются, а тяжелые опускаются в толщу воды, оседают на дно и образуют донное загрязнение [42].

					Социальная ответственность	Лист
						74
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

Воздействие на поверхностные и подземные воды.

В результате загрязнения воды нефтью изменяются ее физические, химические и органолептические свойства, что существенно ухудшает условия обитания в воде животных и растений; использование такой воды в культурно-бытовых и хозяйственно-питьевых целях усложняется.

Используемые в настоящее время методы очистки воды, устранения нефтяного привкуса и запаха, восстановления прозрачности и цветности, локализации, сброса и удаления нефти позволяют в какой-то мере смягчить последствия загрязнения, ускорить процесс восстановления временно утраченных свойств воды и тем самым обеспечить дальнейшее использование водоемов в культурно-бытовых и хозяйственно-питьевых целях. Однако, для рыбного хозяйства, водоему может быть нанесен невосполнимый ущерб, вследствие высокой чувствительности живых организмов и растительности к нефтяному загрязнению, а также стойкости и токсичности этого загрязнения.

Биохимическое окисление нефти сопровождается интенсивным поглощением кислорода воды. В среднем на окисление 1 мг нефти затрачивается от 0,5 до 3,5 мг кислорода. Одним из показателей наличия в воде органических загрязнений и интенсивности их биологического окисления является биологическая потребность в кислороде (БПК), численно равная количеству кислорода, поглощаемого микроорганизмами при биологическом окислении органических загрязнений, содержащихся в 1 л воды.

Биохимическое окисление нефти в водоеме сопровождается непрерывной миграцией тяжелых ее фракций с поверхности на дно и обратно.

Нефтяные отложения на дне водоема в анаэробных условиях (при дефиците кислорода) сохраняются длительное время и являются источником вторичного загрязнения водоемов [42].

					Социальная ответственность	Лист
						75
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

Охрана литосферы

Основное воздействие нефти и нефтепродуктов на почвенно-растительный комплекс (ПРК) при отказах трубопроводов сводится к снижению биологической продуктивности почвы и фитомассы растительного покрова.

Многие виды сосудистых растений оказываются устойчивыми против нефтяного загрязнения, тогда как большинство лишайников погибает при воздействии на них нефти и нефтепродуктов. Установлено, что наиболее токсичны углеводороды с температурой кипения в пределах от 150 до 275°C, т. е. нафтеновые и керосиновые фракции. Углеводороды с более низкой температурой кипения менее токсичны либо вообще безвредны, особенно их летучие фракции, поскольку они испаряются, не успевая проникнуть через растительную ткань. Высококипящие тяжелые фракции нефти также менее токсичны, чем нафтеновые и керосиновые фракции.

Общая особенность всех нефтезагрязненных почв - изменение численности и ограничение видового разнообразия педобионтов (почвенной мезо - и микрофауны и микрофлоры). Типы ответных реакций разных групп педобионтов на загрязнение неоднозначны:

– Происходит массовая гибель почвенной мезофауны: через три дня после аварии большинство видов почвенных животных полностью исчезает или составляет не более 1% контроля. Наиболее токсичными для них оказываются легкие фракции нефти. Изменение экологической обстановки приводит к подавлению фотосинтезирующей активности растительных организмов. Прежде всего это сказывается на развитии почвенных водорослей: от их частичного угнетения и замены одних групп другими до выпадения отдельных групп или полной гибели всей. Особенно значительно ингибирует развитие водорослей сырая нефть и минеральные воды.

– Изменяются фотосинтезирующие функции высших растений, в частности злаков. Эксперименты показали, что в условиях южной тайги при

					Социальная ответственность	Лист
						76
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

высоких дозах загрязнения - более 20 л/м² растения и через год не могут нормально развиваться на загрязненных почвах.

– Дыхание почв также чутко реагирует на загрязнение нефтепродуктами. В первый период, когда микрофлора подавлена большим количеством углеводородов, интенсивность дыхания снижается, с увеличением численности микроорганизмов интенсивность дыхания возрастает [30].

5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Работы по ликвидации аварий на линейной части магистрального трубопровода должны проводиться в соответствии с Планом ЛАРН, планами тушения пожаров, нормативных документов ООО «Транснефть - Балтика».

Для оперативного руководства аварийно-восстановительными работами должен быть создан штаб ликвидации аварий. Персональный состав штаба устанавливается приказом руководства ОСТ.

Аварийный участок должен быть отсечен закрытием соседних задвижек, должна быть проверена полнота их закрытия (при необходимости провести обтяжку), штурвалы необходимо снять (при технической возможности), электродвигатели задвижек должны быть обесточены с обеспечением видимого разрыва цепи и вывешены предупреждающие плакаты на ключах управления и на электроприводе задвижек.

При проведении работ по ликвидации аварий на ЛЧ МН должна быть обеспечена устойчивая телефонная или радиосвязь с местом проведения работ.

Запрещается проезд к месту аварии техники всех видов без искрогасителей.

Место проведения аварийных работ в темное время суток должно быть обеспечено освещением. Применяемое освещение и электрооборудование должно быть взрывозащищенного исполнения.

На месте проведения аварийных работ должен быть организован контроль воздушной среды.

					Социальная ответственность	Лист
						77
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

Место проведения аварийных работ должно быть обеспечено пожарным постом со средствами пожаротушения.

Огневые, газоопасные и другие работы повышенной опасности при ликвидации аварий должны проводиться в соответствии с ОР-03.100.30-КТН-150-11.

5.6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Нормативно-правовыми документами, обеспечивающими безопасную деятельность предприятия, является целый ряд законодательных актов, включающих в себя федеральные законы, указы Президента РФ, ГОСТы, СНиПы, а также отраслевые регламенты и руководящие документы (внутренние нормативные документы ООО «Транснефть - Балтика») и т.д.

Система охраны труда является неотъемлемой частью нефтяной отрасли и ключевой в отношениях между работодателем и работником. В целях обеспечения соблюдения требований охраны труда, осуществления контроля за их выполнением в ООО «Транснефть - Балтика» создана служба охраны труда.

Ответственность за несоблюдение требований охраны труда работниками, в пределах своих должностных обязанностей, несут все руководители участков и подразделений, начиная с мастера участка и заканчивая руководителем предприятия.

В целях обеспечения эффективной работы системы охраны труда на предприятиях законодательными актами устанавливаются:

- права и обязанности сторон в области охраны труда, на основании трудового договора;
- порядок подготовки и проверки знаний работников по охране труда;
- порядок расследования и учет несчастных случаев на производстве;
- порядок допуска и отстранения работника от работы;
- гарантия реализации права работников на охрану труда.

					Социальная ответственность	Лист
						78
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

Работники, заключившие трудовой договор с предприятием, командированные на предприятие или прибывшие на учебу в первую очередь проходят вводный инструктаж, который проводится специалистом (инженером) по ОТ и ПБ или лицом, на которого приказом возложены такие обязанности.

Вводный инструктаж охватывает все вопросы, характеризующие особенности производства в части ОТ и БП. По окончании инструктажа инструктирующий обязан убедиться, что инструктируемый в целом знает основные виды опасности объекта, источники возможного возгорания, правила поведения при этом и порядок вызова пожарной службы. А также, что он ознакомлен с предупредительными знаками, надписями, имеющимися системами извещения о возгорании и правилами применения первичных средств пожаротушения.

Первичный инструктаж (инструктаж на рабочем месте) проводится непосредственным руководителем работ. Такие инструктажи проводятся перед началом работ непосредственно на рабочих местах:

- со всеми работниками, которые вновь приняты на предприятие;
- с работниками, переведенными из другого подразделения;
- с работниками, приступающими к новому виду работы;
- командированными на предприятие и временными работниками;
- со строителями, временно работающими на территории предприятия;
- с лицами (студенты, учащиеся), которые проходят производственное обучение или практические занятия на производстве (по отдельному графику).

В программу первичного инструктажа должны быть включены вопросы, содержащиеся в инструкции по ТБ и ОТ для данной специальности (должности, рабочего места), а также в иных нормативных актах по ОТ.

Проведя инструктаж, инструктирующий обязан проверить знание работником особенностей своего рабочего места, которые касаются ОТ и ПБ, а также правил безопасного выполнения своих должностных (служебных) обязанностей.

					Социальная ответственность	Лист
						79
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

Повторный (периодический) инструктаж по ОТ, включающий освещение технологических особенностей работ, связанных с повышенной опасностью, проводятся с соответствующей категорией работников ежеквартально, с остальными – раз в полгода.

Повторный инструктаж может проводиться индивидуально или коллективно (в группе) с работниками одной специальности. Цель – совершенствование знаний правил ТБ и соответствующих инструкций, недопущение повторных нарушений ОТ, которые ранее имели место, ПБ, а также производственной дисциплины. Периодический инструктаж должен освещать вопросы из правил и инструкций по ОТ и ТБ для данной специальности (рабочего места). А также технические и технологические аспекты, связанные с рабочим процессом и определенные должностными инструкциями.

На повторном инструктаже должны рассматриваться также случаи и причины нарушений рабочего процесса и правил ТБ. По его окончании инструктирующий обязан убедиться в хорошем знании работником правил ТБ при выполнении работ.

Внеплановый инструктаж по охране труда проводится прямым руководителем и предусматривается непосредственно на рабочих местах в случаях:

- введения новой или переработанной нормативной документации;
- замены оборудования или изменения технологического процесса;
- нарушения работником правил ОТ;
- требования должностных лиц органа госрегулирования и надзора;
- перерыва в работе более 30 дней (работы с повышенной опасностью) и более 60 дней – для иных видов работ.

Внеплановые инструктажи проводятся по аналогии с периодическими инструктажами. Но особое внимание необходимо уделить причине их

					Социальная ответственность	Лист
						80
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

проведения. Внеплановые инструктажи отнюдь не отменяют проведение периодических (повторных) инструктажей.

Целевые инструктажи проводятся в случаях:

- производства работ по наряду или специальному распоряжению;
- выполнения разовых работ, которые не связаны с должностными обязанностями;
- участия в ликвидации аварийных ситуаций или последствий стихийных бедствий;
- привлечения работников к проведению различных внеплановых мероприятий, экскурсий.

Проведение такого инструктажа возлагается на лицо, которое определено приказом по предприятию ответственным за выполнение данной работы или проведение мероприятия.

Проведение вводного инструктажа должно быть зафиксировано в журнале вводных инструктажей под роспись работника. Проведение первичного, периодического и внепланового инструктажей – в соответствующих журналах инструктажей на рабочем месте также под роспись работников. Целевых – в нарядах-допусках на работу и иных документах по решению руководства предприятия.

					Социальная ответственность	Лист
						81
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

– Нет возможности привлекать к ответственности лиц, предоставляющих технику и специальное оборудование для подготовки и осуществления врезок;

– Нет системы установления и привлечения к ответственности специалистов, непосредственно осуществлявших работы по подключению к нефтепроводу.

– Нет системы установления и привлечения к ответственности лиц, осуществляющих защиту и покровительство криминального нефтебизнеса.

На основе вышесказанного можно сделать вывод: для успешного противодействия несанкционированным врезкам необходимо провести комплексные междисциплинарные научные исследования, направленные на формирование системы комплексной защиты предприятий ТЭК, включающей в себя следующие блоки: правовой, технический, безопасности и экологический.

					Заключение	Лист
						83
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

Список использованных источников

1. Борьба с незаконными врезками: правовые особенности [Электронный ресурс]. - URL: (<http://www.transport-nefti.com/blog/2714/>)
2. Бородавкин П.П., Ким Б.И. Охрана окружающей среды при строительстве и эксплуатации магистральных трубопроводов. М.: Недра, 1981.- 160 с.
3. Большая энциклопедия нефти и газа [Электронный ресурс]. - URL: (<http://www.ngpedia.ru/index.html>).
4. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация (с Изменением № 1)»;
5. ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ «Шум. Общие требования безопасности»;
6. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением № 1)»;
7. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ «Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности (с Изменением № 1, 2)»;
8. ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ «Взрывобезопасность. Общие требования (с Изменением № 1)»;
9. ГОСТ 12.1.012–2004 ССБТ «Вибрационная безопасность. Общие требования»;
10. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ «Средства и методы защиты от шума. Классификация»;
11. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ «Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление (с Изменением № 1);
12. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ «Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов(с Изменением № 1)»;

					ЛИКВИДИЦИЯ НЕСАНКЦИОНИРОВАННЫХ ВРЕЗОК В ТРУБОПРОВОДЫ			
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Стрежнев С.А.			Список использованных источников	Лит	Лист	Листов
Руквод.		Никulichиков В.К.					85	89
Консульт.						НИ ТПУ гр. 3-2БЗД		
Рук. ООП		Брусник О.В.						

13. ГОСТ 12.1.046-2014 ССБТ «Строительство. Нормы освещения строительных площадок»;
14. ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ «Оборудование производственное. Общие требования безопасности»;
15. ГОСТ 14782-86 «Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые»;
16. ГОСТ 20522-96 «Грунты. Методы статистической обработки результатов испытаний»;
17. ГОСТ 25100-2011 «Грунты. Классификация»;
18. ГОСТ 51858-2002 «Нефть, Общие технические условия (с Изменением № 1, 2)»;
19. ГОСТ 7512-82 «Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Радиографический метод»;
20. ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии»;
21. ГН 2.2.5.1313-03. «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы»
22. Нефть в России стали воровать в промышленных масштабах
РБК: [Электронный ресурс]. - URL:
<https://www.rbc.ru/economics/28/01/2013/570402b79a7947fcbd44504e>).
23. Незаконные врезки – основной фактор преступного вмешательства в деятельность магистральных трубопроводов [Электронный ресурс]. - URL:
<https://www.transneft.ru/pressReleases/view/id/11771?print=1>).
24. ОР-91.200.00-КТН-116-11 «Порядок осуществления строительного контроля за проведением контроля качества сварных соединений ЛНК подрядчиков на объектах строительства организации системы «Транснефть»»;
25. ОР-91.200.00-КТН-247-10 «Порядок организации и осуществления строительного контроля (технического надзора) за соблюдением проектных решений и качеством строительства линейной части МН и МНПП»;

					Заключение	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			85

26. ОТТ-25.220.01-КТН-189-10 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Наружное антикоррозионное покрытие сварных стыков трубопроводов. Общие технические требования»;

27. ОТТ-25.220.01-КТН-215-10 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Наружное антикоррозионное покрытие труб, соединительных деталей и механо-технологического оборудования. Общие технические требования»;

28. Оффенгенден Н.Е. Промышленный трубопроводный транспорт. М.: Стройиздат, 1976.-120 с

29. Правила охраны магистральных трубопроводов с дополнениями, утв. Госгортехнадзором России 22.04.1992 г.;

30. Правила устройства электроустановок (ПУЭ) (Изд. 6, 7);

31. Приказ от 25 марта 2014 года N 116 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением»;

32. РД 153-39.4-060-00. «Методика расчета ущерба от криминальных врезок в нефтепродуктопроводы»

33. РД 153-39.4-130-2002. «Регламент по вырезке и врезке "катушек" соединительных деталей, заглушек, запорной и регулирующей арматуры и подключению участков магистральных нефтепроводов»

34. РД 03-29-93 «Методические указания по проведению технического освидетельствования паровых и водогрейные котлов, сосудов, работающих под давлением, трубопроводов пара и горячей воды»;

35. РД 153-112-014-97 «Инструкция по ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепродуктопроводах»;

36. РД 03-606-03 «Инструкция по визуальному и измерительному контролю»;

					Заключение	Лист
						86
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

37. РД 03-613-03 «Порядок применения сварочных материалов при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов»;

38. РД 03-615-03 «Порядок применения сварочных технологий при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов»

39. РД-75.180.00-КТН-150-10 «Регламент по вырезке и врезке "катушек", соединительных деталей, заглушек, запорной и регулирующей арматуры и подключению участков магистральных нефтепроводов»

40. РД-75.180.00-КТН-399-09 «Технология освобождения нефтепроводов от нефти и заполнения после окончания ремонтных работ»;

41. Сливной бизнес [Электронный ресурс]. - URL: (<https://www.transneft.ru/pressReleases/view/id/11871/>).

42. РД 102-76-87 «Организация и режим теплообогрева строителей Миннефтегазстроя при выполнении работ на открытой местности»;

43. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03 «Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий»;

44. СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений»;

45. СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки»;

46. СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности (с Изменением № 1)»;

47. СП 36.13330.2011 «Магистральные трубопроводы»;

48. СП 51.13330.2011 «Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003»;

					Заключение	Лист
						87
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

49. СП 52.13330.2011 «Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*»;

50. СП 70.13330.2012 «Несущие и ограждающие конструкции. Актуализированная редакция СНиП 3.03.01.-87»;

51. СП 86.13330.2014 «Магистральные трубопроводы (пересмотр актуализированного СНиП III-42-80* «Магистральные трубопроводы» (СП 86.13330.2012))»;

52. Федеральный закон Российской Федерации от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».

					Заключение	Лист
						88
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			