

**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
«Капитальный ремонт трубопровода без поднятия с заменой изоляции»
УДК 621.644-049.32-192

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б3А	Сухотин Семён Владимирович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Крец В.Г.	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
<b>ОНД ИШПР</b>	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		

*Планируемые результаты обучения*

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<b><i>В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i></b>		
<b>Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»</b>		
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, УК-6, УК-7, ОПК-1, ОПК-2), (ЕАС-4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3i).</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, УК-3, УК-4, УК-5, УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК-7).</i>
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	Применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику при эксплуатации и обслуживании технологического оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-5, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-6, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11).</i>
P4	Оценивать риски и определять меры по обеспечению безопасности технологических процессов в практической деятельности и применять принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-8, ОПК-6, ПК-12, ПК-13, ПК-14, ПК-15).</i>
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P5	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, используя принципы менеджмента и управления персоналом и обеспечивая корпоративные интересы	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-3, УК-8, ОПК-3, ОПК-7, ПК-16, ПК-17, ПК-18), (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d).</i>
P6	Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазопромыслового оборудования	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, ПК-19, ПК-20, ПК-21, ПК-22).</i>
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
P7	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26).</i>
<i>в области проектной деятельности</i>		
P8	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30), (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е).</i>
<b>Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»</b>		
P9	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".</i>
P10	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>
P11	Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>

**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  
 \_\_\_\_\_  
 (Подпись) (Дата) **Брусник О.В.**  
 (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**

**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б3А	Сухотину Семену Владимировичу

Тема работы:

«Капитальный ремонт трубопровода без поднятия с заменой изоляции»

Утверждена приказом директора (дата, номер)

3034/с от 27.04.2018г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:

14.06.2018г.

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

**Исходные данные к работе**

*(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.).*

В данной работе рассматривается капитальный ремонт магистрального нефтепровода без поднятия, с заменой изоляции. Основное рабочее место при производстве работ - полевые условия

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Виды ремонтных работ на линейной части магистральных нефтепроводов, расчёт технологических параметров ремонтных колонн, последовательность и содержание работ при капитальном ремонте МН, мероприятия по охране труда и технике безопасности, пожарная безопасность, охрана окружающей среды.</p>
<p><b>Перечень графического материала</b> <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Графические материалы оформлены в виде презентации Microsoft Power Point.</p>

<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p><b>Раздел</b></p>	<p><b>Консультант</b></p>
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Макашева Ю.С. Ассистент</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Немцова О.А. Ассистент</p>
<p></p>	<p></p>
<p></p>	<p></p>
<p><b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b></p> <p></p> <p></p> <p></p>	

<p><b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b></p>	<p>09.04.2018г.</p>
--------------------------------------------------------------------------------------------------------	---------------------

**Задание выдал руководитель:**

<p><b>Должность</b></p>	<p><b>ФИО</b></p>	<p><b>Ученая степень, звание</b></p>	<p><b>Подпись</b></p>	<p><b>Дата</b></p>
<p>Доцент</p>	<p>Крец В.Г.</p>	<p>к.т.н, доцент</p>	<p></p>	<p>09.04.2018г.</p>

**Задание принял к исполнению студент:**

<p><b>Группа</b></p>	<p><b>ФИО</b></p>	<p><b>Подпись</b></p>	<p><b>Дата</b></p>
<p>3-2Б3А</p>	<p>Сухотин Семён Владимирович</p>	<p></p>	<p>09.04.2018г.</p>

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б3А	Сухотину Семену Владимировичу

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

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

<i>1. Расчеты эксплуатационных затрат на ремонт врезкой катушки</i>	<i>Расчет затрат на проведение организационно-технического мероприятия по ремонту участка трубопровода методом резки катушки. Экономическое содержание формируется по следующим элементам: 1. затраты на материалы 2. затраты на оплату труда 3. отчисления на соц. нужды 4. амортизация 5. прочие затраты</i>
---------------------------------------------------------------------	------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Ассистент	Макашева Ю.С.			15.04.2018г.

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б3А	Сухотин Семен Владимирович		15.04.2018г.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б3А	Сухотину Семену Владимировичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ

### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</p>	<p>В данной работе рассматривается капитальный ремонт магистрального нефтепровода без поднятия, с заменой изоляции. Основным рабочим местом при производстве работ является полевые условия. Работы производятся в дневное время суток. В разделе проведен анализ опасных и вредных факторов. Разработаны мероприятия по их устранению. Рассмотрены вопросы по электробезопасности, безопасности в чрезвычайных ситуациях и правовые и организационные вопросы.</p>
---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

### Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p><b>1. Производственная безопасность</b> 1.1. Анализ выявленных вредных факторов и мероприятия по их устранению.</p>	<p>Вредные факторы: - Превышение уровня шума - Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны - Отклонения показателей климата на открытом воздухе - Повреждения, в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися - Недостаточная освещенность рабочей зоны</p>
<p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов и мероприятия по их устранению.</p>	<p>Опасные факторы: - Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования - Электрическая дуга и металлические искры при сварке - Поражение электрическим током - Пожарная и взрывная безопасность</p>
<p><b>2. Экологическая безопасность:</b></p>	<p>Вредное воздействие на окружающую среду и природоохранные мероприятия при капитальном ремонте газопровода: - Потери растительного слоя при прокладке</p>

	<p>временных дорог</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Потери растительного слоя при разработке котлована</li> <li>- Потери растительного слоя при складировании материалов.</li> </ul> <p>Природоохранные мероприятия. Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при гидрогеоэкологических работах</p>
<b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	<p>Чрезвычайные ситуации на насосной станции могут возникнуть по различным причинам, например:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- <i>паводковые наводнения;</i></li> <li>- <i>лесные пожары;</i></li> <li>- <i>террористические акты;</i></li> <li>- <i>по причинам техногенного характера (аварии).</i></li> </ul>
<b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b>	<p>Правовые, нормативные акты, инструктивные акты в области охраны труда и отраслевые документы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Закон об основах охраны труда в РФ №181-ФЗ от 17.07.1999 г (с изменениями от 20 мая 2002 г., 10 января 2003 г., 9 мая, 26 декабря 2005 г.).</li> <li>– Федеральный закон о промышленной безопасности опасных производственных объектов 116-ФЗ от 21.07.1997 г. с изменениями от 7.08.2000 г.</li> <li>– Трудовой кодекс №197-ФЗ (с изм. и доп., вступ. в силу с 13.04.2014)</li> <li>– Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБ 08-624-03</li> <li>– Инструкции по технике безопасности предприятия.</li> <li>– Порядок разработки деклараций безопасности промышленного объекта РФ. МЧС, Госгортехнадзор №222/59 от 4.04.1996 г.</li> <li>– ГОСТ 12.0001-82 ССБТ «Система стандартов безопасности труда»</li> <li>– Санитарные нормы проектирования промышленных предприятий. СНиП .21/2.11.567-96 от 31.10.1996 г.</li> <li>– Закон о пожарной безопасности №69-ФЗ, принят 21.12.1994 г (с дополнениями и изменениями от 22.08.1995 г, от 18.04.1996г, от 2.01.1998 г, от 11.2000 г. от 27.12.2000 г.).</li> <li>– Пожарная охрана предприятий. Общие требования. НБТ - 201-96, утв. 01.03.1992г.</li> <li>– Правила пожарной безопасности РФ ППБ-01-03. От 18.06.2003 г.</li> </ul>

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
-------------------------------------------------------------	--

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Немцова О.А.			15.04.2018г.

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б3А	Сухотин Семен Владимирович		15.04.2018г.



**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:	14.06.2018
------------------------------------------	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
29.03.2016	<i>Виды ремонтных работ, проводимых на линейной части магистральных</i>	...
14.04.2016	<i>Последовательность и содержание работ при капитальном ремонте МН с заменой изоляции</i>	...
30.04.2016	<i>Засыпка траншеи нефтепровода</i>	
05.05.2016	<i>Финансовый менеджмент</i>	
12.05.2016	<i>Социальная ответственность</i>	
19.05.2016	<i>Заключение</i>	
25.05.2016	<i>Презентация</i>	

Составил преподаватель:

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

**СОГЛАСОВАНО:**

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

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 109 с., 38 рис., 24 табл., 27 источников.

**Ключевые слова:** ремонт трубопровода, переходное сопротивление изоляции, выявленные дефекты труб, контроль качества.

**Объектом исследования является (ются)** магистральный нефтепровод с диаметром  $D_y=1020$  мм и толщиной стенки  $\delta = 10$  мм.

**Цель работы** – разработать проект производства работ по капитальному ремонту нефтепровода с заменой изоляции без подъёма трубы, проложенного по заболоченной территории, в зимний период времени.

**В процессе исследования проводились** гидравлические расчеты, расчеты толщины стенки трубопровода, проведен анализ изменения величины тока катодной защиты, и произведен расчет переходного сопротивления изоляции нефтепровода, на основе которого выбран участок ремонта нефтепровода с заменой изоляции. Рассмотрены вопросы разработки траншеи, прокладки, монтажа трубопровода. Приведены мероприятия по охране труда и безопасности строительства, охране окружающей среды, технико-экономическая часть.

**В результате исследования** Была выбрана конструкция изоляционного покрытия состоящая из грунтовки «Транскор», полимерно-битумной мастики «Транскор», армирующего материала (стеклосетки ССТБ в рулонах) и термоусаживающейся ленты ДРЛ – Л. Выбранная изоляция обладает высокой прочностью за счет применения стеклосетки в качестве армирующего материала и радиационно-обработанной термоусаживающейся ленты в качестве защитной обёртки. Конструкция изоляционного покрытия позволяет наносить его в зимний период времени при температуре окружающего воздуха до  $-15^{\circ}\text{C}$ .

**Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики:** технология и организация выполнения работ, подготовительные работы, земляные работы, сварочно-монтажные работы стального трубопровода, врезка катушки, переизоляция трубопровода и т.д.

**Экономическая эффективность/значимость работы:** затраты на устранение дефекта методом врезки катушки = 1589,7 тыс. руб.

## АННОТАЦИЯ

Цель данной дипломной работы - разработать проект капитального ремонта с заменой изоляции участка линейной части действующего магистрального нефтепровода (МН) без осуществления подъёма, при этом необходимо сохранить первоначальное положение. Магистральный нефтепровод проложен по заболоченной местности. Работы должны быть осуществлены в зимний период (СП 86.13330.2014 Магистральные трубопроводы). Рассчитаны технологические параметры ремонтных колонн, производящих работы по замене изоляции нефтепровода, описан процесс производства работ.

В процессе выполнения работы было проведено рассмотрение основных видов ремонтных работ, которые проводятся на линейной части магистральных нефтепроводов. Рассчитано переходное сопротивление нефтепровода по эксплуатационным данным изменения величины тока катодной защиты линейной части трубопровода во времени (в течение 30-ти лет).

Предложено использование при производстве капремонта нефтепровода с заменой изоляции современных изоляционных материалов - мастику «Транскор» в сочетании с термоусаживающейся лентой ДРЛ-Л.

Проведен контроль качества изоляционного покрытия, соответствующего требованиям ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии» для изоляционных материалов.

## Оглавление

Введение.....	13
1. Виды ремонтных работ, проводимых на линейной части магистральных нефтепроводов.....	15
2. Последовательность и содержание работ при капитальном ремонте МН с заменой изоляции.....	19
2.1. Земляные работы.....	22
2.2. Расчет технологических параметров ремонтных колонн.....	35
2.3. Очистка наружной поверхности трубопровода.....	40
2.4. Определение дефектов на линейной части МН.....	44
2.4.1 Ремонт дефектных мест стенки трубы.....	49
2.5. Изоляционные работы.....	56
2.6. Контроль качества изоляционных покрытий трубопроводов.....	63
3. Засыпка траншеи нефтепровода.....	73
4. Расчет эксплуатационных затрат на ремонт методом врезки катушки.....	74
5. Социальная ответственность .....	81
5.1. Производственная безопасность.....	81
5.2. Анализ основных опасных факторов и мероприятия по их устранению.....	83
5.3. Анализ вредных факторов и мероприятия по их устранению.....	91
5.4. Экологическая безопасность.....	97
5.5. Безопасность при чрезвычайных ситуациях.....	98
5.6. Правовые и организационные вопросы безопасности.....	99
6. Расчетная часть.....	101
6.1. Расчет переходного сопротивления нефтепровода.....	101
6.2. Гидравлический расчет нефтепровода.....	105
Заключение.....	107
Список использованных источников.....	108

					<i>Капитальный ремонт трубопровода без поднятия с</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		<i>Сухотин С.В.</i>			<b>Оглавление</b>		
<i>Провер.</i>		<i>Крец В.Г.</i>			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Реценз.</i>						12	109
<i>Н. Контр.</i>					<b>НИ ТПУ гр. 3-2Б3А</b>		
<i>Утверд.</i>		<i>Брусник О.В.</i>					

## Введение

Современная экономика Российской Федерации существует и развивается в основном за счет добычи и продажи нефти, газа и нефтепродуктов. Поэтому тема данной работы имеет высокую актуальность.

Транспортировка нефти и нефтепродуктов является важнейшей и неотъемлемой составляющей топливно-энергетического комплекса России. На территории России действует разветвленная сеть магистральных нефтепроводов и продуктопроводов, пролегающих по территориям практически всех регионах страны.

Постоянно идет как строительство новых нефтепроводов, так и реконструкция уже существующих.

В стране магистральные нефтепроводы занимают по протяженности- 54,2 тыс. км; нефтепродуктопроводы - 19,3 тыс. км. Магистральный транспорт перемещает 99 % добываемой нефти и более 50 % производимой продукции нефтепереработки. В доле общего объема грузооборота трубопроводного транспорта доля нефти составляет - 40,3%, нефтепродуктов - 4,3 %.

Сооружения магистральных нефтепроводов состоят из нефтеперекачивающих станций (395), нефтепродуктопроводов, нефтепродуктоперекачивающих станций (100), резервуарных парков, имеющих общую емкость 17,43 млн. куб. метров.

Система нефтепродуктопроводов способна обеспечить транспортировку на региональные рынки России 54,5 млн. т нефтепродуктов в год от тринадцати НПЗ России.

В настоящее время полимерное ленточное покрытие в качестве изоляции трубопроводов используется примерно в 40 % случаев.

					<i>Капитальный ремонт трубопровода без поднятия с</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Сухотин С.В.</i>			<b>Введение</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Крец В.Г.</i>					13	109
<i>Реценз.</i>						<b>НИ ТПУ гр. 3-2БЗА</b>		
<i>Н. Контр.</i>								
<i>Утверд.</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

Его срок службы составляет около 15 лет, что в среднем в 2 раза ниже нормального срока эксплуатации всего трубопровода. Это объясняет, почему настолько часто приходится проводить капитальные ремонты нефтепроводов с заменой изоляции. Сам же полимерный материал может служить 30 и более лет. Известно, что полиэтиленовые покрытия заводского нанесения наиболее надежны и долговечны.

К основным недостаткам полимерных ленточных покрытий можно отнести низкую адгезию и высокую проницаемость в местах нахлеста витков. Данные недостатки устраняются с помощью использования новых конструкций и нанесением полимерных изоляционных лент и оберток с двусторонним липким слоем, которые разработаны кафедрой «Сооружение и ремонт газонефтепроводов и газонефтехранилищ».

В настоящее время широкое распространение получил метод выборочного ремонта изоляционных покрытий трубопроводов. Однако, у него имеется ряд недостатков. К ним можно отнести: увеличение объема проводимых земляных работ; большую трудоемкость работ по очистке трубопровода от старой изоляции и по нанесению нового изоляционного покрытия; возможное удаление изоляции, которая находится в удовлетворительном состоянии, и могла бы прослужить еще продолжительное время; также применяется значительная доля ручного труда, а вследствие этого невозможно провести большие объемы ремонтных работ; необходимо применять большое количество разнообразной по мощности и по назначению техники.

Так как последнее время идет тенденция к ужесточению требований к охране природы, увеличиваются штрафные санкции за загрязнение окружающей среды, изменяется экономическая ситуация в стране, это приводит к необходимости поиска новых подходов к решению задачи обеспечения безопасной эксплуатации магистральных трубопроводов.

					<b>Введение</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		14

# 1. Виды ремонтных работ, проводимых на линейной части магистральных нефтепроводов

Нефтепроводы требуют постоянного обслуживания и периодически приходится осуществлять ремонтные работы. Планово-предупредительные ремонты (ППР) линейной части магистральных нефтепроводов проводятся как техническое обслуживание и плановые ремонты. При этом, в техническое обслуживание состоит из технических осмотров и собственно технического обслуживания (ТО) линейной части МН.

Для осуществления технического осмотра линейной части МН проводят следующие действия:

- патрулируют трассу, т.е. визуально наблюдают с целью своевременного обнаружения опасных ситуаций, которые угрожают целостности и безопасности МН или безопасности окружающей среды;
- регулярно осматривают и обследуют все сооружения с применением технических средств, с целью определения их технического состояния.

Выбор вида ремонта: текущего или капитального осуществляют в зависимости от следующих факторов: особенностей трубопровода, степени его поврежденности, состояния объектов на линейной части, степени износа трубопроводных систем. Также учитывается трудоемкость ремонтных работ.

Выполнение текущего ремонта производят для обеспечения или восстановления работоспособности оборудования и сооружений, расположенных на магистральном нефтепроводе. Текущий ремонт- это замена или восстановление отдельных элементов оборудования.

Выполнение капитального ремонта производят для восстановления полной исправности или близкого к полному восстановлению ресурса

					<i>Капитальный ремонт трубопровода без поднятия с</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>	<i>Сухотин С.В.</i>				<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>	<i>Крец В.Г.</i>					15	109
<i>Реценз.</i>					<b>НИ ТПУ гр. 3-2Б3А</b>		
<i>Н. Контр.</i>							
<i>Утверд.</i>	<i>Брусник О.В.</i>						
					<i>Виды ремонтных работ на линейной части</i>		

линейной части, а также оборудования, расположенного на МН и сооружений. Во время капитального ремонта может быть произведена полная замена или восстановление любых составных частей оборудования, и том числе и базовых.

Как правило, проведение текущего ремонта совпадает по времени с техническим обслуживанием, которое проводится согласно графику.

По виду капитальный ремонт относится к плановому. Он должен быть выполнен в соответствии с рабочим проектом, который разработан проектной организацией, имеющей соответствующую лицензию. К тому же, организация, выполняющая ремонт, разрабатывает проект производства работ, который утверждается руководством эксплуатирующей организации.

В техническом задании на ремонт МН должно быть предусмотрено достижение тех же показателей, которые наблюдались у нового трубопровода (рабочее давление, пропускная способность и т.д.).

По характеру и виду проведения работ капитальный ремонт делится на следующие виды:

- замена трубы (рис. 1);
- замена изоляционного покрытия (рис. 2);
- выборочный.



**Рис. 1 Капитальный ремонт трубопровода с заменой трубы**

					<i>Виды ремонтных работ на линейной части МН</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		16





**Рис. 2 Капитальный ремонт трубопровода с заменой изоляции**

В процессе проведения ремонта с заменой трубы происходят следующие процессы:

- 1) укладка в траншею совмещенного типа вновь прокладываемого участка трубопровода рядом со старым нефтепроводом, в последующем старый нефтепровод демонтируется;
- 2) укладка в собственную траншею, в пределах существующего технического коридора коммуникаций, вновь прокладываемого участка трубопровода с последующим вскрытием и демонтажем заменяемого;
- 3) сначала производят демонтаж старого трубопровода, а затем укладывают новый в прежнее проектное положение.

При проведении капитального ремонта с заменой трубы действия по содержанию, последовательности и технологии выполнения можно сопоставить с технологией выполнения работ, проводимых при сооружении нового трубопровода.

Ремонт, проводимый с целью устранения некоторых дефектов трубы, сварных швов и заменой изоляционного покрытия (сплошной ремонт с заме-

					<i>Виды ремонтных работ на линейной части МН</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		17

ной изоляции) можно производить без остановки перекачки нефти при давлении не более 2,5 МПа с использованием следующих способов:

- 1) подъем трубопровода в траншее (нефтепроводы диаметрами от 219 до 720 мм);
- 2) подъем трубопровода и укладкой его на лежки в траншее (нефтепроводы диаметрами от 219 до 720 мм);
- 3) без подъема трубопровода с сохранением его положения (нефтепроводы диаметром от 820 до 1220 мм).

Выборочным ремонтом называют процесс локального ремонта линейной части нефтепровода для того, чтобы ликвидировать дефекты на ограниченном участке нефтепровода. Выборочный ремонт без остановки перекачки можно выполнять при давлении не более 2,5 МПа без подъема трубопровода с сохранением его положения в траншее согласно требованиям действующих нормативных документов для конкретного метода ремонта.

В состав работ при выборочных ремонтах включены:

- ремонты участков длиной до  $20 D_y$ ;
- ремонты протяженных участков с помощью метода последовательных захваток или с использованием грунтовых опор;
- ремонты участков, которые прилегают к узлам линейной арматуры;
- ремонты участков трубы с гофрами, с заменой «катушки», узлов линейной арматуры и т.п.

					Виды ремонтных работ на линейной части МН	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		18

## 2. Последовательность и содержание работ при капитальном ремонте МН с заменой изоляции

Большая часть трубопроводов (до 70% по протяженности) проложена по заболоченным территориям. Это связано с особенностями географического положения залежей нефти. В результате этого приходится производить их ремонт в зимний период. В связи с этим, в работе рассмотрен технологический процесс ремонта нефтепровода с заменой изоляции в зимний период. Трубопровод,  $D_n = 1020$  мм с толщиной стенки  $\delta = 10$  мм, проходит по заболоченной территории.

Зимой, как только наступили устойчивые морозы, необходимо устроить вдоль трассовую дорогу с использованием снега. Строительство зимника начинают с определения толщины льда на обводненных участках по предварительно намеченной (при визуальной оценке) трассе, затем производят следующие действия:

- подготавливают ледяную поверхность (очищают от снега, расчищают от наплывов и тросов);
- усиливают слабый ледяной покров;
- устанавливают дорожные знаки, ограждения, приспособления.

Определяют толщину льда и восстанавливают трассу. Это осуществляет специальная группа обследования, которая идет впереди механизированной колонны.

Усиление слабого ледяного покрова и заторфованного участка можно выполнить следующим методом:

- на кромках дороги устроить снежные валики высотой 20 - 30 см, а с внутренней стороны валиков уложить жерди;

					<i>Капитальный ремонт трубопровода без поднятия с</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Сухотин С.В.			<i>Последовательность и содержание работ при капитальном ремонте МН</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		Крец В.Г.					19	109
<i>Реценз.</i>						НИ ТПУ ар. 3-2Б3А		
<i>Н. Контр.</i>								
<i>Утверд.</i>		Брусник О.В.						

- для обеспечения прочности основания между валиками, перед тем как полить их водой, уложить слой хвороста, засыпать снегом, пролить водой;

- толщина каждого намороженного слоя должна быть 0,5 - 1,0 см.

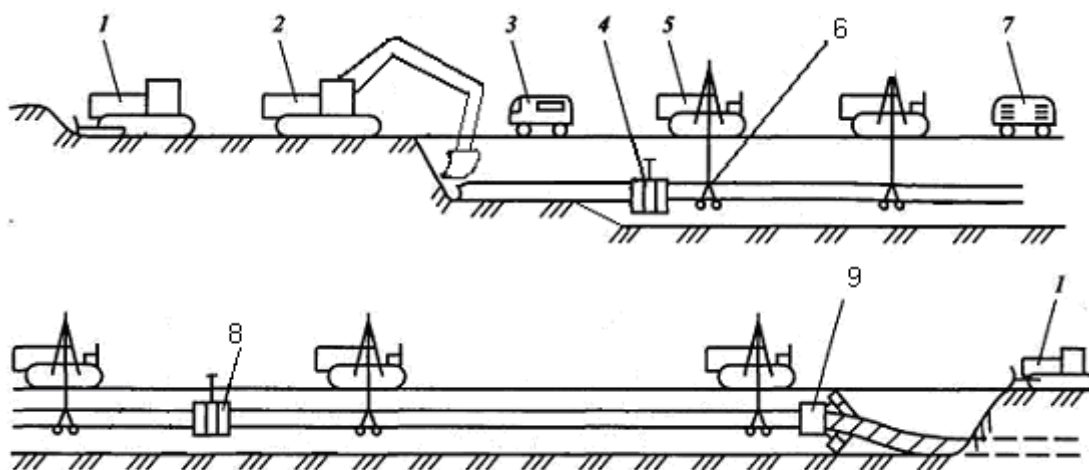
Перед тем, как начинать земляные работы в зимнее время, необходимо произвести уборку снега с полосы будущей траншеи.

При осуществлении ремонта трубопровода без подъема с сохранением его положения технологические операции необходимо выполнить в следующем порядке:

- уточнить положение трубопровода;
- спланировать полосу отвода в зоне движения машин, снять плодородный слой почвы и переместить его во временный отвал;
- разработать траншею ниже нижней образующей трубопровода;
- очистить трубопровод от старого изоляционного покрытия;
- проверить техническое состояние трубопровода, произвести контроль поперечных сварных стыков и усилить их в случае необходимости;
- восстановить стенки трубы;
- окончательно очистить трубопровод;
- нанести грунтовку;
- нанести новое изоляционное покрытие;
- произвести контроль качества изоляционного покрытия;
- произвести укладку трубопровода с подбивкой грунта под ним;
- осуществить присыпку трубопровода и окончательную засыпку траншеи;
- рекультивировать плодородный слой почвы.

При наличии значительной длины ремонтируемого участка трубопровода, как правило, работы выполняют поточным методом (рис. 3).

					<i>Последовательность и содержание</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		20



**Рис. 3** Схема расстановки машин и механизмов при ремонте без подъема с сохранением его положения:

1 - бульдозер; 2 – вскрышной одноковшовый экскаватор; 3 - передвижная дефектоскопическая лаборатория; 4 - подкапывающая машина; 5 - трубоукладчик; 6 - троллейная подвеска; 7 - передвижная электростанция; 8 – очистная машина, 9 - изоляционная машина

Для того, чтобы избежать повреждения трубопровода при его вскрытии ковшом экскаватора, до начала производства работ необходимо определить его положение специальными приборами - трассоискателями.

Принцип работы приборов, предназначенных для обнаружения местоположения и глубины залегания трубопроводов, заключается в обнаружении электромагнитного поля. Различные типы приборов отличаются по способности обнаруживать трубопроводы на разной глубине, у них различная рабочая частота и возможность автоматического определения глубины заложения трубопровода.

Искатели трубопровода используют электромагнитную индукцию и обнаруживают трубопровод при помощи приемника переменного магнитного поля, которое искусственно создается генератором, подключаемым к трубопроводу.

					<i>Последовательность и содержание</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

## 2.1 Земляные работы

Выполнение земляных работ должно быть произведено механизированным способом. Должны быть учтены требования нормативных документов СП 86.13330.2011, РД 39-00147105-015-98.

Снятие плодородного слоя почвы при ведении ремонтных работ должно проводиться в соответствии с проектом рекультивации, который входит в состав рабочего проекта.

Ширина полосы земель, которая отведена для капитального ремонта трубопровода, должна быть установлена согласно таблице 1.

Таблица 1

### Нормы отвода земель

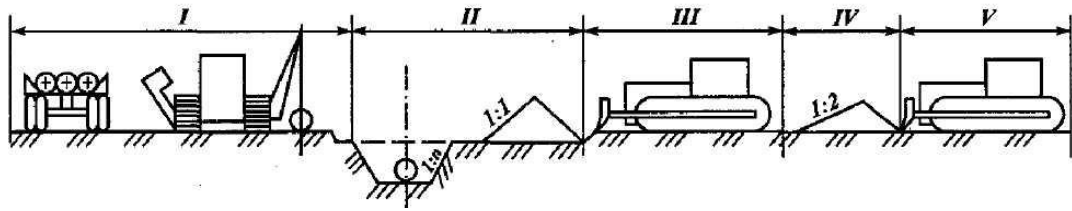
Диаметр трубопровода, мм	Ширина полосы земель, которые отводятся для одного подземного трубопровода, м	
	земли, не имеющие сельскохозяйственного назначения или непригодные для сельхоз работ и земли государственного лесного фонда	земли сельскохозяйственного назначения худшего качества (при производстве работ по снятию и восстановлению плодородного слоя)
<426	20	28
> 426-720	23	33
>720-1020	28	39
> 1020-1220	30	42
>1220-1420	32	45

Размер минимальной ширины полосы, с которой должен быть снят плодородный слой почвы, равняется ширине траншеи по верху плюс 0,5 м в каждую сторону. Для того, чтобы сохранить плодородный слой, необходимо увеличить: ширину полосы, с которой снимается плодородный слой на 0,5 м с одной стороны траншеи; зону разработки траншеи; зону отвала минерального грунта и зону работы бульдозера (зона III) (рис. 4).

На основании материалов изыскания устанавливается толщина плодородного слоя почвы и место его снятия по трассе.

Для снятия и транспортировки грунта в отвал используем бульдозеры.

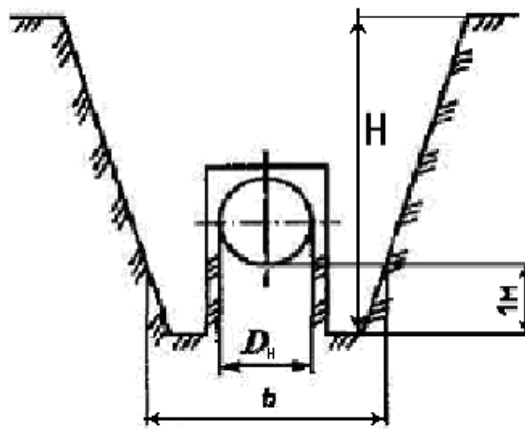
					<i>Последовательность и содержание</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		22



**Рис. 4 Зоны снятия плодородной почвы при проведении капитальных ремонтных работ трубопровода:**

I - проход ремонтной колонны; II - разработка траншеи и отвала минерального грунта; III, V - работа бульдозера; IV - отвал плодородного слоя почвы

Вскрывать трубопровод необходимо по схеме ремонта без использования подъема (подкопом). Положение трубопровода сохраняется. При этом он должен быть вскрыт ниже нижней образующей на глубину не менее 1 м. Схема изображена на рисунке 5.



**Рис. 5 Схема вскрытия траншеи трубопровода**

Далее в работе приводятся глубины разработки траншей с вертикальными стенками без крепления для различных видов грунтов естественной влажности с ненарушенной структурой при отсутствии грунтовых вод:

Насыпные песчаные и гравийные грунты, не более 1 м;

Супеси, не более 1,25 м;

Суглинки и глины, не более 1,5 м;

Особо плотные грунты, не более 2,0 м.

Если глубина траншеи больше представленных величин, то необходимо разрабатывать их с откосами, с заложением на глубинах, указанных в «Регламенте технического надзора при проведении земляных работ по вскрытию и засыпке трубопроводов», которые были утверждены 23 июня 2000 г.

Таблица 2

### Допустимая крутизна откосов траншей и ремонтного котлована

Грунт	Глубина траншеи, котлована, м					
	< 1,5		1,5 – 3,0		3,0 – 5,0	
	Угол откоса, градус	уклон	Угол откоса, градус	Уклон	Угол откоса, градус	Уклон
Насыпной	56	1:0,67	45	1:1,00	38	1:1,25
Песчаный и гравийный	63	1:0,50	45	1:1,00	45	1:1,00
Супесь	76	1:0,25	56	1:0,67	50	1:0,85
Суглинок	76	1:0,25	63	1:0,50	53	1:0,75
Глина	76	1:0,25	76	1:0,25	63	1:0,50
Лёссовый сухой	76	1:0,25	63	1:0,50	63	1:0,50

Разработка траншеи ведётся обычными одноковшовыми экскаваторами с объемом ковша 0,65 - 1,5 м<sup>3</sup> (рис. 6).

Одноковшовые экскаваторы – это машины общестроительного назначения для разработки траншей и котлованов. Они являются универсальными машинами, так как могут выполнять следующие работы: разработка траншей и котлованов, погрузочно-разгрузочные и монтажные работы, трамбовка, планировка грунта и т.д. Для осуществления некоторых видов работ необходимо переоборудование данных машин.



В рабочий процесс экскаватора входят следующие операции: рабочий ход (копание) ковша, поворот стрелы и выгрузка ковша, холостой (обратный) ход ковша и перемещение самого экскаватора по мере разработки траншеи.



**Рис. 6 Процесс разработки траншеи одноковшовым экскаватором**

При использовании механизированного способа работ размер траншеи должен быть достаточным для того, чтобы очистные и изоляционные машины свободно перемещались. Ширина траншеи по низу должна быть не менее  $D_H + 1,0$  м.

$$b = 1,02 + 1,0 = 2,02 \text{ м.}$$

При разработке траншеи одноковшовым экскаватором

$$b = D_H + 2k + 2\delta,$$

где  $\delta$  - расстояние от режущей кромки экскаватора до трубы,

$$\delta = 0,15-0,2 \text{ м;}$$

$k$  - ширина режущей кромки рабочего органа машины,  $k = 1$  м.

$$b = 1,02 + 2*1 + 2*0,2 = 3,42 \text{ м.}$$

Таким образом, при разработке траншеи одноковшовыми экскаваторами ширина по низу будет достаточной для прохождения по трубе очистных и изоляционных машин.

					<i>Последовательность и содержание</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		25

Разработку траншеи необходимо вести двумя экскаваторами. С помощью одного экскаватора снимается и разрабатывается слой грунта, расположенный над нефтепроводом, и укладывается грунт во временный отвал. С помощью второго экскаватора грунт разрабатывается с другой стороны на ту же глубину, и также происходит укладка грунта во временный отвал. Для того, чтобы обеспечить безопасность работ, необходимо соблюдать расстояние между экскаваторами, находящимися в работе не менее 14 м.

Грунт располагать не ближе 1,0 м от края траншеи, а с одной стороны траншеи – на максимальное расстояние, которое равно радиусу выгрузки ковша экскаватора. В дальнейшем грунт транспортируется бульдозерами на некоторое расстояние, позволяющее проходу ремонтной колонны. Во избежание повреждения трубопровода расстояние между трубой и ковшом экскаватора должно быть не менее 0,2 м.

Если отсутствуют конкретные указания в проекте производства работ (ППР), то минимальное расстояние по горизонтали от основания откоса выемки до ближайших опор машины принимают по таблице 3.

Таблица 3

### Рекомендуемые расстояния, а

Глубина выемки, м	Грунт насыпной			
	песчаный	супесчаный	суглинистый	глинистый
	Расстояние по горизонтали от основания откоса выемки до ближайшей опоры машины, м			
1,0	1,5	1,25	1,00	1,00
2,0	3,0	2,40	2,00	1,50
3,0	4,0	3,60	3,25	1,75
4,0	5,0	4,40	4,00	3,00
5,0	6,0	5,30	4,75	3,50

Метод, используемый для разработки траншей, должен быть определен в зависимости от заданных размеров и профиля.

Также должен быть учтен вид и состояние грунтов, характер рельефа местности, степень обводненности участка, наличие соответствующих комплексов землеройных машин. Также важны технико-экономические показатели имеющегося оборудования. Классификация грунтов по трудности их разработки основными землеройными машинами приведена в таблице 4.

Таблица 4

**Классификация грунтов с учетом трудностей разработки  
различными машинами**

Грунты	Группа грунтов по трудности разработки				
	Экскаваторами		Бульдозе рами	Скрепер ами	Грейдерами и автогрейде рами
	одноковш овыми	многоков шовыми			
1	2	3	4	5	6
Галька и гравий размеров, мм: до 80 более 80 с примесью булыг	I II	II -	II -	II -	II -
Гипс мягкий	IV	-	-	-	-
Глина: Жирная мягкая или насыпная с примесью щебня, гравия и булыг 10% То же > 10% Моренная с валунами до 30% Сланцевая Твердая Тяжелая ломовая	IV III IV IV IV III	- - - - -	- II III III III	- II - - -	- III III III III
Грунт растительного слоя без корней и с корнями с примесью гравия, щебня или строительного мусора	II		I	I	
Лесс: естественной влажности, рыхлый, с примесью гравия и гальки отвердевший	I IV	II -	I II	I II	I II
Мел мягкий	IV	-	-	-	-

Мерзлые грунты песчаные и супесчаные, предварительно разрыхленные	II	-	III	-	-
Мерзлые грунты глинистые и суглинистые, предварительно разрыхленные	V	-	III	-	-
Опоки	IV	-	-	-	-
	1	2	3	4	5
Песок всех видов (кроме сухого, сыпучего барханского и дюнного), в т.ч. с примесью щебня, гравия и гальки	I	II	II	II	II-III
Скальные грунты, предварительно разрыхленные	IV	-	-	-	-
Скальные грунты, не требующие разрыхления	IV	-	-	-	-
Солнчак и солонец: мягкий твердый	I III	II -	I III	I II	I II
Суглинок легкий и лессовидный тяжелый, а также всех видов с примесью гравия, щебня, булыг и строительного мусора	II	II	II	II	II
Супесок всех видов в т.ч. с примесью щебня, гравия, строительного мусора или булыг То же > 10%	I I	II -	II II	II -	II II
Строительный мусор: рыхлый и слежавшийся	II	-	III	-	II
цементированный	III	-	III	-	-
Торф: без корней и с корнями толщиной до 30 мм с корнями толщиной более 30 мм	I III	I -	I I	I I	I -
Трепел слабый	IV	-	-	-	-
Чернозем и каштановые земли: естественной влажности отвердевшие	I II	I II	I III	I II	I III
Щебень всякий, а также с примесью булыг	II	-	III	-	-
Пески сухие сыпучие (барханные и дюнные)	Вне группы	-	III	Вне группы	-

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

При осуществлении ремонта трубопровода без подъема необходимо удаление грунта из-под трубы для того, чтобы визуально ее осмотреть и обеспечить проход очистных и изоляционных машин различных типов.

Для этого в работе применяются специальные подкапывающие машины типа МПА (машина, подкапывающая автоматизированная) (рис. 7).

В таблице 5 приводятся основные технические характеристики данной машины. Также используется подкапывающая роторная машина типа МПР (рис.8), основные характеристики которой так же представлены в таблице 6.



**Рис. 7 Машина подкапывающая автоматизированная МПА-1020**

Таблица 5

**Основные технические характеристики машин типа МПА**

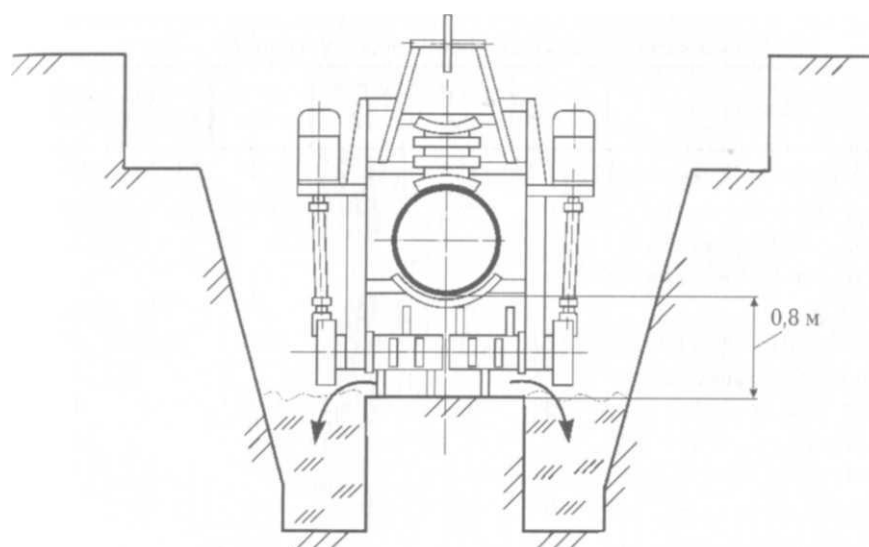
Параметры	Машина МПА-1020
Диаметр трубопровода, мм	1020
Глубина подкопа под трубой, мм	≤650
Категория разрабатываемых грунтов	I – V
Производительность в грунтах I категории, м/ч	70
Установленная мощность оборудования, кВт	50
Масса, кг	<4700
Габаритные размеры, мм	4100*3200*2700
Примечание: Климатическое исполнение – V; температурный диапазон эксплуатации – от -25 до +40 °С.	

Подкапывающая роторная машина (МПР) удаляет грунт механизированным способом. Она используется для трубопроводов диаметром от 530 до 1220 мм по технологии без подъема. Температура окружающей среды, при которой работает данное оборудование- от -20 до +40 °С



**Рис. 8. Подкапывающая роторная машина МПР (МПР-1)**

					<i>Последовательность и содержание</i>	Лист
						30
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		



**Рис. 9. Схема работы машины МПР**

Таблица 6

Техническая характеристика МПР	
Параметр	Значение
Глубина подкопа, м	Не менее 0,6 – 0,8
Ширина подкопа, м	До 1,7
Техническая производительность в грунтах 1 – 4-й категорий, пог. м/ч	120 – 80
Потребляемая мощность, кВт	Не более 75
Габариты (длина × ширина × высота), мм, не более	
1-й тип	3000 × 2800 × 2700
2-й тип	3200 × 2700 × 3000
Масса, т	
1-й тип	Не более 3,8
2-й тип	Не более 4,1

Машина устанавливается на трубопровод и снимается с него также без его демонтажа. Она обеспечивает механизированный процесс заглабления рабочего органа под трубопровод.

Модификации машины по типоразмеру трубопровода:

- для диаметров 530, 630, 720 и 820 мм;
- для диаметров 1020 и 1220 мм.

Управление машиной осуществляется одним оператором с выносного пульта. Схема работы машины показана на рис. 9, техническая характеристика приведена в табл. 6. Разработчик и изготовитель - НИТЦ «Ротор» (Украина).

К настоящему времени разработаны и изготовлены и другие марки машин для подкопа трубопровода (табл. 7).

После окончания ремонтных работ с помощью специальной подбивочной машины МП (которая изображена на рис. 10) засыпают грунт под корпус трубы и уплотняют его. За счет этого исключается проседание отремонтированного трубопровода.

При этом система позволяет автоматически обеспечивать установку и контроль рабочего положения механизмов засыпки и уплотнения грунта относительно оси трубопровода. Также обеспечивается равномерное уплотнение грунта.

Предназначение машины МП - подсыпка минерального грунта под трубопроводы диаметром от 530 до 1220 мм и уплотнение его с целью исключения просадки трубопроводов после капитального ремонта.

В таблице 7 приведены характеристики подкапывающих машин.

Различные типы машин применяются в зависимости от диаметра трубопроводов, глубины подкопа и других характеристик.



### Техническая характеристика подкапывающих машин

Параметр	МПТ	МПТ	МПТ	МПТ	МПА	МПА
	720/820	1020	1220	1420	720/820	1020
Диаметр трубопровода	720, 820	1020	1220	1420	720, 820	1020,1220
Глубина подкопа, мм	700	600	600	700	650	600
Производительность в грунте 1-й категории, м/ч	110	ПО	110	60	90	70
Диаметр ротора, мм	1170	1370	1570	1612	1240	1590
Расстояние между осями роторов, мм	1190	1390	1590	1632	1260	1610
Общая установленная мощность, кВт	41	45	45	59	41	48
Масса, кг	4000	5150	5350	7000	3500	4700
Габаритные размеры, мм						
длина	3995	5540	5540	5590	3000	4100
ширина	2215	2760	3160	3245	2500	3200
высота	2450	2385	2585	3140	2500	2700



**Рис. 10. Подбивочная машина МП**

Машина выполняет следующие операции:

- подбирает минеральный грунт из отвала, который образовывается после вскрытия трубопровода машиной МВТ или одноковшовым экскаватором, и подает его в зону отремонтированного трубопровода;
- уплотняет отсыпанный грунт под трубопроводом до требуемой плотности, исключая просадку трубопровода после его капитального ремонта, а также повреждение нового изоляционного покрытия.

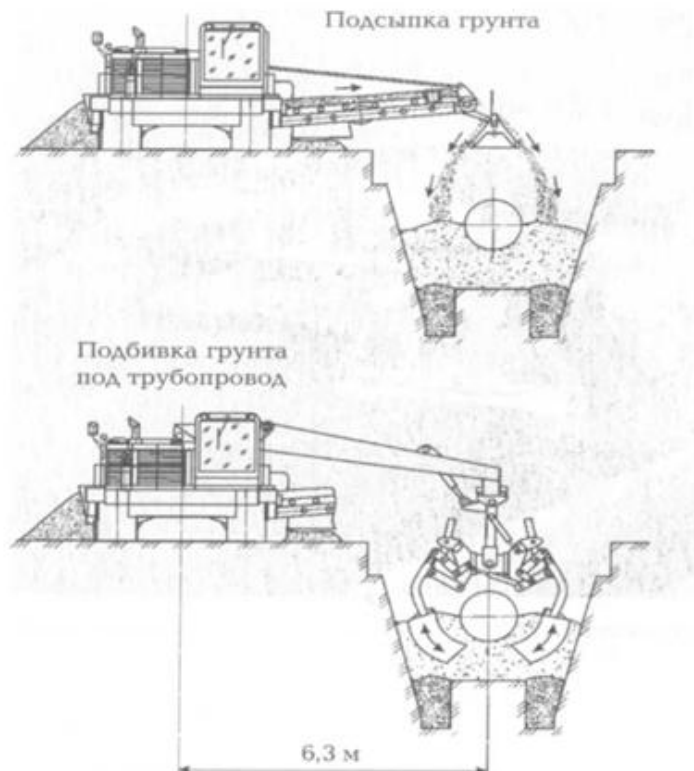
Схема работы машины показана на рис. 11.

					<i>Последовательность и содержание</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		33

Также в завершении рассмотрения техники для вскрытия трубопровода, необходимо отметить, что предприятие ЗАО «Газстроймашина» разработало вскрышной одноковшовый экскаватор ЭОВ-4221, имеющий управляемую ось копания, имеющий автоматические устройства, которые обеспечивают безопасное трехстороннее вскрытие трубопровода.

В нашей стране выпускаются подкапывающие машины роторного типа, предназначенные для разработки и удаления грунта из-под ремонтируемого трубопровода, предварительно вскрытого сверху и с боков. Эти машины сделаны самоходными, перемещающимися по поверхности трубопровода.

Ходовой механизм шагающего типа, с устройством фиксации на трубе, создает напорное усилие, позволяющее машине перемещаться по поверхности трубы. Двухроторный рабочий орган разрабатывает грунт под трубопроводом и перемещает его в боковые приямки.



**Рис. 11. Схема работы машины МП**

					<i>Последовательность и содержание</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		34

При осуществлении работ ремонтной колонны необходим контроль следующих параметров:

- общей длины приподнятого участка;
- расстояния между грузоподъемными механизмами;
- высоты подъема трубопровода каждым грузоподъемным механизмом;
- усилия подъема трубопровода грузоподъемными механизмами.

Для нашего участка эти параметры следует находить расчетным путем, исходя из условия прочности трубопровода.

## 2.2 Расчет технологических параметров ремонтных колонн

Далее в работе рассчитываются технологические параметры ремонтных колонн при ремонте трубопровода при сохранении его положения.

К основным технологическим параметрам нефтепровода можно отнести: высоту подъема его трубоукладчиками, общую длину приподнятого участка, количество используемых трубоукладчиков, а также расстояние между ними и усилия на крюках трубоукладчиков.

Расчет технологических параметров работы. Сначала необходимо выбрать число трубоукладчиков, которые будут участвовать в подъеме нефтепровода. Далее назначается технологическая высота подъема крайними трубоукладчиками, которая необходима для работы ремонтных машин и оборудования.

Количество трубоукладчиков выбирается в зависимости от диаметра нефтепровода. Также учитываются виды выполняемых операций ремонта и грузоподъемность трубоукладчиков. Минимальным числом трубоукладчиков, необходимым для подъема и укладки нефтепроводов диаметрами 530-1220 мм, является два. Для производства наших работ возьмём 4 трубоукладчика ТГ-221 (рис. 12, 13).

					<i>Последовательность и содержание</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		35

Предназначение крана - трубоукладчика ТГ-221 - выполнять комплекс работ по обустройству нефтяных и газовых месторождений и при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов с диаметром трубы до 1020 мм. Так как диаметр трубопровода в данной работе 1020 мм, то выбор трубоукладчика произведен верно.



**Рис. 12 Кран - трубоукладчик ТГ-221**

Кран имеет грузоподъемное оборудование с гидростатическим независимым приводом для стрелы и крюка, которое обеспечивает два скоростных диапазона. Тормоза лебедок являются постоянно замкнутыми многодисковыми. Они работают в масле с гидравлическим управлением и принудительной смазкой.

Далее в работе приводятся характеристики трубоукладчика.

Скорость крюка грузоподъемного оборудования, м/мин:

Подъем/опускание: 1 передача: 8/8  
2 передача: 24/24

Диаметр/ширина барабана грузоподъемного оборудования, мм:

крюка: 400/290  
стрелы: 400/290

Диаметр троса грузоподъемного оборудования- 19,5 мм;

Длина стрелы грузоподъемного оборудования - 6,5 м;

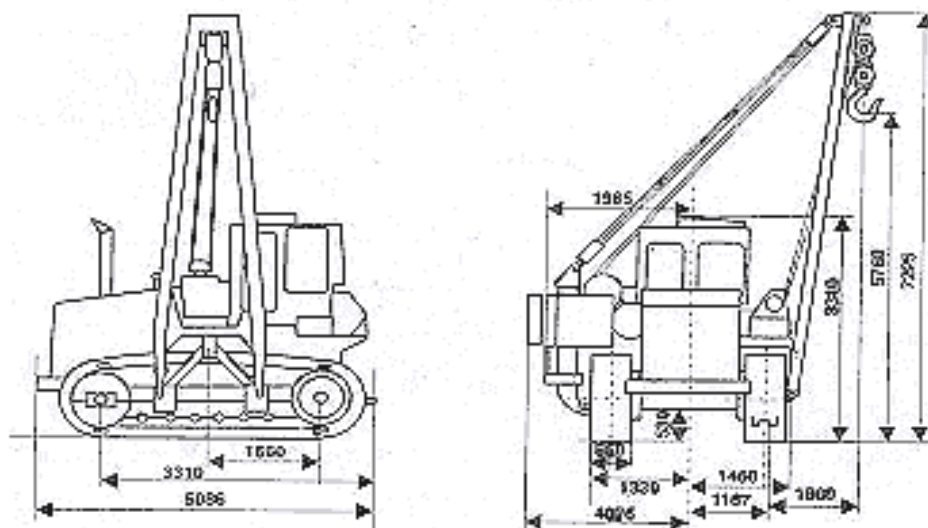
					<i>Последовательность и содержание</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		36

Масса одного противовеса грузоподъемного оборудования - 850 кг;  
 Количество противовесов грузоподъемного оборудования- до 4;  
 Длина канатов стрелы и крюка грузоподъемного оборудования - 46 м;  
 Кратность полиспастов стрелы и крюка грузоподъемного оборудования - 4.  
 Максимальный подъем крюка грузоподъемного оборудования- 5 760 мм.

Таблица 8

**Технические характеристики и габариты крана - трубоукладчика  
 ТГ-221**

Грузоподъемность крана, т - на плече 2,5м - на плече 1,22м	20 40,984
Скорость движения трубоукладчика, км/час - вперед - назад	0-10,7 0-13,5
Удельное давление на грунт, кг/см <sup>2</sup>	0,9
База крана - трубоукладчика, мм	3 310
Колея крана - трубоукладчика, мм	2 100
Дорожный просвет крана, мм	530
Масса эксплуатационная крана, кг	не более 35 000
Эксплуатационная мощность двигателя, кВт(л.с.)	192 (261)



**Рис. 13 Габаритные размеры крана – трубоукладчика ТГ-221**

Для дальнейших расчетов задаём технологическую высоту подъема трубопровода крайними трубоукладчиками  $h_T$  ( $h_T$  40 см), исходя из размеров ремонтных машин, а высоты подъема средними трубоукладчиками  $h_2, h_3, h_4$  определяем в соответствии с соотношениями, приведенных в таблице 9.

Таблица 9

**Соотношение высот подъема различными трубоукладчиками**

Число трубоукладчиков, участвующих при подъеме нефтепровода	$h_1/h_T$	$h_2/h_T$	$h_3/h_T$	$h_4/h_T$	$h_5/h_T$
2	1	1	-	-	-
3	1	1,434	1	-	-
4	1	1,564	1,564	1	-
5	1	1,656	2,138	1,561	1

$$h_1 = 40 \text{ см};$$

$$h_2 = h_3 = 62,56 \text{ см};$$

$$h_4 = h_1 = 40 \text{ см}.$$

Согласно действующему РД 39-00147105-015-98 «Правила капитального ремонта магистральных нефтепроводов», высота подъема нефтепровода крайними трубоукладчиками не должна превышать 0,65 м.

Расстановку и загрузку трубоукладчиков производим симметрично относительно середины приподнятого участка и обеспечиваем тем самым минимальное напряжение в опасных сечениях приподнятого участка нефтепровода.

Расстояние между трубоукладчиками определяют из следующего соотношения:

$$I = m * L,$$

где  $L$  - длина приподнятого участка, см;

$m$  - коэффициент, выбираемый по таблице 8, в зависимости от числа трубоукладчиков, участвующих в подъеме нефтепровода.

Значения коэффициентов  $m, \eta, f, \varphi$ 

Число трубо- укладчиков, участвующих в подъеме неф- тепровода	$\eta$	$m$	Коэффициент усилия для трубоукладчиков, $f$		Значения $\varphi$ при опреде- лении напряжении изгиба	
			крайних	средних	в крайних пролетах	в сечениях нахождения троллей
2	6,880	0,25	2,447	-	0,497	0,765
3	8,009	0,19	2,231	1,552	0,512	0,568
4	8,845	0,15	2,071	1,327	0,525	0,465
5	10,003	0,13	2,017	1,300	0,534	0,400

Длина приподнятого участка находится по формуле:

$$L = \eta A^4 \sqrt{h_1},$$

где  $h_1$  - высота подъема крайними трубоукладчиками, см;

$\eta$  - коэффициент, выбираемый по таблице 8 в зависимости от числа трубоукладчиков;

$A$  - коэффициент, зависящий от геометрических и прочностных характеристик трубы,  $A = 533,53$  для трубы с  $D_n = 1020$  мм и  $\delta = 10$  мм.

$$L = 8,845 * 533,53^4 * 2,51487 = 11874,56 \text{ см} = 11875 \text{ см} = 118,75 \text{ м.}$$

$$I = 0,15 * 11875 = 1781,2 \text{ см} = 17,812 \text{ м.}$$

Усилия на крюках трубоукладчиков определяем из соотношения:

$$P = f B^4 \sqrt{h_1} * 9,81 * 10^{-3},$$

где  $f$  - коэффициент усилия при подъеме нефтепровода трубоукладчиками (таблица 8);

$B$  - коэффициент, зависящий от геометрических и прочностных характеристик трубы,  $B = 5568,986$  для трубы с  $D_n = 1020$  мм и  $\delta = 10$  мм.

$$P_{кр} = 2,071 * 5568,986^4 * 2,51478 * 9,81 * 10^{-3} = 284,53 \text{ кН.}$$

$$P_{ср} = 1,327 * 5568,986^4 * 2,51478 * 9,81 * 10^{-3} = 182,31 \text{ кН.}$$

При назначении расчетного усилия на крюке трубоукладчика при расчетном вылете стрелы коэффициент перегрузки должен приняться равным 1,1.

$$P_{кр} = 284,53 * 1,1 = 312,981 \text{ кН.}$$

$$P_{ср} = 182,31 * 1,1 = 200,544 \text{ кН.}$$

					<i>Последовательность и содержание</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		39

Напряжения в ремонтируемом нефтепроводе определяют из соотношения:

$$\sigma = \varphi C \sqrt{h_1} * 0,1,$$

где  $\varphi$  — коэффициент, выбираемый по таблице 6 в зависимости от числа трубоукладчиков, участвующих в подъеме нефтепровода;

$C$  - коэффициент, зависящий от геометрических и прочностных характеристик трубы,  $C = 376,207$  для трубы с  $D_n = 1020$  мм и  $\delta = 10$  мм.

$$\sigma = 0,525 * 376,207 * 6,324571 * 0,1 = 125 \text{ МПа.}$$

При проведении ремонтных работ технологические параметры подъема и укладки считаются выбранными правильно, если напряжение изгиба в поднимаемом нефтепроводе не превышает 0,45 предела текучести металла трубы ( $\sigma_T$ ).

$$\sigma_T = 355 \text{ МПа (для трубной стали - 17 ГС);}$$

$$\sigma_{\text{изг}} = 0,45 * 355 = 160 \text{ МПа} > \sigma = 125 \text{ МПа.}$$

Подъем нефтепровода производится одновременно всеми участвующими в подъеме трубоукладчиками плавно, без рывков и резких ослаблений с соблюдением соотношений высот подъема и расстояний, полученных при расчете.

### 2.3 Очистка наружной поверхности трубопровода

Наружная поверхность нефтепроводов требует очистки, для того, чтобы изоляционное покрытие служило дольше.

Очистка поверхности трубопровода выполняется согласно ВСН 008-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов.

Противокоррозионная и тепловая изоляция».

После вскрытия трубопровода, демонтажа пригрузов (где они имелись), в процессе предварительного осмотра технического состояния НП производится очистка поперечных стыков трубопровода от оси изоляции вручную с помощью скребков, щеток.

					<i>Последовательность и содержание</i>	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		





**Рис. 14 Очистка наружной поверхности трубопровода**

На вскрытом и подкопанном участке трубопровода, поддерживаемом трубоукладчиками, оснащенными троллейными подвесками, проводится очистка наружной поверхности от остатков земли, старого изоляционного покрытия и продуктов коррозии очистной машиной.

Перед очисткой трубопровода должен быть произведён нагрев его поверхности газовой кольцевой печью до температуры не ниже + 10 °С.

При проведении ремонтных работ необходимо очистить трубопровод от старой изоляции. Методами очистки трубопроводов являются:

- механическая очистка;
- гидравлическая;
- химическая;
- термическая.

Химические и термические методы при выполнении ремонтных работ на действующих нефтепроводах запрещают правила капитального ремонта.

Применение гидравлического способа очистки изоляции возможно только при положительной температуре окружающей среды. Таким образом, для очистки старой изоляции нефтепровода мы будем применять механический метод.

Механические методы очистки производят с помощью двух типов действий:

					<i>Последовательность и содержание</i>	<i>Лист</i>
						41
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- срезания старой изоляции (используют резцы ножей, цепей, металлических щеток или тросов);
- очистки с помощью динамического воздействия на изоляцию - пескоструйными, дробеструйными или дробемётными способами очистки.

В работе принято использование очистных машин типа ОМ-Э для производства ремонтных работ.

Данный тип машин предназначен для того, чтобы подготовить наружную поверхность магистральных трубопроводов под установку новых изоляционных покрытий при капитальном ремонте с заменой изоляции и при ремонте с заменой труб.

У данных машин в наличии два ротора. Передний ротор имеет резцы на гибких связях. Задний- либо резцы, либо металлические щётки.

На рисунке 15 изображено фото очистной машины типа ОМ-Э. Основные технические характеристики очистных машин данного типа приведены в таблице 11.



**Рис. 15 Очистная машина типа ОМ-Э**

					<i>Последовательность и содержание</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		42

### Технические характеристики очистных машин типа ОМ-Э

Основные параметры	Типы машин		
	ОМ-530 Э	ОМ-820 Э	ОМ-1220 Э
Диаметр трубопровода, мм	429, 530	720, 820	1020, 1220
Установленная мощность электродвигателей, кВт	25	48	48
Скорость перемещения по трубопроводу, м/ч	60, 90, 130	60, 105, 115, 20	60, 105, 115, 20
Частота вращения роторов с рабочим инструментом, мин <sup>-1</sup>	90	0	0
Максимальный угол преодолеваемого продольного подъёма:	10	56	40
без использования поджимных колёс	20	12	10
с использованием поджимными колёс	2600	30	30
Габаритные размеры, мм:	1400	2300	2600
длина	1600	1800	2200
ширина	2000	2000	2500
высота		1460	3600
Масса, кг			
Примечание. Число роторов – 2; тип очистного инструмента – сменные резцы и щетки; обслуживающий персонал – 2чел.			

Для того, чтобы повысить степень очистки наружной поверхности трубы от старой изоляции используют пескоструйную очистку.

Оборудование для данного типа очистки приведено на рис. 16.



**Рис. 16 Пескоструйная машина**

Как было указано выше, очистку с помощью динамического воздействия на изоляцию производят пескоструйным, дробеструйным и дробеметным способами. Эти способы используют обычно для доочистки трубопровода после снятия старой изоляции механической машиной.

Пескоструйный и дробеструйный способы работают следующим образом: сжатый воздух от компрессора при давлении 0,5 - 0,7 МПа подается на поверхность трубы абразив, который, при соприкосновении с поверхностью трубы, снимает остатки изоляции, окалину и ржавчину. В качестве абразива применяют либо речной песок, либо дробь.

Если использовать в качестве абразивного материала медной дроби вместо песка, в результате этого повышается производительность подготовки поверхности трубы на 30 %. Скорость очистки может достигать 1,1 м/мин.

Особенность машин, которые используют дробеметный способ - тот факт, что нагнетание дроби на поверхность трубы производится специальными роторами, которые приводятся во вращение индивидуальными электродвигателями.

При использовании данного типа машин при подготовке поверхности трубопровода производительность достигает 920 м.

## 2.4 Определение дефектов на линейной части МН

После того, как произведена очистка трубопровода от старой изоляции производится его диагностирование. Диагностика- это получение и обработка информации о состоянии технических систем. Она проводится для того, чтобы обнаружить их неисправности, выявить те элементы, ненормальное функционирование которых привело (или может привести) к тому, что возникнут различные типы неисправностей.

Дефекты могут наблюдаться в следующих системах и элементах:  
- геометрия трубы;

					<i>Последовательность и содержание</i>	<i>Лист</i>
						44
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

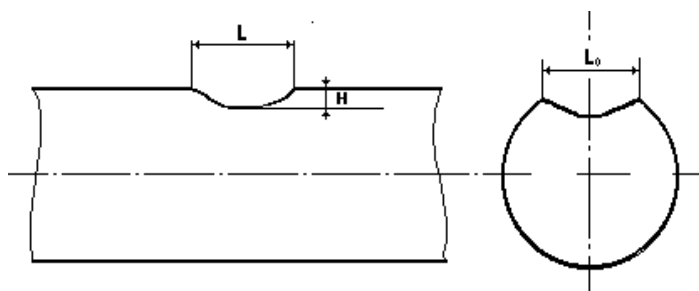
- стенка трубы;
- сварные швы;
- комбинация различных элементов и систем;
- конструктивные элементы.

Далее в работе рассматриваются виды дефектов.

**Дефекты геометрии трубы** возникают из-за изменения ее формы.

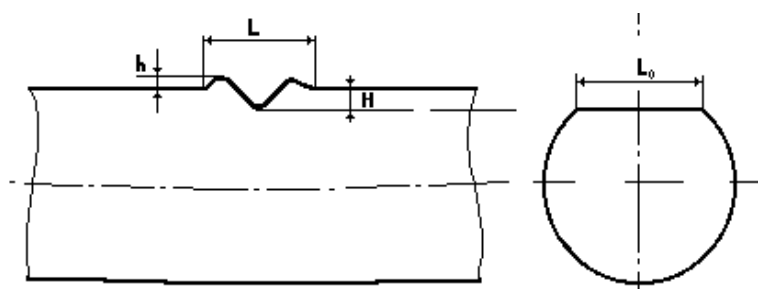
Они бывают следующих форм:

вмятина – к такому типу относится локальное уменьшение проходного сечения трубы. Оно возникает из-за того, что на трубу было осуществлено механическое воздействие, но излом оси трубопровода не произошел. Данный типа дефекта приведен на рис. 17.



**Рис. 17 Вмятина**

гофр – является дефектом, при котором наблюдается чередование выпуклостей и вогнутостей стенки трубы, которые приводят к излому оси. В результате уменьшается проходное сечение нефтепровода. Данный тип дефекта изображен на рис. 18.

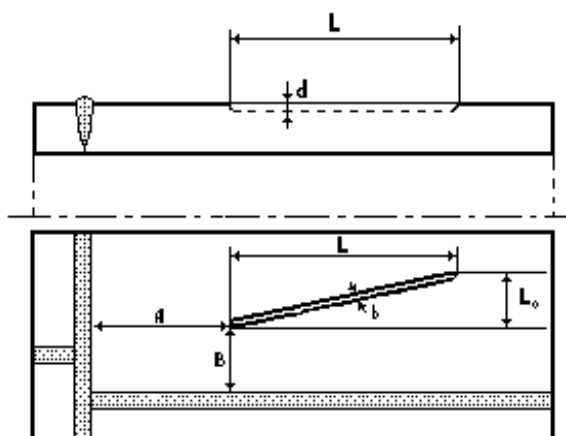


**Рис. 18 Гофр**

Овальностью называется дефект, если имеется отклонение вида сечения трубы от цилиндрической формы. При этом максимальный и минимальный диаметр взаимно перпендикулярны.

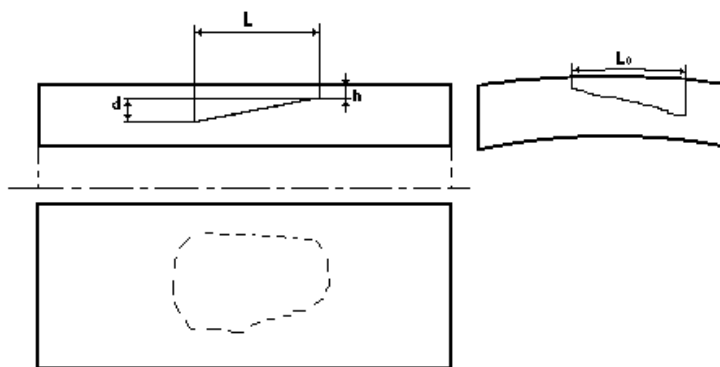
### Дефекты стенки трубы:

- потеря металла- при данном дефекте изменяется значение номинальной толщины стенки трубы, стенка локально утончается из-за того, что было произведено механическое или коррозионное повреждение. Также данный дефект может возникнуть из-за технологии изготовления;
- риска (царапина, задир) – также тип потери металла, который произошел из-за взаимодействия стенки трубы с твердым телом при взаимном перемещении. Риска изображена на рис. 19.



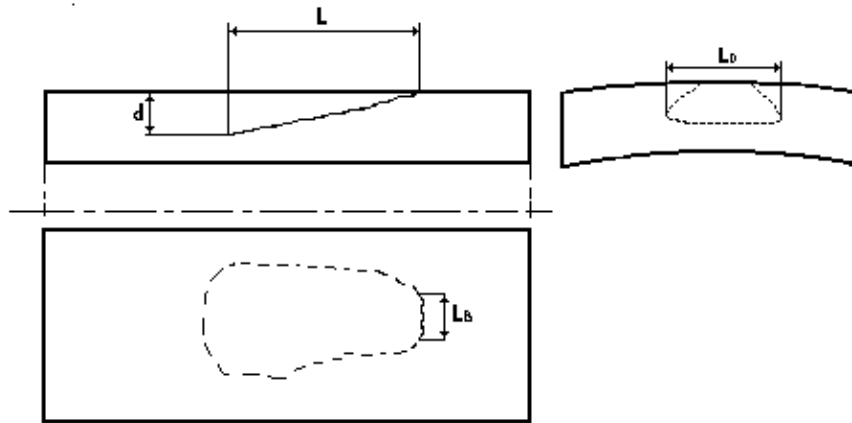
**Рис.19 Риска**

- расслоение - дефект, при котором наблюдается несплошность металла стенки трубы. Приведен на рис. 20.



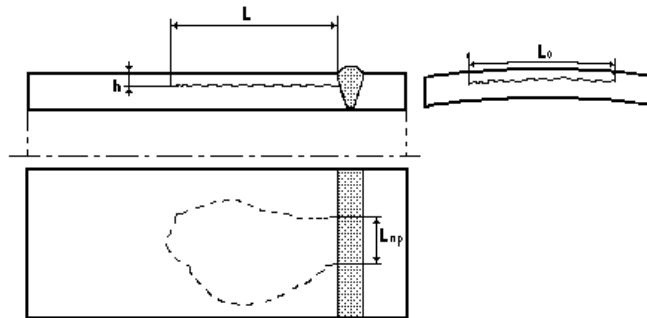
**Рис.20 Расслоение**

- расслоение может произойти с выходом на поверхность (закат, плена прокатная). Данный тип расслоения выходит на внешнюю или внутреннюю поверхность трубы (рис. 21);



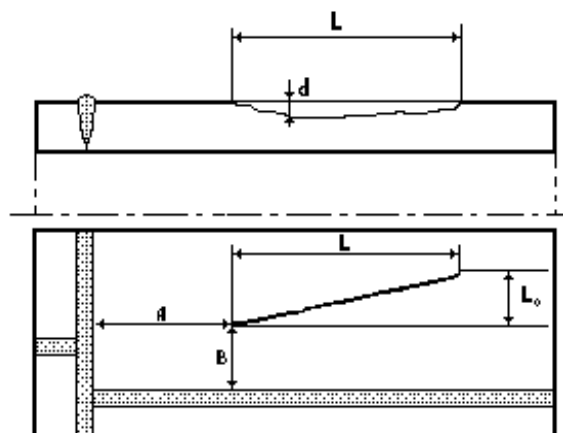
**Рис.21 Расслоение с выходом на поверхность**

расслоение в околошовной зоне - при таком типе расслоения дефект примыкает к сварному шву (рис.22);



**Рис.22 Расслоение в околошовной зоне**

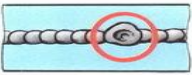
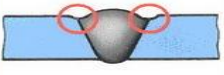



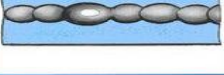



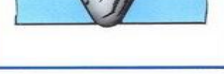


трещина - представляет собой дефект - узкий разрыв металла стенки трубы (рис.23).



**Рис.23 Трещина**

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

**К дефектам сварного шва** относятся типы дефектов, которые возникают непосредственно в сварном шве или в околошовной зоне. Их типы и параметры нормированы. Данные дефекты выявляются любыми методами наружной и внутритрубной диагностики. Дефекты сварного шва могут быть представлены: трещинами, непроварами, несплавлениями, порами, шлаковыми включениями, подрезами, превышениями проплава и другими. Дефекты сварного шва, их краткое описание и изображение приведены на рис. 24.

НАИМЕНОВАНИЕ	ПРИЧИНА	НАИМЕНОВАНИЕ	ПРИЧИНА
<b>КРАТЕРЫ</b> 	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Обрыв дуги</li> <li>- Неправильное выполнение конечного участка шва</li> </ul>	<b>ПОДРЕЗЫ</b> 	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Большой сварочный ток</li> <li>- Длинная дуга</li> <li>- При сварке угловых швов - смещение электрода в сторону вертикальной стенки</li> </ul>
<b>ПОРЫ</b> 	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Быстрое охлаждение шва</li> <li>- Загрязнение кромок маслом, ржавчиной и т.п.</li> <li>- Непросушенные электроды</li> <li>- Высокая скорость сварки</li> </ul>	<b>НЕПРОВАР</b> 	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Малый угол скоса вертикальных кромок</li> <li>- Малый зазор между ними</li> <li>- Загрязнение кромок</li> <li>- Недостаточный сварочный ток</li> <li>- Завышенная скорость сварки</li> </ul>
<b>ВКЛЮЧЕНИЯ ШЛАКА</b> 	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Грязь на кромок</li> <li>- Малый сварочный ток</li> <li>- Большая скорость сварки</li> </ul>	<b>ПРОЖОГ</b> 	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Большой ток при малой скорости сварки</li> <li>- Большой зазор между кромками</li> <li>- Под свариваемый шов плохо поджата флюсовая подушка или медная подкладка</li> </ul>
<b>НЕСПЛАВЛЕНИЯ</b> 	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Плохая зачистка кромок</li> <li>- Большая длина дуги</li> <li>- Недостаточный сварочный ток</li> <li>- Большая скорость сварки</li> </ul>	<b>НЕРАВНОМЕРНАЯ ФОРМА ШВА</b> 	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Неустойчивый режим сварки</li> <li>- Неточное направление электрода</li> </ul>
<b>НАПЛЫВ</b> 	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Большой сварочный ток</li> <li>- Неправильный наклон электрода</li> <li>- Излишне длинная дуга</li> </ul>	<b>ТРЕЩИНЫ</b> 	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Резкое охлаждение конструкции</li> <li>- Высокие напряжения в жестко закрепленных конструкциях</li> <li>- Повышенное содержание серы или фосфора</li> </ul>
<b>СВИЩИ</b> 	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Низкая пластичность металла шва</li> <li>- Образование закалочных структур</li> <li>- Напряжение от неравномерного нагрева</li> </ul>	<b>ПЕРЕГРЕВ (ПЕРЕЖОГ) МЕТАЛЛА</b> 	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Чрезмерный нагрев околошовной зоны</li> <li>- Неправильный выбор тепловой мощности</li> <li>- Завышенные значения мощности пламени или сварочного тока</li> </ul>

**Рис. 24 Дефекты сварного шва**

**Комбинированные дефекты** - комбинации различных типов дефектов, которые приведены выше.

**Недопустимыми конструктивными элементами** называют элементы или соединительные детали, которые не соответствуют требованиям действующей нормативной документации. Такими элементами могут быть

					<i>Последовательность и содержание</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		48



различные фасонные части: тройники, плоские заглушки и днища, сварные секторные отводы, переходники, вварные и накладные заплаты всех диаметров и видов.

Для того, чтобы устранить дефекты магистральных нефтепроводов в настоящее время применяют следующие методы:

- шлифовку;
- заварку;
- установку ремонтной конструкции (муфт, патрубков);
- вырезку дефекта (замену «катушки» или замену участка).

К постоянным методам ремонта, которые позволяют восстановить несущую способность дефектного участка на все время эксплуатации относят шлифовку, заварку, вырезку «катушек» и наложение некоторых видов конструкций.

Шлифовку и заварку можно производить проводится без остановки перекачки нефти. Ремонтные муфты монтируют на действующем нефтепроводе, как во время остановки, так и без остановки перекачки.

Устранять дефекты при капитальном ремонте можно только при давлении в нефтепроводе не выше 2,5 МПа. Запрещено наложение всех видов заплата (вварных, накладных). Исключением могут быть только аварийные ситуации.

#### **2.4.1 Ремонт дефектных мест стенки трубы**

При обнаружении какого-либо дефекта на линейной части МН вся механизированная ремонтная колонна останавливается. После устранения неисправности (дефекта) движение колонны возобновляется в прежнем режиме.

					<i>Последовательность и содержание</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		49

### **Ремонт стенки трубы методом заварки.**

Заварка стенки трубы выполняется только на полностью заполненном трубопроводе. Метод можно применять при наличии коррозии, при которой сохраняется остаточная толщина стенки трубы  $> 5$  мм.

С помощью напильника и шлиф. машинки сварщиком производится зачистка до металлического блеска полости коррозионного повреждения и поверхности трубы в радиусе 2-х диаметров повреждений. Полости повреждения придается форма кратера для качественного наложения валиков заварки. После того, как дефект заварен, наплавленный металл необходимо обработать шлифмашинкой до степени ровной поверхности. Усиление должно составлять не более 1 мм с плавным переходом к основному металлу.

В случае необходимости производится подогрев металла трубы, и выполняются заварка дефекта ручной дуговой сваркой слоями, поверхность заварки обрабатывается шлифмашинкой.

К сварочным работам по ремонту трубопровода допускаются аттестованные сварщики, имеющие соответствующее удостоверение.

### **Ремонт стенки трубы методом шлифовки.**

Метод применим при коррозионных дефектах, мелких трещинах, расслоениях с выходом на поверхность, рисках. С помощью напильника и ручной шлифовальной машины сварщиком производится обработка дефектных мест стенки трубопровода, отмеченных при осмотре мелом. При шлифовке путем снятия металла восстанавливается плавная форма поверхности, при этом производится контроль, чтобы глубина шлифованного участка трубы была не более 20% от номинальной толщины стенки.

					<i>Последовательность и содержание</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		50

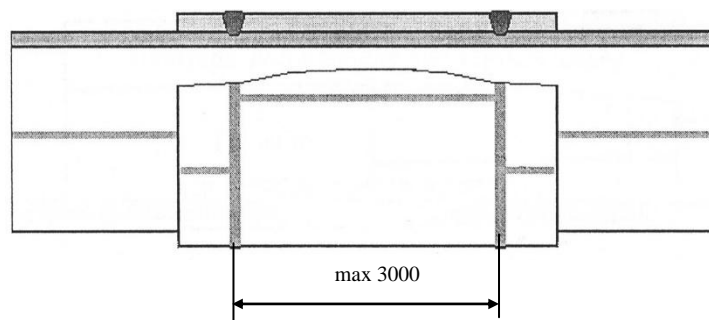
## Ремонт стенки трубы методом ремонтных муфт П2, ПЗ, П5, КМТ.

Ремонт производить при снятии давления в трубопроводе не более 2,5 МПа и 100% наполненности трубопровода.

С помощью шлифмашинки, металлических щеток, подсобные рабочие и сварщики удаляют остатки изоляционного покрытия с поверхности трубы, очищают от ржавчины, окалины, зачищают дефектные места на 30-40 см больше длины дефекта.

С помощью шлифмашинки зачищают поверхность нефтепровода до металлического блеска на 20 мм в каждую сторону от поперечного сварного шва.

Обжимная приварная муфта П2 - это оборудование, предназначенное для устранения дефектов стенки трубы. В ее состав входят две половины (верхняя и нижняя). После установки на трубопровод их сваривают между собой продольными стыковыми швами и из двух разгрузочных колец, установленных по краям муфты и проваривают совместно с муфтой и телом трубы поперечными швами (рис. 25).



**Рис. 25 Обжимная приварная муфта П2**

Детали обжимной приварной муфты П2 доставляются автотранспортом на место производства работ укладываются трубоукладчиком на деревянные подкладки у края траншеи. На трубопровод наносят маркером метки обозначения начала и конца муфты.

					Последовательность и содержание	Лист
						51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Нижняя полумуфта зачаливается стропами и трубоукладчиком укладывается на деревянные подкладки на дне котлована под трубой кромками вверх.

Верхняя полумуфта зачаливается стропами и трубоукладчиком укладывается сверху на трубу по маркерным меркам кромками вниз. Выполняется перестроповка и нижняя полумуфта подтягивается к верхней полумуфте, полумуфты фиксируются друг к другу с помощью шпилек, стропы снимаются.

Производится подогрев трубы и муфты (в случае необходимости), прихватка и сварка продольных стыков муфт одновременно двумя сварщиками с 2-х сторон от центра муфты к краям. Сборные шпильки удаляются, и производится сварка кольцевого стыка муфты с трубой двумя сварщиками одновременно с противоположных сторон. После контроля сварных швов основной муфты устанавливаются разгрузочные кольца по торцам устанавливаемой муфты в порядке аналогично основной муфте.

Галтельные муфты ПЗ, П5 изготавливаются в заводских условиях и доставляются на площадку автотранспортом.

Галтельная муфта ПЗ, П5 - муфты для ремонта сварных кольцевых швов. Муфта изготавливается в виде двух свариваемых обечаек с кольцевым желобом для сварного шва (рис. 26).

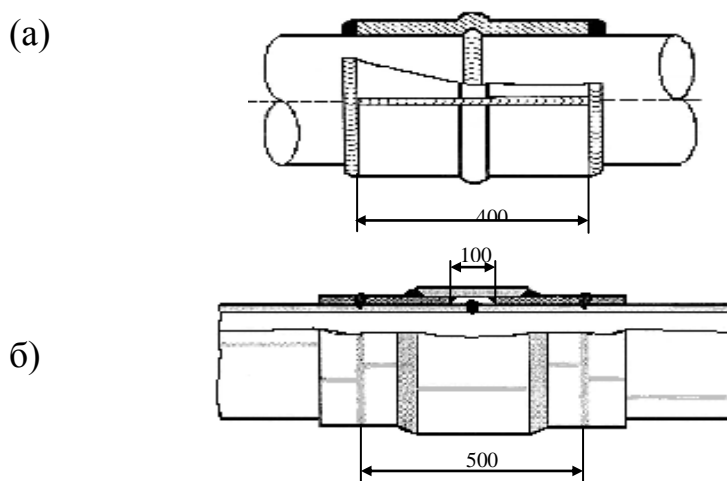
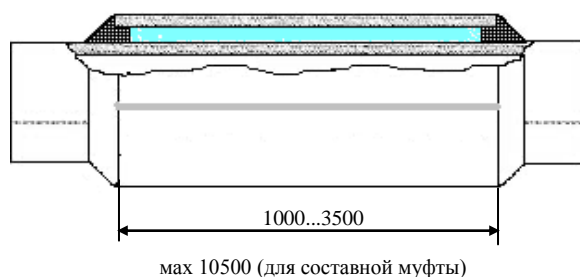


Рис. 26 Галтельная муфта ПЗ (а) и П5 (б)

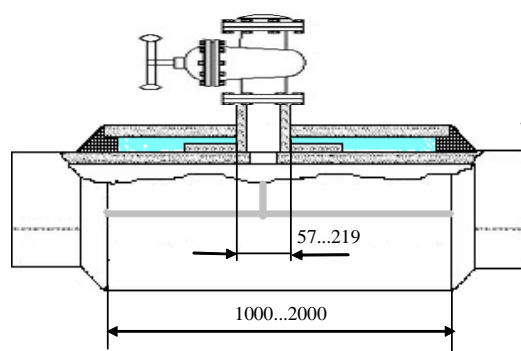
Укладка полумуфт в траншею производится аналогично муфте П2, далее технологические операции предусматриваются в следующем порядке:

- на трубу устанавливается трубокладчиком верхняя полумуфта и ручной дуговой сваркой прихватывается к трубопроводу;
- нижняя полумуфта трубокладчиком подтягивается к верхней, по торцам муфты устанавливаются наружные центраторы и полумуфты стягиваются;
- аналогично собираются технологические кольца на торцах муфты;
- выполняется прихватка и сварка продольных швов муфты без приварки к трубе;
- производится приварка и сварка собранных технологических колец в продольных швах, затем в поперечных швах, сварка выполняется с двух сторон одновременно двумя сварщиками;
- выполняется зачистка всех сварных швов и контроль стыков.

Композитная муфта КМТ - муфта для устранения несоответствий толщин стенки трубы. В ее состав входят две половины стальной муфты. Ее устанавливают на трубе симметрично к дефекту с сохранением кольцевого зазора от 6 мм до 40 мм. Концы кольцевого зазора должны быть заполнены композитным составом, который должен затвердеть до требуемой прочности в течение 24 часов (рис. 27).



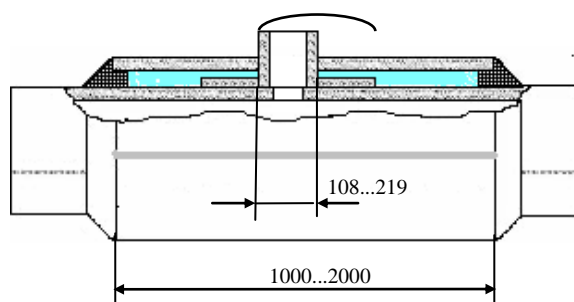
а)



б) (при ремонте вантузов)

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

в)



(при ремонте  
отверстий)

**Рис. 27 Композитная муфта КМТ**

Муфта КМТ монтируется аналогично, но с добавлением технологической операции по заполнению кольцевого зазора композитным составом.

Ремонт дефектов стенки трубы, контроль качества ремонта выполнять в соответствии с РД 153-39.4-086-01 «Методы ремонта дефектных участков действующих магистральных нефтепроводов». Результаты ремонта оформляются документально.

На ремонтные работы по восстановлению стенки трубы составляются акты, установка муфт отмечается в паспорте на трубопровод.

Таблица 12

**Ремонт дефектов методом установки ремонтной конструкции на ограниченный срок при невозможности проведения ремонта вырезкой.**

№ в табл. 5.1	Описание дефекта	Ремонтная конструкция	Срок эксплуатации с момента установки, лет
1.2	Секция с коррозионным повреждением	Муфта П1	3 года
		Муфта П2	1 год
2.1-2.10	Вмятина, вмятина с дополнительным дефектом, вмятина в сочетании с дефектом сварного шва	Муфта П1	3 года
		Муфта П2, муфта П4, муфта П5У, муфта П6	1 год
3.1-3.10	Гофр, гофр с дополнительным дефектом, гофр в сочетании с дефектом сварного шва	Муфта П1	3 года
		Муфта П6, муфта П4	1 год
5.1-5.2,	Потеря металла	Муфта П1	3 года

Лист

Последовательность и содержание

54

Изм. Лист № докум. Подпись Дата

№ в табл. 5.1	Описание дефекта	Ремонтная конструкция	Срок эксплуатации с момента установки, лет
11.1		Муфта П2	1 год
5.3	Уменьшение толщины стенки трубы технологическое	Муфта П1, муфта П2, муфта П5У, муфта П4	3 года
6.1	Механическое повреждение типа «риска»	Муфта П1, муфта П2	3 года
7.1	Трещина	Муфта П1	3 года
7.2	Трещиноподобный коррозионно-механический дефект	Муфта П1	3 года
8.1-8.4	Расслоение, расслоение с выходом на поверхность	Муфта П1, муфта П2, муфта П5У	3 года
9.1-9.14	Дефектный сварной стык, дефект в поперечном сварном шве	Муфта П1 муфта П4 , муфта П5У	3 года
		Муфта П3	1 год
10.1 – 10.10	Дефект продольного, спирального сварного шва	Муфта П1	3 года
13.1-14.1	Вантузы, патрубки отборы давления, механические сигнализаторы пропуска средств очистки и диагностик	Муфта П1В, муфта П1П7, П1В	3 года

### Ремонт дефекта с вырезкой «катушки»

Метод применим при невозможности ремонта трубопровода другими методами (наличие дефекта протяженной длины), а также при недопустимом сужении проходного сечения.

Последовательность работ при врезке «катушки»:

1. Разработать ремонтный котлован, габаритные размеры которого необходимы для проведения ремонтных работ.
2. Осуществить промывку полости задвижек за счет увеличения скорости потока перекачиваемой нефти при уменьшении площади проходного сечения и проверить герметичность их затворов.

					<i>Последовательность и содержание</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		55

3. Провести врезку вантузов, предназначенных для опорожнения ремонтируемого участка и закачки нефти в нефтепровод после ремонта, а также впуска и выпуска газовой среды. Провести опорожнение нефтепровода.

4. Вырезка дефектного участка может выполняться безогневым методом или с использованием энергии взрыва. Безогневая вырезка производится трубрезными машинами с различными типами приводов, а также с помощью автономного взрывозащищенного гидроразрезного комплекса (рис.28).

Перекрытие внутренней полости нефтепровода путем установки герметизирующего устройства типа «Кайман».

Производство сварочных работ, связанных с врезкой нового участка трубы (катушки). Контроль качества сварных соединений и участка нефтепровода.



**Рис. 28 Ремонт дефекта с вырезом катушки**

## **2.5 Изоляционные работы**

Переизоляцию нефтепровода в зимних условиях необходимо производить с помощью механизированного способа с применением битумно-полимерных и термопластичных материалов.

					<i>Последовательность и содержание</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		56



Применяемый в данной работе метод переизоляции отличается тем, что все ремонтные работы производятся в зимних условиях, при температуре окружающего воздуха до - 15 °С.

После того, как были завершены ремонтные работы на трубопроводе, необходимо их повторно очистить от окалины и брызг металла с помощью повторного пропуска очистной машины. Муфты очищаются вручную с применением напильников, ручной шлиф машинки и скребков.

При применяемом виде противокоррозионного покрытия степень очистки должна соответствовать 4 степени очистки стальных поверхностей согласно ВСН 008-88 (не более чем на 10% поверхности трубы имеются пятна или полосы прочно сцепленной окалины и ржавчины, видимые невооруженным глазом).

Изоляцию трубопровода предлагается выполнять изоляционными машинами, а места стыковки отремонтированного участка со «старым» участком, места установки ремонтных муфт, отводов, задвижек, вантузов - вручную.

Расстановка трубоукладчиков выполняется с соблюдением технологических параметров ремонтной колонны, согласно схемы прилагаемой к ПОС монтируется очистная машина и изоляционная машина, подготавливаются изоляционные материалы, заправляется изоляционная машина.

Вначале производится нагрев поверхности трубопровода газовой кольцевой печью до температуры не ниже + 10 °С. Далее на трубу наносится грунтовка машиной МГ 1020 (рис. 29), которая входит в состав комплекса машин для изоляции горячей мастикой. Машина грунтовочная МГ предназначена для нанесения праймера (грунтовки) на очищенную от пыли, грязи и брызг металла наружную поверхность нефтепровода. В качестве праймера используется грунтовка «Транскор», толщина слоя которой после нанесения на нефтепровод составляет 0,1 мм.

					<i>Последовательность и содержание</i>	<i>Лист</i>
						57
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		



**Рис. 29 Машина грунтовочная типа МГ**

Таблица 13

**Основные технические характеристики грунтовочных машин**

	МГ-530	МГ-820	МГ - 1020
Длина, мм	2400	2540	2400
Ширина, мм	1150	1420	1750
Масса, кг	1120	1730	1950
Диаметр изолируемого трубопровода, мм	530	720, 820	1020, 1220
Угол подъёма. преодолеваемый при движении по трубопроводу, град	15	15	15
Потребляемая мощность, кВт	7	9,7	9,7
Силовая цепь,			
Вольт	380	380	380
Гц	50	50	50
Цепь управления			
Вольт	36	36	36
Климатическое исполнение	V	V	V
Категория по ГОСТ 15150-89	1	1	1
Эксплуатация при температуре, °С	-25 ...+ 40	-25 ...+ 40	-25 ...+ 40

В местах установки муфт, задвижек производится вынужденная переустановка грунтовочной машины. Нанесение грунтовки в этих местах производится вручную. Работы организуются таким образом, чтобы расстояние между участком ремонтных работ по восстановлению стенки трубы и участком нанесения изоляции существовал противопожарный разрыв, и обеспечивалась ритмичная работа звена изолировщиков.

					<i>Последовательность и содержание</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		58

При возникновении сложности по организации ритмичной работы планируется пропускать участки ремонта стенки трубы (с подведением временных опор) и после восстановления изолировать вручную, не останавливая движения РСК.

В случае образования на поверхности нефтепровода влаги грунтовку и изоляционные покрытия следует наносить только после предварительной просушки трубопровода сушильными устройствами, исключая возможность образования копоти и других загрязнений на поверхности нефтепровода.

Температурные пределы нанесения грунтовок и покрытий, а также требования к нагреву изолируемого нефтепровода и ленточных покрытий должны соответствовать требованиям технических условий на данный вид ленты.

Температура окружающего воздуха не должна быть ниже – 15 °С.

Изоляционные ленты следует наносить на нефтепровод по свеженанесенной не высохшей грунтовке. При температуре окружающего воздуха ниже +10°С, рулоны ленты и обертки перед нанесением необходимо выдерживать не менее 48 часов в теплом помещении с температурой не ниже + 15°С (но не выше + 45°С). После нанесения грунтовки осуществляется нанесение полимерно-битумной мастики «Транскор» с одновременным нанесением армирующего материала (стеклосетки ССТБ в рулонах) и термоусаживающейся ленты ДРЛ – Л в два слоя. Общая толщина изоляционного покрытия составила 4,5 мм. Все эти работы осуществляются изоляционной машиной МИАБ (машина изоляционная асмольно-битумная), предназначенной для нанесения пластичного изоляционного материала (мастики на основе битумов) методом экструдирования с одновременным нанесением защитной ленточной обёртки (рис. 30).

					<i>Последовательность и содержание</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		59



**Рис. 30** Изоляционная машина типа МИАБ

Таблица 14

**Основные технические характеристики машин МИАБ**

	МИАБ-820	МИАБ 1020	МИАБ-1220
Диаметр изолируемого трубопровода, Мм	820	1020	1220
Длина, мм	4285	4400	4400
Ширина, мм	1420	1750	1750
Угол подъёма преодолеваемый при движении машины по трубопроводу, град	15	15	15
Потребляемая мощность, кВт	9,7	9,7	9,7
Силовая цепь,			
Вольт	380	380	380
Гц	50	50	50
Цепь управления, Вольт	36	36	36
Климатическое исполнение	V	V	V
Категория по ГОСТ 15150-89	1	1	1
Эксплуатация при температуре, °С	-25 ...+ 40	-25 ...+ 40	-25 ...+ 40

Выбранная конструкция изоляционного покрытия выгодно отличается технологичностью нанесения, имеет высокие характеристики по показателям адгезии к стали, диэлектрической сплошности и обладает высокой прочностью за счет применения стеклосетки в качестве армирующего материала и радиационно-обработанной термоусаживающейся ленты в качестве защитной обёртки.

					<i>Последовательность и содержание</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		60

При производстве работ отмечена достаточно высокая скорость нанесения изоляции. Средняя производительность за смену составила 130 погонных метров, максимальная - 310 метров.

Для расплавления мастики, поддержания в расплавленном состоянии и подачи её в изоляционную машину посредством гибкого обогреваемого рукава используется котёл с электроподогревом КАПЭ 3300 (рис. 31). Котел имеет автоматическое регулирование тепловых режимов, исключающее коксование мастики.



**Рис. 31 Плавильный котёл типа КАПЭ**

					<i>Последовательность и содержание</i>	Лист
						61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

**Технические характеристики плавильных котлов типа КАПЭ**

Марка котла	КАПЭ-2400	КАПЭ-3300
Объем расплавленной мастики в котле, м <sup>3</sup>	2,4	3,3
Производительность котла, л/ч:		
при расплавлении мастики, не менее	200	200
при подаче мастики на изоляционную машину	80	80
Максимальная потребляемая мощность, кВт	78,9	93,3
Масса котла с основанием (без учета мастики), кг, не более	4100	4500
Диапазон регулирования температуры, °С	90...200	90...200
Климатическое исполнение	V	V
Диапазон рабочих температур, °С	-25 ...+ 40	-25 ...+ 40
Габаритные размеры, мм:		
длина в рабочем положении, мм	3430	3500
ширина с установленными настилами, мм	3270	3270
высота, мм	2080	2300

Изоляционные ленты и обертки необходимо наносить без гофр, перекосов, морщин, отвисаний с величиной нахлеста для двухслойного - 50% ширины ленты плюс 3 см.

Для обеспечения плотного прилегания лент и оберток по всей защищаемой поверхности и создания герметичности в нахлесте необходимо постоянное натяжение материала с нормативным усилием.

Усилие натяжения измеряют динамометром.

Режимы нанесения изоляции (температура окружающего воздуха, трубы), качество нанесения изоляционного покрытия (толщина, сплошность, адгезия) контролируется приборными методами, и результаты заносятся в журнал «Изоляционно-укладочных работ и ремонта изоляции».

Нанесение изоляции в местах примыкания к существующему изоляционному покрытию выполнять следующим образом:

- очистить участок существующего изоляционного покрытия от посторонних примесей: земли, пыли, снега, льда и рваных частей покрытия;

					<i>Последовательность и содержание</i>	Лист
						62
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- выполнить подогрев участка изоляции до  $t^{\circ}=70-80^{\circ}\text{C}$  горячим воздухом (техническим феном) или нагретым «паяльником» (изготовленным в виде гладкой массивной медной или латунной пластины с ручкой), или другими способами, исключая подогрев открытым пламенем;

- нанести ручную грунтовку «Транскор», 2 слоя полимерно-битумной ленты «Литкор» и защитную обертку «ДРЛ-Л» с нахлестом 10 см по всему периметру.

## 2.6 Контроль качества изоляционных покрытий трубопроводов

В общем случае все виды контроля можно разделить на три группы:

- инспекционный;
- входной;
- операционный.

При инспекционном контроле проверяют:

- наличие нормативно-технической и проектной документации на производство изоляционных работ;
- техническое состояние машин, приборов, оборудования;
- наличие необходимого лабораторного оборудования, контрольно-измерительных приборов и инструментов и их соответствие требованиям ГОСТ, ТУ и других действующих нормативных документов;
- организацию входного контроля качества изоляционных и строительных материалов, изделий, деталей, порядок их хранения и транспортирования;
- ведение учета потерь от брака и рекламаций к поставщикам забракованных материалов и оборудования;
- организацию операционного контроля, а также работу технической инспекции по качеству;
- порядок ведения и оформления исполнительной документации, наличие записей проверяющих лиц и отметок об устранении обнаруженных нарушений.

					<i>Последовательность и содержание</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		63



Входной контроль проводится организацией, получающей материалы, для проверки соответствия их качества техническим паспортам на них. Если технический паспорт отсутствует, то лаборатория строительного-монтажной организации должна дать письменное заключение о возможности применения данного изоляционного материала.

Входной контроль изоляционных материалов производят:

- во время поступления материалов на склад;
- непосредственно перед применением изоляционных материалов уже на строительной площадке.

Входной контроль должен проводиться не позже 10 суток со дня поступления материалов на склад.

Входной контроль на строительной площадке осуществляется представителем заказчика выборочно, при выездах на место проведения работ не реже 1 раза в 10 дней. В частности, при входном контроле изоляционных мастик заводского изготовления проверяются температура размягчения, пенетрация, растяжимость и водонасыщение.

У армирующих материалов проверяют ширину рулона, сопротивление материала разрыву, изгиб под углом 180° до появления трещины (число изгибов должно быть не менее 10).

При приеме полимерных и полимерно-мастичных лент контролируются: наличие в рулонах лент телескопического сдвига слоев, отсутствие перехода клеевого слоя на другую сторону ленты, наличие сквозных повреждений в рулоне ленты, возможность разматывания рулонов при температуре применения. Кроме того, производится подбор рулонов изоляционных лент одинаковой длины.

К входному контролю относится проверка условий хранения и транспортировки изоляционных материалов, которая должна производиться периодически 1 раз в месяц.

Изоляционные материалы на основе битумов требуется хранить на специальных площадках, оборудованных настилом и навесом.

					<i>Последовательность и содержание</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		64



Материалы для изоляции следует хранить в закрытых помещениях на складах (изоляционные рулоны, армирующие и оберточные материалы, грунтовку, растворители, пластификаторы и другие материалы и оборудование).

Температура хранения должна составлять:

- для битумных мастик и полимерных лент < + 40 °С;
- для битумно-полимерных и асмольно-полимерных лент < + 30 °С.

Сроки хранения изоляционных материалов со дня изготовления:

- битумно-полимерных лент - 6 мес;
- изоляционной ленты ДРЛ-Л и оберточной ленты ПЭКОМ - 2 года.

Необходимо производить операционный контроль, подразумевает проверку отдельных операций и готового покрытия при изоляции трубопровода.

Во время нанесения изоляции на битумной основе необходимо контролировать следующие операции и параметры:

- качество очистки поверхности трубы;
- толщину грунтовки;
- адгезию (прилипаемость) слоя мастики;
- толщину изоляции;
- сплошность покрытия.

Правилами капитального ремонта подземных трубопроводов определяется способ оценки качества очистки поверхности визуальным осмотром с помощью пластины из прозрачного материала размером 25x25 мм с взаимно перпендикулярными линиями, образующими квадратики размером 2,5x2,5 мм.

Степень очистки поверхности можно считать удовлетворительной, если окалина и ржавчина занимают не более 10 % площади пластины при подготовке поверхности под пленочные покрытия и не более 30 % площади пластины при подготовке поверхности под битумно-мастичные покрытия.

					<i>Последовательность и содержание</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		65

При осуществлении визуального контроля для определения степени очистки пользуют также способ сравнения очищенной поверхности с эталонными образцами.

Также проводят контроль очистки поверхности и инструментальным способом. В частности, ВНИИСТом разработаны приборы УКСО-1 и УКСО-2, с помощью которых можно определять качество очищенной поверхности трубопровода путем измерения электрической проводимости поверхностного слоя. Имеются и другие приборы, которые работают по принципу измерения светоотражающей способности контролируемой поверхности. (рис.32)



**Рис.32 Прибор для контроля качества изоляционного покрытия**

При осуществлении контроля качества грунтовки во время ее приготовления необходимо проверять дозировку компонентов, однородность, вязкость и плотность. В процессе нанесения ее на трубопровод, должны соблюдаться следующие условия: нанесение сплошным и равномерным слоем, без допуска пропусков, подтеков, сгустков, образования пузырей и наплывов.

Толщина грунтовки должны быть измерена с помощью электронного толщиномера.

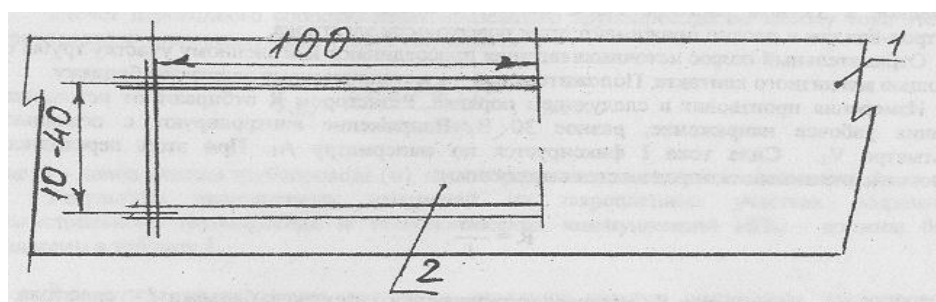
Адгезию (прилипаемость) изоляции на битумной основе можно контролировать разными способами.

К первому способу относится надрезание покрытия в виде равностороннего треугольника с углом  $60^\circ$  в вершине и длиной стороны 3 - 5 см и отслаивание вершины надреза. Изоляцию можно считать удовлетворительной, если не происходит ее отслаивания, а при отрыве часть мастики остается на поверхности. Если при отрыве изоляционное покрытие удаляется сплошным полотном, то такая изоляция считается бракованной.

Второй способ - с использованием адгезиметра АР 2. Подвижные ролики адгезиметра АР-2 устанавливаются в соответствующие гнезда в зависимости от диаметра трубы. С помощью ножей, закрепленных на корпусе, вырезают полосу покрытия шириной от 10 до 40 мм в зависимости от ожидаемой адгезии (рис. 33). Стальным ножом надрезают конец вырезанной полосы, затем его поднимают и закрепляют в зажиме прибора. Передвижением адгезиметра измеряется усилие отслаивания вырезанной полосы при её отрыве на 100 мм. Адгезия защитных покрытий рассчитывается по формуле:

$$A = \frac{F}{b},$$

где  $F$  — усилие отслаивания ленты;  $b$  — ширина отслаиваемой ленты.



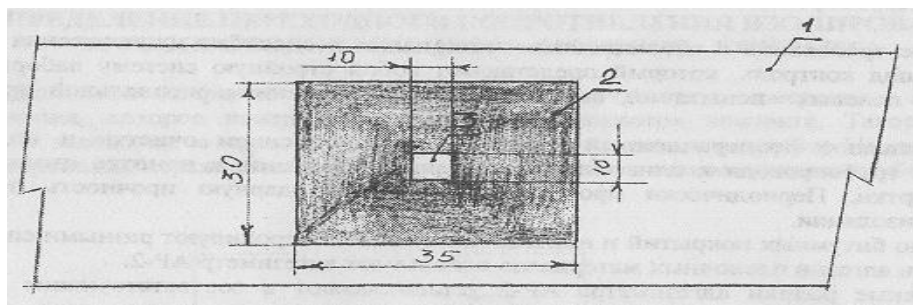
**Рис. 33 Вырезка эталонной полосы из защитного покрытия для определения адгезии:**

1 - изоляционное покрытие; 2 - эталонная полоса

Адгезия защитного покрытия из пленочных материалов равняется среднему арифметическому значению из результатов трех измерений.

					<i>Последовательность и содержание</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

Третий способ - с помощью адгезиметров (типа СМ-1, АМЦ2-20). На нижнем основании корпуса прибора укреплены три опорных ножа, предназначенные для крепления прибора на поверхности изолированного трубопровода. В комплект прибора входит стальной нож для надреза размером 10x10 мм в испытываемом защитном покрытии до металла (рис. 34).



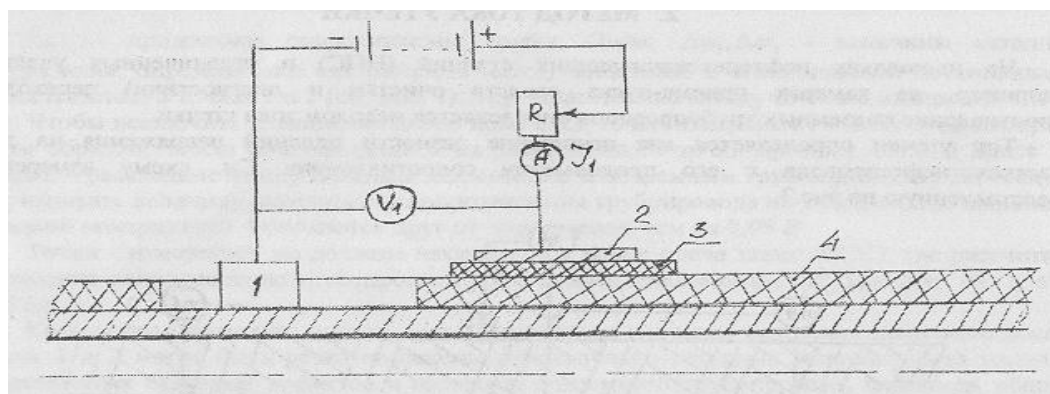
**Рис. 34 Образец для определения адгезии мастичной изоляции:**

1 - защитное покрытие; 2 - очищенная площадка размером 30x35 мм; 3 – образец покрытия

Вокруг надреза расчищают площадку (снимают покрытие) размером 30x35 мм для сдвига образца. Затем определяют усилие сдвига образца защитного покрытия. Визуально определяют характер разрушения (адгезионный, когезионный, смешанный). Адгезию защищаемого покрытия характеризует усилие сдвига образца площадью 1 см<sup>2</sup>. Измерения производят при температуре защитного покрытия от - 15 до + 25 °С.

Величина адгезии составила 0,36 МПа или 36 Н/см<sup>2</sup>.

Изоляционное покрытие после его нанесения аттестуется измерением переходного сопротивления, характеризующего толщину изоляции, которое контролируется методом «мокрого» контакта. Такое измерение проводят в заводских и трассовых условиях в одном сечении трубы. На действующих нефтегазопроводах переходное сопротивление измеряют в одном сечении трубы по центру шурфа (рис. 35).



**Рис. 35. Схема испытания защитного покрытия методом «мокрого» контакта:**

1 - механический контакт; 2 - металлический электрод-бандаж; 3 - тканевое полотенце; 4 - защитное покрытие; 5 - участок трубопровода

В месте измерения очищается поверхность защитного покрытия от загрязнений и влаги. По периметру на изолированную поверхность трубы накладывается тканевое полотенце, смоченное в 3%-ном растворе NaCl. Затем на полотенце накладывают металлический электрод-бандаж и плотно прижимают его к поверхности электрода.

Отрицательный полюс источника питания присоединяют к оголенному участку трубы с помощью магнитного контакта. Положительный – к металлическому электроду-бандажу.

Порядок измерения. С помощью резистора R отбираем от источника питания рабочее напряжение, равное 30 В, и контролируем его вольтметром  $V_1$ . Сила тока  $I$  фиксируется по амперметру  $A_1$ . Переходное сопротивление изоляции определяется :

$$R = \frac{U \cdot S}{I},$$

где  $U$ -рабочее напряжение;  $S$  - площадь металлического электрода-бандажа;  $I$ - сила тока.

Толщину изоляционного слоя рекомендуется контролировать с помощью вихретоковых толщиномеров, предел измерения толщины от 0 до 10 мм.

Сплошность покрытия (наличие сквозных дефектов) контролируется визуально и искровым дефектоскопом различных типов.

Искровой дефектоскоп ИДМ-1 предназначен для контроля качества (сплошности) диэлектрических изоляционных покрытий трубопроводов (полимерных, мастичных и эпоксидных) в процессе их прокладки и ремонта.

Может быть использован как автономно, так и в составе комплексов автоматического контроля, т. е. позволяет осуществлять дистанционное управление и подключать регистратор дефектов.

Условия эксплуатации:

1. Температура от - 30 до + 50°С;
2. Влажность до 80% при температуре + 25°С;
3. Вибрации - частота от 5 до 80 Гц, с амплитудой 0,15 мм и ускорением 19,6 м/сек<sup>2</sup>.

Состав аппаратуры ИДМ-1:

1. Блок электроники ИДМ - 1 – БЭ;
2. Трансформатор повышающий ИДМ 1 –ТП;
3. Комплект кабелей ИДМ – 1 – ИА;
4. Паспорт ИДМ – 1 – ПС;
5. Ящик транспортировочный ИДМ – 1 – ЯТ.

Конструктивно ИДМ-1 выполнен в виде двух блоков:

- Блока электроники (ИДМ - 1 - БЭ);
- Трансформатора повышающего (ИДМ- 1 -ТП).

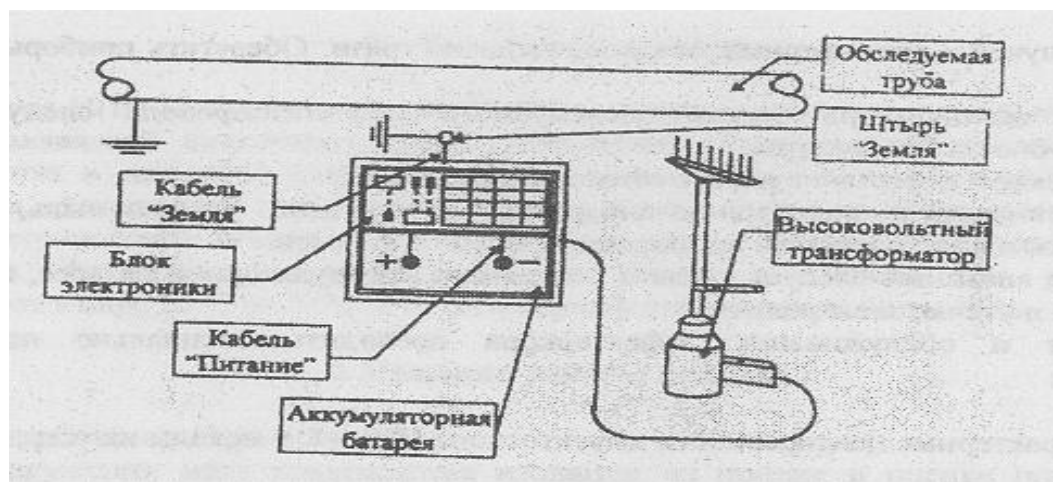
Трансформатор высоковольтный (рис. 22) заключен в диэлектрический кожух (текстолит или фторопласт), высокое напряжение в рабочую зону подается с помощью высоковольтного кабеля, заключенного в жесткую трубчатую конструкцию и щетки

					<i>Последовательность и содержание</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		70



**Рис. 36 Трансформатор высоковольтный**

Для удобства работы предусмотрены две ручки основная и поддерживающая из диэлектрического материала. На основной ручке расположена кнопка дистанционного включения генерации высокого напряжения. С блоком электроники высоковольтный трансформатор соединен специальным кабелем с разъемом.



**Рис. 37. Схема рабочего соединения**

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Порядок работы:

1. Собирается рабочая схема (рис. 37).
2. Забивается в землю штырь «Земля» в непосредственной близости от обследуемой трубы и с помощью кабеля «Земля» соединяется с клеммой «Земля» блока электроники.
3. Заземляется обследуемая труба. При отсутствии такого Заземления кабель «Земля» присоединяется непосредственно к трубе.
4. Проверяется напряжение аккумуляторной батареи, которое должно быть не меньше 10,8 Вольт, если оно меньше, то заменяется или заряжается батарея.
5. Выбирается режим индикации (звуковой, световой) наличия дефекта (пробоя, разряда) нажатием кнопки «Режим».

Нажатием одной из кнопок переключателя «Уровень» выбирается напряжение испытания (напряжение соответствует самой правой утопленной кнопке, положение кнопок левее может быть произвольным).

6. Обследуется изоляция трубопровода лёгким поглаживанием поверхности изолированной трубы щеткой высоковольтного трансформатора, причем генерация высоковольтного напряжения производится только при нажатой кнопке дистанционного управления, расположенной на основной ручке высоковольтного трансформатора. При опускании кнопки генерация высоковольтного напряжения прекращается.

Если изоляция имеет проколы, трещины или аналогичные дефекты (нарушения сплошности покрытия) в этом месте на кончике щетки образуется искра, слышен характерный треск электрического разряда и в то же время засветится индикатор «Дефект» на лицевой панели блока электроники и будет слышен звуковой сигнал электронного зуммера.



### 3. Засыпка траншеи нефтепровода

Непосредственно после завершения укладочных работ или ремонта трубопровода следует засыпать траншею (в течение 24 ч).

При выполнении засыпки трубопроводов должна быть обеспечена сохранность трубопроводов и изоляционного покрытия. Также необходимо обеспечить условия полного прилегания трубопровода к дну траншеи.

Засыпку участков, которые были отремонтированы по способу без подъема трубопровода с сохранением его положения, необходимо проводить в два этапа.

Первоначально необходимо производить присыпку, причем обязательно с обеих сторон траншеи. При этом должно быть соблюдено условие: грунт не должен закрывать верхнюю часть трубопровода.

Подбивка грунта присыпки под трубопровод необходимо выполнять с помощью механизированного способа с использованием различных устройств.

Окончательную засыпку трубопровода в обычных условиях осуществляют преимущественно с помощью параллельных бульдозеров, с использованием косо-перекрестных и (или) комбинированных проходов.

Для того, чтобы бульдозер свободно маневрировал при засыпке, требуется создание широкой полосы отчуждения со стороны насыпи. Однако, это не допускается на посевных территориях и в лесах. Кроме того, необходимо заметить, что применение бульдозера при наличии параллельно лежащих трубопроводов также недопустимо, так как это может повредить их.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
					<i>Капитальный ремонт трубопровода без поднятия с</i>			
Разраб.		Сухотин С.В.			Засыпка траншеи нефтепровода	Лит.	Лист	Листов
Провер.		Крец В.Г.					73	109
Реценз.						НИ ТПУ гр. 3-2БЗА		
Н. Контр.								
Утверд.		Брусник О.В.						

#### 4. Расчеты эксплуатационных затрат на ремонт врезкой катушки

В экономической части произведены расчеты эксплуатационных затрат на ремонт и устранение дефектов ПОР с проведением экономического расчета, ремонта врезкой катушки.

Эксплуатационные затраты на устранение дефектов состоят из следующих элементов:

1. затраты на материалы
2. затраты на оплату труда
3. отчисления на соц. нужды
4. амортизация
5. прочие затраты

Стоимость материалов и оборудования взята по прайс-листам оборудования заводов-изготовителей за 2018 год.

Результаты расчетов полной стоимости оборудования для ремонта приведены в таблице 16, (транспортные расходы составляют 2%, строительного-монтажные 5% от стоимости оборудования).

Далее производим расчет амортизационных отчислений, результаты заносим в таблице 17.

					<i>Капитальный ремонт трубопровода без поднятия с</i>				
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>					
<i>Разраб.</i>		<i>Сухотин С.В.</i>			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>		
<i>Провер.</i>		<i>Крец В.Г.</i>				74	109		
<i>Реценз.</i>					<i>Расчет эксплуатационных затрат на ремонт врезкой катушки</i>				
<i>Н. Контр.</i>				<i>НИ ТПУ гр. 3-2БЗА</i>					
<i>Утверд.</i>		<i>Брусник О.В.</i>							

**Потребность оборудования необходимого для ремонта врезкой катушки**

Наименование	Марка	Кол-во	Цена ед., руб.	Стоимость всего оборудования, руб.	Транспортные расходы, руб.	Стоимость монтажа, руб.	Полная стоимость, руб.
Бульдозер	Komatsu D 63E-12	1	8800000	8800000	176000	440000	9416000
Экскаватор	Daewoo SOLARL 180W-V	1	5500000	5500000	110000	275000	5885000
Сварочная машина	Lincoln Electric Invertec V350-PRO	1	465000	465000	9300	23250	497550
Самосвальная машина	Урал 5557-6121-74	1	3800000	3800000	76000	190000	4066000
Вахтовая машина	Урал 3255"	1	2800000	2800000	56000	140000	2996000
Трал	КРАЗ 6443-080-02	1	2100000	2100000	42000	105000	2247000
Трубоискатель	ТИ-12	1	200000	200000	4000	10000	214000
Ручная шлифовальная машина		1	13000	13000	260	650	13910
Итого:		8					25335460

**Расчет амортизационных отчислений для ремонта врезкой катушки**

Наименование	Марка	Кол-во	Полная стоимость, руб.	Норма амортизации, %	Сумма амортизации, руб.
Бульдозер	Komatsu D 63E-12	1	9416000	20	1883200
Экскаватор	Daewoo SOLAR L 180W-V	1	5885000	20	1177000
Сварочная машина	Lincoln Electric Invertec V350-PRO	1	497550	20	99510
Самосвальная машина	Урал 5557-6121-74	1	4066000	20	813200
Вахтовая машина	Урал 3255	1	2996000	20	599200
Трал	КРАЗ 6443-080-02	1	2247000	20	449400
Трубоискатель	ТИ-12	1	214000	10	21400
Ручная шлифовальная машина		1	13910	10	1391
Итого:		8	25335460		5044301

Далее определяем машино-часы, отработанные оборудованием на объекте по формуле:

$$M = D * C * K, \quad (1)$$

где  $D$  – продолжительность периода, дни;

$C$  – время смены, часы;

$K$  – количество машин.

Амортизация за отработанный период:

$$A_{об} = \frac{A_{год}}{M_{год}} * M_{об}, \quad (2)$$

где  $A_{год}$  – амортизационные отчисления за год, руб.;

$M_{год}$  – машино-часы отработанные оборудованием за год;

$M_{об}$  – машино-часы отработанные оборудованием за время ремонта.

Для врезки катушки:

$$M_{об} = 2 * 8 * 8 = 128 \text{ маш.-час.}$$

Количество машино-часов работы за год составит:

$$M_{год} = 259 * 8 * 8 = 16576 \text{ маш.-час.}$$

$$A_{об} = 5044301 / 16576 * 128 = 38952,1 \text{ руб.}$$

Далее определим затраты на оплату труда работников за период ремонта с учетом премии и районного коэффициента. Расчеты фонда оплаты труда работников сведены в таблице 18.

					<i>Расчет эксплуатационных затрат на</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		77



Далее определим стоимость основных и вспомогательных материалов.

Таблица 19

**Статья материалы врезки катушки по данным за 2018 год**

Наименование материалов	Кол-во	Цена, руб.	Сумма, руб.
Катушка, кг	1	950000	950000
Электроды 3 мм, кг.	2,5	225	562,5
Электроды 5 мм, кг.	15	195	2925
Круги отрезные	1	90	90
Круги шлифовальные	2	90	180
Грунтовка «Транскор», кг	7	100	500
Полимерно-битумная мастика «Транскор», кг	30	632	1896
Армирующий материал (стеклосетка ССТБ в рулонах), кг	40	200	8000
Термоусаживающейся ленты ДРЛ -Л, кг	60	240	14400
Абразивная дробь, кг	500	60	30000
Итого:			1008053,5
Транспортные расходы, 5%			50402,6
Итого с учетом транспортных налогов:			1058456,1

Прочие расходы включают в себя: ремонт оборудования, накладные расходы, содержание АУП и т.д. и составляют 40% от прямых затрат.

Смета затрат на устранение дефектов участка трубопровода представлена в таблице 20.

Таблица 20

**Смета затрат на устранение дефектов участка трубопровода**

№	Наименование статей	Вырезка катушки	
		тыс. руб.	уд. вес, %
1	Материальные	1058,5	66,6
2	Оплата труда	35,4	2,3
4	Амортизация	39	2,4
5	Прочие затраты	456,8	28,7
	Всего затрат:	1589,7	100

Итог: Затраты на устранение дефекта методом врезки катушки = 1589,7 тыс. руб.



## 5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В данной работе рассматривается проведение капитального ремонта магистрального трубопровода без поднятия с заменой изоляции. Основным рабочим местом при производстве работ является открытый воздух. Работы производятся в дневное время суток.

### 5.1 Производственная безопасность

В таблице 21 указаны основные элементы производственного процесса, которые формируют опасные и вредные факторы.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
					Капитальный ремонт трубопровода без поднятия с			
Разраб.		Сухотин С.В.			Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов
Провер.		Крец В.Г.					81	109
Реценз.						НИ ТПУ зр. 3-2БЗА		
Н. Контр.								
Утверд.		Брусник О.В.						

**Основные элементы производственного процесса, формирующие  
опасные и вредные факторы при выполнении ремонтных работ на  
магистральном газопроводе**

Этапы работ	Наименование запроектованных работ и параметров производства	Факторы (ГОСТ 12.0.003-15)		Нормативный документ
		Опасные	Вредные	
1. Полевой	Ремонтные работы на магистральном газопроводе	1. Движение машин и механизмов производственного оборудования (в т.ч. грузо-подъемных) 2. Применение электрической дуги и металлических искр при сварке 3. Взрывоопасность и пожароопасность 4. Электрический ток.	1. Повышенный уровень шума. 2. Повышение запыленности и загазованности воздуха рабочей зоны. 3. Отклонение показателей климата. 4. Повреждение из-за контакта с животными и насекомыми	ГОСТ 12.0.003-15 ГОСТ 12.1.012-90 ГОСТ 12.1.004-91 ГОСТ 12.1.005-88 ГОСТ 12.1.003-83 ВСН 51-1-80 ГОСТ 12.3.009-76

Бригада по ремонту на МН, при выезде на огневые работы, должна иметь обеспечение спецодеждой и средствами технической безопасности. Данные требования формируют «Правила безопасности при проведении огневых работ на МН».

К работе возможен допуск лиц, которые имеют соответствующее специальное образование, прошли медицинский осмотр, инструктаж по охране труда, а также проверку знаний.

Непосредственные руководители работ и исполнители должны проводить постоянные проверки знаний правил безопасности.

Перед тем, как приступать к работе, результаты данных проверок должны быть зафиксированы в «Журнале инструктажа на рабочем месте».

Работники бригады должны обладать знаниями и умениям самостоятельно оказывать первую помощь пострадавшему.

У бригады должна быть в наличии аптечка первой помощи, пополняемая медикаментами по мере их расходования и истечения срока годности.

## **5.2 Анализ основных опасных факторов и мероприятия по их устранению**

Далее в работе приводится анализ основных опасных факторов и мероприятий.

*1. Движение машин и механизмов производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемных)*

Одним из важнейших нормативных документов, используемых при эксплуатации машин и механизмов является СНиП III-4-80. Техника безопасности в строительстве. Также следует использовать «Правила устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов» и инструкции заводов-изготовителей.

В обязанности руководителей организаций, которые выполняют строительно-монтажные работы с применением строительных машин и

					<b>Социальная ответственность</b>	<i>Лист</i>
						83
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

механизмов, входит назначение ИТР (инженерно-технических работников), которые будут нести ответственность за безопасное проведение этих работ. ИТР выбираются из числа лиц, прошедших проверку знаний на правила и инструкции по безопасному ведению работ с применением движущихся машин и механизмов производственного оборудования.

В обязанности ответственных лиц входит обеспечение проведения технического обслуживания и ремонта машин и оборудования в соответствии с требованиями нормативной документации и инструкций завода-изготовителя.

До начала работы с применением машин и механизмов руководитель работы должен определить схему движения и место установки их места, и способы зануления (заземления) машин, имеющих электропривод, указать способы взаимодействия и сигнализации машиниста (оператора) с рабочим-сигнальщиком, обслуживающим машины, определить (при необходимости) местонахождение сигнальщика, а также обеспечить надлежащее освещение рабочей зоны.

На месте работы машин и механизмов должно быть обеспечено хорошее обозрение рабочей зоны и маневрирование. Если машинист или моторист, управляющий машиной, не имеет достаточную обзорность рабочей зоны или не видит рабочего (специально выделенного сигнальщика), подающего ему сигналы, между машинистом и сигнальщиком необходимо установить двухстороннюю радио- или телефонную связь. Не допускается промежуточный сигнальщик для передачи сигналов машинисту.

Значение сигналов, подаваемых в процессе работы или передвижения машины, механизма, оборудования, должно быть разъяснено лицам, участвующим в работе. В зоне работы оборудования должны быть установлены знаки безопасности и предупредительные надписи. Запрещается оставлять без надзора оборудование, машину с работающим (включенным) двигателем.

					<b>Социальная ответственность</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		84

При погрузочно-разгрузочных работах следует руководствоваться ГОСТ 12.3.009-76, СНиП III-4-80. Строповать грузы следует инвентарными стропами или специальными грузозахватными устройствами, изготовленными по утвержденному проекту (чертежу). Способы строповки должны исключать падение или скольжение застропованного груза. Установка (укладка) грузов на транспортные средства должна обеспечивать устойчивое положение транспортного средства и груза при погрузке, транспортировке и разгрузке.

Запрещается при выполнении погрузочно-разгрузочных работ строповка груза, находящегося в неустойчивом положении, а также смещение строповочных приспособлений на приподнятом грузе.

Такелажные приспособления (пеньковые канаты, тросы, стропы, цепи) и грузоподъемные механизмы (тали, лебедки, краны), применяемые при эксплуатации и ремонте, должны быть проверены и снабжены клеймами или бирками с указанием допустимых нагрузок, дат приведенного и очередного испытания.

При погрузке и разгрузке труб должны быть приняты меры против самопроизвольного их скатывания со штабелей или транспортных средств.

## *2. Электрическая дуга и металлические искры при сварке*

Допускаются к сварочным работам на газонефтепроводе и газоопасном оборудовании сварщики, прошедшие курсовое обучение, проверку знаний (аттестацию) в соответствии с «Правилами аттестации сварщиков» и получившие удостоверение на право производства сварочных работ для способа и положения сварки, а также типа свариваемого металла, аналогичных предстоящим условиям сварки.

Сварщики и их помощники обязаны работать с применением соответствующих СИЗ, в том числе надевать спецодежду и спецобувь, а также пользоваться защитным щитком или маской. При потолочной сварке

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		85

сварщик должен дополнительно надевать асбестовые или брезентовые нарукавники.

При сварке цветных металлов и сплавов, содержащих цинк, медь или свинец, сварщик должен пользоваться и соответствующим противогазом.

Газорезчики должны работать в очках со специальными светофильтрами.

При зачистке сварных швов от шлака и графа работники должны быть в предохранительных очках.

Для подвода тока к электродержателю должны применять гибкие изолированные провода, защищенные от повреждений. Запрещается применять провода с нарушенной изоляцией.

Сварочный аппарат и вспомогательные устройства должны располагать не ближе 20м от места огневой работы.

После окончания работы или перерыва в ней электросварочный аппарат должен быть выключен.

Чтобы избежать неблагоприятного воздействия производственных факторов, характерных для электросварки, необходимо не допускать облучения сварочной дугой глаз и открытых участков кожи, защищать их от попадания искр и брызг металла и шлака и, наконец, препятствовать попаданию в органы дыхания сварочного аэрозоля. Работники, занятые производством газопламенных и электросварочных работ, должны обеспечиваться средствами индивидуальной защиты, в соответствии с Правилами обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты.

Применяемые средства индивидуальной защиты должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.4.011-89 «Средства защиты работающих. Общие требования и классификации».

Выбор конкретных типов средств индивидуальной защиты должен проводиться в зависимости от вида работ и применяемых веществ, и материалов. Защитные средства, выдаваемые в индивидуальном порядке,

					<b>Социальная ответственность</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		86

должны находиться во время работы у работника или на его рабочем месте. Выбор СИЗ следует определять в зависимости от уровня загрязнения воздушной среды и поверхностей изделия токсичными веществами, интенсивности шума, вибрации, степени электробезопасности, микроклимата на рабочем месте и характера выполняемой работы. СИЗОД применяются в том случае, когда при помощи вентиляции не обеспечивается требуемая чистота воздуха рабочей зоны, предусмотренная требованиями ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».

Выбор СИЗ лица и органов зрения должен производиться в зависимости от методов, режимов и видов работ, интенсивности излучения, индивидуальной особенности зрения. Для защиты глаз от излучения, искр и брызг расплавленного металла и пыли должны применяться защитные очки типа ЗП и ЗН. Выбор защитных очков следует производить в соответствии с требованиями. Допускается использование светофильтров.

При ручной и механической газовой резке, ручной сварке, газовой строжке, газовой выплавке пороков металла и при нагреве изделий и ПН газосварщики и газорезчики должны быть обеспечены защитными очками закрытого типа со стеклами марки ТС-2, имеющими плотность светофильтров ГС-3, при использовании горелок (резаков) с расходом ацетилена до 750 л/ч, ГС-7 - до 2500 л/ч и ГС-12 - свыше 2500 л/ч.

### *3. Взрывоопасность и пожароопасность*

Согласно (Техническому регламенту о требованиях пожарной безопасности ФЗ №123 от 22.06.2008) и установленном на предприятии положении о разграничении ответственности при проведении плановых работ на линейной части магистральных газонефтепроводов, ответственность за производство огневых работ возлагается на одного из аттестованных руководителей.

Все работники, занятые на ремонтных работах на линейной части

					<b>Социальная ответственность</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		87

магистральных газонефтепроводов, должны пройти противопожарный инструктаж и сдать зачет по пожарно-техническому минимуму, знать и выполнять инструкции по пожарной безопасности на рабочем месте, уметь пользоваться первичными средствами пожаротушения.

Непосредственные исполнители огневых работ (электросварщик, газосварщик, газорезчик) должны иметь квалификационное удостоверение на право выполнения этих работ, удостоверение о проверке знаний по технике безопасности с талоном по пожарной безопасности и правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей (для электросварщиков в объеме не ниже 2 квалификационной группы).

Проведение огневых работ при замене дефектных участков на объектах магистральных нефтепроводов осуществляется согласно, предварительно составленных и утвержденных, ППР, по нарядам-допускам, оформленным в соответствии с Регламентом оформления нарядов-допусков на огневые, газоопасные и другие работы повышенной опасности на взрывопожароопасных и пожароопасных объектах МН.

На месте производства работ устанавливается противопожарный режим, определяются места размещения и допустимое количество горючих материалов, порядок проведения огневых работ.

Места для курения разрешается устраивать на расстоянии, не ближе 100 м от места производства работ, оборудованном согласно правилам и нормам.

Место производства работ, в радиусе 20 м от вскрытой траншеи, должно быть обозначено (ограждено) предупредительными знаками, в ночное время - освещаться световыми сигналами, а при необходимости должны быть выставлены посты с целью исключения пребывания посторонних лиц в опасной зоне. Недопустима замазученность территории производства работ нефтью и нефтепродуктами, наличие на территории сгораемых материалов и т. п.

Запрещается работа в одежде и обуви, пропитанных нефтью или легковоспламеняющимися жидкостями.

					<b>Социальная ответственность</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		88



Автомобили, спецтехника, оборудование и механизмы, а также технические средства, не используемые при работе, следует располагать по отношению к земляным амбарам и ремонтному котловану с наветренной стороны на расстоянии, не ближе 100 м. Выхлопные трубы от двигателей внутреннего сгорания машин и механизмов должны быть оборудованы искрогасителями.

Освещение рабочих площадок должно производиться светильниками и прожекторами во взрывозащитном исполнении, для местного освещения необходимо применять светильники во взрывозащищенном исполнении, напряжением не более 12 Вольт.

При проведении работ по замене дефектных участков на объектах магистральных нефтепроводов должно быть обеспечено круглосуточное дежурство пожарного расчета на пожарной автоцистерне.

Пожарный автомобиль должен быть заполнен водой и пенообразователем, укомплектован пожарно-техническим вооружением в соответствии с нормами.

На месте проведения огневых работ должны быть следующие первичные средства пожаротушения:

- кошма войлочная или асбестовое полотно размером 2х2 - 2 штуки;
- огнетушители порошковые ОП-10, или углекислотные ОУ-10 -10 штук или один огнетушитель ОП-100;
- лопаты, топоры, ломы.

Самоходная техника, сварочные агрегаты, компрессоры, задействованные в производстве подготовительных и огневых работ, должны быть укомплектованы не менее чем двумя огнетушителями ОУ 5-10, ОП 5-10 (каждая единица техники).

Перед началом основных работ в ремонтном котловане пожарная автоцистерна устанавливается не ближе 30 м от места производства работ, разворачиваются пожарные рукава, производится опробование качества вырабатываемой пены. Не далее 3 м от края траншеи (котлована)

					<b>Социальная ответственность</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		89

выставляется пожарный пост.

Водитель пожарной автоцистерны должен постоянно находиться у пульта управления пожарным насосом и действовать по команде ответственного за производство огневых работ.

Все средства пожаротушения должны находиться в готовности (исправном состоянии) на всем протяжении работ. Вода и пенообразователь в цистерне должны подогреваться для предотвращения их замерзания.

Герметизирующие устройства в нефтепроводе должны обеспечивать надежную герметизацию ремонтируемого участка. При устройстве глиняных тампонов приспособление для трамбовки глины следует применять из материала, не дающего искр при ударах о трубу. После герметизации нефтепровода на ремонтируемом участке ремонтный котлован и поверхность трубопровода должны быть очищены от остатков нефти и горючих материалов.

Перед началом огневых работ необходимо замерить концентрацию паров нефти в воздухе рабочей зоны для определения возможности ведения работ. В случае превышения концентрации углеводородов нефти в котловане значений предельно-допустимых концентраций газов (паров), огневые работы должны быть немедленно прекращены.

Работы могут быть возобновлены только после выявления или устранения причин загазованности и восстановления нормальной воздушной среды не выше ПДК ( $300 \text{ мг/м}^3$ ). «ГН 2.2.5.686-98 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы».

Ответственный за пожарную безопасность объекта обязан обеспечить проверку места проведения огневых работ или других пожароопасных работ в течение 3 ч после их окончания.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		90

#### 4. Электрический ток

Источником поражения током является: электрические провода, вспомогательное оборудование работающие от электричества.

Электрический удар – это возбуждение живых тканей током, сопровождающееся сокращением мышц. Электрический ток, проходя через организм человека, оказывает на него сложное действие, включая термическое, электролитическое и биологическое.

Безопасность при работе обеспечивается применением различных технических и организационных мер:

- установка оградительных устройств;
- изоляция токопроводящих частей и её непрерывный контроль; согласно ПУЭ сопротивление изоляции должно быть не менее 0,5 - 10 Ом·м;
- защитное заземление, использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов «СНиП 12.1.030-81.ССБТ».

В состав бригады входит электрик. К работе с электрооборудованием допускаются лица, прошедшие специальное обучение и имеющие соответствующую группу допуска по электробезопасности согласно “Перечню профессий и должностей работников службы ЛЭС, которые должны иметь соответствующую группу допуска по электробезопасности”. Весь состав проходит инструктаж по электробезопасности.

Все металлические корпуса сварочных аппаратов должны быть надежно заземлены. Электрическая проводка должна обязательно иметь неповрежденную изоляцию. Розетки и вилки должны быть исправными. Около розеток обязательно должна быть надпись о величине напряжения.

### 5.3 Анализ вредных факторов и мероприятия по их устранению

#### 1. Превышение уровня шума

Шум может создаваться работающими транспортом и оборудованием – кранами-трубоукладчиками, экскаватором, шлифмашинкой. Поэтому

					<b>Социальная ответственность</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		91

рабочие должны находиться в наушниках. В результате было установлено, что шум ухудшает условия труда, оказывает вредное воздействие на организм человека. Действие шума различно: затрудняет разборчивость речи, вызывает необратимые процессы изменения органа слуха у человека, повышает утомляемость.

Нормирование уровней шума в производственных условиях осуществляется согласно СанПиН 2.2.4.3359-16 нормативный эквивалентный уровень звука установлен равным 80 дБА.

Мероприятия по борьбе с шумом:

- Применение наушников;
- беруши.

При превышении предельно допустимых норм шума работники должны обеспечиваться СИЗ органов слуха: противошумными наушниками, шлемами или противошумными вкладышами.

СИЗ органов слуха следует выбирать в зависимости от частотного спектра шума на рабочем месте. Типы и группы СИЗ органов слуха следует выбирать в соответствии с требованиями ГОСТ 12.4.051-87.

Работающие, пользующиеся средствами индивидуальной защиты, должны быть проинструктированы о правилах пользования этими средствами и способам проверки их исправности.

При проведении электросварочных и газопламенных работ воздействующий шум не должен превышать значений, предусмотренных требованиями ГОСТ 12.1.003-2014.

Степень вредности и опасности условий труда при действии виброакустических факторов устанавливается с учетом их временных характеристик (постоянный, непостоянный шум, вибрация и т.д.).

Определение класса условий труда при воздействии производственного шума.

Предельно допустимые уровни шума на рабочих местах установлены с учетом тяжести и напряженности трудовой деятельности

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		92

СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Для определения ПДУ шума, соответствующего конкретному рабочему месту, необходимо провести количественную оценку тяжести и напряженности труда, выполняемого работником.

## *2.Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны*

В процессе своей трудовой деятельности электросварщик подвергается воздействию целого комплекса опасных и вредных производственных факторов физической и химической природы: Излучение инфракрасных волн, сварочный аэрозоль, искры и брызги расплавленного металла и шлака.

Именно эти факторы вызывают профессиональные заболевания и травматические повреждения. Другие вредности: газы, шум, электромагнитные поля, образование аэроионов имеют меньшее значение и обычно не служат причиной профессиональных заболеваний.

Сварочный аэрозоль представляет собой совокупность мельчайших частиц, образовавшихся в результате конденсации паров расплавленного металла, шлака и покрытия электродов. Состав сварочного аэрозоля зависит от состава сварочных и свариваемых материалов. В силу своих мельчайших размеров (иногда меньше 1 микрометра) сварочный аэрозоль беспрепятственно проникает в глубинные отделы легких (легочные альвеолы) и частично остается в их стенках, вызывая профессиональное заболевание, называемое пневмокониоз сварщика, частично всасывается в кровь.

Природный газ бесцветен, значительно легче воздуха, малотоксичен, если не содержит вредных примесей более допустимых норм.

Если природный газ очищен в соответствии с требованиями ОСТ 51.81-82, «Газы горючие природные, подаваемые в магистральные газопроводы», его свойства мало отличаются от свойств метана.

Примеси тяжелых углеводородов изменяют свойства природного газа: повышают его плотность; снижают температуру воспламенения (НКПВ), следовательно, и допустимое объемное содержание газа в воздухе рабочей

					<b>Социальная ответственность</b>	<i>Лист</i>
						93
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

зоны; при значительном их содержании в газе придают ему запах бензина; снижают минимальную энергию зажигания.

При значительном содержании природного газа в воздухе из-за снижения содержания кислорода смесь газа с воздухом действует их вредные свойства становятся заметными при более низких концентрациях газа в воздухе.

Перед началом и во время огневых работ, при возможности выделения сжиженных углеводородных газов (далее – СУГ), в помещениях, а также в 20-метровой зоне от продувочных свечей и рабочего места на территории должен проводиться анализ воздушной среды на содержание СУГ не реже чем через каждые 30 мин. Объемная доля газа в воздухе не должна превышать 20 % нижнего концентрационного предела воспламенения пламени. При наличии паров пропана, нижний концентрационный предел воспламенения газа составляет 2,1 % паров нормального бутана 1,5 % (п. 1.3.2.2. Гост 20448-90). Пробы должны отбираться в наиболее плохо вентилируемых местах.

При наличии в воздухе паров СУГ, независимо от концентрации, огневые работы должны быть приостановлены. Ремонтные работы могут быть возобновлены только после ликвидации и устранения утечек газа и анализа отсутствия опасной концентрации газа в воздухе на рабочем месте. При предельно допустимой концентрации газа в воздухе рабочей зоны, превышающей 300 мг/м<sup>3</sup>, работы по ликвидации и устранению утечек газа должны выполняться в шланговых противогазах. Устранение утечек газа на работающем технологическом оборудовании.

### *3. Отклонение показателей климата на открытом воздухе*

Климат района континентальный, с продолжительной холодной зимой (температура достигает -50°С) и коротким тёплым летом (до +35°С).

Наибольшее количество осадков выпадает в осенне-зимний период. Всем членам бригады выдается спецодежда. Летом: костюм безветренный, костюм

					<b>Социальная ответственность</b>	<i>Лист</i>
						94
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

хлопчатобумажный с водоотталкивающим покрытием, костюм противознцифалитный, сапоги кирзовые. Зимой: куртка на утепленной прокладке, костюм зимний с пристегивающейся утепляющей прокладкой, чуни.

Зимой, работы на открытом воздухе запрещаются при следующих условиях:

Таблица 22

**Условия, при которых запрещаются работы на открытом воздухе**

Скорость ветра, V м/с	Температура, t°С
1	2
При безветренной погоде	-40
Не более 5	-35
5,1-10,0	-25
10,1-15,0	-15
15,1-20,0	-5
>20	0

*4. Повреждения, в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися*

Район работ приурочен к лесным и болотным ландшафтам, в связи с чем существует опасность повреждений, в результате контакта с дикими животными, кровососущими насекомыми, клещами. Обязательным требованием для допуска к работе является вакцинация против клещевого энцефалита. Бригада должна быть обеспечена спецодеждой и средствами индивидуальной защиты. Так как работы производятся в летний период.

Места неблагополучные по клещевому энцефалиту (КЭ) и клещевому боррелиозу (КБ), определяются местными Центрами Госсанэпиднадзора.

Нападение клещей-переносчиков возбудителей КЭ и КБ возможно в весенне-летний период, при среднесуточной температуре – +3°. Наибольший риск нападения клещей в месяцах мае и июне.

К полевым работам в весенне-летний период допускаются только лица, привитые против КЭ. Прививки начинают заблаговременно, в сентябре-октябре месяцах. Созданный иммунитет должен подкрепляться дополнительными прививками (ревакцинации), проводимыми в марте-апреле не позже 15 дней до выезда на полевые работы (согласно схемы иммунопрофилактики). Все работающие, в том числе и сезонные работники, направленные на работу в неблагополучные по КЭ и КБ места, при контакте с клещами должны быть обеспечены специальной одеждой для индивидуальной защиты.

Лица, подлежащие обеспечению защитной спецодеждой, все полевые работы в весенне-летнее время выполняют только в защитной одежде, остальные работники приспособливают любую рабочую одежду так, чтобы под нее не заползали клещи. Куртку на молнии или рубашку нужно заправить в брюки, ворот плотно застегнуть. Брюки заправить в носки, а затем в сапоги или ботинки. Волосы и уши прикрыть капюшоном, косынкой или беретом. Каждый работник должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты от клещей: репеллентами и акарицидами (для пропитки одежды и смазывания открытых участков тела).

В весенне-летний период времени необходимо проводить регулярные самоосмотры одежды и взаимоосмотры и не реже 2-х раз в течение рабочего дня осмотры тела (во время перерыва и по окончании работы).

Обнаруженных клещей снять и сжечь. Осмотры проводятся под наблюдением специалиста ответственного за работу в данном районе.

#### *5. Недостаточная освещенность рабочей зоны*

Согласно ГОСТ Р 55710-2013, для строительных площадок и участков работ необходимо предусматривать общее равномерное освещение. При этом освещенность должна быть не менее 2 лк независимо от применяемых

					<b>Социальная ответственность</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		96



источников света, за исключением автодорог. При подъеме или перемещении грузов должна быть освещенность места работ не менее 5 лк при работе вручную и не менее 10 лк при работе с помощью машин и механизмов.

#### **5.4 Экологическая безопасность**

При выполнении работ необходимо соблюдать требования по защите окружающей среды, сохранения её устойчивого экологического равновесия и не нарушать условия землепользования, установленные законодательством по охране природы, установленные СНиП 3.01.01-85 гл. 10, СНиП III-42-80\* ВСН 012-88 гл. 9 и другими НТД.

Настоящим проектом предусмотрены следующие технические и технологические решения для уменьшения воздействия на окружающую среду при выполнении работ и последующей эксплуатации нефтепровода:

- приняты минимально необходимые размеры траншеи;
- усиленное антикоррозийное покрытие трубопровода;
- сбор и вывоз промышленных и бытовых отходов с места,

согласованные с СЭС.

На всех этапах работ следует выполнять мероприятия предотвращающие:

- развитие неблагоприятных рельефообразующих процессов;
- изменение естественного поверхностного стока;
- загорание естественной растительности;
- захламление территории строительными и другими отходами;
- разлив горюче-смазочных материалов, слив отработанного масла,

мойку автомобилей в не установленных местах и т.п.

Подрядная организация, выполняющая работы, несет ответственность за соблюдение проектных решений, связанных с охраной окружающей природной среды, а также за соблюдение государственного законодательства по охране природы.

					<b>Социальная ответственность</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		97

С целью уменьшения воздействия на окружающую среду все работы должны выполняться в пределах полосы отвода земли, определенной проектом.

Проведение ремонтных работ, движение машин и механизмов, складирование и хранение материалов в местах, не предусмотренных проектом, запрещается.

Плодородный слой почвы на площади, занимаемой траншеями и котлованами, до начала основных земляных работ необходимо снять в осенний период и переместить во временные отвалы для последующего восстановления.

Снятие, перемещение, хранение и обратное нанесение плодородного слоя почвы должны выполняться методами, исключающими перемещение его с минеральным грунтом, а также потерю при перемещении.

Не допускается использование плодородного слоя почвы для устройства присыпки и засыпки трубопровода. Детальная проработка мероприятий природоохранного характера выполняется ППР.

### **5.5 Безопасность при чрезвычайных ситуациях**

Одними из самых разрушительных и в то же время наиболее вероятных видов чрезвычайных ситуаций (ЧС) при работах в нефтепроводах являются пожар и взрыв на рабочем месте.

Мероприятия, которые должны быть организованы при работе с нефтепроводами:

- предотвращение образования на территории резервуарных парков, нефтепроводов и другого оборудования горючей газовой среды и предотвращение образования в горючей среде источников зажигания;
- обеспечение противоаварийной защиты, способной предотвратить аварийный выход газа из трубопровода, оборудования;

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		98

– организация мероприятий по подготовке персонала. Персонал должен иметь необходимые знания по предупреждению, локализации и ликвидации аварий, аварийных утечек, а также пожаров и возгораний.

Чрезвычайными ситуациями (ЧС) называют обстановку, которая сложилась на определенной территории в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия.

Последствия данных событий могут повлечь за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Чрезвычайные ситуации бывают:

- природными (к ним можно отнести наводнение, снег, ветер, низкие температуры);
- техногенными (аварии, пожары);
- военными.

При работе с магистральными нефтепроводами наиболее вероятно возникновение техногенных чрезвычайных ситуаций.

## **5.6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

В области охраны труда и безопасности жизнедеятельности трудовую деятельность регламентируют следующие правовые, нормативные акты, инструктивные акты в области охраны труда и отраслевые документы:

- Закон об основах охраны труда в РФ №181-ФЗ от 17.07.1999 г (с изменениями от 20 мая 2002 г., 10 января 2003 г., 9 мая, 26 декабря 2005 г.).
- Федеральный закон о промышленной безопасности опасных производственных объектов 116-ФЗ от 21.07.1997 г. с изменениями от 7.08.2000 г.
- Трудовой кодекс №197-ФЗ (с изм. и доп., вступ. в силу с 13.04.2014)
- Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБ 08-624-03

					<b>Социальная ответственность</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		99

- Инструкции по технике безопасности предприятия.
- Порядок разработки деклараций безопасности промышленного объекта РФ. МЧС, Госгортехнадзор №222/59 от 4.04.1996 г.
- ГОСТ 12.0001-82 ССБТ «Система стандартов безопасности труда»
- Санитарные нормы проектирования промышленных предприятий. СНиП .21/2.11.567-96 от 31.10.1996 г.
- Закон о пожарной безопасности №б9-ФЗ, принят 21.12.1994 г (с дополнениями и изменениями от 22.08.1995 г, от 18.04.1996г, от 2.01.1998 г, от 11.2000 г. от 27.12.2000 г.).
- Пожарная охрана предприятий. Общие требования. НБТ - 201-96, утв. 01.03.1992г.
- Технический регламент о требованиях пожарной безопасности. ФЗ №123 от 22.06.2008.

					<b>Социальная ответственность</b>	<i>Лист</i>
						100
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

## 6. Расчетная часть

### 6.1. Расчёт переходного сопротивления нефтепровода

Практика показывает, что надёжность эксплуатации магистральных трубопроводов определяется в основном степенью коррозионного износа. Результаты комплексных обследований противокоррозионной защиты газонефтепроводов (наличие коррозионных язв, адгезия и сплошность изоляционного покрытия, степень электрохимической защиты) показали, что проблема их противокоррозионной защиты с помощью изоляционных покрытий и катодной поляризации до настоящего времени остаётся актуальной. Прямым подтверждением сказанного являются данные внутритрубной диагностики: на отдельных участках нефтепроводов со сроком эксплуатации более 30 лет доля дефектов «внешняя потеря металла» достигает 80% от общего количества дефектов, выявленных внутритрубными инспекционными снарядами (ВИП).

Таблица 23

#### Изменение величины защитного тока на СКЗ нефтепровода

Год	Янв.	Фев.	Март	Апр.	Май	Июнь	Июль	Авг.	Сен.	Окт.	Нояб.	Дек.
1988	12	11	10	8	8	8	8	8	19	20	19	18
1992	17	16	15	14	14	15	16	16	17	18	18	20
1998	20	14	12	20	26	26	28	37	28	30	28	28
2001	12	18	20	20	24	24	25	25	25	26	24	23
2004	23	21	18	20	21	24	24	24	24	23	23	23
2007	31	31	30	31	30	30	30	30	29	26	29	28
2010	25	24	24	24	20	25	25	22	22	23	24	23
2013	25	21	22	21	21	22	27	28	35	34	35	31
2016	47	48	50	50	49	51	50	50	51	51	52	52
2017	48	48	50	50	49	51	50	50	51	51	52	52
2018	49	Капремонт МН с заменой изоляции				25	23	23	24	24	24	24

					<i>Капитальный ремонт трубопровода без поднятия с</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Сухотин С.В.				<b>Расчет переходного сопротивления нефтепровода</b>	Лит.	Лист	Листов
Провер.	Крец В.Г.						101	109
Реценз.						<b>НИ ТПУ гр. 3-2БЗА</b>		
Н. Контр.								
Утверд.	Брусник О.В.							

Из представленных в таблице 23 данных видно, что величина защитного тока СКЗ на линейной части нефтепровода диаметром 1020 мм. за 30 лет

Качество изоляции нефтепроводов характеризуется величиной переходного сопротивления, определяемого на основании параметров электрохимической защиты. Одним из основных таких параметров является величина защитного тока.

эксплуатации вследствие старения изоляции возросла практически в 5 раз. Расчет тока для обеспечения электрохимической защиты 1 км. нефтепровода в области защитных потенциалов 1,2 - 2,1 В. по медно-сульфатному электроду сравнения (МЭС) возрос с 1,2 до 5,2 А/км, что свидетельствует о пропорциональном уменьшении переходного сопротивления нефтепровода.

Переходное сопротивление нефтепровода ( $R_{неф}$ ) складывается из сопротивления изоляции ( $R_{из}$ ) и сопротивления окружающего нефтепровод грунта ( $R_{гр}$ ):

$$R_{неф} = R_{из} + R_{гр},$$

Анализ изменения защитного тока СКЗ во времени показывает, что в постоянно влажных грунтах центральной части Западной Сибири влияние сезонных изменений физико-химических свойств грунта (вследствие изменения уровня грунтовых вод, промерзания и оттаивания) на величину тока катодной защиты достигает 33%. Это говорит о том, что после 30 лет эксплуатации составляющая переходного сопротивления нефтепровода, определяемая удельным электрическим сопротивлением грунта, для магистральных нефтепроводов, находящихся в зимний период в собственном тепловом поле, меньше составляющей, определяемой качеством изоляции ( $R_{гр} < R_{из}$ ), и величина переходного сопротивления нефтепровода определяется в основном величиной переходного сопротивления изоляции.

					<i>Расчет переходного сопротивления</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		102

Переходное сопротивление изоляции нефтепровода определяется выражением:

$$R_{из} = R_H \cdot e^{-kt}, \text{ Ом} \cdot \text{м}^2,$$

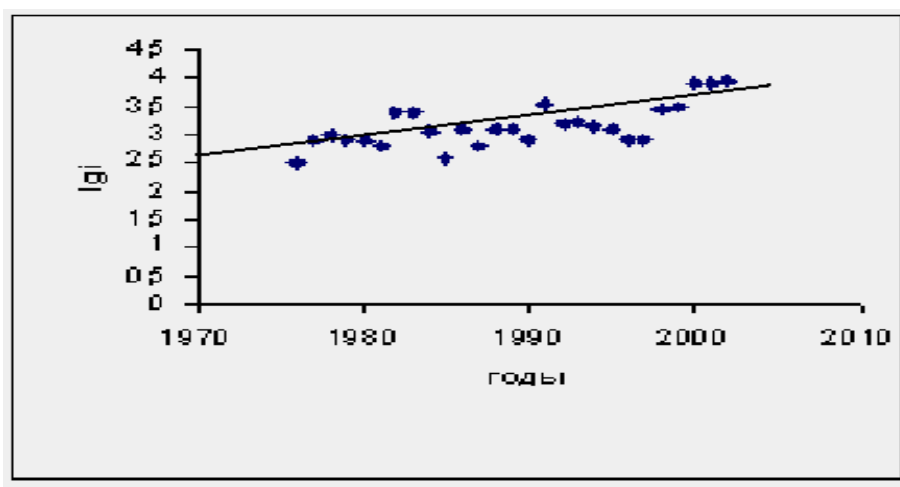
где  $R_H$  – требуемое номинальное значение переходного сопротивления полимерно-битумной изоляции нефтепровода по ГОСТ Р 51164-98,  $R_H = 5 \cdot 10^4 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2$ ;

$k$  – коэффициент, характеризующий скорость изменения переходного сопротивления изоляции во времени.

На действующих нефтепроводах коэффициент  $k$  рассчитывается по изменению тока катодной защиты ( $i$ ) во времени ( $t$ ):

$$k = \frac{2 \cdot (\ln i_2 - \ln i_1)}{t_2 - t_1}.$$

Для определения коэффициента  $k$ , по данным значениям тока катодной защиты, был построен график  $\lg i(t) = f(t)$  (рис. 38).



**Рис. 38** График зависимости тока катодной защиты от времени

Подставив значения из графика на рисунке 38 в формулу для определения коэффициента  $k$ , рассчитаем коэффициент старения изоляции нефтепровода, который равен  $k=0,118$ .

На основе полученного значения коэффициента  $k$  определим переходное сопротивление изоляции нефтепровода на участке защитной зоны СКЗ за период эксплуатации нефтепровода в течение 30 лет.

$$R_{из} = 5 \cdot 10^4 \cdot e^{-0,118 \cdot 30} = 1486 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2.$$

Таблица 24

**Изменение переходного сопротивления изоляции нефтепровода на участке протяженностью 10 км по годам эксплуатации**

Год эксплуатации	1	5	10	15	20	25	30
Переходное сопротивление изоляции, Ом*м <sup>2</sup>	44470	27827	15487	8619	4797	2670	1486

Из таблицы 24 видно, что переходное сопротивление изоляции нефтепровода на участке защитной зоны СКЗ нефтепровода по истечении 30 лет равно  $R_{из} = 1486 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2$ , что меньше регламентируемого ГОСТ Р 51164-98 номинального значения ( $R_n$ ) в 33 раз.

Таким образом, можно сделать вывод, что данная изоляция не обеспечивает требуемой защиты нефтепровода. Необходимо проведение капитального ремонта с заменой изоляции.



## 6.2. Гидравлический расчет нефтепровода

Данные для гидравлического расчета

Таблица 25

Параметры	Данные
$D_n$ – диаметр трубопровода наружный, мм	1020
$Q$ – производительность, млн.т./год	38
$L$ – длина трубопровода, км	393
$\Delta z = z_2 - z_1$ – разность отметок начала и конца	10
$\rho$ – средняя плотность, т/м <sup>3</sup>	0,8
$P_1$ – давление насосной станции, кгс/см <sup>2</sup>	40
$P_2$ – давление в конце участка, кгс/см <sup>2</sup>	1,5
$\delta$ – толщина стенки, мм	10
Средняя расчетная кинематическая вязкость при температурах грунта на глубине залегания трубопровода $\nu_p$ , см <sup>2</sup> /сек	0,55
Средняя абсолютная шероховатость для нефтепроводных труб после нескольких лет эксплуатации $e$ , мм	0,2

Целью гидравлического расчета является определение потерь напора при перемещении жидкости по трубопроводу.

Секундный расход нефти:

$$Q_c = \frac{Q_r \cdot k_n}{N_r \cdot 24 \cdot \rho \cdot 3600}, \text{ м}^3/\text{с} \quad (2)$$

где  $N_r = 350$  дней - расчетное время работы магистральных нефтепроводов с учетом остановки на регламентные работы и ремонт.

$k_n$  – коэффициент неравномерности перекачки, для одноконтурных нефтепроводов, по которым нефть от системы нефтепроводов подается нефтеперерабатывающему заводу, принимается равным 1,07.

$$Q_c = \frac{40000000 \cdot 1,07}{350 \cdot 24 \cdot 0,8 \cdot 3600} = 1,77 \text{ м}^3/\text{с}$$

Внутренний диаметр трубопровода:

$$d = D - 2 \cdot \delta = 1020 - 2 \cdot 10 = 1000 \text{ мм} = 1 \text{ м} \quad (3)$$

Средняя скорость течения нефти по трубопроводу рассчитывается по формуле:

$$V = \frac{4 \cdot Q_c}{\pi \cdot d^2} \text{ м/с.} \quad (4)$$

$$V = \frac{4 \cdot 1.77}{3.14 \cdot 1} = 2,25 \text{ м/с.}$$

Проверка режима течения:

$$Re = \frac{V \cdot d}{\nu} \quad (5)$$

$$Re = \frac{2.25 \cdot 1 \cdot 10^4}{0.55} = 22500$$

$Re > Re_{кр} = 2320$ , режим течения нефти турбулентный. Находим  $Re_I$  и  $Re_{II}$ .

$$Re_I = \frac{10}{\varepsilon}; Re_{II} = 500 \frac{500}{\varepsilon}; \varepsilon = \frac{e}{d}, \quad (6)$$

где  $\varepsilon$  - относительная шероховатость труб.

$$\varepsilon = \frac{0,2}{1000} = 0,0002; Re_I = \frac{10}{0,0002} = 50000;$$

$2320 < Re < Re_I$  – зона гидравлически гладких труб.

Коэффициент гидравлического сопротивления определяется для зоны гидравлически гладких труб по формуле Блазиуса:

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}} = \frac{0,3164}{22500^{0,25}} = 0,022 \quad (7)$$

Гидравлический уклон находим по формуле:

$$i = \frac{\lambda}{d} \cdot \frac{V^2}{2 \cdot g} = \frac{0,022 \cdot 2,38^2}{1 \cdot 2 \cdot 9,81} = 0,006 \quad (8)$$

Потери напора на трение в трубопроводе:

$$h_{тр} = i \cdot L = 0,006 \cdot 393 \cdot 10^3 = 2358 \text{ м.} \quad (9)$$

Потери напора на местные сопротивления:

$$h_{мс} = 0,02 \cdot h_{тр} = 0,02 \cdot 2358 = 47,16 \text{ м.} \quad (10)$$

Полные потери напора в трубопроводе:

$$H = h_{тр} + h_{мс} + \Delta z = 2358 + 47,16 + 10 = 2415,16 \text{ м.} \quad (11)$$

					<i>Гидравлический расчет нефтепровода</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		106

## Заключение

Разработан технологический процесс капитального ремонта нефтепровода диаметром  $D_n = 1020$  мм с толщиной стенки трубы  $\delta = 10$  мм без подъема трубы.

Произведен расчет основных параметров, а именно, расстояния между трубоукладчиками, общая длина приподнятого участка, напряжение на крюке из условия, что внутреннее напряжение в стенке трубы при производстве изоляционных работ не превышает 0,45 предела текучести материала ( $\sigma_T$ ).

Произведён выбор ремонтного оборудования и техники, необходимый для производства капитального ремонта нефтепровода с заменой изоляции без подъема трубы, проложенного по заболоченной территории, в зимних условиях. С завершением ремонта трубопровода проведен контроль качества изоляционных покрытий на сплошность и адгезию. Выбранная конструкция изоляционного покрытия выгодно отличается технологичностью нанесения, имеет высокие характеристики по показателям адгезии к стали, диэлектрической сплошности и обладает высокой прочностью.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
					<i>Капитальный ремонт трубопровода без поднятия с</i>			
Разраб.		Сухотин С.В.			<b>Заклучение</b>	Лит.	Лист	Листов
Провер.		Крец В.Г.					107	109
Реценз.						<b>НИ ТПУ гр. 3-2Б3А</b>		
Н. Контр.								
Утверд.		Брусник О.В.						

### Список использованных источников:

1. Трубопроводный транспорт нефти. Под ред. С.М. Вайнштока. Учебник. – М.: Недра, 2004. – 621 с.
2. Коррозионная защита трубопроводов, Мустафьев, 2007 г.
3. РД 23.040.00-КТН-090-07. «Классификация дефектов и методы ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных нефтепроводов»
4. Материалы МК «Состояние и перспективы развития трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов России» Института проблем транспорта энергоресурсов, г. Уфа.
5. Материалы МК «Внутренние напряжения в покрытиях из эпоксидных композиций полученные электростатическим методом» Казахского национального технического университета имени К.И. Сатпаева, г. Алматы.
6. «Регламент технического надзора при проведении земляных работ по вскрытию и засыпке трубопроводов».
7. ГОСТ Р 511164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии».
8. СП 86.13330.2014 «Магистральные трубопроводы».
9. РД 39-00147105-015-98 «Правила капитального ремонта магистральных нефтепроводов».
10. ВСН 008-88 «Строительство магистральных и промысловых нефтепроводов. Противокоррозионная и тепловая защита».
11. СНиП 12-03-01 «Безопасность труда в строительстве».
12. ПОТ РМ-016-2001 РД 153-09.0-03.150-00 «Межотраслевые правила по охране труда при эксплуатации электроустановок».

					<i>Капитальный ремонт трубопровода без поднятия с</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Сухотин С.В.</i>			<b>Список использованных источников</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Крец В.Г.</i>					108	109
<i>Реценз.</i>						<b>НИ ТПУ гр. 3-2Б3А</b>		
<i>Н. Контр.</i>								
<i>Утверд.</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

13. ВСН 012-88. Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Контроль качества и приемка работ.
14. ГОСТ 12.1.003 -2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
15. ГОСТ 12.1.012-90 Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования.
16. ГОСТ 12.1.004-91\* ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.
17. ГОСТ 12.1.005-88\* ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
18. ГОСТ 12.3.009-76\* ССБТ. Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности.
19. СНиП III-4-80\* Техника безопасности в строительстве.
20. ГОСТ 12.4.051-87 Система стандартов безопасности труда. Средства индивидуальной защиты органа слуха. Общие технические требования и методы испытаний.
21. СН 2.2.4/2.1.8.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки.
22. ГОСТ 12.4.023-84 Система стандартов безопасности труда. Щитки защитные лицевые. Общие технические требования и методы контроля.
23. ГОСТ 12.4.044-87 Система стандартов безопасности труда. Костюмы женские для защиты от повышенных температур. Технические условия.
24. ГОСТ 12.4.010-75 Система стандартов безопасности труда. Средства индивидуальной защиты. Рукавицы специальные. Технические условия.
25. ГОСТ 20448-90. Газы углеводородные сжиженные топливные для коммунально-бытового потребления.
26. ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
27. ФЗ №123 от 22.06.2008. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности.

					<i>Список использованных источников</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		109