

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

Институт природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
профиль «Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта»
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Технологии нанесения изоляционных покрытий при капитальном ремонте магистрального нефтепровода «Александровское – Анжеро - Судженск»»

УДК 622.692.4.004(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б21Т	Федченко Д.Ю.		20.05.2016г.

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Богданова Ю.В.	к.ф. - м.н., доцент		20.05.2016г.

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Белозерцева О.В.	к.э.н., доцент		04.05.2016

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	М.В. Гуляев	к.т.н., доц.		16.05.2016

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Рудаченко А.В.	к.т.н., доцент		11.05.2016

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП
21.03.01 Нефтегазовое дело

Планируемые результаты обучения

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

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
	<i>технологий</i>	<i>(АВЕТ-3b)</i>
<i>в области проектной деятельности</i>		
Р11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)</i>

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

Институт природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
профиль «Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта»
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

УТВЕРЖДАЮ:
 Зав. кафедрой

_____ Рудаченко А.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б21Т	Федченко Д.Ю.

Тема работы:

«Технологии нанесения изоляционных покрытий при капитальном ремонте магистрального нефтепровода «Александровское – Анжеро – Судженск»»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	20.04.2016 г. № 3075/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	20.05.2016 г.
--	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	Рассматриваемый магистральный нефтепровод «Александровское – Анжеро – Судженск» км 440 - 441км $D=1020$ мм, $\delta=10$ мм, рабочее давление 4,5 МПа.
---	--

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Анализ технологий нанесения защитных покрытий. 2. Выбор технологии нанесения защитного покрытия. 3. Выбор изоляционного покрытия и праймера для объекта. 4. Анализ переходного сопротивления покрытия во времени на основе данных СКЗ. 5. Расчет срока службы остаточного ресурса защитного покрытия.
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>В работе представлены таблицы и рисунки, с полным перечнем можно ознакомиться в реферате.</p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Белозерцева О.В., к.э.н., доцент</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Гуляев М.В., доцент</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	
<p> </p>	
<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>29.10.2015 г.</p>

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Богданова Ю.В.	к.ф.-м.н, доцент		29.10.2015 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б21Т	Федченко Дмитрий Юрьевич		29.10.2015 г.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б21Т	Федченко Дмитрий Юрьевич

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта»

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

<i>1.1 Используемая технология нанесения изоляционного покрытия магистрального нефтепровода.</i>	<i>Выявление оптимальных технологий нанесения изоляционных покрытий МН</i>
--	--

2. Перечень вопросов, подлежащих исследованию:

<i>2.1 Оценка коммерческого учета технологии нанесения изоляционных покрытий.</i>	<i>Оценка точности учета нанесения изоляционного покрытия с помощью автоматизированного оборудования</i>
<i>2.2 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Сравнение результатов технологий нанесения защитных покрытий</i>
3. Перечень графического материала:	<i>Таблицы</i>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	04.03.2016 г.
--	---------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Белозерцева О.В.	к.э.н., доцент		04.03.2016 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б21Т	Федченко Дмитрий Юрьевич		04.03.2016 г.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б21Г	Федченко Дмитрий Юрьевич

Институт	ИПР	Кафедра	ТХНГ
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	210301 «Нефтегазовое дело» профиль «Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<p>Рабочим местом является участок магистрального нефтепровода «А-А-С».</p> <p>Трасса нефтепровода проходит в лесной зоне (тайга) Сибири. В районе водосбора реки Обь. Местность заболоченная, равнинная. Климат умеренный.</p> <p>При выполнении строительных работ на магистральном нефтепроводе могут иметь место вредные и опасные проявления факторов производственной среды для человека. Оказывает негативное воздействие на природу (атмосферу, гидросферу, литосферу). Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, стихийного, экологического и социального характера.</p>
<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов</p> <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов</p>	<p>Объекты нефтепроводного транспорта, имеют опасные и вредные факторы и относятся к категории повышенной опасности.</p> <p>Вредные</p> <ol style="list-style-type: none"> Отклонение параметров климата на открытом воздухе; Повышенный уровень шума; Повышенная загазованность воздуха рабочей среды. <p>Опасные</p> <ol style="list-style-type: none"> Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу Пожароопасность Взрывоопасность
2. Экологическая безопасность:	<p>При выполнении ремонтных работ на линейной части нефтепровода необходимо соблюдать требования по защите окружающей среды, условия землепользования, установленные законодательством по охране природы.</p> <p>Виды воздействий на природную среду в пери-</p>

	<p>од ремонтных работ:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Загрязнение выбросами выхлопных газов от строительной техники при производстве работ; - Выбросы при производстве изоляционных работ; - Образование и размещение отходов, образующихся при ремонте.
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p>	<p>Одними из примеров чрезвычайных ситуаций могут быть пожары или взрывы при проведении работ в газоопасных местах при капитальном ремонте магистрального нефтепровода. Данные пожары и взрывы относятся к чрезвычайным ситуациям техногенного характера.</p> <p>Чрезвычайные ситуации на трубопроводном транспорте могут возникнуть по различным причинам, например:</p> <ul style="list-style-type: none"> -паводковые наводнения; -лесные пожары; -террористические акты; -по причинам техногенного характера (аварии) и др. <p>Аварии могут привести к чрезвычайным ситуациям. Возможными причинами аварий могут быть:</p> <ul style="list-style-type: none"> -ошибочные действия персонала при производстве работ; -отказ приборов контроля и сигнализации; -отказ электрооборудования и исчезновение электроэнергии; -производство ремонтных работ без соблюдения необходимых организационно-технических мероприятий; -старение оборудования (моральный или физический износ); -коррозия оборудования; -гидравлический удар; -факторы внешнего воздействия (ураганы, удары молнией).
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p>	<p>В области охраны труда и безопасности жизнедеятельности трудовую деятельность регламентируют правовые, нормативные акты, инструктивные акты в области охраны труда и отраслевые документы.</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	16.03.2016 г.
--	---------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	М.В. Гуляев	к.т.н., доц.		16.03.2016 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б21Т	Федченко Дмитрий Юрьевич		16.03.2016 г.

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

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

профиль «Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта»

Уровень образования бакалавриат

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2015/2016 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
 выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	20.05.2016 г.
--	---------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
08.04.2016	<i>Характеристика объекта</i>	14
12.04.2016	<i>Анализ технологий нанесения изоляционных покрытий на магистральном нефтепроводе</i>	14
12.04.2016	<i>Выбор технологии нанесения защитного покрытия</i>	13
25.04.2016	<i>Расчетный конструктивно-технологический раздел</i>	13
11.05.2016	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	12
16.05.2016	<i>Социальная ответственность</i>	12
18.05.2016	<i>Заключение</i>	11
19.05.2016	<i>Презентация</i>	11
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Богданова Ю.В.	к.ф-м.н, доцент		29.10.2015 г.

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Рудаченко А.В.	к.т.н, доцент		29.10.2015 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 112 с., 17 рис., 30 табл., 26 источников.

Ключевые слова: магистральный нефтепровод, изоляция, капитальный ремонт, расчет, охрана труда, переходное сопротивление изоляции, контроль качества, технологии, изоляционные покрытия

Объектом исследования является магистральный нефтепровод «Александровское – Анжеро – Судженск» км 440 – 441.

Цель работы – Выявление оптимальных технологий нанесения изоляционных покрытий в трассовых условиях, участка линейной части магистрального нефтепровода «Александровское - Анжеро – Судженск» км 440 – 441, проложенного по заболоченной местности.

В процессе исследования проводились Анализ переходного сопротивления нефтепровода, расчет срока службы остаточного ресурса изоляционного покрытия эксплуатируемого нефтепровода. Рассмотрены вопросы технологий нанесения изоляционных покрытий. Приведены мероприятия по охране труда и безопасности проведения работ, охране окружающей среды, технико-экономическая часть.

В результате исследования был произведен сравнительный анализ переходного сопротивления нефтепровода во времени. На основании полученных результатов было выявлено, что применение изоляции. «Транскор» Литкор – НК имеет ряд преимуществ, одним из которых является увеличение срока эксплуатации трубопровода.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: технология и организация выполнения работ, подготовительные работы, земляные работы, изоляционно – укладочные работы.

Степень внедрения: На основании проведенных исследований был сделан вывод о том, что необходим капитальный ремонт с заменой изоляции участка действующего магистрального нефтепровода «Александровское – Анжеро – Судженск» км 440-441.

Область применения: Магистральный нефтепровод «Александровское – Анжеро - Судженск км 440-441, Томская область.

Экономическая эффективность/значимость работы трудоzатраты при нанесении изоляционных покрытий при капитальном ремонте трубопровода механизированным способом меньше чем при ручном нанесении.

ESSAY

Final qualifying work 112 p., 17 fig., 30 tab., 26 sources.

Keywords: magistralny pipeline, insulation, repair, payment, labor protection, transient soprativlenie isolation, quality control, technology, insulating coating.

The object of this study is (are) the main oil pipeline "Alexandrov - Anzhero - Sudzhensk" km 440 - 441.

Objective - Identify optimal insulation coating technologies in the field conditions, the linear portion of the main oil pipeline "Alexandrov - Anzhero - Sudzhensk" km 440 - 441, laid on marshland

The study carried out analysis of the transition soprativleniya pipeline calculation lifetime residual life of the insulating coating of the pipeline operated. The problems of insulation coating technologies. Presents measures for health and safety of the work, environmental protection, technical and economic part.

The study was carried out a comparative analysis of transition soprativleniya pipeline in time. Based on these results, it was found that the use of insulation. "Transkor" Litkor - Tax Code has a number of advantages, one of which is to increase the life of the pipeline.

The basic constructive, technological and technical and operational characteristics: Technology and organization of works and preparatory works, earthworks, insulating - styling work.

Degree of implementation: On osnovonaii studies it was concluded that the needed overhaul with the replacement of the insulation portion of the current main oil pipeline "Alexandrov - Anzhero - Sudzhensk» 440-441 km.

Scope: Main oil pipeline "Alexandrov - Anzhero - Sudzhensk 440-441 km, Tomsk region.

Cost-effectiveness / value of the work effort with insulation coating during overhaul of the pipeline mechanized method is less than with manual application.

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

ДЭС - дизельная электростанция

ВИС - внутритрубный инспекционный снаряд

ЛЧ - линейная часть

МН - магистральный нефтепровод

НД - нормативная документация

АО МН - акционерное общество магистральных нефтепроводов

СКЗ - станция катодной защиты

ЭХЗ - электрохимическая защита

ОМ – очистная машина

МГ – машина грунтовочная

МИАБ – машина изоляционная асмольно – битумная

МПА – машина подкапывающая автоматизированная

РТП – подвеска троллейная роликоканатная

В данной работе применены следующие термины с соответствующими требованиями:

Магистральный нефтепровод: инженерное сооружение, состоящее из подземных, подводных, наземных и надземных трубопроводов и связанных с ними насосных станций, хранилищ нефти и других технологических объектов, обеспечивающим транспортировку, приемку, сдачу нефти потребителям или перевалку на другой вид транспорта

Остаточный ресурс изоляционного покрытия трубопровода - время эксплуатации изоляции трубопровода с момента текущего диагностирования до перехода в предельное состояние.

ВИС: Устройство, перемещаемое внутри трубы потоком перекачиваемого продукта, снабженное средствами контроля и регистрации данных о дефектах и особенностях стенки трубопровода сварных швов и их местоположения.

Капитальный ремонт: Ремонт, выполняемый для восстановления исправности и полного или близкого к полному восстановлению ресурса оборудования и сооружений с заменой или восстановлением любых его частей, включая базовые.

Линейная часть магистрального нефтепровода: Совокупность участков нефтепровода, соединяющих нефтеперекачивающие станции между собой либо с приемосдаточными пунктами и сооружений, входящих в состав нефтепровода.

Охрана труда: Система законодательных актов, социально-экономических, организационных, технических, гигиенических и лечебно-профилактических мероприятий и

средств, обеспечивающих безопасность, сохранение здоровья и работоспособность человека в процессе труда

Нормативный документ: Принятый в установленном порядке документ, устанавливающий правила, общие принципы или характеристики, касающиеся различных видов деятельности или их результатов. К нормативным документам относятся стандарты, нормы, правила, своды правил, регламенты, технологические инструкции, руководства по эксплуатации, положения и иные документы, соответствующие основному определению (в соответствии с ГОСТ Р 1.0-92)

Станция катодной защиты: устройство для катодной поляризации защищаемых конструкций с помощью внешнего тока. Они представляют собой комплекс, состоящий из источника постоянного тока с двумя основными линиями: для поляризации анодов и для катодной защиты конструкции. Линии контроля потенциалов и защитного заземления являются вспомогательными

Нефть: минеральное жидкое маслянистое горючее вещество, употребляемое в качестве топлива, а также как сырьё для получения различных продуктов (керосина, бензина)

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 9.602-89. Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии.

ГОСТ Р 51164-98. Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии

СНиП 3.04.03-85. Защита строительных конструкций и сооружений от коррозии. Правила производства и приемки работ.

СНиП 11-01-95. Инструкция о порядке разработки, согласования, утверждения и составе проектной документации на строительство предприятий, зданий и сооружений и РДС.

СНиП III-42-80*. Магистральные трубопроводы, Правила производства и приемки работ.

Правила безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов. - М.: Недра, 1989.

Правила капитального ремонта подземных трубопроводов (РД 39-00147105-015-98).

ГОСТ 12.3.016-87 "ССБТ. Строительство. Работы антикоррозионные. Требования безопасности*.

ВСН 008-88 «Строительство магистральных и промысловых нефтепроводов. Противокоррозионная и тепловая защита».

РД 39-00147105-016-98 «Методика расчета переходного сопротивления нефтепроводов линейных участков магистральных нефтепроводов с учетом дефектов, обнаруженных при диагностическом обследовании».

«Регламент технического надзора при проведении земляных работ по вскрытию и засыпке трубопроводов».

РД 39Р-00147105-025-02 Методика определения остаточного ресурса изоляционных покрытий подземных трубопроводов.

Оглавление

Введение.....	17
1. Обзор литературы.....	19
1.1. Инженерно-геологическая характеристика района работ.....	20
1.2. Краткая климатическая характеристика района работ.....	21
2. Анализ оптимальных технологий нанесения изоляционных покрытий в трассовых условиях	25
2.1. Технологии нанесения защитных покрытий.....	26
2.2.1. Технология нанесения покрытий в трассовых условиях.....	26
2.2.2. Технология выполнения противокоррозионных работ в условиях трассы.....	28
2.2.3. Выбор технологии нанесения изоляции в трассовых условиях.....	36
2.3. Технология изоляции зон сварных стыков.....	44
2.3.1. Технология нанесения ленточного покрытия на зоны сварного стыка с помощью гибких электронагревательных элементов.....	46
2.4. Классификация изоляционных покрытий трубопроводов.....	48
2.5. Изоляционные покрытия.....	50
2.5.1. Экструдированные и напыленные полиэтиленовые покрытия.....	50
2.5.2. Комбинированное мастично - ленточное покрытие.....	50
2.5.3. Полимерные материалы.....	51
2.6. Выбор изоляционного покрытия и праймера объекта.....	52
2.6.1. Лента полимерно-битумная на основе мастики "Транскор" Литкор-НК.....	52
2.6.2. Обертка полиэтиленовая для защиты МН ПОЛИЛЕН-ОБ 40-ОБ-63.....	53
2.6.3. Праймер НК-50.....	55
2.7. Последовательность и содержание работ замены изоляции при капитальном ремонте.....	57
2.8. Расчет геометрической формы траншеи.....	59
2.9. Подкапывающая машина.....	60
2.10. Расчет технологических параметров ремонтных колонн.....	62
2.11. Контроль качества изоляционных покрытий.....	67

3. Расчетная часть.....	78
3.1. Расчет переходного сопротивления нефтепровода.....	78
3.2. Расчет срока службы остаточного ресурса изоляционного покрытия эксплуатируемого трубопровода.....	82
3.3. Расчет срока службы изоляционного покрытия после капитального ремонта с заменой изоляции участка км 440 – 441 магистрального нефтепровода «А – А – С».....	83
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	84
4.1. Расчет затрат на обслуживание и ремонт оборудования по проекту.....	84
4.1.2. Расчет издержек производства и обращения.....	89
4.1.3. Оценка сравнительной эффективности исследования.....	90
5. Социальная ответственность.....	93
5.1. Производственная безопасность.....	93
5.1.1. Анализ вредных производственных факторов и мероприятия по их устранению.....	94
5.1.2. Анализ опасных производственных факторов и мероприятия по их устранению.....	97
5.2. Экологическая безопасность.....	100
5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	103
5.3.1. Пожарная безопасность.....	105
5.3.2. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	109
Заключение.....	110
Список используемой литературы.....	111

*В связи с наличием конфиденциальной информации расчетно конструктивно-технологический раздел был удален.

Введение

Целью данной дипломной работы является выявление оптимальных технологий нанесения изоляционных покрытий в трассовых условиях, участка линейной части магистрального нефтепровода (МН), проложенного по заболоченной местности.

При выполнении данной работы были рассмотрены основные способы нанесения изоляционных покрытий, произведен расчет переходного сопротивления нефтепровода по эксплуатационным данным изменения величины тока катодной защиты линейной части трубопровода Александровское–Анжеро-Судженск во времени. Предложено использование при производстве работ современных изоляционных материалов – лента полимерно-битумная на основе мастики «Транскор» ЛИТКОР-НК, в сочетании с оберткой полиэтиленовой ПОЛИЛЕН-ОБ 40-ОБ-63 и праймер-НК. Проведен контроль качества изоляционного покрытия, параметры которого соответствуют требованиям ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии» для изоляционных материалов.

Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов – важнейшая и неотъемлемая составляющая топливно-энергетического комплекса России. На территории РФ создана разветвленная сеть магистральных нефтепроводов, проходящих по территориям практически всех субъектов федерации.

Протяженность магистральных нефтепроводов составляет 48.5 – тыс. км; нефтепродуктопроводов – 19.3 тыс. км. С помощью магистрального нефтепровода передвигается 98 % нефти и 50 % производимой продукции нефтепереработки. В общем объеме грузооборота трубопроводного транспорта доля нефти составляет – 40.3, нефтепродуктов – 4.3 %.

					Технологии нанесения изоляционных покрытий при капитальном ремонте магистрального «Александровское-Анжеро-Судженск»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Федченко Д.Ю.</i>			<i>Введение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Богданова Ю.В.</i>					17	112
<i>Консульт.</i>		<i>Брусник О.В.</i>				<i>ТПУ гр.з-2521Т</i>		
<i>Утверд.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>						

В состав сооружений магистральных нефтепроводов входят 395 нефтеперекачивающих станций, нефтепродуктопроводов, 100 нефтепродуктоперекачивающих станций, резервуарные парки общей емкостью 17.43 млн. куб. метров.

Около 40 % трубопроводов изолируются полимерными ленточными покрытиями. Период службы у них бывает примерно 15 лет, что в 2 раза ниже нормальной эксплуатации всего трубопровода. Это обуславливает проведение капитальных ремонтов с заменой изоляции.

Само же полимерное покрытие может работать 30 и более лет. Несомненно, что полиэтиленовые материалы базового нанесения более надежны и долговечны. Основным недостатком полимерных ленточных покрытий является низкая адгезия и высокая проницаемость в местах нахлеста витков, что можно устранить использованием новых конструкций и способом нанесения полимерных изоляционных лент и оберток с двусторонним липким слоем.

Применяемый в настоящее время метод выборочного ремонта изоляционных покрытий трубопроводов владеет рядом недостатков: большой объем осуществляемых земляных работ; нефтепровода большей трудоемкостью работ по зачистке трубопровода от старого изоляционного покрытия и по нанесению нового защитного материала; выполнимость удаления защитного покрытия, находящегося в удовлетворительном состоянии, которое могло бы прослужить долгое время; применение значительной доли ручного труда, а вследствие этого невозможность проведения больших объемов ремонтных работ; применение большого количества разнообразной по мощности и по назначению техники.

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		18

1. Обзор литературы

При выполнении исследования были использованы следующие основные источники литературы и нормативно-правовая документация:

Трубопроводный транспорт нефти. С.М. Вайнштока. Учебник. – М.: Недра.

ГОСТ 12.3.016-87 "ССБТ. Строительство. Работы антикоррозионные. Требования безопасности*.

ГОСТ Р 511164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии».

СНиП III-42-80* «Магистральные трубопроводы».

РД 39-00147105-015-98 «Правила капитального ремонта магистральных нефтепроводов».

РД 39-00147105-016-98 «Методика расчета переходного сопротивления нефтепроводов линейных участков магистральных нефтепроводов с учетом дефектов, обнаруженных при диагностическом обследовании».

РД 39Р-00147105-025-02 Методика определения остаточного ресурса изоляционных покрытий подземных трубопроводов.

					Технологии нанесения изоляционных покрытий при капитальном ремонте магистрального нефтепровода «Александровское-Анжеро-Судженск»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Федченко Д.Ю.</i>			<i>Обзор литературы</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Богданова Ю.В.</i>					19	112
<i>Консульт.</i>		<i>Брусник О.В.</i>				<i>ТПУ гр.з-2Б21Т</i>		
<i>Утверд.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>						

1.1. Инженерно-геологическая характеристика района работ.

Трасса нефтепровода проходит по холмисто-увалистой и пологоувалистой местности. Абсолютные отметки поверхности изменяются от 72.6 до 116.75 м.

Геологический разрез под почвенным слоем мощностью 0.3...0.4 м до глубины 5.0 м сложен покровными отложениями, представленными в основном суглинками и глинами.

Нормативная глубина сезонного промерзания для суглинков и глин составляет 2.10 м для супесей – 2.53 м. Из неблагоприятных физико-геологических процессов имеет место морозное пучение, кроме того, на переходах через водотоки, в их пойменной части – заболачивание.

В геологическом отношении территория является предледниковой областью максимального (Самарского) оледенения.

Подземные воды до 5 м не встречены. В период снеготаяния и обильных летне-осенних дождей возможен подъем уровня подземных вод до 1.5 м от установившегося. В химическом и физико-химическом отношении все почвы, встречающиеся на трассе, характеризуются кислой или слабокислой реакцией и преимущественно восстановительной обстановкой. Из этого следует, что кальций и железо, содержащиеся в конструкциях (бетоне) будут постепенно выщелачиваться, и такие конструкции начнут разрушаться. Торфяно-болотные и особенно болотно-подзолистые почвы помимо кислой реакцией среды характеризуются переменным окислительно-восстановительным режимом. Такой режим, усиленный действием органических кислот, содержащихся в почвах, способствует развитию коррозионных явлений. По этой причине железосодержащие конструкции также будут быстро разрушаться.

					Технологии нанесения изоляционных покрытий при капитальном ремонте магистрального нефтепровода «Александровское-Анжеро-Судженск»		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Федченко Д.Ю.			Общая часть		
Провер.		Богданова Ю.В.					
Консульт.		Брусник О.В.					
Утверд.		Рудаченко А.В.					
					Лит.	Лист	Листов
						20	112
					ТПУ гр.з-2521Т		

Сейсмичность Парабельского района Томской области по картам А и Б менее 6 баллов, по карте С - 6 баллов.

1.2. Краткая климатическая характеристика района работ.

В административном отношении район работ располагается в Парабельском районе Томской области.

Климатическая характеристика составлена по материалам многолетних наблюдений на метеостанции Парабели.

Климат рассматриваемого района резко континентальный и характеризуется продолжительной холодной зимой с поздним наступлением тепла и ранними заморозками.

Характерная особенность термического режима – большие годовые амплитуды, достигающие 75...85°.

Таблица 1 – Температура воздуха, °С

Месяц												Год
01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	
-19,5	-17,2	-9,9	0,3	8,3	15,4	18,1	14,6	9,0	0,2	-10,8	-18,5	-0,8

Коэффициент, зависящий от температурной стратификации атмосферы, равен 200.

Температура воздуха наиболее холодных суток обеспеченностью 0,92 % равна минус 45°С.

Температура воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92 % равна минус 41°С.

Продолжительность периода со средней суточной температурой воздуха < 0°С составляет 182 дня, средняя температура в этот период – минус 13°С.

Средняя минимальная температура холодного месяца (январь) –минус 23,5°С.

Средняя дата последнего заморозка – 21 мая средняя дата первого заморозка – 22 сентября, средняя продолжительность безморозного периода составляет 123 дня.

					Описание объекта							Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата								21

Таблица 1.1. – Средняя месячная и годовая температура почвы, °С

Глубина, м	Месяц												Год
	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	
0,8	-0,3	-1,1	-1,2	0,3	1,6	8,6	14,0	14,0	11,5	6,1	2,4	0,8	4,5
1,6	1,5	0,9	0,4	0,7	0,9	5,5	10,4	12,2	11,0	7,7	4,2	2,4	4,8
3,2	3,9	2,6	2,6	2,8	2,5	3,0	5,5	7,7	8,6	8,0	6,9	4,9	5,0

Средняя дата начала устойчивого промерзания почвы – 26 октября, оттаивания – 03 июня.

На рассматриваемой территории в осенне-зимний период преобладают ветры южных направлений, в летний период увеличивается повторяемость ветров северного, северо-западного и западного направлений.

Безветренных дней в течение года немного, в пределах 10 %.

Коэффициент, зависящий от рельефа местности, равен 1.

Таблица 1.1.2. – Средняя скорость ветра, м/с

Месяц	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	год
Средняя	3,7	3,7	4,1	3,9	4,1	3,3	2,7	2,8	3,3	4,2	4,3	3,9	3,7

Распределение осадков в течение года неравномерное. Наибольшее количество осадков выпадает в тёплую часть года и составляет в среднем 366 мм.

Наибольшая высота снежного покрова составляет 98 см.

Среднее число дней со снежным покровом – 187, средняя дата появления снежного покрова – 13.10, средняя дата образования устойчивого снежного покрова – 28.10, средняя дата разрушения устойчивого снежного покрова – 21.04, средняя дата схода снежного покрова – 5.05.

Среднее число дней с туманом в год составляет 16. Наибольшее число дней с туманом наблюдается в августе-сентябре, декабре-январе. Средняя продолжительность тумана в день с туманом составляет 3,5 часа.

					Описание объекта							Лист
												22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата								

Среднее число дней с грозой равно 27, средняя продолжительность грозы в день с грозой составляет 2 часа, максимальная непрерывная достигает 15 часов.

Среднее число дней с метелью составляет 42.

Средняя продолжительность метели в день с метелью составляет 8,5 часа.

Общие сведения о климатических условиях и состоянии воздушного бассейна района расположения объекта приведены в таблице 1.1.3.

Таблица 1.1.3. – Характеристика климатических условий в районе расположения промышленного объекта

п/п	Наименование характеристики	Единица измерения	Значение
	2	3	4
	Средняя максимальная температура наружного воздуха наиболее жаркого месяца года	°С	23,7
	Абсолютный максимум температуры наружного воздуха	°С	35
	Средняя температура наружного воздуха наиболее холодного периода	°С	- 25
	Абсолютный минимум температуры наружного воздуха	°С	- 52
	Наиболее жаркий месяц года		июль
	Наиболее холодный месяц года		январь
	Продолжительность времени года с отрицательными суточными температурами	Суток	182
	Преобладающее направление ветра		юго-западное
	Средняя скорость ветра в теплое время года	м/с	3,4

Продолжение таблицы – 1.1.3.

	Средняя скорость ветра в холодное время года	м/с	3,9	
1	Повторяемость направлений ветра С	%		
	С			14
	СВ			6
	В			5
	ЮВ			16
	Ю			10
	ЮЗ			30
	З			11
	СЗ	8		
2	Среднегодовое количество осадков	мм	482	

2. Анализ технологий нанесения изоляционных покрытий в трассовых условиях.

Зависимое положение особенностей эксплуатируемого трубопровода, степени неисправности объектов на линейной части, изнашивания трубопроводных систем и кропотливости ремонтных работ подразделяют следующие виды плановых ремонтов: капитальный, текущий.

Капитальный ремонт выполняют для восстановления работоспособности и полного восстановления ресурса линейной части, оборудования и сооружений МН с заменой или восстановлением составных частей, включая базовые: Текущий ремонт проводится для обеспечения или восстановления работоспособности оборудования и сооружений МН и представляет замену и или восстановление отдельных частей оборудования. Капитальный ремонт-это плановый ремонт, должен быть выполнен в соответствии с проектом, разработанным проектной организацией, которая имеет лицензию. Кроме того, организации, которая выполняет ремонт, разрабатывает план выполнения проекта, который утверждается руководством эксплуатирующей организации (ОАО МН). Техническая спецификация для ремонта МН должно предусматривать достижение тех же показателей, которые были у построенного трубопровода (рабочее давление, способность пропускная и т. д.).

Капитальный ремонт нефтепроводов по характеру и технологии проведения работ подразделяют на следующие виды:

- с заменой трубы;
- с заменой защитного материала;
- выборочный.

На ремонте с устранением дефектов труб, сварных швов и замены

					Технологии нанесения изоляционных покрытий при капитальном ремонте магистрального нефтепровода «Александровское-Анжеро-Судженск»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Федченко Д.Ю.</i>			<i>Анализ технологий нанесения изоляционных покрытий в трассовых условиях</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Богданова Ю.В.</i>					25	112
<i>Консульт.</i>		<i>Брусник О.В.</i>				ТПУ гр.з-2Б21Т		
<i>Утверд.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>						

защитного покрытия (сплошной ремонт с заменой изоляции) может выполняться без остановки перекачки нефти при давлении не более 2,5 МПа последующими методами:

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

Выборочный ремонт – локальный ремонт линейной части магистрального нефтепровода по ликвидации дефектов на ограниченном участке нефтепровода. Выборочный ремонт без остановки перекачки может производиться при давлении не более 2,5 МПа без подъема трубопровода с сохранением его положения в траншее согласно нормативным требованиям для конкретного способа ремонта.

Выборочный ремонт содержит:

- ремонт секций длиной до $20 D_y$;
- ремонт протяженных секций методом последующих захваток или с использованием грунтовых опор;
- ремонт участков труб с гофрами, с заменой «катушки», узлов линейной арматуры и т.п.

2.1. Технологии нанесения защитных покрытий.

2.1.1. Технология нанесения изоляционных материалов в трассовых условиях.

При нанесении защитных покрытий применяются передвижные механизированные колонны, которые включают: трубоукладчики и навесное технологическое оборудование (очистные и изоляционные машины, комбайны

					Выявление оптимальных технологий нанесения изоляционных покрытий в трассовых условиях	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

и т.д.), перемещаясь по сваренному в "нитку" трубопроводу и выполняют задачи по щеточной очистке, праймированию поверхности трубопровода, нанесения на них изоляционных покрытий. При исполнении работ в зимнее время в состав оборудования вводят передвижную печь для нагрева и сушки труб.

При нанесении защитных битумных покрытий в составе механизированных колонн применяется также битумно-плавильные котлы и специальные изоляционные машины. До нанесения защитных покрытий проводится зачистка трубопровода от грязи, ржавчины, окалины. Для зачистки поверхности трубы используются скребки, механические щетки и иглофрезы. Праймирование труб производится путем полива на поверхность трубы дозированного адгезионного праймера с последующим его растиранием брезентовым полотенцем. На праймированный трубопровод с применением изоляционной машины наносят слой горячей битумной мастики, после чего производят нанесение на трубопровод армирующего материала (стеклохолста), второго слоя битумной мастики и слоя наружной защитной обертки. Ленточные покрытия наносят на поверхность трубы путем спиральной намотки на праймированные трубы слоя изоляционной ленты и слоя защитной обертки, с необходимым усилием натяжения и величиной нахлеста. [21]

Опыт показывает, что, несмотря на достаточно высокий уровень механизации изоляционных работ в условиях трассы, данный способ изоляции не создает качественного нанесения на трубопровод изоляционных покрытий. Это обусловлено воздействием погодных условий, неименеем средств и методов пооперационного технологического контроля, а также недостаточно высокими механическими и защитными свойствами битумных и ленточных покрытий.

					<i>Технология нанесения защитных покрытий</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		27

2.2.2. Технология выполнения противокоррозионных работ в трассовых условиях.

Защитные покрытия следует наносить, механизированным способом, обеспечивающим проектную толщину изоляционного слоя и его сплошность. Очистку и нанесение грунтовки на трубы необходимо осуществлять в зависимости от диаметра трубы соответствующими самоходными очистными машинами типа ОМ.

Изоляцию надлежит наносить в зависимости от диаметра трубы и вида покрытия соответствующими самоходными машинами типа ИМ для битумных покрытий или типа комбайна ОМП для ленточных покрытий.

Нанесение защитного покрытия на влажную поверхность труб во время дождя, тумана, снега и сильного ветра недопускается.

Битумно-полимерные грунтовки приготавливаются в базовых условиях и предлагается для круглогодичного применения.

Грунтовку перед применением рекомендуется тщательно перемешать до полного исчезновения возможного осадка, потом замерить вязкость и процедить через металлическое сито с 400 отверстиями на 1 см².

Загустевшую грунтовку базового приготовления можно развести (но не более чем на 10 % от объема грунтовки); при этом разбавитель выбирается в соответствии со спецификацией на грунтовку.

Грунтовка битумно-бензиновая

Разрешается приготовление грунтовки битумно-бензиновой на месте производства изоляционных работ путем растворения битума в бензине в соотношении 1:3 по объему или 1:2 по массе.

Таблица 2.1. - Составы битумных грунтовок в зависимости от сезона нанесения (для летнего и зимнего времени)

Грунтовки	Состав грунтовок
1	2

Продолжение таблицы - 2.1.

Битумная для летнего времени	Битум БН 90/10 или БН 70/30 по ГОСТ 6617-76 или БНИ-У по ГОСТ 9812-74 Бензины неэтилированные: авиационный Б-70 по ГОСТ 1012-72 или автомобильный А-72 и А-76 по ГОСТ 2084-77
Битумная для зимнего времени	Битум БН 70/30 по ГОСТ 6617-76 или БНИ- I У по ГОСТ 9812-74 Бензин неэтилированный авиационный Б-70 по ГОСТ 1012-72

Двухкомпонентные грунтовки готовятся непосредственно перед применением в соответствии с НТД на них. Не допускается приготавливать грунтовку на следующие сутки или оставлять неизрасходованной в баке машины в течении нескольких часов. Если подготовленная грунтовка не использована полностью, то необходимо освободить бак машины и систему подачи; после слива грунтовки систему необходимо обмыть бензином.

Мастики битумно-полимерные типа Изобитеп и мастики битумно-резиновые базового производства во время трассовых условиях расплавляют в котлах. Мастику очистить от упаковочной бумаги и измельчить на кусочки массой 3-5 кг, загрузить в плавильный котел установки УБК-81 или БК-4. Общий объем мастики не имеет право превышать 2/3 емкости котла. При плавке битумных мастик в котел добавляют несколько капель пеногасителя (полиметилсилоксановой жидкости ПМС-200). Это позволяет в 1,5-2 раза повысить процесс изготовления мастики. Нагретую до 170-190 °С праймер следует перекачать во 2-й котел установки УБК-81. В котле праймер выдерживают при температуре 160 - 180 °С не более чем 3 ч до полного выпаривания влаги.

Поверхность трубопровода перед изоляцией должна высушена и зачищена от грязи, ржавчины, неплотно сцепленной с металлом окалины, пыли, земли и наледи, обезжирена от копоти и масла. При температуре воздуха ниже плюс 10 °С поверхность трубопровода необходимо заогреть до температуры не ниже плюс 15 °С (но не выше плюс 50 °С).

В трассовых условиях с наружной поверхности трубопровода очищают самоходными очистными машинами. При помощи шлифмашинок с поверхности трубопроводов удаляются брызги металла, шлака, и острые выступы и заусенцы. Сушка и подогрев поверхности производят при помощи сушильных печей и установок.

Перед началом изоляционных работ на самоходных машинах проверяют правильность установки очистных, праймирующих и изолирующих устройств. На изолирующей обечайке необходимо отрегулировать и зафиксировать необходимый зазор между трубой и обечайкой. Наливают грунтовку в основной бак оборудования и выполняют зачистку и грунтование трубопровода. Битумную мастику заливают в ванну машины, включают битумные насосы на 5 мин, далее следят за циркуляцией мастики. На шпули оборудования надевают рулонные материалы, концы которых закреплены на трубопроводе. [21]

Праймер, который наносится на чистую и сухую поверхность трубопровода, должен покрывать всю поверхность равномерно. Праймер, который наносится на чистую и сухую поверхность трубопровода, должна Разрывы, пятна, сгустки и набухания грунта не допускается.

Защитные покрытия на битумной основе наносят на зачищенную поверхность трубопровода сразу же после высыхания праймера «до отлипа».

Машина на первой скорости перемещается на 2 - 3 м трубопровода, затем ее нужно остановить и проверить качество наплавленного покрытия. Обнаруженные недостатки в работе у машины устраняют при полной ее остановке.

Перед началом работы шпули изоляционного механизма должны быть отрегулированы и зафиксированы под углом, обеспечивающим равномерное

					<i>Технология нанесения защитных покрытий</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		31

натяжение полотна и установленный размер перекрытия витков. Низкий угол наклона шпульт приводит к большим перехлестам, а большой угол наклона приводит к образованию зазоров между витками обмоточного покрытия. Изоляционную мастику следует наносить по периметру и длине трубопровода ровным слоем заданной толщины без пузырей и посторонних включений. Стеклоткань должна быть полностью погружена в мастичный слой, так как только в этом случае достигается наиболее полное армирование материала.

Армирование с битумным покрытием и стекловолокном, и обертку рулонными защитными материалами, необходимо проводить спирально без гофров, морщин и складок с нахлестом края следующего витка в предыдущий не менее 30 мм., перекрытие концов рулонного материала должен быть не менее 100 мм.

На качество изоляционного покрытия существенное влияние оказывает усилие натяжения полотна материала при нанесении на трубопровод применяющихся армирующих материалов по горячей мастике; натяжение необходимо тщательно регулировано тормозным устройством шпульт изоляционных машин.

Ширина рулонного материала для изоляции должна быть 0,5-0,7 диаметра трубопровода, но не более чем на 50 см.

Важным фактором, влияющим на качество защитного покрытия, будет соблюдение температуры мастики при нанесении на трубу. Толщина, изоляционного слоя битума, его непрерывность и прилипаемость, степень погружения стеклохолста в мастичный слой будет зависеть от вязкости мастики, которую нужно регулировать изменением температуры в ванне изоляционного механизма в зависимости от температуры окружающего воздуха.

Таблица 2.1.2. – Температурный режим мастики, необходимый для получения покрытия за один проход

Температура окружающего воздуха, С °	Температура мастики в ванне изоляционной машины, С °
Свыше 30	145

От 30 до 10	150-155
От 10 до минус 5	155-165
От минус 5 до минус 15	165-175
От минус 15 до минус 25	175-185
Ниже минус 25	185-190
Температура окружающего воздуха, С °	Температура мастики в ванне изоляционной машины, С °

Изоляционно-укладочные работы при нанесении битумных покрытий разрешается проводить в температурном режиме окружающего воздуха не ниже минус 30 °С. Уложенный в траншею трубопровод должен быть присыпан рыхлым грунтом.

При отдельном способе выполнения изоляционно-укладочных работ изолированный трубопровод рекомендуется класть на деревянные лежки с мягкими прокладками на них. Укладка в траншею изолированного трубопровода при отдельном способе осуществляется в температурном диапазоне не ниже минус 20 °С.

Изоляция трубы защитным покрытием типа Пластобит-40

Защитное покрытие типа Пластобит-40 нужно наносить при температурном режиме окружающего воздуха не ниже минус 40 °С.

Элементы защитного покрытия типа Пластобит-40: праймер, битумно-резиновые мастики, грунтовки, изоляционные ленты и обертка наносят на трубопровод в соответствии с требованиями настоящих ВСН для каждого из этих материалов. Намотку поливинилхлоридной ленты на трубу необходимо производить сразу же по слою горячего праймера. Выдавливание и утончение битумного слоя от усиленного натяга ленты не разрешается.

Изоляция трубы ленточными защитными покрытиями

Клеевые грунтовки, изоляционные ленты и обертки нужно наносить на трубу одновременно, механизированным способом в совмещенном способе производства укладочно-изоляционных работ.

Изолированный нефтепровод необходимо (в течение одной смены) уложить в траншею, дно которого должно быть выровнено и засыпать грунтом.

Если условия участка не позволяет выполнить укладку нефтепровода в течение одной смены в траншею, нужно защитить изоляционное покрытие от прямых воздействий атмосферы.

При этом случае перед укладкой, футеровкой и обетонированием нужно провести сплошность защитного покрытия и прочность адгезионной связи изоляционной ленты с трубопроводом.

Очистку поверхности трубы выполняют последующими самоходными очистными машинами:

ОМ-113	при диаметрах труб (мм)	89-168;
ОМЛ-8А	при диаметрах труб (мм)	168-325;
ОМ-521	при диаметрах труб (мм)	325-529;
ОМЛ-4	при диаметрах труб (мм)	631-620;
ОМ-121	при диаметрах труб (мм)	1020-1220;
ОМ-1422	при диаметрах труб (мм)	1420.

Клеевые грунтовки, изоляционные ленты и обертки наносятся на поверхность трубы, за один проход последующими самоходными изоляционными машинами:

ИЛ-521	при диаметрах труб (мм)	325-529;
ИЛ-821	при диаметрах труб (мм)	631-820;
ИЛ-1422	при диаметрах труб (мм)	1020-1420;

Комбайнами ОМ-522П, ОМ-1221П, ОМ-1423П.

Перед началом работ очистную, изоляционную машину или комбайн нужно осмотреть, проверить на наличие укомплектованности рабочим инструментом и по ходу опробовать на холостом ходу.

Изоляционная машина или комбайн в обязательном порядке должны быть заземлены и оборудованные специальными устройствами для снятия статического электричества с поверхности ленты. [23]

Изоляционные ленты необходимо наносить на трубу по свеженанесенному невысохшему праймеру. При температуре окружающего воздуха ниже плюс 10 °С рулоны ленты и обертки при нанесении нужно выдержать не менее 48 ч в теплом помещении. На поверхности трубопровода не должно быть следов масла.

Изоляционные ленты и обертки нужно наносить без гофров, перекосов, морщин, отвисаний, с величиной нахлеста, регламентированной СНиП III-42-80. Рулоны лент и оберток при нанесении следует хорошо отторцовать. Для обеспечения плотного прилегания лент и оберток по всей защищаемой поверхности трубопровода и создание герметичности в нахлесте необходимо выполнять постоянное натяжение покрытия с усилием.

Усилие натяжения измеряется динамометром.

Перед нанесением лент и оберток изоляционную машину нужно отрегулировать по диаметру изолируемой трубы, ширине и величине нахлеста. Рабочие параметры машин (угол наклона $tg \alpha$ шпуль, скорость движения V_m , число оборотов цепочного обода N) назначают по формулам:

$$tg \alpha = \frac{B - \Pi}{\pi D \sqrt{1 - \left(\frac{B - \Pi}{\pi D}\right)^2}};$$

$$V_m = S \cdot N = \pi D \cdot tg \alpha \cdot N$$

$$N = \frac{V}{\pi \cdot D}$$

где:

α - угол наклона шпуль к оси трубы, град;

D - наружный диаметр изолируемого трубопровода, м;

B - ширина ленты или обертки, м;

Π - величина нахлеста витков ленты, м;

V_m - скорость движения изоляционной машины, м/мин;

S - шаг намотки ленты, м;

N - число оборотов цепочного обода со шпулями, об/мин;

$P = 3,14$;

V - линейная скорость намотки ленты (принимается не более 50 м/мин)

					Технология нанесения защитных покрытий	Лист
						34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 2.1.3. Оптимальное натяжение при нанесении лент и оберток

Температура воздуха, ° С	Натяжение ширины, кгс/см,
Плюс 40	1,0-1,5
Плюс 20	1,5-2,0
Минус 30	2,0-3,0

При установке на шпулю нового рулона конец нанесенного полотна необходимо поднять на 10-15 см и подложить начало разматываемого рулонного материала. Концы разглаживают на изолируемой поверхности и потом приминают рукой до нахлеста последующим витком ленты.

Защитные обертки, не имеющие прочного сцепления с изоляционным покрытием трубы, должны закреплены быть в конце полотнища, а по необходимости - каждые 10-12 м. Для закрепления оберток применяют бандажи, клей.

При изоляции трубопровода в околошовной зоне разрешается наличие узкой (1,0-1,5 см) полосы с неплотным прилеганием изоляционной ленты, неплотности при засыпке трубопровода должны исчезнуть. Проверку выполняют шурфованием трубопроводов.

Необходимо проверять величину натяжения ленты и состояние ходовых колес и по необходимости следует выполнять их регулировку.

Поверхность трубы следует охранять от попадания на нее смазочного масла из трансмиссии и воды из системы охлаждения очистной и изоляционной машины. [23]

2.2.3. Выбор технологии нанесения изоляции в трассовых условиях

Переизоляцию нефтепровода производится механизированным способом в зимних условиях с применением битумно-полимерных и термопластичных материалов. Отличие нашего метода переизоляции будет заключаться в том, что весь комплекс ремонтных работ производится в зимних условиях, при температуре окружающего воздуха до -15°C .

					Технология нанесения защитных покрытий	Лист
						35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

После завершения ремонтных работ на трубопроводе выполняется повторная очистка трубопровода от окалины, брызг металла путем повторного пропуска очистной машины, места установки муфт очищаются вручную с помощью напильников, ручной шлиф. машинки, скребками.

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).

Изоляция трубопровода будет выполняться 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; монтируется очистная машина и изоляционная машина, подготавливаются изоляционные материалы, заправляется изоляционная машина. [12]

Вначале производится нагрев поверхности трубопровода газовой кольцевой печью до температуры не ниже + 10 °С. Далее на трубу наносится грунтовка машиной МГ 1020 , 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>Технология нанесения защитных покрытий</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		36



Рисунок 1 – Машина грунтовочная типа МГ

Таблица 2.1.4. – 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

Продолжение таблицы – 2.1.4.

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. При возникновении сложности по организации ритмичной работы планируется пропускать участки ремонта стенки тру-

бы (с подведением временных опор) и после восстановления изолировать вручную, не останавливая движения РСК.

На случай появления на поверхности нефтепровода влаги, грунтовку и защитные покрытия необходимо наносить после предварительной просушки трубопровода сушильными устройствами, исключая возможность образования копоти и других загрязнений на поверхности нефтепровода.

Температурные границы 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°C .

Изоляционные ленты следует наносить на нефтепровод по свеженанесенной невысохшей грунтовке. При температуре окружающего воздуха ниже $+10^{\circ}\text{C}$, рулоны ленты и обертки перед нанесением необходимо выдерживать не менее 48 часов в теплом помещении с температурой не ниже $+15^{\circ}\text{C}$ (но не выше $+45^{\circ}\text{C}$). После нанесения праймера НК - 50 осуществляется нанесение полимерно-битумной ленты "Транскор" Литкор – НК с оберткой ПОЛИЛЕН – ОБ40 - ОБ - 63. 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.

					<i>Технология нанесения защитных покрытий</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		39



Рисунок 2 – Изоляционная машина типа МИАБ

Таблица 2.1.5. – Основные технические характеристики машин МИАБ

	МИАБ-820	МИАБ 1020	МИАБ-1220
1	2	3	4
Диаметр изолируемого трубопровода. Мм	820	1020	1220
Длина, мм	4285	4400	4400
Ширина, мм	1420	1750	1750
Угол подъема преодолеваемый при движении машины по трубопроводу, град	15	15	15
Потребляемая мощность, кВт	9,7	9,7	9,7
Силовая цепь,			

Продолжение таблицы – 2.1.5.

Вольт	380	380	380
Гц	50	50	50
Цепь управления, Вольт	36	36	36
Климатическое ис- полнение	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.

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



Рисунок 3 – Плавильный котёл типа КАПЭ

Таблица 2.1.5. – Технические характеристики плавильных котлов типа КАПЭ

Марка котла	КАПЭ-2400	КАПЭ-3300
Объем расплавленной мастики в котле, м ³	2,4	3,3
Производительность котла, л/ч: при расплавлении мастики, не менее при подаче мастики на изоляционную машину	200 80	200 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

Продолжение таблицы – 2.1.5.

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 следует наносить без гофр, перекосов, морщин, отвисаний с величиной нахлеста для двухслойного – 50% ширины ленты плюс 3 см.

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;
- выполнить подогрев участка изоляции до $t = 70 - 80$ °С 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 вручную праймер "НК - 50", 2 слоя полимерно-битумной ленты "Литкор - НК" и защитную обертку "ПОЛИЛЕН – ОБ40 – ОБ - 63" с нахлестом 10 см по всему периметру. [8]

					Технология нанесения защитных покрытий	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

2.3. Технология изоляции зон сварных стыков в трассовых условиях.

При изоляции стыков применяются последующие конструкции усиленного типа защитных покрытий:

муфтовое или манжетное, состоит из термоусаживающейся полиэтиленовой основы со слоем термоплавкого клея на внутренней стороне;

ленточное, состоит из 1-2 слоев термоусаживающейся ленты горячего нанесения;

пластобитное (типа Пластобит-40), состоящее из праймера, пластифицированной битумной мастики, поливинилхлоридной полимерной нелипкой ленты и слоя обертки типа ПЭКОМ;

битумное, состоит из праймера, слоя изоляционной мастики на основе битумов, 1-2 слоев стеклоармировки и слоя изоляционной защитной обертки;

ленточное холодного нанесения, состоит из высохшего слоя праймера, двух слоев полиэтиленовой изоляционной липкой ленты и двух слоев защитной полимерной липкой обертки. Разрешается слой полимерной обертки заменить липкой полимерной лентой слой на слой.

Изоляция стыков битумными защитными покрытиями

Длительные перерывы (более одной смены) между операциями при нанесении грунтовки и изоляционного защитного покрытия не разрешается. Температура изолируемой поверхности трубопровода должна быть в пределах не ниже 10 °С. При нарушении конкретных условий выполняется повторная огрунтовка. С огрунтованной поверхности пыль или влага удаляются сухой ветошью. [6]

Битумное покрытие на стыки сварные производят последующим образом; горячий праймер из лейки наливают на поверхность трубы и растирают ее полотенцем вниз. Следующий слой битумного покрытия необходимо наносить на предыдущий застывший слой.

					Технология изоляции зон сварных стыков	Лист
						44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Обертывание рулонными покрытиями производят по горячему слою мастики вслед за ее нанесением, чем в свою очередь достигает хорошее соединение оберточных покрытий с мастикой.

Обертывание рулонными покрытиями стыков сварных по слою мастики следует выполнять с нахлестом краев не менее 30 мм, а нахлест концов лент друг на друга должно быть не менее 100 мм.

Толщина и конструкция защитных покрытий на стыке сварном трубопровода должна соответствовать типу основного защитного покрытия трубопровода.

Технология нанесения защитного покрытия типа ПЛАСТОБИТ-40 на поверхность сварных стыков трубопровода

Нанесение защитного покрытия типа Пластобит-40 выполняется в соответствии с п. 2.5. настоящих ВСН.

Пластифицированную мастику наносят сверху обливом на загрунтованную поверхность трубы сплошным слоем толщиной не менее 3 мм. Внизу трубы слой мастики выравнивают полотенцем.

При нанесении защитного покрытия типа Пластобит-40 поверхность стыка трубы должна иметь при этом температуру не ниже плюс 15 °С.

Технология изоляции сварных стыков трубопровода полимерными липкими лентами

При нанесении ленты «сигаретным» методом, когда ширина изолируемого участка превышает по ширине ленты, перекрытия на краях лент должно составлять не менее 75 мм при соблюдении параллельно-поочередного нанесения слоев. Перекрытия на концах лент должны составлять не менее 100 мм.

					<i>Технология изоляции зон сварных стыков</i>	<i>Лист</i>
						45
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

2.3.1. Технология нанесения ленточного покрытия на зоны сварного стыка с помощью гибких электронагревательных элементов.

Усадка ленты типа «Термизол»

Усадка пленки «Термизол» начинают с ее нагревании промышленным феном. Держат фен не ближе 7 см от ленты и, не задерживаясь на одном месте, перемещать его возвратно-поступательными движениями. Для ускорения выравнивания поверхность пленки применяют перекатывающие ролики. Правильная усадка пленки обеспечивает равномерное, плотное обжатие поверхности сварного соединения;

По окончанию изоляции зоны сварного стыка необходимо осуществить контроль качества нанесенного покрытия. Объем контроля качества нанесенного покрытия на основе термоусадочной ленты «Термизол» включает в себя: толщину покрытия (определяется с помощью толщиномера), адгезию при 20°C (через 24 часа, с помощью адгезиметра), сплошность покрытия (с помощью дефектоскопа).

По условиям хранения ленты «Термизол»:

Хранят рулоны в закрытых складских помещениях в упаковке изготовителя при T от минус 10 до плюс 30 на расстоянии не менее 1 м от отопительных приборов. Не допускается хранить ленту с органическими растворителями, кислотами, химикатами и другими агрессивными средами.

В трассовых условиях хранить ленту необходимо также в закрытых помещениях, исключаяющих прямого попадания солнечных лучей.

Возможные временные сроки между производством изоляции и производством земляных работ (укладка и засыпка трубопровода с заполированными "Термизолом" стыками). Основное правило - хранить изделие (труба с наружным полиэтиленовым покрытием и закодированным стыком), более 10 суток без навеса, палатки или любого другого укрытия не рекомендуется в виду прямого влияния ультрафиолетового излучения-Изделия с покрытиями должны храниться в соответствии с ГОСТ 15150. раздел 10 в условиях 5 (ОЖ4). Хранение изделий с покрытием при минусовых

									Лист
									46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Технология изоляции зон сварных стыков				

температурах допускается не более одного зимнего сезона. Хранение не должно приводить к нарушению сплошности покрытия. С помощью ручки регулирования реостатом плавно устанавливается сила тока 330-350 А.

В зависимости от диаметра и толщины стенок труб выдерживается температура и время нагрева. Температура прогрева контролируется специальным термометром типа ТЦМ 9210 или аналогичным и должна составлять от 130 °С до 140 °С. При достижении необходимой температуры сварочный выпрямитель необходимо отключить, снять нагревательный элемент с поверхности стыка. [6]

Изоляция, зоны сварного стыка

Тип покрытия на сварном стыке должен соответствовать типу основного защитного покрытия трубопровода. При конструкции защитного покрытия труб на основе термоусаживающихся материалов (лента типа "Термизол") толщина покрытия на зоне сварного стыка, наносимого в полевых условиях, согласно ГОСТ Р 51164 должна соответствовать величине не менее 1,2 мм.

Намотку ленты типа «Термизол» на изолируемую поверхность производить вручную или с помощью ручной намоточной машины с удельным натягом. Предварительно из ленты «Термизол» вырезается отрезок шириной, равной неизолированной зоне сварного стыка (не менее 150 мм), и длиной, равной двум длинам окружности стальной трубы + 3 см.

На предварительно нагретую до 130-140°С зону сварного стыка внахлест наносят подготовленный отрезок, делая спиральные витки. Снаружи усаживают ленту «Термизол» промышленным феном, равномерно прикатывая ее с помощью прокаточного ролика. Далее необходимо на намоточную машину вручную намотать ленту типа «Термизол» шириной 100 мм. Толщина ленты «Термизол» от 1,0 до 1,3 мм. Длина неизолированного участка на концах труб принимается равной (75-100)х2 мм. Нахлест изоляции стыка на основное покрытие должен быть не менее 75 мм.

					Технология изоляции зон сварных стыков	Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

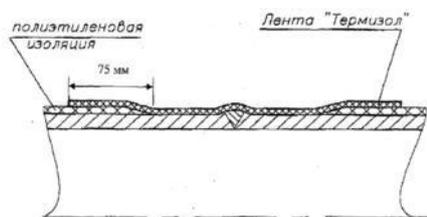


Рис.4. Манжетная изоляции стыка.

2.4. Классификация свойств защитных материалов трубопровода

Применяемые защитные покрытия должны иметь следующие свойства:

1) Хорошая адгезия (прилипаемость) покрытия к металлу, что предотвращает отслаивание изоляции при небольшом местном разрушении, а также исключает проникновение электролита под покрытие;

2) Водонепроницаемость, что исключает возможность насыщения пор покрытия почвенной влагой и тем самым предотвращая контакт электролита защищаемой металлической поверхности;

3) Химическая стойкость, обеспечивающее длительную работу покрытия в условиях агрессивных сред;

4) Быть сплошными, чтобы обеспечить надежность покрытия, так как даже мельчайшая пористость в покрытии приводит к созданию электролитических ячеек и протекания коррозионных процессов;

5) Механической прочностью, достаточной для проведения изоляционно-укладочных работ при сооружении металлического объекта и выдерживающей эксплуатационные нагрузки;

6) Электрохимической нейтральностью: отдельные составляющие покрытия не должны участвовать в катодном процессе в противном случае это может привести к разрушению изоляции при электрохимической защите металлического сооружения;

7) Диэлектрическими свойствами, определяющими сопротивление прохождению тока, предотвращающими возникновение коррозионных элементов между металлом и электролитом и обуславливающими экономический эффект от применения электрохимической защиты;

					Классификация защитных свойств материалов	Лист
						48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

8) Термостойкость, определяемой необходимой температурой размягчения, что важно при изоляции «горячих» объектов, и температурой наступления хрупкости, что имеет большое значение при проведении изоляционных работ в зимнее время;

9) Возможностью механизации процесса нанесения изоляционного покрытия как в базовых, так и в полевых условиях;

10) Отсутствием коррозионного и химического воздействия на защищаемый объект;

11) Экономичность (стоимость изоляционного покрытия должна быть во много раз меньше стоимости защищаемого объекта).

12) Быть не дефицитным (широкое применение находят только те материалы, которые имеются в достаточном количестве);

Бесспорно, что этим требованиям не отвечает ни один естественный или искусственный материал, потому выбор защитного материала предопределяется конкретными условиями строительства и эксплуатации трубопроводов, наличием сырьевой базы, технологичностью процесса нанесения защитного покрытия. В настоящее время магистральные нефтепроводы изолируются: полимерными ленточными покрытиями; битумными, битум-полимерным, асфальто-смолистыми мастиками с применением полимерных ленточных обёрток; полимерными покрытиями заводского нанесения с изоляцией сварных стыков термоусаживающимися лентами и манжетами.

Антикоррозионные покрытия трубопроводов в условиях трассового нанесения

Для изоляции трубопроводов в трассовых условиях в настоящий момент в наибольшей степени широко применяют три типа защитного покрытия: а) битумно-мастичные покрытия; б) полимерные ленточные покрытия; в) комбинированные мастично-ленточные покрытия (покрытия типа "Пластобит")

2.5. Изоляционные покрытия.

2.5.1. Экструдированные и напыленные полиэтиленовые покрытия

					Классификация защитных свойств материалов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

Полиэтилен благодаря особой молекулярной структуры обладает свойствами неполярности и имеет низкую адгезию к стали. Коэффициент линейного расширения полиэтилена в 5,83 раза больше, чем стали. Полиэтиленовые покрытия необходимо наносить довольно толстым слоем, не менее 0,8 мм.

2.5.2. Комбинированные мастичные ленты-покрытие

Мастика-лента тип покрытия Пластобит. Конструктивно покрытие состоит из слоя адгезива, праймера, слой клеевой мастики на основе битума или асфальто-смеси, слой изолирующей полимерной ленты толщиной не менее 0,4 мм и слоя защитной полиэтиленовой пленкой толщиной не менее 0,5 мм. Общая толщина комбинированного мастика - ленточного покрытия не менее 4,0мм. При нанесении битумной мастики в зимнее время ее, пластифицируют, вводят добавки масел, что предотвращает хрупкость мастики при отрицательных температурах окружающей среды. Битумную мастику наносят на грунтовку, которая обеспечивает адгезию покрытия к стали, и это является основной теплоизоляционный слой покрытия. Полимерные ленты, защитной обертки повышают механические свойства и прочность материала, обеспечивают равномерное распределение изоляционного слоя мастики по всему периметру и длине трубопровода. Практическое применение комбинированных покрытий типа «Plastobit» подтвердили их высокие защитные и эксплуатационные характеристики. Этот тип покрытия является в настоящее время наиболее часто используемым при проведении работ по ремонту и переизоляции существующего трубопровода, имеющих битумное покрытие. В этой конструкции битумного покрытия лента используется в основном полиэтиленовую термоусадочную пленку, имеющую высокую теплостойкость и высокие механические свойства в качестве электро-изоляционных мастик используют специальные модифицированные битумные мастики нового поколения. Основными недостатками сочетания мастика-лента покрытие то же, что и у битумно-мастичных покрытий - не достаточно широкий диапазон температур (от минус 10 до плюс 40 °С) и недостаточно высокие физико-механические показатели свойств (ударная прочность, стойкость к продавливанию и др.).

					Классификация защитных свойств материалов	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2.5.3. Полимерные материалы

Конструкция полимерного ленточного покрытия нанесения в трассовых условиях приложения в соответствии с ГОСТ Р 51164-98 состоит из слоя клея, грунтовки, 1 слоя полимерной липкой ленты толщиной не менее 0,6 мм и 1 слоя защитной полимерной обертки толщиной не менее 0,6 мм, Общая толщина покрытия не менее 1,2 мм. В системе полимерного ленточного покрытия функции клейкая лента и защитная обертка разная. Изоляционная лента обеспечивает адгезию покрытия к стали (не менее 2 кг/см ширины) сопротивление катодному отслаиванию, служит защитным барьером, препятствующим проникновению к поверхности труб воды, почвенного электролита, кислорода, т. е. коррозионных агентов. Защитная обертка используется, главным образом, с целью повышения механической прочности покрытия. Он защищает пленку покрытия от повреждений во время монтажа трубопровода в траншею и засыпка его грунтом, и усадки грунта и технологического прогресса в производство. [6]

Для наружной изоляции трубопроводов в настоящее время применяются в основном отечественные изоляционные материалы производства ОАО "Трубоизоляция", (г. Новокуйбышевск, Самарской область): адгезионные грунтовки типа "П-001", "НК-50", полимерные ленты типа "НК ПЭЛ-45", "НКПЭЛ-63", "Полилен", "ЛДП", защитная обертка "Полилен ОБ".

Преимущества ленточных покрытий следует отнести: высокую технологичность их нанесения на трубы в заводских и трассовых условиях, хорошие диэлектрические характеристики, низкое влагокислородопроницаемость, достаточно широкий температурный диапазон использования. Основными недостатками полимерных ленточных покрытий являются: низкая устойчивость к сдвигу под воздействием осадки грунта, недостаточно высокая ударная прочность покрытий, экранирование катодной защиты, низкая биологическая стойкость адгезии подслоя покрытия.

2.6. Выбор изоляционного покрытия и праймера объекта.

					Классификация защитных свойств материалов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

2.6.1. Лента полимерно-битумная на основе мастики «Транскор» Литкор – НК.

Полимерно-битумная лента «ЛИТКОР-НК» является самоклеющимся рулонным материалом, изготовленным путём нанесения битумно-полимерной мастики на полимерную пленку-основу, защищённую антиадгезионной плёнкой. Защитное покрытие наносится на полимерно-битумную грунтовку методом холодного нанесения ручным или механизированным способом. В качестве защитной обертки в покрытии применяется обертка полиэтиленовая «ПОЛИЛЕН-ОБ 40-ОБ-63». В зависимости от климатической зоны применения, выпускается два вида материала: «З» - зимняя, наносится при температуре окружающего воздуха от минус 20 до плюс 10 °С ; «Л» - летняя, наносится при температуре окружающего воздуха от минус 5 до плюс 40 °С ;

Уникальная технология производства.

При изготовлении полимерно-битумных лент применяется универсальное оборудование, позволяющее на этапе производства, за счет подбора полимерных лент основ, задавать различные физические параметры выпускаемого материала. В качестве полимерных лент основ используются как поливинилхлоридные ленты, так и полиэтиленовые ленты .

Основные преимущества.

- 1.Технологичность применения материала, особенно при нанесении в зимних условиях и в условиях межсезонья, что обеспечивает высокую производительность изоляционных работ;
- 2.Возможность нанесение покрытия на недостаточно подготовленную поверхность, нагрева поверхности трубы перед нанесением не требуется;
- 3.Высокая пластичность мастичного слоя, что обеспечивает заполнение всех неровностей поверхности трубы, вследствие чего в зоне сварных швов не наблюдается шатрового эффекта;
- 4.Высокая эластичность и биостойкость;
- 5.Высокие диэлектрические свойства;
- 6.Повышенная прочность на разрыв, даже при серьезных нагрузках;

					<i>Выбор изоляционного покрытия и праймера</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		52

ЛИТКОР-НК

Лента полимерно-битумная

ОСНОВНЫЕ СВОЙСТВА

Наименование показателей	Ед.	Значение		Метод ис-
		Марка «Л»	Марка «Э»	
Адгезия ленты к загрунтованной стальной поверхности при температуре (20±3) °С не менее	МПа	0,2	0,2	ГОСТ Р 51164-98
	Н/см	10	10	ГОСТ 411 Метод Б
Адгезия в нахлесте ленты к ленте при (20±3) °С, не менее	Н/см	7		ГОСТ 411 Метод Б
Прочность при разрыве при (20±5) °С в продольном направлении, не менее (определяется только для основы ленты)	МПа	12		ГОСТ 14236
Относительное удлинение при (20±5) °С при разрыве в продольном направлении, не менее (определяется только для основы ленты)	%	200		ГОСТ 14236
Изменение относительного удлинения при разрыве после 1000 ч выдержки на воздухе при (100±3) °С от исходной величины, не более (определяется только для основы ленты)	%	25		ГОСТ 14236
Водопоглощение за 1000 ч при (20±3) °С, не более	%	0,5		ГОСТ 4650
Температура хрупкости, не выше	°С	Трещины и разрывы, мастичного слоя и отслоение его от основы не допускаются		ГОСТ 16783
		Минус 5	Минус 20	
Диэлектрическая сплошность	кВ/мм	5		
Грибостойкость, не более	балл	2		ГОСТ 9.048-9.049

Таблица 2.1.6. - Основные свойства ленты ЛИТКОР - НК

2.6.2. Обертка полиэтиленовая для защиты магистральных нефтепроводов ПОЛИЛЕН-ОБ 40-ОБ-63.

Обертка «ПОЛИЛЕН-ОБ» - четырехслойная лента на основе термостабилизированного полиэтилена и адгезива на основе бутилкаучука. Предназначена для использования в качестве наружного слоя в защитных конструкциях трубопроводов на основе полимерных лент «ПОЛИЛЕН» совместно с праймером «НК-50» и лентой полиэтиленовой «ПОЛИЛЕН». А также в качестве защиты от механических повреждений изоляционных покрытий наружной поверхности трубопровода других конструкций. Используется для защиты от механических повреждений изоляционных покрытий, используемых для антикоррозионной защиты стальных магистральных, промысловых и технологических нефтепроводов и отводов от них при их строительстве и ремонте при температуре транспортируемого продукта до плюс 40 °С.

Уникальная технология производства.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Выбор изоляционного покрытия и праймера

Лист

52

Покрытие на основе материалов серии «ПОЛИЛЕН» отличаются высокой стабильностью и постоянностью защитных свойств от коррозии. Особенностью серии материалов «ПОЛИЛЕН» будет их структура. Они представляют собой четырехслойный материал с постепенным переходом между слоями полиэтилена к бутилкаучуку. Ленты и обертки «ПОЛИЛЕН» производятся по соэкструзионно-каландровой технологии, в котором слои различного состава сварены между собой в расплавленном состоянии. Послойного перехода на толщину изделия от одного полимера к другому обеспечивает оптимальное сочетание свойств, и несовместимость компонентов гарантирует стабильность структуры и свойств в объеме каждого слоя, по свои границы и всего композиционного материала в целом. «ПОЛИЛЕН» предназначен для эксплуатации от –60 °С до +40 °С, так как покрытие не дегродировало в этом диапазоне температур. Он обладает высокой устойчивостью к ударам, сжатию и истиранию. Покрытия на основе «ПОЛИЛЕН» обладает высокой механической прочностью, нелегко повредить во время погрузки и хранения. Покрытия на основе «ПОЛИЛЕН» устойчивы к химическим действиям кислот, щелочей и обеспечивает длительную подземную эксплуатацию даже в сильно засоленных грунтах. Оно обладает высокими диэлектрическими свойствами, имеет высокую адгезию к стали и с полиэтиленом. [8]

Основные преимущества.

Технология нанесения являлась наиболее доступной и продуктивной, не требует высокой квалификации обслуживающего персонала, громоздкого оборудования для приготовления и нанесения битумной мастики и способствует повышению производительности переменного шага изоляционно-укладочной колонны. Кроме того, полимерные ленты не токсичны и процесс их применения безопасно по отношению к обслуживающему персоналу и окружающей среде. При нанесении не требует открытого пламени, специального оборудования для отверждения. Качество покрытия легко контролируется.

ПОЛИЛЕН-ОБ

Обертка полиэтиленовая с бутилкаучуковым адгезивом

ОСНОВНЫЕ СВОЙСТВА

Наименование показателя	Ед. Изм.	Значение	Метод испытания
Цвет		Чёрный, белый	
Общая толщина, не менее		0,6 мм	ГОСТ 17035
Прочность при разрыве при (20±5) °С в продольном направлении, не менее	МПа	12	ГОСТ 14236
Относительное удлинение при (20±5) °С при разрыве в продольном направлении, не менее	%	200	ГОСТ 14236
Изменение относительного удлинения при разрыве после 1000 ч выдержки на воздухе при (100±3) °С от исходной величины, не более	%	25	ГОСТ 14236
Адгезия в нахлесте об/об и к изоляционной ленте, при температуре (20±3) °С, не менее	Н/см	5,0	ГОСТ 411
Водопоглощение за 1000 ч при температуре (20±3) °С, не более	%	0,5	ГОСТ 4650
Температура хрупкости, не выше	°С	минус 60	ГОСТ 16783
Диэлектрическая сплошность, не менее	кВ/мм	5	
Грибостойкость, не более	балл	2	ГОСТ 9.048 – 9.052

Таблица 2.1.7. – Основные свойства ПОЛИЛЕН - ОБ

2.6.3. Праймер НК-50

Праймер «НК-50» представляет собой каучуково-смоляную наполненную композицию, растворенную в бензине. Предназначен для использования под ленточно-полимерные материалы с целью защиты от коррозии стальных подземных магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и отводов от них диаметром до 1420 мм включительно с температурой эксплуатации до плюс 50 °С при их строительстве и капитальном ремонте. Праймер применяется в конструкциях изоляционных покрытий в комплекте с лентой полиэтиленовой «ПОЛИЛЕН» и оберткой полиэтиленовой «ПОЛИЛЕН-ОБ».

					Выбор изоляционного покрытия и праймера	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

Уникальная технология производства.

Состав праймера «НК-50» подобран таким образом, что полученная жидкая адгезионная композиция идеально подходит для ручного и механизированного нанесения на неровные, восстановленные и очищенные поверхности труб.

Основные преимущества.

Отличная адгезия, стойкость к катодному отслаиванию, обеспечивает долговременную связь системы покрытия «ПОЛИЛЕН», обеспечивает долговременную защиту от коррозии, соответствует большинству местных и национальных стандартов.

Подготовка материала к применению.

Перед нанесением на трубы тщательно перемешать до полного исчезновения возможного осадка. При необходимости изменения вязкости грунтовку, перед нанесением допускается разбавлять растворителем бензин марки Нефрас с-2 80/120, путем введения не более 10% от разведенного объема. Разбавление бензина с содержанием свинца не допускается, так как это ухудшает ее адгезионные свойства.

					<i>Выбор изоляционного покрытия и праймера</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		56

ОСНОВНЫЕ СВОЙСТВА

Наименование показателя	Ед. изм.	Значение
Цвет		Черный
Вязкость по ВЗ-4, при (20±3) °С	с	25±5
Адгезия к стали методом отслаивания, не менее	Н/см	20
Адгезия к стальной поверхности на воздухе	Н/см	15
Адгезия к стальной поверхности после старения в течение 1000 часов в воде	Н/см	15
Сухой остаток, не менее	%	20
Плотность	г/см ³	0,73-0,96
Площадь отслаивания при катодной поляризации, не более		
при 20 °С	см ²	5
при 60 °С		20
Толщина в сухом состоянии	мм	0,05 - 0,076
Время высыхания	мин	10 - 15
Температура нанесения	°С	- 40 + 50
Температура вспышки	°С	17
Содержание твердого вещества	%	20
Вязкость при + 23 °С (время вытекания при диаметре наконечника 4 мм)	сек	25 ± 5

Таблица 2.1.8. - Основные свойства

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

Большинство трубопроводов (до 70% по протяженности) проходят по заболоченным территориям, что обуславливает необходимость их ремонта преимущественно в зимний период.

В зимнее время при наступлении устойчивых морозов необходимо выполнить работы по устройству вдольтрассовой зимней дороги с использованием снежного покрова.

При ремонте нефтепровода с убережением его положения технологические операции осуществляются в последующем распорядке:

- уточнение положения трубопровода;
- распланировка полосы отвода в районе передвижения машин, снимающие плодородного слоя почвы и размещения его во временный отвал;

- производство по разработки траншеи ниже нижней образующей трубопровода;
- зачистка трубопровода от старого защитного материала;
- контроль технического состояния трубопровода, проверка контроля поперечных сварных стыков и усиление их в случае необходимости;
- возобновление стенки трубы;
- конечная зачистка трубопровода;
- нанесение грунтовки;
- нанесение слоя нового защитного покрытия;
- контроль качества изоляционных покрытий;
- укладывание трубопровода с подбитием грунта под ним;
- засыпка траншеи;
- восстановление плодородного слоя почвы. [18]

Согласно проекта производства работ, все работы выполнять поточным методом .

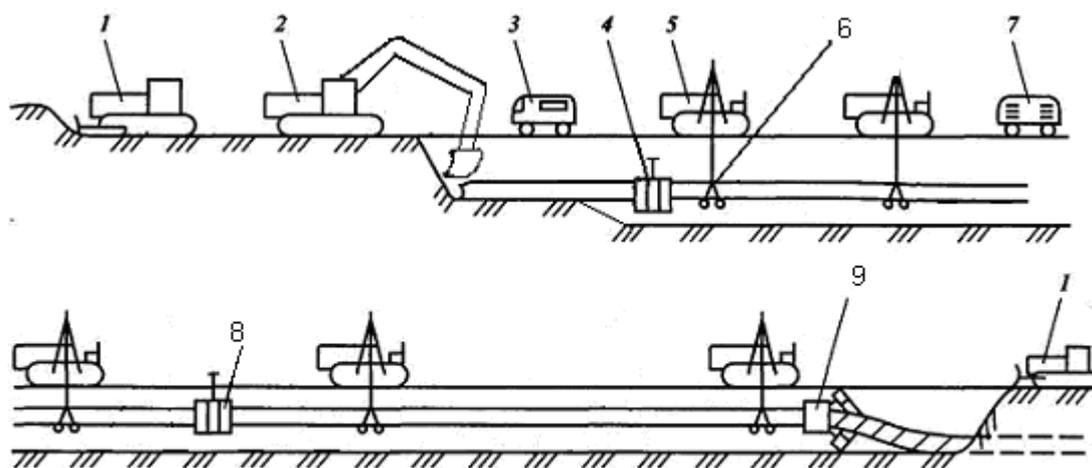


Рисунок 5 – Схема расстановки машин и механизмов при ремонте без подъема с сохранением его положения:

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

					Технология нанесения защитных покрытий	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

9 – изоляционная машина.

2.8. Расчет геометрической формы траншеи

Вскрытие трубопровода будем производить по схеме ремонта без подъема (с подкопом) трубопровода с сохранением его положения, при этом он должен быть вскрыт ниже нижней образующей на глубину не менее 0,6 м как показано на рисунке 7.

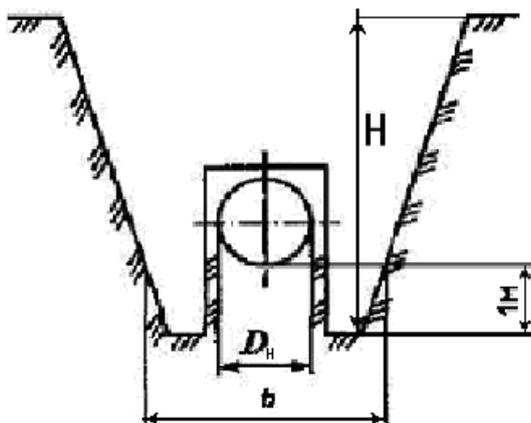


Рисунок 6 – Схема вскрытия траншеи трубопровода

Траншеи с вертикальными стенками без крепления можно разработать в грунтах естественной влажности с ненарушенной структурой при отсутствии грунтовых вод на следующую глубину (м).

- В насыпных песчаных и гравийных грунтах, не более.....1
- В супесях, не более..... 1,25
- В суглинках и глинах, не более..... 1,5
- В особо плотных грунтах, не более..... 2,0

При большей глубине траншеи необходимо разрабатывать их с откосами, заложение которых должно соответствовать величинам, указанным в “Регламенте технического надзора при проведении земляных работ по вскрытию и засыпке трубопроводов”, утверждённым первым вице-президентом В.В. Калининым 23 июня 2000 г.

					Расчет геометрической формы траншеи	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

Так как категория грунта – 2, то необходимо разработать траншею с углом естественного откоса 48° .

По условиям задания диаметр трубопровода $D_n = 1020$ мм, глубина заглубления трубопровода $h = 1,0$ м, длина участка траншеи

$$L = 1 \text{ км.}$$

В соответствии с требованиями [17] ширина траншеи по дну при разработке одноковшовым экскаватором составит:

$$A = D_n + 2k + 2\delta, \quad (1)$$

где δ – расстояние от режущей кромки экскаватора до трубы,

$$\delta = 0,15 - 0,2 \text{ м;}$$

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

$$A = 1,02 + 2 \cdot 1 + 2 \cdot 0,2 = 3,42 \text{ м}$$

• Глубина:

$$H_{тр} = h + D_n + 1, \quad (2)$$

$$H_{тр} = 1,02 + 1,0 + 1,0 = 3,02 \text{ м}$$

• Ширина траншеи на поверхности:

$$P = A + 2 \cdot H_{тр} \cdot \text{ctg } \varphi_0 \quad (3)$$

где φ_0 – угол естественного откоса; $\varphi = 48^\circ$

$$P = 3,42 + 2 \cdot 3,02 \cdot \text{ctg}(48^\circ) = 8,86 \text{ м}$$

• Сечение траншеи – трапециевидное

Площадь сечения траншеи:

$$\text{м}^2 \quad (4)$$

$$S_{тр} = [3,02 + (3,42 + 8,86)/2] \cdot [(2 \cdot 0,2 + 1,02) \cdot (1,02 + 1)] = 6,3 \text{ м}^2$$

• Объём работ по выемке грунта составит:

$$V = S_{тр} \cdot L = 6,3 \cdot 1100 = 6930 \text{ м}^3 \quad (5)$$

2.9. Подкапывающая машина

При ремонте трубопровода без подъема необходимо удалить грунт из-под трубы с целью ее осмотра и обеспечения прохода очистных и изоляционных машин различных типов. Для этой цели будем использовать специальные подкапывающие машины типа МПА (машина подкапывающая

					Расчет геометрической формы траншеи	Лист
						60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

автоматизированная), основные технические характеристики которой приведены в таблице 2.1.9.



Рисунок 7 – Машина подкапывающая автоматизированная МПА-1020

Таблица 2.1.9. – 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.	

2.10. Расчет технологических параметров ремонтных колонн

Расчет технологических параметров ремонтных колонн при ремонте трубопровода с сохранением его положения. Основными технологическими параметрами ремонтных колонн являются:

- Шаг ремонтной колонны, м;
- Длина подкопанного участка, м;
- Максимальное усилие на крюках трубоукладчиков, кН.

Определение технологических параметров начинаем с выбора числа трубоукладчиков, участвующих в поддержке нефтепровода. Число трубоукладчиков выбираем в зависимости от диаметра нефтепровода, выполняемых операций ремонта и грузоподъемности трубоукладчиков. Минимальное число трубоукладчиков, необходимое для подъема и укладки нефтепроводов диаметрами 530 - 1220 мм, должно быть не менее двух. Для производства наших работ в соответствии с [19] возьмём 4 трубоукладчика ТБ-4.

Этот трубоукладчик предназначен для подъема и удержания трубы большого диаметра массой до 40 тонн, при капитальном ремонте и замене изоляции на магистральных трубопроводах. Благодаря необычной конструкции стрелы исключено опрокидывание трубоукладчика при работе на большом вылете крюка.

При сложенной стреле-опоре позволяет работать с грузами массой до 16 тонн.

Для подъема-опускания стрелы оснащен гидроцилиндром, подъем-опускание груза осуществляется канатной лебедкой.

					Расчет технологических параметров ремонтных колонн	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62



Рисунок 8 – Трубоукладчик со стрелой опорой ТБ-4

Таблица 2.1.10. – Технические параметры ТБ-4

Базовый трактор	T10MB.0121-2
Грузоподъемность	С выносной опорой – 40 без выносной опоры – 16
Глубина опускания крюка, м	3,5
Вылет стрелы наибольший не менее, м	6,9
Вылет стрелы наименьший не более, м	1,8
Высота подъема не менее, м	6,17
Среднее удельное давление на грунт, кг/см ² .	с грузом 16 т, не более 1,32 с грузом 40 т не более 1,45
Масса, т	27,5

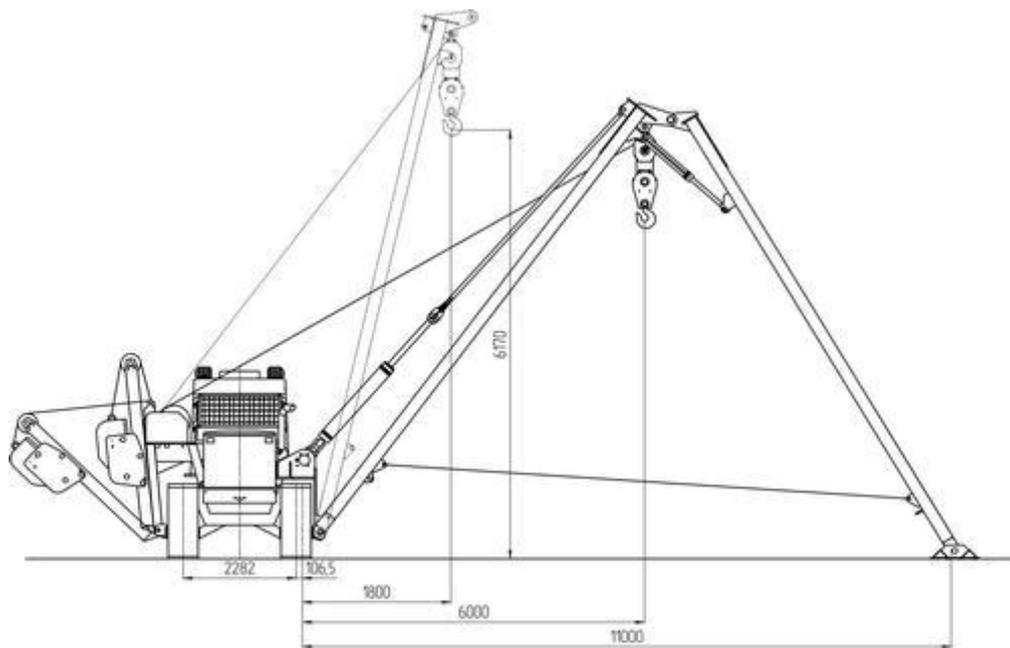


Рисунок 9 – Габаритные размеры ТБ-4

Технологические параметры ремонтной колонны при ремонте нефтепроводов диаметрами 820-1220 мм четырьмя трубоукладчиками (с сохранением положения нефтепровода) приведены в таблице 2.1.11.

Во время ремонта должна быть обеспечена синхронность работы всех машин и выдержаны интервалы между ними в заданных пределах. Трубоукладчики должны быть оснащены троллейными роликоканатными подвесками.

Таблица 2.1.11. – Технологические параметры ремонтной колонны при ремонте нефтепровода с использованием четырех трубоукладчиков

Наименование параметров	Диаметр и толщина стенки трубопровода, мм
	1020 × 10

Продолжение таблицы 2.1.11.

Длина подкопанного участка, м	35 ÷ 57
Технологическая высота подъема нефтепровода, не более, м	0,1
Осадка нефтепровода относительно его первоначального положения, не более, м	0,1
Максимальное усилие на крюках трубоукладчиков, кН	140
Расстояние от подкапывающей машины до экскаватора, м	10 ÷ 20
Длина подсыпанного и уплотненного участка грунта под нефтепроводом, м	10 ÷ 25
Расстояние между трубоукладчиками, м:	7 ÷ 12
Первым и вторым	7
Вторым и третьим	7 ÷ 12
Третьим и четвертым	7
Расстояние от первого трубоукладчика до подкапывающей машины, м	7 ÷ 16

Продолжение таблицы 2.1.11.

Расстояние от последнего трубоукладчика до присыпанного участка нефтепровода, м	11 ± 4,0
---	----------

Подвески троллейные роликотканатные типа РТП предназначены для подъема и поддержания действующих магистральных трубопроводов диаметрами от 219 до 1220 мм в траншее и обеспечения непрерывного передвижения по ним очистных, изоляционных и других машин и механизмов при капитальном ремонте без остановки перекачки, а также при строительстве новых магистральных трубопроводов.

Подвески типа РТП просты по конструкции, легко монтируются в траншее на трубопроводе, движутся по приподнятому трубопроводу плавно, без рывков, удобны в обслуживании и эксплуатации, удовлетворяют требованиям техники безопасности и поэтому находят широкое применение при ремонте действующих и строительстве новых магистральных трубопроводов.

Так как диаметр ремонтируемого нефтепровода – 1020 мм, то выбираем подвеску типа РТП-1020 РС.



Рисунок 10 – Подвеска троллейная роликотканатная РТП-1020 РС

					Расчет технологических параметров ремонтных колонн	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

Таблица 2.1.12. – Технические характеристики РТП-1020 РС

Марка	РТП -1020 РС
Грузоподъемность, кг	50000
Диаметр поднимаемого трубопровода, мм	1020
Количество катков, шт.	24
Количество охватывающих ветвей, шт.	4
Диаметр катков, мм	250
Габаритные размеры, мм	1800x1520x2120
Масса, не более, кг	1600

2.11. Контроль качества изоляционных покрытий трубопровода

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

- 1) инспекционный;
- 2) входной;
- 3) 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;

					Контроль качества защитных покрытий	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

- 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. [21]

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

Входной контроль изоляционных материалов производят:

- при приеме материалов на склад;
- на строительной площадке непосредственно перед применением защитных материалов.

Входной контроль должен осуществляться не позднее 10 дней с момента поступления покрытий 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.

					<i>Контроль качества защитных покрытий</i>	<i>Лист</i>
						68
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

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 битума должны храниться в специальных площадках, оборудованных настилом и навесом.

Рулонные изоляционные, оберточные, армирующие материалы, грунтовки, растворители, пластификаторы должны храниться в закрытых складских помещениях.

Максимальная температура хранения:

- битумных мастик и полимерных лент $< + 40\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- битумно-полимерных и асмольно-полимерных лент $< + 30\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Сроки хранения изоляционных материалов со дня изготовления:

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

Операционный контроль включает в себя проверку отдельных операций и готового покрытия при изоляции трубопровода.

При нанесении изоляции на битумной основе контролируются следующие параметры:

- качество очистки поверхности трубы;
- толщину праймера;
- адгезия (липкость) слоя мастики;
- толщина защитного покрытия;
- непрерывность покрытия.

В соответствии с правилами капитального ремонта подземных трубопроводов, качество очистки поверхности можно определять при визуальном осмотре, с помощью пластины из прозрачного материала размером 25 x 25 мм с взаимно перпендикулярными линиями, образуя квадраты размером 2,5 x 2,5 мм.

					Контроль качества защитных покрытий	Лист
						69
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Степень очистки поверхности считается удовлетворительным, если окалиной и ржавчиной занято не более 10 % площади пластины при подготовке поверхности нанесения пленки и не более 30 % площади пластины при подготовке поверхности для битумно-мастичного покрытия. Визуальный осмотр для определения степени очистки, а также способ сравнения очищенной поверхности с эталонными образцами.

Это позволяет контролировать очистку поверхности инструментальным способом. В частности, ВНИИСТом разработаны приборы УКСО-1 и УКСО-2, которые вы можете использовать для определения качества очищенной поверхности трубопровода посредством измерения электрической проводимости поверхностного слоя.

Имеются и другие приборы, которые работают по принципу измерения светоотражающей способности контролируемой поверхности.

При контроле качества грунтовки при ее приготовлении следует проверять дозировку компонентного состава, однородность, вязкость и плотность. При нанесении ее на трубопровод следует следить, чтобы она наносилась сплошным и равномерным слоем, без пропусков, подтеков, сгустков, пузырей и наплывов.

Толщину грунтовки лучше измерять электронным толщиномером.

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

Первый способ – путем надреза покрытия в виде равностороннего треугольника с углом 60° в вершине и длиной стороны 3 – 5 см и отслаивания вершины надреза. Изоляция считается удовлетворительной, если она не отслаивается, а при отрыве часть мастики остается на поверхности. Если покрытие отрывается от металла сплошным, неповрежденным полотном, то изоляцию бракуют.

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

					<i>Контроль качества защитных покрытий</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		70

полосу покрытия шириной от 10 до 40 мм в зависимости от ожидаемой адгезии. 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 рассчитываем по формуле:

$$A = \frac{F}{b}, \quad (6)$$

где F – усилие отслаивания ленты; b – ширина отслаиваемой ленты.

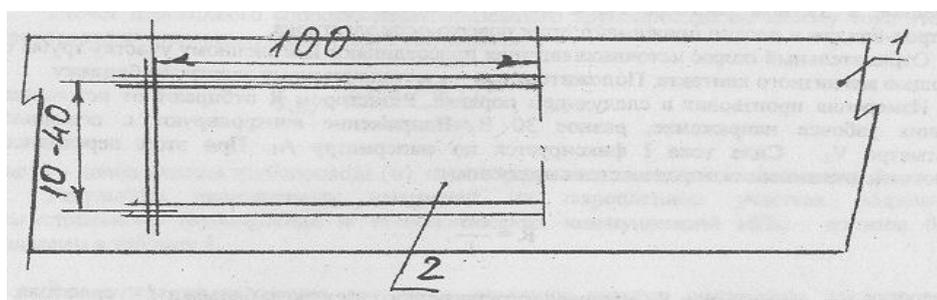


Рисунок 11– Вырезка эталонной полосы из защитного покрытия для определения адгезии: 1 – изоляционное покрытие; 2 – эталонная полоса

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

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.

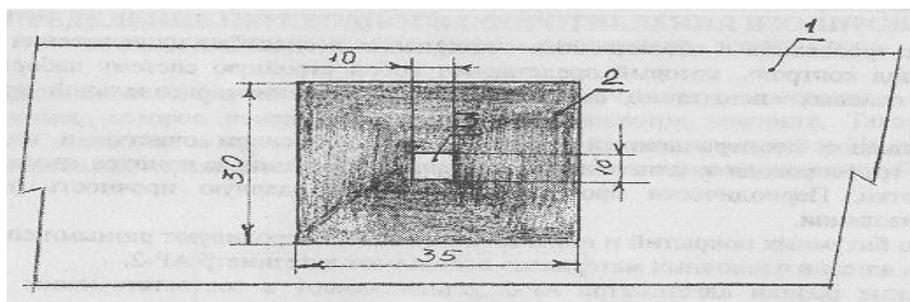


Рисунок 12 – Образец для определения адгезии мастичной изоляции:

- 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 см². Измерения производят при температуре защитного покрытия от - 15 до + 25 °С.

Величина адгезии составила 0,36 МПа или 36 Н/см².

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 нефтепроводах переходное сопротивление измеряют в одном сечении трубы по центру шурфа.

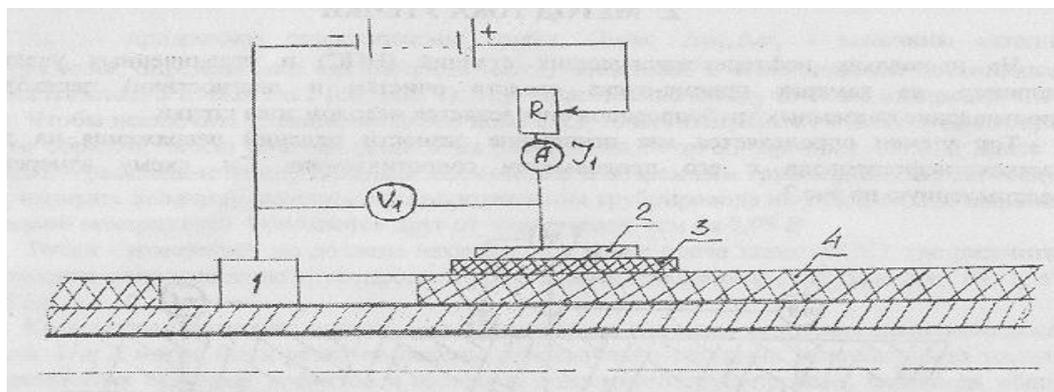


Рисунок 13 – Схема испытания защитного покрытия методом «мокрого» контакта: 1 – механический контакт; 2 – металлический электрод-бандаж; 3 – тканевое полотенце; 4 – защитное покрытие;

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% растворе NaCl. Затем на полотенце накладывают металлический электрод-бандаж и плотно прижимают его к

					Контроль качества защитных покрытий	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72

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 :

$$R = \frac{U \cdot S}{I}, \quad (7)$$

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/сек².

Состав аппаратуры ИДМ-1:

1. Блок электроники ИДМ-1 – БЭ;
2. Трансформатор повышающий ИДМ-1 –ТП;

					<i>Контроль качества защитных покрытий</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		73

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

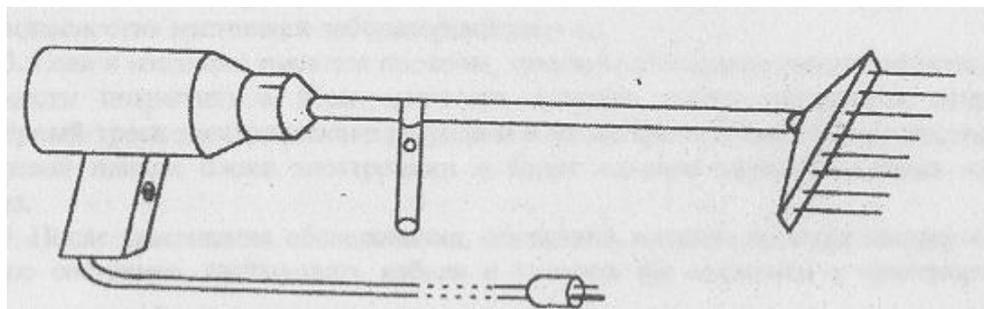


Рисунок 14 – Трансформатор повышающий ИДМ-1 – ТП

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.

Порядок работы:

1. Необходимо собрать рабочую схему.

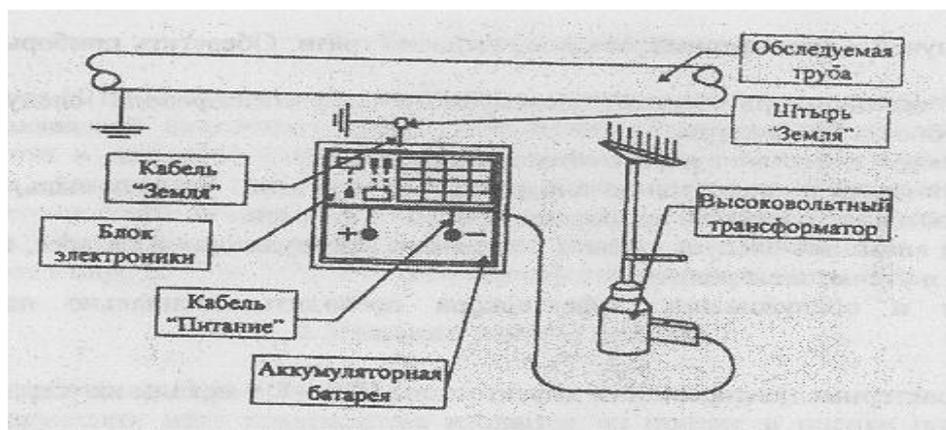


Рисунок 15 – Схема рабочего соединения ИДМ-1

2. Забить в землю штырь “Земля” в непосредственной близости от обследуемой трубы с помощью кабеля “Земля” соединить его с клеммой “Земля” блока электроники.

3. Обследуемая труба должна быть заземлена. При отсутствии такого заземления кабель «Земля» присоединяют непосредственно к трубе.

4. Проверить напряжение аккумуляторной батареи, которое должно быть не меньше 10,8 Вольт, если оно меньше, то необходимо заменить или зарядить батарею.

5. Выбрать режим индикации (звуковой, световой) наличия дефекта (пробоя, разряда) нажатием кнопки «Режим».

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

6. Обследование изоляции трубопровода производят 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 в изоляции имеются 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 за-

светится индикатор «Дефект» на лицевой панели блока электроники и будет слышен звуковой сигнал электронногозуммера.

Контроль качества изоляционных материалов стальных трубопроводов должен производиться на всех этапах изоляционных и строительных работ, а также в условиях эксплуатации. Качество очистки, праймера и изоляции труб, выполняемых в базовых условиях и на, проверяет и принимает

отдел технического контроля предприятия, проверку качества изоляционных работ на трассе на основании СнИП 42-01-2002 должны выполнять инженерно-технические работники строительно-монтажной организации, выполняющей изоляционные работы, а также технический надзор заказчика.

Качество сырья, используемого для изоляции трубопроводов, проверяют, сравнивая данные, приведенные в сертификатах, результаты лабораторных испытаний, а также контроль соответствия их характеристик требованиям технических условий, и ГОСТов на изоляционные материалы. При отсутствии технических паспортов или сертификатов на защитные покрытия возможность их использования для изоляции труб должны выписать письменное заключение по результатам испытаний лабораторного корпуса-монтаж испытательных организаций.

Качество очистки наружной поверхности труб проверяется визуально и путем сравнения очищенной поверхности с утвержденными для каждого типа изоляционного покрытия стандартов. Для инструментального контроля качества очистки можно использовать приборы типа УКСО конструкции ВНИИСТ

Прибор УКСО-2 монтируют на очистной или комбинированной машине и осуществляют контроль непосредственно в процессе очистки трубопроводов. Информация о степени очистки выводится на стрелочный индикатор со шкалой 0...100 %, устройство имеет световую и звуковую сигнализацию предельных значений степени очистки, а когда подключите регистрирующее устройство обеспечивает автоматическую запись информации о степени очистки.

					Контроль качества защитных покрытий	Лист
						76
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Метод основан на принципе измерения электрической проводимости поверхностного слоя очищаемой поверхности трубы. Измерительный электрод-это контакт ролика прижимают к контролируемой поверхности с помощью калибровочной пружины.

					<i>Контроль качества защитных покрытий</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		77

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.

4.1. Бюджет научного исследования

Расчет затрат на обслуживание и ремонт оборудования по проекту

Для определения единовременных затрат производственных ресурсов необходимо рассчитать эффективный фонд времени ремонта. Эффективный фонд времени ремонта оборудования непрерывного действия определяется по формуле:

$$T_{эф} = T_{кап.р} + T_{ср.р} + T_{тек.р} , (16)$$

где $T_{эф}$ – эффективное время ремонтов, ч;

$T_{кап.р}$ – время простоя в капитальном ремонте, ч;

$T_{ср.р}$ – время простоя в среднем ремонте, ч;

$T_{тек.р}$ – время простоя в текущем ремонте, ч.

При утвержденном годовом графике проведения комплекса внутритрубной диагностики проводится:

1. Капитальный ремонт через 36000 часов. Длительность одного капитального ремонта 400 часов;
2. Длительность одного среднего ремонта составляет 50% от капитального ремонта, т.е. 200 часов;
3. Продолжительность текущего ремонта составляет 10% от капитального ремонта, т.е. 40 часов.

					Технологии нанесения изоляционных покрытий при капитальном ремонте магистрального нефтепровода «Александровское-Анжеро-Судженск»		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Федченко Д.Ю.			Лит.	Лист	Листов
Провер.		Богданова Ю.В.				84	112
Консульт.					ТПУ гр.э-2Б21Т		
Утверд.		Рудаченко А.В.					
					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение		

Следовательно

$$T_{эф} = 400 + 200 + 40 = 640 \text{ часов (17)}$$

Таким образом, эффективный фонд времени всех ремонтов составляет 880 часов.

Далее необходимо рассчитать амортизацию отчислений оборудования используемого при капитальном ремонте с заменой изоляции (таблица 4.1.).

Таблица 4.1. – Сметная стоимость оборудования

Наименование оборудования	Число единиц	Стоимость единицы, тыс. руб.	Итого сметная стоимость, тыс. руб.	Норма амортизации, %	Сумма амортизации, тыс. руб.
Бульдозер мощность 130 кВт, Т-130Г	1	6500,00	6500,00	9	58,50
Изоляционная машина Типа МИАБ	1	330,00	330,00	7	23,10
Электростанция передвижная типа ЭД – 200, мощность до 200кВт.	1	1200,00	1200,00	10	120,00
Вахтовка КамАЗ-5511	1	730,00	730,00	8	58,40

Продолжение таблицы 4.1.

Экскаватор Komat'su PC200	1	4030,00	4030,00	9	362,70
Трубоукладчик грузопод. 10 т ТГ-301 Я	2	5500,00	11000,00	9	990,00
Машина для предварительной очистки труб потребляемая мощность 30 кВт ПТ-НН 1220ПО	1	12500,00	12500,00	7	875,00
Машина для финишной очистки труб потребляемая мощность 30 кВт ПТ-НН 1220ФО	1	12500,00	12500,00	7	875,00
Машина грунтоочистная потребляемая мощность 14 кВт ПТ-НН 1220Г	1	9000,00	9000,00	7	630,00
Кран	1	4000,00	4000,00	9	360,00
ИТОГО			56290,00	9	4352,7

Норма амортизации составляет 7-10% от стоимости оборудования.

$$\text{Сумма амортизации} = \frac{4352,7 \cdot 640}{365 \cdot 24} = 318,00 \text{ тыс. руб.}$$

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

Рассчитав стоимость оборудования, целесообразно рассчитать стоимость запасных частей для ремонта данной установки из расчета 7% от балансовой стоимости оборудования.

Сумма средств на расходные и вспомогательные материалы составляет 0,05% от балансовой стоимости оборудования.

Следовательно, необходимо составить смету расходов на содержание и ремонт оборудования (таблица 4.1.2.)

Таблица 4.1.2. – Смета расходов на содержание и ремонт оборудования

Статьи расходов	Сумма, тыс. руб.
Сумма амортизации	318,00
Ремонтный фонд (7% от стоимости оборудования)	3940,3
Расходы на содержание оборудования (2% от стоимости оборудования)	1125,8
Накладные расходы (50% от ФОТ)	1004,36
Прочие расходы (0,05% от стоимости оборудования)	28,15
Итого	6486,08

Сумма затрат на содержание и ремонт оборудования составляет тысяч **6486,08** рублей.

Расчет зарплат на оплату труда

Расчет трудовых показателей начинается с определения численности работников необходимых для выполнения определенных функций.

Численность рабочих производится на основе мощности производства условий и режима работы предприятия.

Штатное расписание предприятия представлено в таблице 4.1.3.

Штатное расписание используется для расчета суммы заработной платы работников предприятия по ставкам и окладам.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		87

При определении фонда оплаты труда работников предприятия рассчитывается фонд основной и дополнительной заработной платы.

Основная заработная плата включает следующие элементы: тарифный фонд, доплаты к тарифному фонду и доплаты за работу в праздничные дни.

Таблица 4.1.3. – Штатное расписание предприятия работ за 2 месяца

Наименование должностей	Численность человек	разряд	Часовая тарифная ставка, руб.	Сумма окладов, Руб. (640часов)
Линейный трубопроводчик	2	3	240	307200
Крановщик	1	7	310	198400
Монтажник	2	5	280	358400
Изолировщик	1	4	300	192000
Машинист трубокладчика	2	7	310	396800
Машинист экскаватора	1	7	310	198400
Руководитель огневых работ	1	9	460	294400
Машинист бульдозера	1	7	310	198400
Водитель вахтовки	1	5	280	358400
Итого	12			2502400

Таким образом, фонд заработной платы представляет собой сумму основной и дополнительной заработной платы работников предприятия.

Следовательно, плановую смету расходов на оплату труда можно представить в таблице 4.1.4.

Таблица 4.1.4. – Плановая смета расходов на оплату труда за 2 месяца

Наименование	Сумма расходов, руб
ФЗП по ставкам окладам	2502400
Премии по основным результатам деятельности (30%)	750720
Итого: ФОТ	3253120
Отчисления в фонды соцстрах 30% от ФОТ	975936
- в пенсионный фонд 22%	715686,4
-в фонд социального страхования 2,9 %	94340,48
-в фонд обязательного медицинского страхования 5,1%	165909,12

4.1.2. Расчет издержек производства и обращения

Себестоимость затрат на проект – это стоимостная оценка используемых в процессе осуществления проекта природных ресурсов, сырья, материалов, а также других затрат на его производство и реализацию.

Совокупность затрат труда, материальных ресурсов на производство, реализацию, организацию производства представляет собой издержки производства и обращения.

Таким образом, полную себестоимость проекта можно представить в сводной таблице 4.1.5.

Таблица 4.1.5. – Полная себестоимость реализуемого проекта

Наименование калькуляционных статей	Сумма затрат, руб.
Расходы на оплату труда	3253120

Продолжение таблицы 4.1.5.

Отчисления на социальное страхование	975936
Сумма амортизации	318000
Ремонтный фонд	3940300
Расходы на содержание оборудования	1125800
Накладные расходы	1004360
Прочие расходы	28150
Полная себестоимость проекта	10645666

4.1.3. Оценка сравнительной эффективности исследования

Эффективность научного ресурсосберегающего проекта включает в себя социальную эффективность, экономическую и бюджетную эффективность. Показатели общественной эффективности учитывают социально-экономические последствия осуществления инвестиционного проекта как для общества в целом, в том числе непосредственные результаты и затраты проекта, так и затраты и результаты в смежных секторах экономики, экологические, социальные и иные внеэкономические эффекты.

Чтобы определить эффективность исследования, необходимо рассчитать интегральный показатель эффективности научного исследования. Для этого определяют средневзвешенную величину: финансовую эффективность.

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования. Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\phi}^p = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\max}}, \quad (18)$$

где I_{ϕ}^p - интегральный финансовый показатель разработки; Φ_{pi} - стоимость i-го варианта исполнения; Φ_{\max} - максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналогов).

Таблица 4.1.6. – Группировка затрат по статьям аналогов разработки.

Наименование калькуляционных статей	Сумма затрат, руб.		
	1	2	3
Расходы на оплату труда	3253120	2712908	3053277
Отчисления на социальное страхование	975936	763872	894983
Сумма амортизации	318000	1193043	1196273
Ремонтный фонд	3940300	4284779	4422058
Расходы на содержание оборудования	1125800	1372794	1446302
Накладные расходы	1004360	1256454	1386638

Продолжение таблицы 4.1.6.

Прочие расходы	28150	30333,5	33171,6
Полная себестоимость проекта	10645666	11614183,5	12432702,6

Найдем значения интегрального финансового показателя для всех вариантов исполнения научного исследования:

Для нашей разработки: — — (19)

Для первого аналога: — — (20)

Для второго аналога: — — (21)

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное удешевление стоимости разработки, то есть наша разработка обладает наименьшей стоимостью по сравнению с аналогами.

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Надежная и эффективная работа магистрального нефтепровода зависит от характеристик надежности, которые закладываются на стадии проектирования и строительства и поддерживаются на стадии эксплуатации путем технического обслуживания и ремонта.

В данном разделе проведен анализ ОВПФ при проведении ремонтных работ на магистральном нефтепроводе с заменой изоляции, возможное влияние используемого оборудования, сырья, энергии, продукции и условий работы на человека и окружающую среду; техника безопасности при работе с оборудованием и действия при чрезвычайных ситуациях.

5.1. Производственная безопасность

Объекты нефтепроводного транспорта, имеют опасные и вредные факторы и относятся к категории повышенной опасности. Безопасных и безвредных полностью производств практически не бывает, так как это сложно обеспечить экономически и это материально затратное, но можно свести к минимуму поражения или заболевания работающего с одновременным обеспечением комфорта при максимальной производительности труда.

Основные факторы и обстоятельства, определяющие категорию повышенной опасности магистральных газопроводов при ремонтных работах представлены в таблице 5.1.

					Технологии нанесения изоляционных покрытий при капитальном ремонте магистрального нефтепровода «Александровское-Анжеро-Судженск»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Федченко Д.Ю.</i>			<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Богданова Ю.В.</i>				93	112	
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр.3-2Б21Т		
<i>Утверд.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>						

Таблица 5.1

Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении ремонтных работ

Наименование запро- ектированных видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ с измен. 1999 г.)		Нормативные до- кументы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
<p>Подготовительные работы: 1. Земляные работы;</p> <p>Основные работы: 1. Очистка трубы от старой изоляции; 2. Подготовка поверхности трубы под изоляцию; 3. Нанесение изоляционного покрытия.</p> <p>Завершающие работы: 1. Засыпка траншеи; 2. Рекультивация почвы.</p>	<p>1. Отклонение параметров климата на открытом воздухе; 2. Повышенный уровень шума; 3. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды.</p>	<p>1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования 2. Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу 3. Пожароопасность* 4. Взрывоопасность*</p>	<p>ГОСТ 12.0.003-74 [13]; ГОСТ 12.1.003-83 [11]; СНиП П-12-77 [31]; ГОСТ 12.2.038-82 [17]; ГОСТ 12.1.004-91 [14].</p>

*Примечание: Пожароопасность и взрывоопасность описана в п.6.3.1 как ЧС

5.1.1 Анализ вредных производственных факторов и мероприятия по их устранению

Вредными производственными факторами называются факторы, отрицательно влияющие на работоспособность или вызывающие профессиональные заболевания и другие неблагоприятные последствия.

1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе.

Климат представляет комплекс физических параметров воздуха, влияющих на тепловое состояние организма. К ним относят температуру, влажность, скорость движения воздуха, интенсивность радиационного излучения солнца, величину атмосферного давления [1].

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

При выполнении ремонтных работ по устранению дефектов нефтепровода оборудования размещено на открытых площадках. Обслуживающему персоналу приходится работать при воздействии солнечных лучей, сильном ветре, при атмосферных осадках, в условиях низких и высоких температур от минус 30°С до плюс 40°С.

Профилактика перегревания осуществляется организацией рационального режима труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха в зонах с нормальным микроклиматом. От перегрева головного мозга предусматривают головные уборы, средства индивидуальной защиты.

Работы на открытом воздухе в Томской области приостанавливаются работодателями при следующих погодных условиях[13]:

Таблица 5.2

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

2. Повышенный уровень шума

Источниками шума являются звуки, производимые работающими механизмами и агрегатами.

Действие шума на человека определяется влиянием на слуховой аппарат и многие другие органы и системы организма, в том числе и на нервную систему.

Уровень шума ниже 80 дБА обычно не влияет на органы слуха.

Длительное действие шума > 85 дБА в соответствии с нормативными документами СН 2.2.4/2.1.8.562-96 и ГОСТ 12.1.003-83 [4], приводит к

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		95

постоянному повышению порога слуха, к повышению кровяного давления.

Источники шума: это технологический процесс, работа оборудования, работа техники.

Основные методы борьбы с шумом при выполнении ремонтных работ на магистральном нефтепроводе[6]:

снижение шума в источнике (применение звукоизолирующих средств);

снижение шума на пути распространения звука;

средства индивидуальной защиты (СИЗ): наушники;

использование средств автоматизации для управления технологическими процессами;

соблюдение режима труда и отдыха.

Вывод: при выполнении указанных мероприятий уровни звукового давления соответствуют допустимым.

3. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны.

При ремонте нефтепровода образуются скопления паров нефти, что может привести к отравлению рабочих [2].

Перед началом работ в ремонтном котловане переносным газоанализатором АНТ–2М проверяется уровень загазованности воздушной среды. При этом содержание паров нефти и газов не должно превышать предельно-допустимой концентрации по санитарным нормам согласно таблице 6.3. Работа разрешается только после устранения опасных условий. В процессе работы следует периодически контролировать загазованность, а в случае необходимости - обеспечить принудительную вентиляцию.

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

Таблица 5.3

Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны[14]

Вещества	Предельно допустимая концентрация, мг/м ³
Бензин – растворитель (в пересчете на углерод)	300
Керосин (в пересчете на углерод)	300
Сероводород в смеси с углеводородами C ₁ – C ₅	3
Углеводороды C ₁ – C ₁₀	300
Стирол	5
Перексид метилэтилкетона	5
Аэросил	1
Дибутилфталат	0,5
Метилэтилкетон	0,2
Диметиланилин	0,003
Перексид изопропилбензола	0,02
Ненасыщенная полиэфирная смола	6
Хлористый бензол	0,005
Амиловый спирт	0,002

Вывод: В таблице приведены предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоне, но при выполнении ремонтных работ, концентрации вредных веществ в рабочей зоне не превышают предельно допустимые концентрации и соответствуют нормам.

5.1.2 Анализ опасных производственных факторов и мероприятия по их устранению

Опасными производственными факторами называются факторы, способные при определенных условиях вызывать острое нарушение здоровья и гибели человека [3].

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		97

1. Движущиеся машины и механизмы

В полевых условиях при ремонте трубопровода возможность получения механических травм очень высока. Повреждения могут быть разной тяжести вплоть до летального исхода, так как работа ведется с объектами большого веса. Для предотвращения повреждений необходимо соблюдать технику безопасности.

Мероприятия по обеспечению охраны труда, техники безопасности при проведении подготовительных и основных работ [10].

Организационные и технические меры по обеспечению безопасности, осуществляемые при подготовке объекта к проведению работ, применяемые средства коллективной и индивидуальной защиты, режим проведения работ, а также по оборудованию мест отдыха, приема пищи и санитарно – гигиенических норм.

До начала работ следует:

оформить наряды – допуска на проведение газоопасных, огневых работ и работ повышенной опасности. Земляные работы, перевозка и транспортировка техники в охранной зоне нефтепровода, сварочно-монтажные работы, изоляционные работы, засыпка котлована;

- провести внеочередной инструктаж всем членам бригады по безопасным методам и приёмам ведения газоопасных, огневых работ и работ повышенной опасности, а также по правилам поведения во взрыво- и пожароопасной обстановке и других опасных условиях и обстоятельствах с

росписью в Журнале инструктажей на рабочем месте и наряде-допуске.

- Ознакомить всех руководителей, специалистов, механизаторов и бригадиров с данным Планом производства работ до начала работ, выборочно опросить персонал по усвоению требований безопасности отраженных в разделе;

- до начала работ установить наличие и обозначить знаками расположение всех коммуникаций в радиусе проведения работ;

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

- после доставки и расстановки всё электрооборудование, жилые вагоны, электрические аппараты следует заземлить;

- проверить взрывозащиту и изоляцию применяемого оборудования.

На весь период работ:

- в зоне производства работ организовать места для приема пищи, отдыха и санитарно – гигиенические зоны. Жилой городок расположить на расстоянии не менее 100 м от места производства работ;

- при сильном притоке грунтовых вод стенки ремонтного котлована должны крепиться металлическими или деревянными шпунтами, а при их отсутствии – деревянными сваями;

всю гусеничную технику, используемую при производстве работ, оборудовать устройствами, предохраняющими от бокового скольжения;

- проверить наличие спецодежды, спец обуви и СИЗ у исполнителей по видам работ (костюм х/б, костюм сварщика, противогаз шланговый, страховочный пояс, страховочная веревка, защитная каска и т.д.)

Вывод: Степень риска производственного травматизма сведена к минимуму.

2. Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу

Защита органов зрения осуществляется с помощью различных защитных очков при выполнении технологических процессов (работа с ручным электроинструментом с образованием искр, работа с пескоструйным инструментом, различные слесарные работы).

Защита органов дыхания обеспечивается применением различного рода респираторов и противогазов там где имеется вредность. (используются респираторы при газовой резке металла, работы с лакокрасочными материалами. Использование противогазов, при проведении газоопасных работ)

Респираторы служат для защиты легких человека от воздействия взвешенной в воздухе пыли, противогазы - для защиты от газов и вредных паров.

В зависимости от содержания кислорода в воздухе применяются сле-

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		99

дующие противогазы:

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

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

Вывод: Использование системы вентиляции, аспирации, а так же герметизации внутренней полости нефтепровода снизит концентрацию ПДК в рабочей зоне при выполнении ремонтных работ.

5.2 Экологическая безопасность

При выполнении ремонтных работ на линейной части нефтепровода необходимо соблюдать требования по защите окружающей среды, условия землепользования, установленные законодательством по охране природы, СНиП 12-01-2004, СНиП III-42-80*, ВСН 012-88 (глава 9), и другими нормативными документами.

Перед началом производства работ следует выполнить следующие работы:

- оформить в природоохранных органах все разрешения, согласования и лицензии, необходимые для производства работ по данному объекту;
- заключить договора со специализированными организациями на сдачу отходов, нефтезагрязненного грунта, сточных вод образующихся в процессе производства работ;
- оборудовать места временного размещения отходов в соответствии с нормативными требованиями.

При организации ремонта необходимо осуществлять мероприятия и работы по охране окружающей среды, которые должны включать предотвращение потерь природных ресурсов, предотвращение попадания загрязняющих веществ в почву, водоемы и атмосферу.

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

Виды воздействий на природную среду в период ремонтных работ:

- Загрязнение выбросами выхлопных газов от строительной техники при производстве работ;
- Выбросы при производстве изоляционных работ;
- Образование и размещение отходов, образующихся при ремонте.

Перед началом работ необходимо обеспечить наличие отвода земельного участка. С целью уменьшения воздействия на окружающую среду все работы должны выполняться в пределах полосы отвода земли.

Для снижения воздействия на поверхность земель предусмотрены следующие мероприятия:

- минимально необходимые размеры котлована;
- своевременная уборка мусора и отходов для исключения загрязнения территории отходами производства;
- запрещение использования неисправных, пожароопасных транспортных и строительно-монтажных средств;
- применение строительных материалов, имеющих сертификат качества;
- выполнение работ, связанных с повышенной пожароопасностью, специалистами соответствующей квалификации.

Загрязнение атмосферного воздуха в период ремонтных работ происходит за счет неорганизованных выбросов и является кратковременным.

К загрязняющим веществам относятся продукты неполного сгорания топлива в двигателях строительных машин и механизмов, вещества, выделяющиеся при сварке труб, выполнении изоляционных работ.

Мероприятия направленные на защиту атмосферного воздуха в зоне производства работ:

- осуществлять периодический контроль за содержанием загрязняющих веществ в выхлопных газах;
- для уменьшения выбросов ЗВ от автотранспорта необходимо в период ремонтных работ обеспечить контроль топливной системы механизмов и системы регулировки подачи топлива, обеспечивающих полное его сгорание;

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		101

- допускать к эксплуатации машины и механизмы в исправном состоянии, особенно тщательно следить за состоянием технических средств, способных вызывать загорание естественной растительности.

Загрязнение атмосферы в период производства работ носит временный обратимый характер.

Производственные и бытовые стоки, образующиеся на строительной площадке, должны очищаться и обезвреживаться в порядке, предусмотренном проектом организации строительства и проектами производства работ.

Сельскохозяйственные и лесные угодья должны быть возвращены в состояние, пригодное для использования по назначению и сданы землепользователю.

По окончании ремонтных работ должна быть проведена рекультивация нарушенных земель согласно РД 39-00147105-006-97.

При невозможности восстановления коренной растительности необходимо создать ее искусственные формы посевом быстрорастущих видов трав с развитой корневой системой.

Природовосстановительные работы считаются завершенными, если отсутствуют:

- участки с невозстановленным растительным покровом;
- места, загрязненные нефтью, горюче-смазочными материалами, строительными и бытовыми отходами;
- места разрушения естественного ландшафта.

Все образовавшиеся отходы производства, при выполнении работ (огарки сварочных электродов, окалину, абразивный материал, ТБО, снятую гидроизоляцию труб, загрязненную ветошь, промывочные растворы, остатки композиционных материалов и упаковки) собрать и разместить в контейнеры для временного хранения и дальнейшей утилизации в соответствии с требованиями РД 153-39.4-115-01[5].

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		102

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации на трубопроводном транспорте могут возникнуть по различным причинам, например:

Сценарий 1

Чрезвычайные ситуации на трубопроводном транспорте могут возникнуть по различным причинам, например:

- паводковые наводнения;
- лесные пожары;
- террористические акты;
- по причинам техногенного характера (аварии) и др.

Аварии могут привести к чрезвычайным ситуациям.

Возможными причинами аварий могут быть:

- ошибочные действия персонала при производстве работ;
- отказ приборов контроля и сигнализации;
- отказ электрооборудования и исчезновение электроэнергии;
- производство ремонтных работ без соблюдения необходимых организационно-технических мероприятий;
- старение оборудования (моральный или физический износ);
- коррозия оборудования;
- гидравлический удар;
- факторы внешнего воздействия (ураганы, удары молнией и др.).

Сценарий 2

Одними из примеров чрезвычайных ситуаций могут быть пожары или взрывы при проведении работ в газоопасных местах при капитальном ремонте магистрального нефтепровода. Данные пожары и взрывы относятся к чрезвычайным ситуациям техногенного характера. При взрыве паро – и газовоздушной смеси выделяют зону детонационной волны с радиусом (R_1), где происхо-

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		103

вать загазованность, а в случае необходимости обеспечить принудительную вентиляцию;

- для обеспечения пожаро и взрывобезопасности работники должен быть оснащен спецодеждой, спец обувью и другие средства индивидуальной защиты (очки, перчатки, каски), которые предусмотрены типовыми и отраслевыми нормами.

5.3.1 Пожарная и взрывная безопасность

При обеспечении пожарной безопасности ремонтных работ следует руководствоваться ППБ 01-03 [7], РД-13.220.00-КТН-367-06 [8] и другими утвержденными в установленном порядке региональными СНИП, НД, регламентирующими требования пожарной безопасности.

Места проведения ремонтных работ должны быть обеспечены первичными средствами пожаротушения:

- асбестовое полотно размеров 2х2 м – 2 шт.;
- огнетушители порошковые ОП-10 – 10 шт., или углекислотные ОУ-10 – 10 штук или один огнетушитель ОП-100 (ОП-50 2 шт.);
- лопаты – 2 шт.;
- ведра – 2 шт.;
- топор, лом – по 1 шт.

Все работники должны допускаться к работе только после прохождения противопожарного инструктажа, а при изменении специфики работы проходить дополнительное обучение по предупреждению и тушению возможных пожаров в порядке установленном руководителем.

Вся передвижная техника в охранной зоне МГ должна быть обеспечена искрогасителями заводского изготовления.

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

В помещениях на видных местах должны быть вывешены таблички с указанием порядка вызова пожарной охраны.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		105

Приказом должен быть установлен соответствующий противопожарный режим, в том числе:

- определены места и допустимое количество одновременно находящихся в помещениях материалов;
- установлен порядок уборки горючих отходов, хранения промасленной спецодежды;
- определен порядок обесточивания электрооборудования в случае пожара и окончании рабочего дня;
- регламентированы: порядок проведения временных огневых и других пожароопасных работ, порядок осмотра и закрытия помещений после окончания работы, действия работников при обнаружении пожара;
- определен порядок и сроки прохождения противопожарного инструктажа и занятий по пожарно-техническому минимуму, а также назначены ответственные за их проведение.

Руководитель работ по ремонту нефтепровода должен совместно с работниками пожарной охраны определить места установки противопожарного оборудования и обеспечить необходимым противопожарным инвентарем.

Горючие отходы и мусор следует собирать на специально выделенных площадках в контейнеры или ящики, а затем вывозить.

Применение в процессах производства материалов и веществ с неустановленными показателями их пожаро-взрывоопасности или не имеющих сертификатов, а также их хранение совместно с другими материалами и веществами не допускается.

Объект необходимо обеспечить прямой связью с ближайшим подразделением пожарной охраны или оператором НПС.

Спецодежда лиц, работающих с маслами, лаками, красками должна храниться в подвешенном виде в металлических шкафах, установленных в специально отведенных для этой цели местах.

При работе категорически запрещается курить на рабочем месте.

На рабочих местах должны быть вывешены предупредительные надпи-

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		106

си: “Не курить”, “Огнеопасно”, “Взрывоопасно”.

В случае возникновения пожара использовать пенные, порошковые, углекислотные огнетушители или приспособления для распыления воды.

Меры пожарной безопасности при проживании в полевом городке и на месте производства работ

Все проживающие в вагонах-домиках обязаны ознакомиться с инструкцией о мерах пожарной безопасности, которая вывешивается в каждом вагоне на видном месте.

На территории полевого городка должно быть выделено место для курения, согласованное с пожарной охраной или с лицом, ответственным за пожарную безопасность городка, обозначенное табличкой с надписью: “Место для курения” и оборудованное емкостью с водой.

Каждый вагон-домик должен быть укомплектован первичными средствами пожаротушения, согласно нормам.

При эксплуатации электронагревателя, установленного в вагоне-домике, необходимо соблюдение следующих мер безопасности:

- перед началом работы бак полностью залить водой;
- проверить плотность соединений (подтекание воды не допускается).

На территории полевого городка и в вагоне-домике запрещается:

- загромождать проезды, подъезды, разрывы между вагончиками материалами, оборудованием, механизмами;
- оставлять на открытых площадках баллоны со сжатым и сжиженным газом, емкости с ЛВЖ и ГЖ;
- разводить костры, применять открытый огонь;
- в вагонах-домиках загромождать основные и запасные эвакуационные выходы, хранить в помещениях взрывчатые вещества, ЛВЖ и ГЖ;
- применять самодельные нагревательные приборы;
- пользоваться электропроводкой с поврежденной изоляцией;
- применять самодельные плавкие вставки;
- оставлять без присмотра включенные в сеть электроприборы;

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		107

- эксплуатировать электро-водонагреватели со снятым защитным колпаком;
- осматривать и ремонтировать бытовые электроприборы под напряжением;
- применять для освещения свечи и другие источники огня;
- включать в сеть бытовые электроприемники без штепсельного соединения заводского изготовления;
- сушить спецодежду и другие СИЗ на поверхности нагревательных приборов;
- перегружать электросеть свыше установленной мощности (более 10 кВт).

Меры пожарной безопасности при выполнении земляных работ

Работы, связанные с возможным выделением взрывоопасных продуктов, должны выполняться с применением инструмента, не дающего искр, в соответствующей спецодежде и спецобуви, не имеющей металлических подков.

Место проведения газоопасной работ должно быть обозначено (ограждено), а при необходимости выставлены посты с целью исключения пребывания посторонних лиц в опасной зоне.

Меры пожарной безопасности при производстве изоляционных работ

Запрещается применение открытого огня при очистке нефтепровода от изоляции.

При работе с грунтовыми и растворителями запрещается:

- применять этилированный бензин и бензол;
- хранить и транспортировать их в открытой таре;
- бросать заполненную тару при погрузке и выгрузке, вывинчивать пробки и открывать крышки, ударяя по ним металлическими предметами, вызывающими искрообразование;
- перемешивать и переливать их ближе 50 м от открытого огня.

В месте приготовления битумно-полимерной мастики постоянно должен находиться комплект противопожарных средств:

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		108

- ящик с сухим песком;
- лопаты;
- технический войлок, брезент или асбестовое полотно;
- углекислотный огнетушитель ОУ-10.

5.3.2. 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
- 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»
 - ОСТ 51.81.82 ССБТ «Охрана труда в газовой промышленности»
 - Санитарные нормы проектирования промышленных предприятий. СНиП .21/2.11.567-96 от 31.10.1996 г.
- 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.).
 - Пожарная охрана предприятий. Общие требования. НБТ - 201-96, утв. 01.03.1992г.
 - Правила пожарной безопасности РФ ППБ-01-93. МВД РФ 14.12.1993 г., дополнения к ним от 25.07.1995 г.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		109

Заключение.

Рассмотрена законодательная база Российской Федерации, действующая в области эксплуатации магистральных нефтепроводов, представлены последовательные этапы технологического процесса нанесения изоляционных покрытий при капитальном ремонте.

На основе литературного материала провел анализ переходного сопротивления нефтепровода в течение 10 лет.

Произведен расчет срока службы остаточного ресурса изоляционного покрытия эксплуатируемого трубопровода.

Произведен расчет срока службы защитного покрытия после капитального ремонта с заменой изоляции участка км 440-441 магистрального нефтепровода.

Описаны недостатки различных технологий нанесения защитных покрытий при капитальном ремонте. Предложен тип защитного покрытия для магистрального нефтепровода.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Федченко Д.Ю.			Лит.	Лист	Листов
Провер.		Богданова Ю.В.				110	112
Консульт.		Брусник О.В.			Технологии нанесения изоляционных покрытий при капитальном ремонте магистрального нефтепровода «Александровское-Анжеро-Судженск»		
Утверд.		Рудаченко А.В.					

Список используемой литературы

1. Трубопроводный транспорт нефти. Под ред. С.М. Вайнштока. Учебник. – М.: Недра, 2004. – 621 с.
2. В. А. Шмурыгин, В. Г. Крец, К. В.Перовский Методические указания по выполнению практических и курсовых работ. – Томск: ТПУ, 2005.- 43с.
3. Фомочкин А. В. Производственная безопасность. – “Недра - Бизнес-центр”, 2004. – т.2. – М.: ФГУП, изд-во “Нефть и газ” РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004. – 448 с.
4. Методические указания к выполнению лабораторных работ по курсу «Технология металлов и трубопроводостроительных материалов» для студентов специальности 130501. – Томск: Изд-во ТПУ, 2005. – 32 с.
5. Материалы МК «Состояние и перспективы развития трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов России» Института проблем транспорта энергоресурсов, г. Уфа.
6. Материалы МК «Внутренние напряжения в покрытиях из эпоксидных композиций полученные электростатическим методом» Казахского национального технического университета имени К.И. Сатпаева, г. Алматы.
7. «Регламент технического надзора при проведении земляных работ по вскрытию и засыпке трубопроводов».
8. ГОСТ Р 511164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии».
9. ГОСТ 12.0.003.-74. Опасные и вредные производственные факторы.
10. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.
11. ГОСТ 12.1.019-79 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

					Технологии нанесения изоляционных покрытий при капитальном ремонте магистрального нефтепровода «Александровское-Анжеро-Судженск»		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		<i>Федченко Д.Ю.</i>			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Богданова Ю.В.</i>				111	112
<i>Консульт.</i>		<i>Брусник О.В.</i>			<i>Список литературы</i>		
<i>Утверд.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>					

12. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
13. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновений и токов.
14. ГОСТ 12.1.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
15. СНиП III-42-80* «Магистральные трубопроводы».
16. СНиП 12-03-01 «Безопасность труда в строительстве».
17. СНиП 2. 05.06 -85*
18. РД 39-00147105-015-98 «Правила капитального ремонта магистральных нефтепроводов».
19. РД 39-00147105-016-98 «Методика расчета переходного сопротивления нефтепроводов линейных участков магистральных нефтепроводов с учетом дефектов, обнаруженных при диагностическом обследовании».
20. МДС 81-3.99 «Методические указания по разработке сметных норм и расценок на эксплуатацию строительных машин и автотранспортных средств»
21. ВСН 008-88 «Строительство магистральных и промысловых нефтепроводов. Противокоррозионная и тепловая защита».
22. ПОТ РМ-016-2001 РД 153-09.0-03.150-00 «Межотраслевые правила по охране труда при эксплуатации электроустановок».
- 23.ГОСТ 12.3.016-87 "ССБТ. Строительство. Работы антикоррозионные. Требования безопасности*.
24. Интернет – ресурсы.
25. ВСН 012-88 "Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приемка работ. Часть 1,2".
- 26.СНиП 12-04-2002 "Безопасность труда в строительстве, Часть 1. Общие требования".

					<i>Список литературы</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		112