

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ  
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
«БАШКИРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ИНЖЕНЕРНЫЙ ФАКУЛЬТЕТ  
КАФЕДРА «ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ МАШИНЫ И ОБОРУДОВАНИЕ»

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА  
ПО ПРОГРАММЕ БАКАЛАВРИАТА

ЗАМЯТИН ИГОРЬ БОРИСОВИЧ

**ПАССИВНЫЕ МЕТОДЫ ЗАЩИТЫ ОТ КОРРОЗИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ  
НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ**

Выполнил:

Студент 4 курса очной формы обучения

Направление подготовки (специальность):

«Технологические машины и  
оборудование»

Направленность (профиль)

«Инжиниринг технологического  
оборудования»

Руководитель:

Доцент кафедры «ТМО»

\_\_\_\_\_ Павлова О.В.

## Аннотация

Выпускная квалификационная работа 64 с., 12 иллюстраций, 5 таблиц, 38 источников.

Ключевые слова: полимерно-ленточное покрытие, изоляционное покрытие, повреждения, качество, материалы, нанесение, магистральный нефтепровод, контроль.

Объектом исследования являются «МН Альметьевск-Куйбышев 1, участок Альметьевск-Самара 1»

Предметом исследования – пассивные методы защиты магистральных нефтегазопроводов.

Целью выпускной квалификационной работы является замена битумно-мастичной изоляции на полимерно-ленточную на трубопроводе: «МН Альметьевск-Куйбышев 1, участок Альметьевск-Самара 1»

В литературном обзоре рассмотрены существующие методы пассивной защиты изоляционного покрытия.

В технологической части рассмотрены материалы, применяемые при нанесении полимерно-ленточного покрытия и способ нанесения в трассовых условиях.

В расчетной части приведен расчет срока службы изоляционного покрытия, объем изоляции, гидравлический расчет и определение ресурсоэффективности.

Освящены вопросы охраны труда, пожарной безопасности и мероприятий по охране окружающей среды.

					8842.093.000.000ПЗ			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Замятин И.Б.			Пассивные методы защиты от коррозии магистральных нефтегазопроводов	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Пров.</i>		Павлова О.В.					2	
<i>Реценз.</i>		Галияхметов Р.Н.						
<i>Н. Контр.</i>		Павлова О.В.						
<i>Утв.</i>		Сайтов Р.И.						
						БашГУ ТМО-ДО-16		

## Содержание

Введение .....	4
1 Литературный обзор .....	5
1.1 Пассивная защита .....	5
1.2 Полимерно-ленточное покрытие .....	10
1.2.1 Нанесение полимерно-ленточного покрытия .....	13
1.3 Контроль качества изоляционного покрытия .....	18
2 Технологическая часть .....	21
2.1 Изоляционные материалы в полимерно-ленточном покрытии .....	21
2.2 Способ нанесения изоляционных покрытий на наружную поверхность трубопроводов .....	23
2.3 Нанесение полимерно-ленточного покрытия в трассовых условиях .....	27
2.4 Определение состояния изоляционных покрытий .....	30
2.5 Определение количества сквозных повреждений .....	32
3 Расчетная часть .....	38
3.1 Расчет срока службы полимерно-ленточных и битумно-мастичных изоляционных покрытий .....	38
3.2 Расчет объема изоляции на трубопроводе .....	39
3.3 Гидравлический расчет трубопровода .....	39
3.4 Определение ресурсоэффективности проекта .....	40
4 Охрана труда и техника безопасности .....	42
4.1 Охрана труда и промышленная безопасность .....	42
4.2 Пожарная безопасность .....	49
4.3 Мероприятия по охране окружающей среды .....	53
Заключение .....	59
Список использованных источников и литературы .....	59
Список сокращений .....	63
Приложение А .....	64

## Введение

Развитие многих отраслей промышленности определяется надежностью работы системы нефте- и нефтепродуктопроводов. В то же время, согласно статистическим данным, количество отказов на магистральных трубопроводах остается довольно высоким.

Это связано в первую очередь с коррозионным износом трубопроводов, то есть с их старением.

Кроме того, причинами отказов могут быть некачественные строительные материалы, недоброкачественное выполнение строительно-монтажных работ и, наконец, несвоевременное и некачественное выполнение ремонтных работ на линейной части магистральных трубопроводов.

Несвоевременное выполнение ремонтных работ часто связано с несовершенством диагностики состояния стенок труб, сварных соединений и изоляции, а качество выполнения ремонтных работ - с совершенством применяемых машин и механизмов, качественной организацией операционного контроля на всех этапах ремонта и, наконец, с грамотным выполнением требований технологии ремонта.

Отказы на магистральных трубопроводах наносят большой экономический ущерб не только из-за потерь продукта и нарушения непрерывного процесса производства в смежных отраслях, но могут сопровождаться загрязнением окружающей среды, возникновением пожаров и даже человеческими жертвами.

В данной ВКР рассматривается сравнение двух изоляционных покрытий: битумно-мастичной и полимерно-ленточной изоляции. Рассмотрены преимущества и недостатки этих изоляционных покрытий, нанесения в трассовых условиях и контроль качества после нанесения. Так же был выполнен гидравлический расчет, расчет срока службы изоляционных покрытий и проведена оценка ресурсоэффективности проекта.

										Лист
										4
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	8842.093.000.000ПЗ					

# 1 Литературный обзор

## 1.1 Пассивная защита

Наиболее актуальные и значимые ключевые слова по данной теме являются: полимерно-ленточное покрытие, изоляционное покрытие, нанесение, магистральный нефтепровод, пассивная защита.

Важной задачей нефтегазотранспортных компаний считается безопасная эксплуатация трубопроводов, которые в большинстве случаев имеют выработанный плановый ресурс на 60-70%. На данный период времени доля трубопроводов с возрастом более 20 лет достигла около 70%. Прокладка трубопроводов под землей производится из металлических труб различных типов сплавов, которые с течением времени подвергаются коррозии и, к сожалению, данный процесс неизбежен, но его возможно отсрочить, в случае если использовать защитные покрытия [3,18,19].

Анализ причин возникновения аварий на нефтегазопроводах, указанных в актах технического расследования, говорит о преобладающем воздействии коррозионного фактора. Особую угрозу представляет разрушение конструкций из-за коррозионного растрескивания под напряжением (КРН), при этом на нефтегазопроводах, большим диаметром (820-1220 мм) за последние годы - больше 50% от общего числа отказов [1,3].

Выход из строя такой конструкции вовремя ее эксплуатации может приводить к человеческим жертвам, загрязнению находящейся вокруг среды, большому материальному ущербу, так как зона разрушения может простираться на расстояния от нескольких сотен метров до нескольких километров.

Изоляционные покрытие является основным препятствием на металлическом трубопроводе подземной прокладки от агрессивной среды околотрубного пространства. Качество покрытия, формируемого на всех этапах строительства и эксплуатации магистрального трубопровода, определяет его функциональную надежность [1,3,18].

Изоляционное покрытие должно обеспечивать сплошность защитного слоя, водонепроницаемость, хорошую адгезию к металлу, обладать высоким омическим сопротивлением, химической стойкостью и быть экономичным.

Пассивная защита-это метод, включающий защиту трубопроводов от коррозии, который заключается в применении специальных покрытий с различными материалами для изоляции [15].

									Лист
									5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

8842.093.000.000ПЗ

На сегодняшний день магистральные трубопроводы (МТ) изолированы в основном полимерными лентами и битумно-мастичными изоляционными покрытиями. Применение данных форм покрытий для изоляции трубопроводов сначала 70-х годов XX века резко сократило сроки строительства.

Впрочем, срок службы данных типов покрытий составляет не больше 30 лет, и на данном этапе покрытия практически исчерпали свой срок службы, и на них часто встречается отслаивания изоляционного покрытия с образованием пустот между металлом трубы и покрытием, где образуются металлические дефекты. С отслаиванием полимерно-ленточного покрытия связаны наиболее массовая разновидность коррозии трубопроводов - «подпленочная коррозия» и КРН [23]. Кроме того, отслаивающееся покрытие создает экран, препятствующий прохождению электрического тока к стальной поверхности, и электрохимическая защита металла трубы под отслоившимся полимерным ленточным покрытием неэффективна [1,2,19].

Пассивные методы защиты обеспечивают изоляцию наружной поверхности трубы от контакта с грунтовыми водами и от блуждающих электрических токов, которые осуществляются с использованием антикоррозионных диэлектрических покрытий, обладающих механической прочностью, водостойкостью и сильной адгезией к металлу [3,5,6].

Существует три разновидности такой защиты:

– особый способ укладки. Защита подземных трубопроводов от коррозии осуществляется на этапе монтажа системы. Между грунтом и металлической поверхностью трубы оставляется воздушный зазор, который препятствует воздействию солей, грунтовых вод и щелочей, находящихся в грунте. Для большей эффективности применяются дополнительные методы защиты;

– нанесение антикоррозионных покрытий. Наружная поверхность труб окрашивается составами, которые не разрушаются от воздействия почвенных щелочей и солей. Ярким примером является нанесение мастики на металлическую поверхность или грунтовка труб и последующая их окрашивание алкидными эмалями;

– обработка специальными химическими составами. Трубопровод покрывают тонким слоем фосфатов, которые образуют защитную пленку на поверхности изделий.

Изоляционные покрытия, которые применяются в настоящий момент время на трубопроводах, должны следовать таким основным требованиям, как:

– иметь хорошую адгезию к металлу трубопровода;

									Лист
									6
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

8842.093.000.000ПЗ

- быть сплошными;
- обладать высокими диэлектрическими свойствами;
- быть водонепроницаемым;
- быть термостойкими (не размягчаться под воздействием высоких температур и не становиться хрупкими при низких температурах);
- обладать высокой механической прочностью и эластичностью;
- высокой биостойкостью;
- конструкция покрытий должна быть относительно простой, а технология их нанесения должна предусматривать возможность механизации.[5,6,7]

Материалы, из которых произведено покрытие, должны быть недефицитными, а само покрытие должно быть недорогим и долговечным.

На протяжении десятилетий основным видом защитного наружного покрытия трубопроводов было битумно-мастичное покрытие. В качестве изоляционных мастик при нанесении битумно-мастичных покрытий применяют: мастики типа «Асмол» на основе асфальтовых и асфальто-смолистых соединений, мастики битумные с добавлением термоэластопластов, мастики битумно-полимерные с добавками полиэтилена либо атактического полипропилена, мастики битумно-резиновые. Рассмотрены основные недостатки битумно-мастичных покрытий: недостаточно высокая ударная прочность и стойкость к продавливанию, ограниченный температурный диапазон нанесения (от минус 10 °С до плюс 40 °С), повышенная влагонасыщаемость и низкая биостойкость покрытий. Срок службы битумных покрытий ограничен и, как правило, не превышает 10-15 лет. Рекомендуемая область применения битумно-мастичных покрытий – защита от коррозии трубопроводов малого и среднего диаметров, работающих при нормальных рабочих температурах. В соответствии с требованиями ГОСТ Р 51164-98 применение битумных покрытий ограничено диаметрами труб не более 820 мм и рабочими температурами не более плюс 40 °С. [10,12]

Антикоррозионная защита подземных трубопроводов осуществляется путем:

- покрытия на базе термоусаживающихся материалов, битумных и асфальтосмолистых мастик, полимерных клейких лент, применяемых в базовых и трассовых условиях.
- покрытия на базе полимерных материалов (термоусадочные и терморезистивные полимеры, полиэтилен, эпоксидные краски и др.), наносимые в трассовых или заводских условиях;

					8842.093.000.000ПЗ	Лист
						7
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Государственный стандарт по защите от коррозии рекомендует 22 конструкции защитных покрытий трубопроводов усиленного и нормального типов.

Покрытия усиленного типа значительно более разнообразны по конструкции, к ним предъявляются повышенные требования по таким показателям, как прочность и относительное удлинение при разрыве, переходное сопротивление, адгезия к стали и др.

Усиленный тип защитных покрытий используется на трубопроводах диаметром 820 мм и более независимо от условий прокладки, а также независимо от диаметра трубопроводов при прокладке их в зонах повышенного коррозионного риска:

- на участках блуждающих токов источников постоянного тока;
- на участках трубопроводов, проложенных вблизи рек, озер, каналов, водохранилищ, а также населенных пунктов и предприятий;
- на пересечениях с различными трубопроводами;
- в засоленных почвах любого региона страны;
- в районах размещения промышленных и бытовых отходов, мусорных и шлаковых отвалов;
- на болотистых, заболоченных, черноземных и поливных почвах, а также в районах перспективного обводнения или орошения; на подводных переходах и поймах рек, а также на переходах через железные и автомобильные дороги;
- на территориях насосных станций;
- на участках трубопроводов с температурой транспортируемого продукта выше 30 °С. [6,7,22]

В остальных случаях применяются защитные покрытия нормального типа.

В зависимости от используемых материалов различают полимерные, мастичные и комбинированные покрытия.

В системе покрытия полимерной ленты функции изоляционной ленты и защитной пленки различны. Изоляционная лента обеспечивает адгезию покрытия к стали (ширина не менее 2 кг/см), устойчивость к катодному отслаиванию, а также служит защитным барьером, препятствующим попаданию воды на поверхность труб, кислорода и почвенного электролита, то есть агрессивных веществ. Защитная оболочка служит главным образом для повышения механической и ударной прочности покрытия. Она защищает ленточное покрытие от повреждений при укладке трубопровода в траншею и заполнении ее грунтом, а также при усадке грунта и технологических подвижках трубопровода [20,22,23].

					8842.093.000.000ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		8



Полимерные покрытия.

Для защиты трубопроводов используются полимерные покрытия, изготовленные из следующих материалов:

- полиуретан (смола);
- эпоксидная краска;
- полимерные или битумно-полимерные ленты;
- экструдированного полиолефина;
- термоусадочные материалы.

Основой термоусадочных материалов считается радиационно-вулканизированный полиэтилен трехмерной структуры, который при воздействии тепла обеспечивает усадку изделия на защищаемой поверхности. Термоусадочные материалы применяются в виде оберточных манжет, лент и муфт для изоляции сварных соединений труб с заводской изоляцией. После отверждения эпоксидные смолы образуют покрытия, характеризующиеся высокой адгезией к металлам, водо-, тепло- и химической стойкостью, хорошими диэлектрическими свойствами и механической прочностью. Защитные свойства эпоксидных смол значительно зависят от типа отвердителя, который определяет способ их сушки: горячий или холодный (при температуре 15 до 20 °С). К недостаткам тонкопленочных эпоксидных покрытий относятся относительно недостаточная стойкость к катодному отслаиванию и невысокая ударная прочность [18,25].

Полимерные ленты по сравнению с мастиками являются более технологичными при нанесении и дают возможность в значительной степени механизировать данный процесс. Кроме того, они обладают высокими диэлектрическими свойствами.

Изоляционные ленты выпускают на базе поливинилхлорида (ПВХ) или же полиэтилена. Они состоят из полимерной пленки-основы, на которую наносится клеевой слой [5,21,27].

Основы ленты обладает необходимыми диэлектрическими и механическими свойствами, а клеевой слой обеспечивает необходимую адгезию металла трубы и герметизацию нахлеста между слоями ленты.

Тип полимерного покрытия подбирается в зависимости от условий его эксплуатации. Одной из определяющих характеристик является температура транспортируемого ТП продукта. Так, усиленное ленточное покрытие применяют при  $T < 40^{\circ}\text{C}$ , покрытие на базе экструдированного полиолефина - не более  $60^{\circ}\text{C}$ ; на базе термостойких полимерных лент, полиуретановых смол, эпоксидных красок - не более  $80^{\circ}\text{C}$ , на основе термоусаживающихся материалов - до  $100^{\circ}\text{C}$ . [19,20]

									Лист
									9
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

8842.093.000.000ПЗ

Существуют ограничения на использования изоляционных материалов в зависимости от диаметра трубопровода. Например, некоторые виды ленточных полимерных покрытий и покрытий на основе эпоксидных красок применяются на трубах диаметром не более 820 мм, в то время как покрытия на базе экструдированных полиолефиновых и полиуретановых смол допускается применять на трубопроводах диаметром от 273 до 1420 мм.

В районах со сложными почвенно-климатическими условиями, и особенно на подводных переходах, где трубы часто прокладываются методом волочения, к изоляционным покрытиям предъявляются особо высокие требования:

- значительная механическая прочность;
- высокая адгезия к металлу;
- долговечность;
- химическая стойкость;
- низкая степень истираемости.

В этих условиях антикоррозионные покрытия из полиуретана выглядят очень презентабельно. Этот материал обладает: эластичностью, царапанию и биоповреждениям, значительной твердостью, высокими изолирующими свойствами, чрезвычайно высоким сопротивлением истиранию [14,25].

Кроме того, полиуретаны устойчивы к воздействию воды и солевых растворов, а также и обладают хорошей адгезией к металлам.

По сравнению с битумно-мастичной изоляцией, полимерно-ленточное изоляционное покрытие отвечает всем основным требованиям, предъявляемым к изоляционному покрытию нефтепроводов.

## 1.2 Полимерно-ленточное покрытие

При длительной эксплуатации магистральные трубопроводы постепенно стареют. Старение имеет большое количество проявлений:

- теряются все его защитные свойства;
- изоляционное покрытие становится хрупким, растрескивается, теряет адгезию к поверхности трубы, в результате чего уменьшается переходное сопротивление;
- накапливаются и растут дефекты, как на самих трубах, так и на изоляционном покрытии;
- при снижении переходного сопротивления и накоплении дефектов изоляции электрохимическая защита перестаёт выполнять в полном объёме свою задачу, ускоряется почвенная коррозия трубопровода.

									Лист
									10
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

8842.093.000.000ПЗ

– металл труб и сварные швы становятся более хрупкими, а их ударная вязкость понижается.

Старение изоляционного покрытия происходит более интенсивно, чем у металлических труб. Поэтому важное место в обеспечении надёжности трубопроводов занимают технологии капитального ремонта трубопроводов с заменой или восстановлением изоляции. Для того чтобы сдерживать старение в безопасных рамках, время от времени проводятся комплексное обследование трубопроводов и выборочный ремонт участков с опасными дефектами. Наиболее эффективные методы диагностики на сегодняшний день: изоляционного покрытия – электрометрические измерения, металлической составляющей – внутритрубная диагностика [3,21].

Наиболее существенные дефекты (как трубы, так и изоляции) дополнительно подвергаются шурфовым обследованиям, и по результатам данных обследований принимается решение об их ремонте.

При замене «МН Альметьевск-Куйбышев 1, участок Альметьевск- Самара 1» диаметром 820 мм и длиной 17,96км от коррозии предусматривается:

– пассивная - антикоррозионным покрытием наружной поверхности труб, запорной арматуры и соединительных деталей;

– активная - применением электрохимических средств защиты.

В качестве пассивной защиты по ГОСТ Р 51164-98 таблица 1 пункт 1 мы используем полимерные ленточные покрытия, наносимые в трассовых условиях, типа 1 толщиной не менее 3,0 мм для участков трубопровода категорий I, II и тип 4 толщиной не менее 3,5 мм для участка трубопровода категории В.

									Лист
									11
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

8842.093.000.000ПЗ

Таблица 1 – Конструкция защитных покрытий строящихся и реконструируемых трубопроводов

Условия нанесения покрытия	Номер конструкции	Конструкция (структура) защитного покрытия	Толщина защитного покрытия, мм, не менее, для труб диаметром, мм, не более				Максимальная температура эксплуатации, К (°С)
			273	530	820	1420	
Защитные покрытия усиленного типа							
Трассовое или базовое	1	Трехслойное полимерное: - грунтовка на основе терморезистивных смол; - термопластичный полимерный подслои; - защитный слой на основе экструдированного полиолефина	2,0	2,2	2,5	3,0	333(60)

Согласно требованиям СП 86.13330.2014, ВСН 008-88, ГОСТ Р 51164-98 контроль трассового защитного полиэтиленового покрытия трубопровода выполняется [24,26]:

- по адгезии на 2 % труб, а также в местах, вызывающих сомнение;
- по толщине покрытия, с применением толщиномеров типа МТ-10НЦ и МТ-50НЦ на 10 % труб и в местах, вызывающих сомнение, не менее чем в 3-х сечениях по длине трубы и в 4-х точках каждого сечения;
- по прочности при ударе по специальной методике, приведенной в ГОСТ Р 51164-98 [30].

Сплошность покрытия смонтированного трубопровода контролируется перед укладкой искровым дефектоскопом в соответствии с требованиями пункта 17 таблицы 2 и пункта 2 таблицы 3 ГОСТ Р 51164-98. Контролю подлежит вся поверхность.

Таблица 2 – Требования к покрытиям усиленного типа

Наименование показателя)	Норма	Метод испытания	Номер покрытия по таблице 1
17 Диэлектрическая сплошность. Отсутствие пробоя при электрическом напряжении, кВ/мм	5	Искровой дефектоскоп	Все, кроме 4, 5

Таблица 3 – Требования к покрытиям нормального типа

Наименование показателя	Норма	Метод испытания
2 Относительное удлинение при разрыве ленты или обертки, %, не менее	80	ГОСТ 14236

После окончания строительства состояние изоляционного покрытия (на уложенном и засыпанном трубопроводе) подлежит:

- контролю методом катодной поляризации (электрометрией) на соответствии нормам таблицам 2 и 3 ГОСТ Р51164-98;
- контролю сплошности искателем повреждений типа АНПИ, УДИП-1М или же иным подобным прибором.

### 1.2.1 Нанесение полимерно-ленточного покрытия

Полимерные ленточные покрытия имеют более широкий температурный диапазон применения (от -20 °С до +40 °С), незначительное водопоглощение, чрезвычайно низкую влагопроницаемость и кислородопроницаемость, высокие диэлектрические характеристики, переходное сопротивление и повышенную стойкость к катодному отслаиванию. При использовании в качестве защитных покрытий на трубопроводах малого и среднего диаметров ленточные покрытия могут обеспечить эффективную и долговременную защиту от коррозии [25,29].

В то же время накопленный практический навык использования полимерных ленточных покрытий на трубопроводах большого диаметра (1020-1420 мм) показал, что за счет понижения адгезии покрытия к стали (ширина 1,5-2,0 кг/см) и естественной ползучести бутилкаучукового клеевого

подслоя полимерной ленты, под воздействием оседания грунта в траншее, покрытие сдвигается по поверхности трубопровода.

При этом в зависимости от вида грунта и погодных условий, осадка грунта в траншее.

Полимерные ленточные покрытия стали использоваться за рубежом в начале 60-х годов 20 века. Пик использования полимерно-ленточных покрытий в Российской Федерации пришелся на 70-80-е годы 20 века, во время строительства целой сети линейной части магистральных газопроводов и нефтепроводов. Сегодня доля полимерных ленточных покрытий на российских газопроводах и нефтепроводах составляет до 60-65% от их общей протяженности[21,25,31].

Во время работы на верхнюю образующую трубопровода действует активная тангенциальная нагрузка, под воздействием которой покрытие перемещается (скользит), растягиваясь в верхней части трубы. Это приводит к растрескиванию покрытия под напряжением или даже к его полному механическому разрушению.

В то же время на боковых образующих и в нижней части трубопровода, появляются гофры и складки покрытия, которые заполняются воздухом и почвенным электролитом, что создает благоприятные условия для ускоренного развития коррозионных процессов.

Многочисленные обследования существующих трубопроводов показали, что чем больше диаметр труб, тем больше интегральные нагрузки воздействуют на покрытие, тем большее повреждение ленточного покрытия происходит при строительстве и эксплуатации трубопроводов. При уменьшении диаметров трубопровода до 820 мм и менее время осадки грунта и величина интегральных касательных нагрузок уменьшаются до такой степени, что заметного сдвига в покрытии ленты не происходит. В данном случае, если поверхность трубопровода хорошо очищена, грунтовка имеет высокое качество, а натяжение ленточных материалов достаточно высокое, изоляционное покрытие характеризуется высокими защитными свойствами.

Конструкция полимерного ленточного покрытия трассового нанесения в соответствии с ГОСТ Р 51164-98 состоит из слоя адгезионной грунтовки, 1 слоя полимерной изоляционной ленты толщиной не менее 0,6 мм и 1 слоя защитной полимерной обертки толщиной не менее 0,6 мм [3,25,28].

После введения ГОСТ Р 51164-98, использование липких полимерных лент при трассовой изоляции газопроводов и нефтепроводов, начиная с 1 июля 1999 года, ограничено диаметрами труб не более 820 мм и рабочей температурой не более плюс 40 °С.

										Лист
										14
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

8842.093.000.000ПЗ

Для трубопроводов нефти и нефтепродуктов допускается использовать ленточные покрытия трассового нанесения при изоляции труб диаметром до 1420 мм, но общая толщина покрытия должна быть не менее 1,8 мм (наносится 2 слоя полимерной ленты и 1 слой защитной обертки).

В системе полимерного ленточного покрытия функции изоляционной ленты и защитной обертки различные.

Изоляционная лента обеспечивает адгезию покрытия к стали (не менее 2 кг/см ширины), устойчивость к катодному отслаиванию, а также служит защитным барьером, препятствующим проникновению воды, почвенного электролита и кислорода, то есть агрессивных веществ, на поверхность труб. Защитная обертка служит главным образом для увеличения механической и ударной прочности покрытия. Она помогает защитить ленточное покрытие от повреждений при укладке трубопровода в траншею и засыпке его грунтом, и к тому же при усадке грунта и технологических перемещениях трубопровода [5,18].

Для снижения стоимости 1 м<sup>2</sup> покрытия, при общем увеличении толщины и механической прочности покрытия, возможна замена в конструкции ленточного покрытия 2-3 слоев ленты и защитной обертки на слой экструдированного полиэтилена позволяют.

Конструкция полимерно-ленточного покрытия включает в себя 3 последовательно наносимых слоя:

- праймирующий слой на базе битумно-полимерной грунтовки (расход праймера - 80-100 г/м<sup>2</sup>);
- изоляционный слой (полиэтиленовая лента с бутилкаучуковым подслоем толщиной 0,45-0,63 мм);
- наружный защитный слой из экструдированного полиэтилена толщиной от 1,6 мм до 2,5 мм.

Общая толщина ленточно-полимерного покрытия в зависимости от диаметра труб и типа покрытия (усиленный, весьма усиленный) составляет 2,2-3,0 мм.

В конструкции полиэтиленовая изоляционная лента, нанесенная по адгезионной грунтовке, обеспечивает прочную адгезию к стали и устойчивость покрытия к катодному отслаиванию, в то время как наружный полиэтиленовый слой отвечает за механические свойства покрытия, обеспечивая покрытие повышенную ударную прочность, стойкость к продавливанию и световому старению [5,22,27].

По основным показателям физико-механических, защитных и эксплуатационных свойств ленточно-полиэтиленовое покрытие значительно превосходит классические битумно-мастичные покрытия трубопроводов.

					8842.093.000.000ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

Данный вид покрытия предназначен в первую очередь для наружной изоляции нефтепромысловых труб диаметром 109-426 мм, однако комбинированное покрытие может с успехом применяться для изоляции труб диаметром от 420 мм до 820 мм. Трубы с внешним ленточно-полиэтиленовым покрытием могут храниться при температуре окружающей среды от минус 50 °С до плюс 50 °С, при этом срок хранения изолированных труб на открытом воздухе составляет не менее 12 месяцев. Температурный диапазон эксплуатации трубопроводов с ленточным покрытием составляет от минус 20 °С до плюс 40 °С, а прогнозируемый срок службы – 25-30 лет [6].

Технология наружной изоляции труб в трассовых условиях включает ряд последовательно проводимых операций:

- входной контроль труб и изоляционных материалов;
- предварительный нагрев и сушку труб;
- очистку наружной поверхности труб;
- нагрев труб до заданной температуры (при необходимости);
- нанесение и сушка адгезионной грунтовки;
- нанесение защитного изоляционного покрытия;
- охлаждение изолированных труб (при необходимости);
- контроль качества защитного покрытия и, при необходимости, исправление брака и ремонт мест повреждений покрытия [26,29]

Для нанесения покрытий применяются передвижные механизированные колонны, в том числе: трубоукладчики и навесное технологическое оборудование (очистные и изоляционные машины, комбайны и др.), перемещаясь по сваренному в "нитку" трубопроводу и выполняя операции по чистке щеткой, грунтовке поверхности труб, нанесению на них защитного покрытия. Во время проведения работ в зимний период в состав оборудования также должны входить передвижная печь для нагрева и сушки труб. Перед нанесением покрытия трубы очищают от грязи, ржавчины и окалины. Для очистки поверхности труб используются скребки, иглофрезы и механические щетки. Праймирование труб осуществляется посредством нанесения на поверхность труб дозированного количества адгезионного праймера с последующим его растиранием брезентовым полотенцем. На праймированные трубы с использованием изоляционной машины наносится слой горячей битумной мастики, после чего организовывается нанесение на трубы армирующего материала (стеклохолст), второго слоя битумной мастики и слоя наружной защитной обертки.

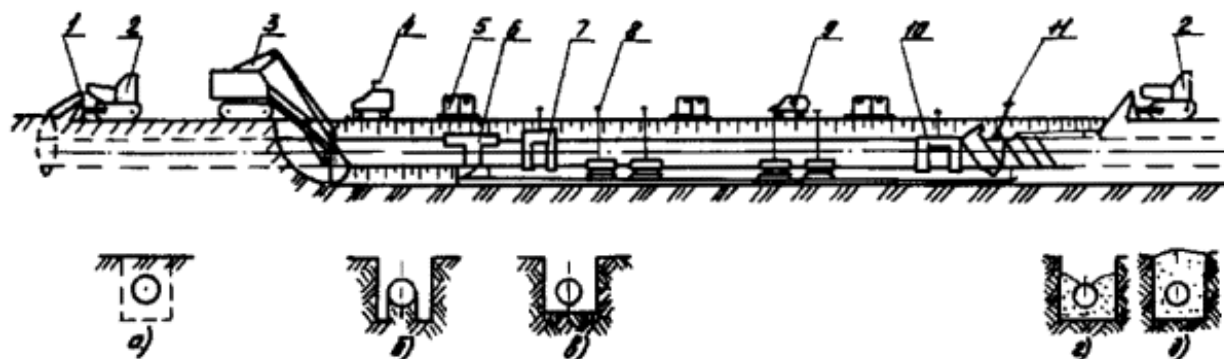
Ленточные покрытия наносят на поверхность трубопроводов путем спиральной намотки на праймированные трубы слоя изоляционной ленты и

					8842.093.000.000ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		16



слоя защитной обертки, с заданной силой натяжения и величины нахлеста [5,26,27].

Схема расстановки машин и механизмов с применением 4-х опор-крепей приводится на рис. 1.



1 – трассоискатель; 2 – бульдозер; 3 – одноковшовый экскаватор, оборудованный обратной лопатой; 4 – магнитографическая лаборатория; 5 – передвижная электростанция; 6 – подкапывающая машина; 7 – очистная машина; 8 – передвижная опора; 9 – автомобильная радиостанция; 10 – изоляционная машина; 11 – прибор для контроля качества изоляционного покрытия.

Рисунок 1 – Схема расстановки машин и механизмов при ремонте нефтепровода диаметром 820 мм

Технологические операции производятся в следующей последовательности:

- уточнение положения трубопровода трассоискателем;
- удаление плодородного слоя почвы, перемещение его во временный отвал и планировка полосы трассы в зоне движения машин бульдозером;
- разработка траншеи под днищем трубопровода одноковшовым экскаватором, оснащенным ковшом-экскаватором или же специальным вскрышным экскаватором;
- контроль технического состояния трубопровода, проверка сварных соединений;
- разработка грунта под трубопроводом подкапывающей машиной;
- техническое обслуживание заглубленного участка трубопровода с целью поддержания его высотного положения осуществляется подъемными механизмами, предназначенными для поддержания трубопровода диаметром

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

8842.093.000.000ПЗ

Лист

17

820 мм, переданного ведомственной комиссии и рекомендованного к серийному производству;

– очистка трубопровода от старого изоляционного покрытия (битумно-мастичное покрытие) с помощью очистительной машиной;

– выполнение, при необходимости, сварочных работ на участке, опирающемся на опоры;

– нанесение грунтовки и нового изоляционного покрытия с устройством для контроля качества изоляционного покрытия;

– присыпка грунта траншеезасыпателем или же бульдозером с подбивкой его под трубопровод механизированными способами или вручную и окончательная засыпка траншеи бульдозером;

– рекультивация плодородного слоя почвы бульдозером.[6,26,29]

### 1.3 Контроль качества изоляционного покрытия

При строительстве и реконструкции трубопровода важное значение имеет контроль качества защитных покрытий. Качество защитных покрытий контролируется пооперационно в процессе производства изоляционных работ после транспортировки труб и укладки их в траншею. Проверяется соответствие сертификатов(паспортов) на каждую партию материалов или результаты лабораторных испытаний материалов на соответствие техническим условиям. Состав изоляционных мастик, дозировку компонентов, режим варки (температура и продолжительность) проверяют в процессе их приготовления лабораторией строительно-монтажных организаций. Качество защитного покрытия, наносимого на трубы, определяют внешним осмотром, измерением толщины, сплошности и прилипаемости к металлу[3,7,27].

Для проверки изоляции трубопровода используем контроль покрытия, путем проверки толщины покрытия, адгезии и сплошности покрытия.

Проведение адгезии магистрального трубопровода.

Адгезия-это физическое явление сцепления поверхностей двух разнородных тел, а также их способность к сцеплению. Важнейшим требованием к изоляционным покрытиям трубопроводов является высокая адгезия изоляции, обеспечивающим защиту от теплопотерь и коррозии.

Несоблюдение этого требования может привести к серьезному ускорению износа самого трубопровода и снижению экономической эффективности транспортировки. Это означает, что к выбору изоляционного материала и подготовке покрытия следует отнестись с особой ответственностью. Изоляционный материал необходимо выбирать с учетом

										Лист
										18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

8842.093.000.000ПЗ

специфики трубопровода, а также климатических условий, в которых он прокладывается.

Перед установкой изоляции наружная поверхность трубы должна быть тщательно очищена. Кроме того, некоторые изоляционные материалы требуют предварительной обработки их внутренней поверхности для улучшения адгезионных свойств конструкции.

Контроль изоляции труб ведется при помощи специализированных приборов – адгезиметров. Как правило, адгезиметры оказывают механическое воздействие на материал и измеряют усилие, необходимое для того, чтобы отрезать, или оторвать его фрагмент. Результаты измерения в (МПа) или в (Н/см<sup>2</sup>) могут быть сопоставлены с требованиями соответствующего ГОСТ или же внутреннего стандарта предприятия. Современные адгезиметры обеспечивают низкий уровень погрешности и обладают высочайшей надежностью. Некоторые модели могут также определять минимальное, максимальное и среднее интегральное значение силы [5,26,29].

Проверка сплошности покрытия смонтированного трубопровода.

Сплошность изоляционного покрытия определяется с помощью искателя повреждений и дефектоскопов. Приборы контроля должны включать в себя источник питания, преобразователь, схему повышения напряжения и щуп.

Для определения сплошности изоляционного покрытия используют искровой дефектоскоп ДИ-74 или ДЭП-1. Искровой дефектоскоп ДИ-74 предназначен для контроля сплошности изоляционных покрытий магистральных металлических трубопроводов любого диаметра при строительстве методом непрерывного опуска, уложенных на лежки и дно траншеи, а также на поверхности почвы. Принцип действия работы основан на электрическом пробое воздушных зазоров между касающимся поверхности изоляционного покрытия щупом, подключенным к одному полюсу источника высокого напряжения, и самим трубопроводом, подключенным к другому полюсу указанного источника высокого напряжения непосредственно или через грунт при помощи заземлителя [29].

Величина электрического напряжения между щупом и трубопроводом устанавливается такой, чтобы обеспечивался электрический пробой воздушных промежутков в местах нарушения сплошности изоляционного покрытия трубопровода и исключался электрический пробой самого изоляционного покрытия [26,29,30].

Целью выпускной квалификационной работы является замена битумно-мастичной изоляции на полимерно-ленточную на трубопроводе: «МН Альметьевск-Куйбышев 1, участок Альметьевск-Самара 1»

Задачи выпускной квалификационной работы. Задачи – это способы достижения цели. В соответствии с основной целью следует выделить ряд целевые задачи, которые необходимо решить для достижения главной цели исследования. Каждая из задач формулируется в соответствии с главами работы:

- 1) Провести анализ изоляционных покрытий, применяемых на нефтепроводе;
- 2) Рассчитать срок службы битумно-мастичного и полимерно-ленточного изоляционного покрытия;
- 3) Рассчитать объем изоляционного покрытия на нефтепроводе;
- 4) Рассчитать гидравлический расчет трубопровода;
- 5) Определить ресурсоэффективность проекта.

									Лист
									20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

8842.093.000.000ПЗ

## 2 Технологическая часть

### 2.1 Изоляционные материалы в полимерно-ленточном покрытии

В нашей стране эксплуатируемые магистральные трубопроводы изолированы следующими защитными покрытиями: полимерной лентой, битумным, комбинированным полимерно-битумным, заводским полиэтиленом и др. (таблица 4). Сегодня доля полимерных ленточных покрытий, используемых для изоляции трубопроводов, высока по сравнению с другими видами покрытий.

Изоляционное покрытие из полимерных лент состоящая из грунтовки и одного (двух) слоя(ев) полимерной ленты и полимерной обертки. В соответствии с типом используемых полимерных материалов используются соответствующие грунтовки. В качестве наружной защитной обертки можно использовать различные рулонные материалы [5,6].

В практике изоляции подземных трубопроводов получили распространение липкие изоляционные ленты на основе полиэтилена, полипропилена и поливинилхлорида.

Таблица 4 – Виды защитных покрытий эксплуатируемых магистральных трубопроводов

Виды защитных покрытий	Магистральные трубопроводы, %		
	Газопроводы (155 тыс. км)	Нефтепроводы (50 тыс. км)	Нефтепродуктопроводы (20 тыс. км)
Полимерные ленточные	55÷60	55÷60	60÷65
Битумные	5÷10	5÷10	5÷10
Комбинированные полимерно-битумные	10÷20	10÷20	5÷10
Заводские экструдированные полиэтиленовые и полипропиленовые	10÷20	10÷20	5÷10
Покрытия других видов	1÷5	1÷5	5÷10

Полиэтилен - это термопластичный материал, обладающий высокой химической стойкостью, эластичностью и повышенной прочностью по сравнению с битумами и поливинилхлоридом при низких температурах, низким водонасыщением, высокой диэлектрической прочностью.

Одним из главных недостатков полиэтилена как изоляционного материала является подверженность термоокислительной деструкции его со временем, что приводит к снижению прочностных и защитных свойств. В процессе эксплуатации под воздействием механических воздействий и низких температур полиэтилен подвергается усадке с появлением внутренних напряжений и трещин. Полиэтиленовые пленки характеризуются высокой степенью кислородной и водородной проницаемости, что приводит к появлению сплошной подпленочной коррозии в однослойных покрытиях через 3-4 года. Полиэтилен обладает низкими адгезионными свойствами по отношению к стали, как неполярный материал [6,14,19].

Для улучшения свойств полиэтилена в него вводят антиокислители, стабилизаторы, красители. Он легко подвергается формованию.

Полипропилен обладает, в основном, свойствами полиэтилена, но его прочностные свойства значительно превосходят последние. Использование его в качестве изоляционного материала было ограничено недостатком мощностей по его производству.

Поливинилхлоридные изделия более сложны по своей рецептуре и содержат кроме поливинилхлоридной смолы стабилизаторы, наполнители, пигменты и пластификаторы, количество которых достигает до 40% и более, что обеспечивает пластичность полимера и его эластичность. Исследования показали, что водопроницаемость поливинилхлоридной ленты снижается в процессе термического старения (в то время как у полиэтилена она увеличивается), что сопровождается одновременным повышением прочности. Поливинилхлорид, благодаря своим полярным свойствам, хорошо совмещается с различными материалами: стабилизаторами, пластификаторами и др., образуя более прочные адгезионные связи, чем полиэтилен [5,22].

Липкие изоляционные ленты представляют собой полимерную основу (пленку) толщиной 0,4-0,6 мм, на которую клеевой слой наносится в вязком состоянии или в виде пленки спрессовывается с основой (дублирование).

Применение пленочных покрытий в России было обусловлено следующим. Резкое увеличение добычи нефти в стране привело:

- к повышению давления в трубопроводах;
- к увеличению диаметров трубопроводов;

					8842.093.000.000ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

– к увеличению протяженности нефтепроводов, газопроводов и нефтепродуктопроводов.

С 1973 года более половины строящихся магистральных трубопроводов имели диаметр 1020 мм и выше, для которых применение изоляции на основе битума было неприемлемо, поэтому с конца 80-х годов 20 века применение полимерных лент ограничивается диаметром труб до 820 мм и рабочими температурами до +40 °С.

Широкое применение липких полимерных лент облегчалось тем, что технология их нанесения была наиболее доступной и производительной, не требовала высокой квалификации обслуживающего персонала, громоздкого оборудования для приготовления и нанесения битумных мастик и способствовала высокой производительности сменного шага изоляционно-укладочной колонны [5,18,19].

Кроме того, полимерные ленты не токсичны и процесс их нанесения безопасен по отношению к обслуживающему персоналу и окружающей среде. При их нанесении не требуется никакого открытого пламени или специального оборудования для отверждения. Качество нанесения покрытия легко контролируется.

Согласно ГОСТ Р51164-98 применяются ленточные полимерные защитные покрытия нормального и усиленного типа толщиной от 1,2 до 2,4 мм для конструкций по схемам «1+1», «2+1», «2+2» (первая цифра – количество слоев изоляционной ленты, вторая цифра – количество слоев обертки) [30].

## **2.2 Способ нанесения изоляционных покрытий на наружную поверхность трубопроводов**

Эффективность изоляции полиэтиленовой ленты зависит от степени натяжения ленты при ее наложении на изолируемый трубопровод. Тангенциальная сила, приложенная к изоляционной ленте при ее намотке на трубопровод, создает радиальную силу, сжимающую адгезионный слой, расположенный между стальной поверхностью трубопровода и полиэтиленовой изоляцией. В результате возникает так называемый «прокладочный эффект», который отсутствует при использовании таких монолитных покрытий, как эпоксидная изоляция, наносимая методом оплавления, и каменноугольная эмаль. Полевые и лабораторные испытания показали, что «прокладочный эффект» улучшает адгезию полиэтиленовой изоляции и снижает вероятность катодного отслоения, а также уменьшает поглощение воды изоляцией [22,26].

										Лист
										23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

8842.093.000.000ПЗ

В течение продолжительного времени применяют ленты и обертки «Полилен». Это новейший модифицированный материал с высокой стабильностью и неизменностью защитных свойств от коррозии. Особенность материала серии «Полилен» является их структура. Они представляют собой четырехслойный материал с постепенным переходом между слоями от полиэтилена к бутилкаучуку. Ленты и обертки «Полилен» изготавливаются по соэкструзионно-каландровой технологии, при которой слои различного состава свариваются между собой в расплавленном состоянии [20].

Послойный переход толщины изделия от одного полимера к другому обеспечивает оптимальный набор свойств, а несовместимость компонентов

гарантирует стабильность структуры и свойств в объеме каждого слоя, на его границах и всего композиционного материала в целом. «Полилен» предназначается для эксплуатации от  $-60\text{ }^{\circ}\text{C}$  до  $+60\text{ }^{\circ}\text{C}$ , так как покрытие не портится в этом температурном диапазоне. Он обладает высокой ударопрочностью, устойчивостью к сжатию и истиранию. При погрузке и хранении покрытие на основе «Полиллена» тяжело повредить, так как оно имеет высокое механическое сопротивление. Покрытие на основе «Полиллена» устойчиво к химическому воздействию кислот, щелочей и обеспечивает длительную подземную эксплуатацию даже в сильно засоленных почвах. Оно обладает высокими диэлектрическими свойствами и имеет высокую адгезионную связь, как со сталью, так и с полиэтиленом.

Полимерный материал может служить 40 лет и более. Полиэтиленовые покрытия заводского нанесения являются наиболее надёжными и долговечными, т.е. важным недостатком полимерных ленточных покрытий является низкая адгезия и проницаемость в местах нахлёста витков, что также подтверждается исследованиями Борисова Б.И. После 1 - 2 лет эксплуатации водопроницаемость однослойных и двухслойных изоляционных покрытий становится практически одинаковой. Основной причиной этого является водопроницаемость изоляционных лент и обертки, в частности, в местах нахлестав лент. Многочисленные обследования существующих трубопроводов также показывают высокую проницаемость изоляционных полимерных лент, в местах нахлестав [5,6,20].

На (рисунке 2) показана коррозия поверхности трубы в виде спиральной полосы в месте нахлёста.

Одним из способов борьбы с коррозией в местах нахлеста автором предлагается использование конструкции из полимерного ленточного покрытия с двусторонним липким слоем с отделяемой антиадгезионной лентой.

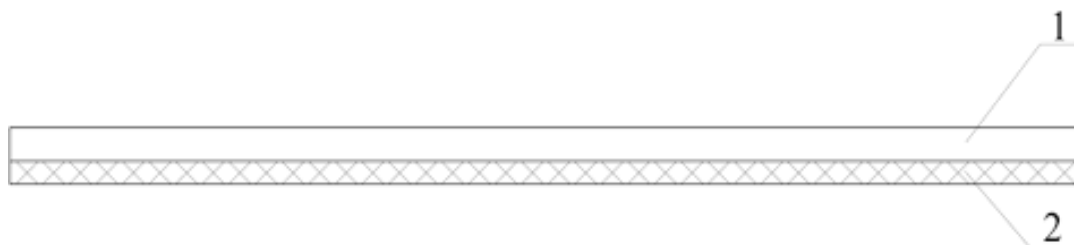
						Лист
					8842.093.000.000ПЗ	24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



Классическая конструкция изоляционных лент и обёртки, показанная на (рисунке 3), состоит из полимерной основы 1 и подклеивающего слоя 2, нанесённого на внутреннюю сторону полимерной основы. Она имеет широкое распространение и применяется в соответствии с действующими нормативно-техническими документами и техническими условиями на данный вид изоляционных лент и обёрток.



Рисунок 2 – Продукты коррозии на поверхности трубы в виде спиральной полосы, в месте нахлестав полимерной ленты



1 – полимерная основа; 2 – подклеивающий слой.

Рисунок 3 – Классическая конструкция изоляционных лент и обёрток

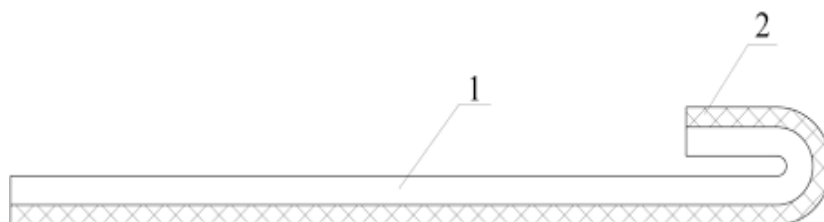
Конструкция изоляционной обёртки с повышенной надёжностью эксплуатации, показанная на (рисунке 4), рекомендуется использовать в качестве обёртки для битумных, битумно-полимерных, асфальто-смолистых и полимерно-ленточных покрытий [10,23].

Такая конструкция, показанная на (рисунке 5), позволяет соединять смежные витки каждого слоя липкими сторонами на ширину 30 - 50 мм на последнем наружном слое полимерной липкой обёртки путём поворота боковой поверхности каждого слоя на 180 ° по ходу движения изоляционной

машины. Преимуществом данной конструкции является высокая надежность изоляционных покрытий трубопроводов за счет увеличения адгезии между витками обертки и снижения водопроницаемости, а также отсутствие необходимости в новой технике нанесения изоляционного покрытия. Поворот изоляционной обертки на  $180^\circ$  по ходу движения изоляционной машины на 30 - 50 мм осуществляется вручную в начальный период намотки изоляции и регулировки изоляционной машины. Кроме того, благодаря силе натяжения изоляционной обертки ширина загиба будет сохраняться при движении изоляционной машины [10,23,29].

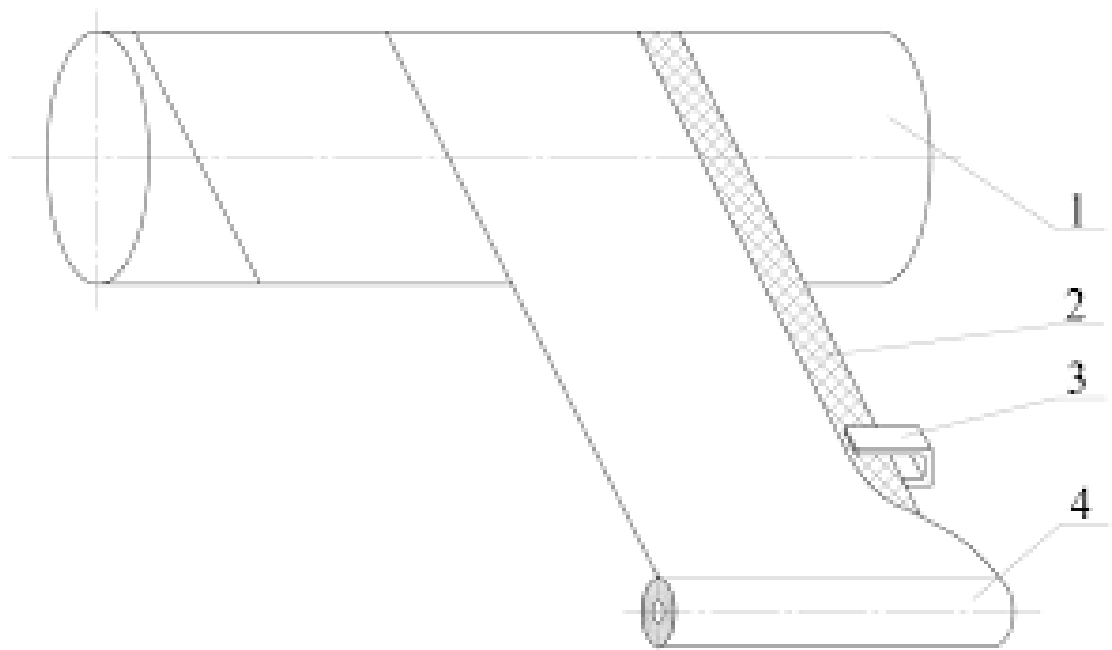
Высокая адгезия и низкая скорость проникновения электролита между смежными витками изоляционных обёрток позволяют повысить эффективность использования изоляционных покрытий при минимальных затратах.

Соединение смежных витков изоляционной обёртки липкими сторонами вынуждает трубопровод находиться в герметичной оболочке даже в случае отлпания изоляции от металлической трубы, например при низком качестве очистки трубы, некачественной грунтовке, резком перепаде температур, при значениях потенциала «труба-земля» выше допустимого. Но у данной конструкции есть ряд недостатков, таких как неравномерный загиб ленты, увеличение толщины ленты в местах загиба на трубопроводе, что в последствие приводит к большой ползучести при перемещении грунта.



1 – полимерная основа; 2 – подклеивающий слой.

Рисунок 4 – Способ соединения изоляционной обёртки липкими сторонами



1 – трубопровод с нанесённой грунтовкой; 2 – загнутая часть обёртки (30 - 50 мм) с липким слоем на внешней стороне; 3 – механическое приспособление (скоба) для поворота обёртки на 180 °; 4 – рулон изоляционной обёртки.

Рисунок 5 – Схема нанесения изоляционной обёртки с повышенной надёжностью эксплуатации

### 2.3 Нанесение полимерно-ленточного покрытия в трассовых условиях

В основном, изоляционные работы осуществляется при помощи специальных технических машин, при этом проводится огрунтование поверхности и нанесение изоляции.

Очищенную поверхность трубопровода необходимо огрунтовать. Во время нанесения грунтовки поверхность трубопровода должна быть сухой, наличие влаги в виде пленки, капель, наледи или инея, а также следов копоти и масла не допускается. Грунтовочный слой должен быть сплошным и не иметь сгустков, подтеков и пузырей [3,6,26].

Под изоляционное покрытие наносится соответствующая грунтовка, которая обеспечивает максимальную адгезию (склеивание, прилипание) покрытия к металлу труб. Также возможно использование других видов грунтовок по согласованию с заказчиком, если при этом они будут обеспечивать нормированную величину адгезии.

Нанесение изоляционного покрытия.

Изоляционные ленты наносятся на трубопровод по свеженанесенной не высохшей грунтовке или после высыхания грунтовки «до отлипа», в

соответствии с требованиями нормативно-технической документации на эти материалы.

Изоляционные ленты и обертки наносятся без гофр, перекосов, морщин, провисаний с величиной нахлеста для однослойного покрытия – не менее трех сантиметров, для двухслойного – 50% от ширины ленты плюс три сантиметра. Для того чтобы обеспечить плотное прилегание лент и обертки по всей защищаемой поверхности и создать герметичность в нахлесте, необходимо постоянное натяжение материала с усилием [24,26,29].

Защитные обертки, не имеющие сильного сцепления с изоляционным покрытием трубопровода, следует закрепить в конце полотнища, а при необходимости и через 10-12 м. Закрепить обертки можно с помощью специальных бандаж, клеев и др.

Работы по подъему и поддержанию трубопровода обычно проводятся одновременно с очисткой и нанесением изоляции. Работы по подъему и поддержанию трубопровода следует проводить после того, как:

- ремонтируемый участок вскрыт;
- установлено дежурство на отсекающих задвижках со средствами радиосвязи с диспетчером;
- установлено рабочее давление не более 2,5 МПа;
- получено письменное разрешение от диспетчера РНУ (УМН).

Работы по подъему и прокладке трубопроводов допускаются только в присутствии лица, ответственного за выполнение работ.

Мероприятия по обеспечению безопасности и эксплуатации по предотвращению аварий перед подъемом трубопровода должны быть выполнены согласно предусмотренному в ППР.

Количество и грузоподъемность трубоукладчиков или других механизмов, а также порядок их подъема и размещения должны строго соответствовать ППР. Запрещается поднимать трубопровод с помощью одного трубоукладчика [24,26,29].

Трубопровод должен подниматься плавно, без рывков. Контроль величины усилий на крюках трубоукладчиков осуществляется динамометрами или индикаторами усилия на крюке.

Во время длительных остановок и в конце смены трубопровод следует укладывать на лежки, опоры-крепи и др.

									Лист
									28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

8842.093.000.000ПЗ

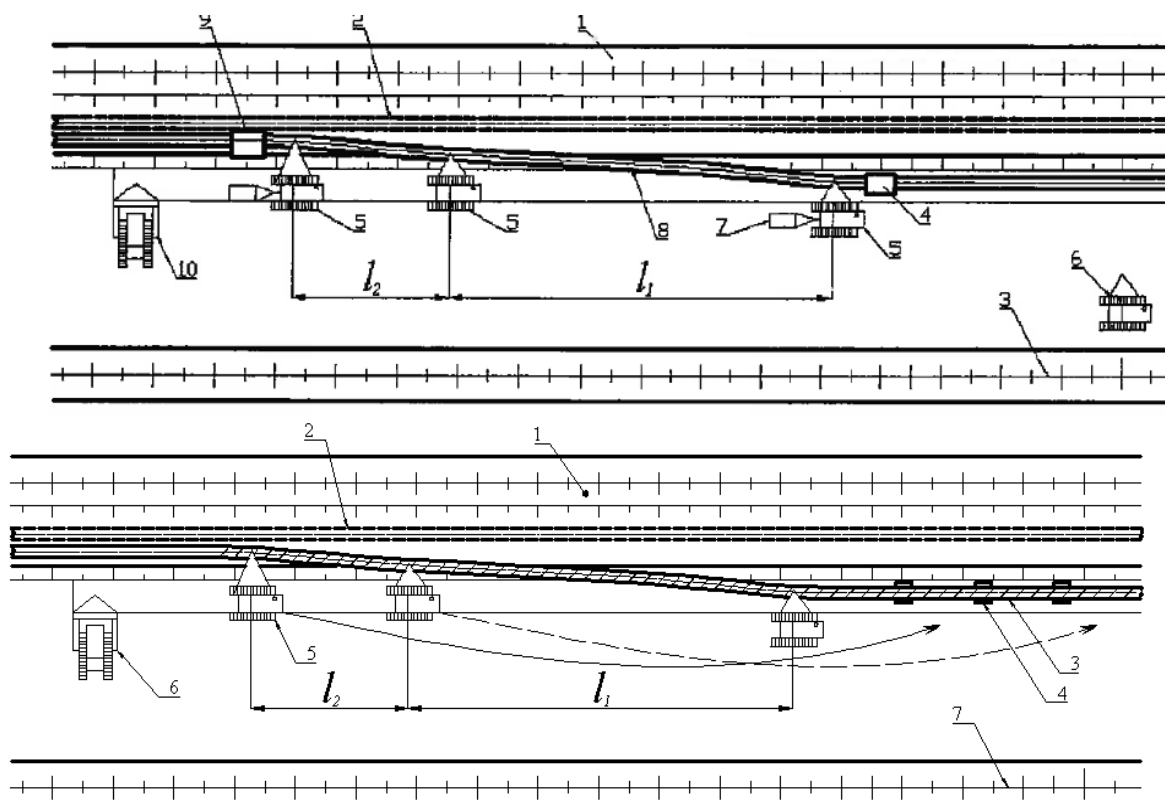


Рисунок 6 – Схема расстановки машин и механизмов при производстве изоляционно-укладочных работ

В то же время бульдозеры, очистные машины, изоляционные машины и трубоукладчики движутся в одной колонне. На рисунке 6 условно показаны три трубоукладчика.

- 1 – отвал минерального грунта;
- 2 – заменяемый участок трубопровода;
- 3 – отвал плодородного слоя почвы;
- 4 – очистная машина;
- 5 – трубоукладчик;
- 6 – резервный трубоукладчик;
- 7 – электростанция;
- 8 – вновь прокладываемый участок трубопровода;
- 9 – изоляционная машина;
- 10 – бульдозер.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

8842.093.000.000ПЗ

Лист

29

Таблица 5 – Технологические параметры колонны при изоляционно-укладочных работах

№ п/п	Диаметр трубопровода, DN	Расстояние между трубоукладчиками (группами трубоукладчиков), м	Максимально допустимое расстояние между очистной и изоляционной машинами, м
1	От 800 до 1000	20-25	15-25

При прокладке трубопровода в траншее необходимо предусмотреть:

- правильное размещение трубоукладчиков;
- минимальная высота подъема трубопровода, необходимая для выполнения работ;
- сохранность изоляционного покрытия;
- плотное прилегание трубопровода ко дну траншеи;
- проектное положение трубопровода. [6,24]

#### 2.4 Определение состояния изоляционных покрытий

Для оценки целостности изоляционных покрытий в процессе технической диагностики нефтегазового оборудования электрические методы контроля используются в первую очередь. Состояние изоляции обычно контролируется электропараметрическим (методом «влажной губки») и электроискровым («высоковольтным») методами.

Определение состояния изоляции подземных трубопроводов производится:

- по величине переходного сопротивления;
- на основе визуального осмотра;
- по количеству сквозных повреждений.

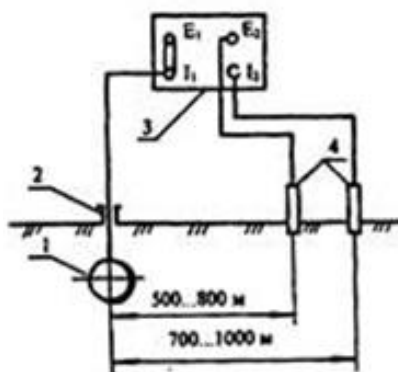
Визуальный осмотр изоляции выполняется в шурфах. Шурфованию при обследовании трубопроводов принадлежат те участки, на которых предполагается наличие разрушений изоляции (на основе анализа статистических данных об авариях, работы СКЗ и др.). Количество шурфов, отрытых на каждом километре исследуемого трубопровода не должно превышать двух [4].

При отрыве шурфов осторожно снимают прилегающие к трубопроводу слои земли с тем, чтобы не нарушить изоляцию в трубе. Затем производят визуальный осмотр с описанием внешнего вида и типа повреждения покрытия, определяют адгезию защитного покрытия к неповрежденной части изоляции.

Недостатком данного метода является субъективность в оценке качества утеплителя [8].

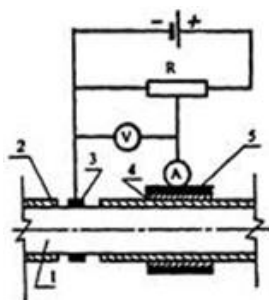
Величина переходного сопротивления характеризует наиболее полное состояние изоляционного покрытия подземных трубопроводов. Переходное сопротивление подземного изолированного металлического трубопровода - это сопротивление току, входящему и выходящему из подземного трубопровода [9].

Проще всего определить переходное сопротивление  $R_n$  в местах установки контрольно-измерительных колонок (КИК). В этом случае используется измерительная схема. Измерители сопротивления МС-08, м-231 и другие используются в качестве источника тока и одновременно в качестве измерительного прибора. Величина переходного сопротивления берется непосредственно на шкале прибора. Однако возможности этого метода ограничены, так как КИК размещаются вдоль трассы трубопровода через 1 км [9,13].



1 – трубопровод; 2 – контрольно-измерительная колонка; 3 – измеритель сопротивления; 4 – измерительные электроды.

Рисунок 7 – Схема определения переходного сопротивления измерителями сопротивления



1 – трубопровод; 2 – изоляционное покрытие; 3 – механический контакт; 4 – влажное матерчатое полотенце, 5 – электрод.

Рисунок 8 – Схема определения переходного сопротивления методом «мокрого контакта»

Переходное сопротивление может быть измерено в шурфах методом «мокрого контакта» (рис. 8). Схема измерения для этого метода выглядит следующим образом. Покрытие в месте измерения очищают от грунта и свободной влаги по периметру трубопровода полосой, ширина которой должна быть не менее 0,5 м. На очищенную поверхность накладывают тканевое полотенце, смоченное в 3%-м растворе поваренной соли, а на него — металлический электрод-бандаж [4,8].

Делителем  $R$  устанавливают рабочее напряжение  $U = 30$  В и определяют величину тока утечки из амперметра  $I$ . После этого вычисляют переходное сопротивление.

При использовании такого метода, как «мокрый контакт», следует производить шурфование трубопровода.

Также известно, что чем хуже состояние изоляции, тем больше величина защитного тока, необходимого для поддержания необходимого количества защитного потенциала на трубопроводе. Поэтому о состоянии изоляционного покрытия подземного трубопровода можно судить по величине плотности защитного тока, равной отношению дренажного тока к площади защищаемой поверхности [11].

## 2.5 Определение количества сквозных повреждений

Определение местонахождения сравнительно крупных сквозных повреждений в защитном покрытии подземных трубопроводов основано на измерении падения напряжения на поверхности грунта между двумя электродами, создаваемого током, стекающим с трубы в местах повреждений.

									Лист
									32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

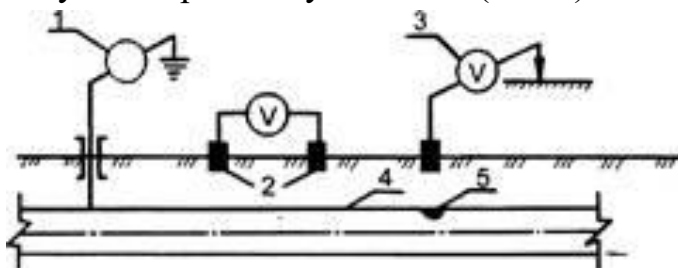


Для локализации можно использовать постоянный или переменный ток. Определение количества сквозных повреждений это один из методов контроля состояния изоляционного покрытия подземных трубопроводов [13].

Данная методика впервые была предложена американцем Д. Пирсоном, еще в 40-е годы XX века. На сегодняшний день он почти не претерпела изменений, лишь оборудование для его реализации было модифицировано.

Этот метод с использованием переменного тока имеет свои преимущества: его, возможно, эксплуатировать в зоне влияния блуждающих токов, а в качестве электродов можно использовать простые металлические штыри [16,17].

Метод Пирсона заключается в том, что генератор звуковой частоты порядка 1000 Гц одним полюсом соединен с подземным трубопроводом, а другим - с землей. Ток, протекающий по трубопроводу, стекает в местах повреждения изоляции и создает повышение потенциала, которое можно измерить с помощью двухэлектродной установки (Рис.7).



1 – звуковой генератор; 2 – измерительные электроды; 3 – звуковой индикатор; 4 – изолированный трубопровод; 5 – сквозное повреждение.

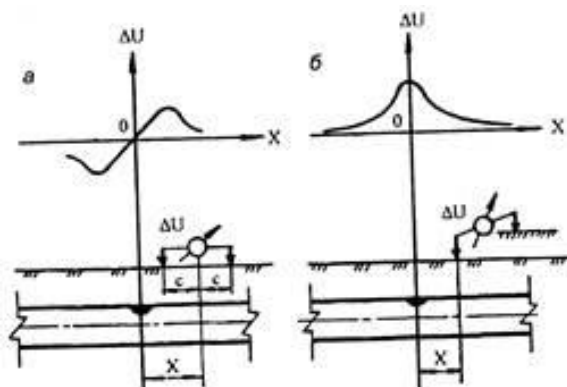
Рисунок 9 – Схема определения мест сквозных повреждений в изоляционном покрытии трубопровода

Минимальный (нулевой) потенциал наблюдается, когда центр двухэлектродной установки находится под сквозным повреждением изоляции. Данный тип изменения разности потенциалов используется для точного определения сквозного повреждения в изоляции. Для уточнения места повреждения двухэлектродную установку располагают перпендикулярно оси трубопровода и находят максимальную разность потенциалов путем постепенного перемещения электродов (Рис.10) [4,8,9].

Схема измерения разности потенциалов устройства для контроля изоляции (УКИ-1) приведена на (Рис.10).

При реализации метода Пирсона, например, с устройством типа ИПИ, используется генератор переменного тока звуковой частоты (до 1000 Гц), который создает напряжение в несколько десятков вольт между трубой и

временным заземляющим стержнем. Благодаря этому через грунт начинает течь соответствующий "ток поиска".



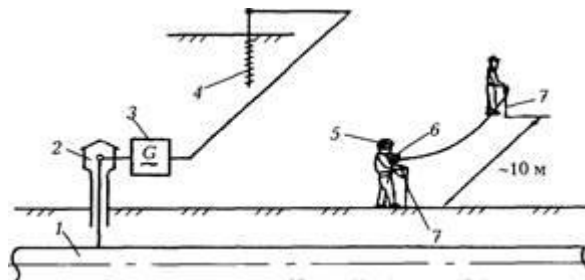
а – при продольном расположении электродов; б – при поперечном расположении электродов.

Рисунок 10 – График изменения разности потенциалов между измерительными электродами

Два оператора с помощью щупов или контактных башмаков снимают разность потенциалов на поверхности почвы, результат записывается по показаниям прибора или звуковому сигналу. Для более точного выделения полезного сигнала и устранения влияния посторонних напряжений в грунте генератор может работать в пульсирующем режиме [9,16,17].

Один из операторов перемещается над осью трубы, другой - на расстоянии 10 м от него по линии, перпендикулярной оси трубы (Рис.11). Когда первый оператор приближается к месту дефекта, амплитуда сигнала увеличивается и достигает максимума, когда щуп находится непосредственно над дефектом. При удалении от повреждения уровень сигнала уменьшается. Если нет возможности перемещать операторов, таким образом, например, в густых зарослях или болотистых местах, то операторы могут перемещаться один за другим над осью трубы [8,9].

В этом случае оператор, контролирующий уровень сигнала, должен быть особенно осторожен, так как уровень сигнала будет увеличиваться в два раза, в момент прохождения над дефектом первого и второго операторов. Кроме того, поблизости могут быть и другие дефекты, которые усложняют локализацию.



1 – труба; 2 – КИП; 3 – генератор звуковой частоты; 4 – временный заземлитель; 5 – головные телефоны; 6 – приемник ИПИ; 7 – стальные электроды.

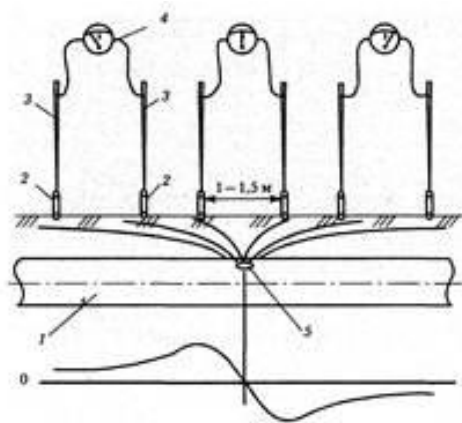
Рисунок 11 – Обнаружение сквозных дефектов изоляционного покрытия методом Пирсона с помощью прибора ИПИ

Знание положения оси трубопровода необходимое условие применимости этого метода. Поэтому приборы для контроля изоляции должны еще определять трассу трубопровода, т. е. они должны быть оборудованы поисковым контуром [4,8,9].

В отечественной практике места дефектов в изоляции подземных трубопроводов определяют одним из типов искателей повреждений (ИПИ-76, АНПИ «Пеленг-1», ИТ-5 и др.), либо установкой для определения дефектных мест в изоляционном покрытии магистральных трубопроводов УКИ-1.

Более точная локализация места повреждения покрытия может быть достигнута путем измерения градиента постоянного тока на поверхности грунта над осью трубы (метод постоянного тока) [9,11,17].

Для этого над осью трубы на расстоянии 1-1,5 м друг от друга устанавливают два медно-сульфатных электрода типа ЭСП с удлинительными стержнями (можно использовать лыжные палки). В качестве измерительного прибора используют цифровой мультиметр или высокоомный вольтметр с нулевой отметкой в центре шкалы (рис. 12).



1 – труба; 2 – медно-сульфатный электрод; 3 – удлинительные штанги; 4 – высокоомный вольтметр; 5 – дефект защитного покрытия.

Рисунок 12 – Локализация сквозных дефектов защитного покрытия путем измерения градиента постоянного тока

Электроды расположены на равном расстоянии друг от друга вдоль оси трубы. Во время приближения к месту дефекта, можно заметить увеличение градиента постоянного тока, который в свою очередь достигает максимума при расположении одного электрода над дефектом, а при симметричном расположении электродов относительно дефекта разность потенциалов равна нулю. Расположение дефекта определяется путем деления расстояния между электродами на две равные части [8,9,16].

При дальнейшем перемещении электродов градиент напряжения снова увеличивается и постепенно уменьшается.

Для количественной оценки размеров дефектов целесообразно использовать методы, основанные на постоянном токе, так как из-за емкостной проводимости сопротивление покрытия при переменном токе уменьшается [4,11,17].

Определение местоположения сквозного дефекта в изоляции путем детального измерения потенциалов трубопровода осуществляется различными системами: аппаратурой "Поиск-01" фирмы "Парсек" (Россия), "Вайлекес Электроник" (Германия), системой "Корпак" или приборным комплексом "Сервейер МК-9" (Великобритания) и др. Комплексы состоят из измерительных приборов с памятью, персонального компьютера, измерительных электродов, печатных и графопостроительных устройств. В комплект также входят катушки с проводом, таймер и устройства для прерывания тока УКЗ [8,9,13].

Измерения проводят методом выносного электрода, поляризационный потенциал измеряют методом отключения тока поляризации через короткие промежутки времени.

Синхронное (или асинхронное для аппаратуры "Поиск-01") отключение тока поляризации УКЗ осуществляется с помощью синтаксически управляемых синхронизированных таймеров или специальных выключателей [4,17].

Оператор перемещается над осью трубы, переставляя два медно-сульфатных электрода сравнения, осуществляя контакт измерительного устройства с грунтом. Контакт с трубой осуществляется через контрольный вывод с помощью переносной катушки. Катушка имеет счетное устройство, позволяющее осуществить привязку к трассе трубопровода и к отдельным ориентирам на трассе.

Новые способы съемок оснащены GPS-устройством для спутниковой привязки измерений к местности с точностью 3-15 м.

Для учета влияния и регистрации блуждающих токов в ближайших КИПах устанавливают стационарные электроды с измерительными и запоминающими устройствами типа "Минилог-128", РАД-256 и др.[16,17]

Прерывание поляризационного тока осуществляется в диапазоне от 1 до 27 С, например, по схеме: 5С-включено, 1С-отключено и т. д. Потенциал отключения измеряется автоматически, не ранее чем через 100 мс с момента отключения.

Данные, которые накапливаются в результате измерений в запоминающих устройствах, передаются на компьютер, где они обрабатываются и выводятся на экран дисплея.

По окончании всех работа результаты обследования трубопровода оформляются в виде специальных таблиц и цветных графиков. Таблицы и графики используются для определения мест повреждения защитного покрытия и зон недостаточной защиты и перезащиты трубопровода.

Проведенный опыт по диагностированию трубопроводов показывает, что невозможно ограничить достоверную оценку их состояния каким-либо одним методом диагностики. Объективный диагноз можно поставить лишь в рамках комплексного исследования состояния трубопроводов [4,8,9].

										Лист
										37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

### 3 Расчетная часть

#### 3.1 Расчет срока службы полимерно-ленточных и битумно-мастичных изоляционных покрытий

Срок службы изоляционных покрытий определяется временем достижения переходного сопротивления значения  $10^3 \text{ Ом}\cdot\text{м}^2$ , при котором скорость коррозии под покрытием возрастает до величины, находящейся на границе практически допустимой (согласно требованиям ГОСТ 51164-98)

Исходные данные:

$$r_{\text{гр}} = 20 \text{ Ом}\cdot\text{м}; D = 0,820 \text{ м}; R_{\text{к}} = 250 \text{ Ом}\cdot\text{м}^2; a = 0,105 \text{ 1/год.}$$

а) Битумно-мастичное покрытие:

$$R_{\text{п.н.}} = 5,1 \cdot 10^4 \text{ Ом}\cdot\text{м}^2.$$

б) Полимерно-ленточное покрытие:

$$R_{\text{п.н.}} = 1,2 \cdot 10^5 \text{ Ом}\cdot\text{м}^2.$$

Определение срока службы изоляции ведется по формуле [1]:

$$T = 1/a \cdot \ln^*(R_{\text{п.н.}} - R_{\text{к}}/10^3 - R_{\text{к}}); (1)$$

где,  $a$  – постоянный коэффициент, показатель скорости старения изоляционного покрытия, 1/год;

$r_{\text{гр}}$  – удельное электросопротивление грунта, Ом\*м;

$D$  – диаметр трубопровода, м;

$R_{\text{п.н.}}$  – начальное значение переходного сопротивления, Ом\*м<sup>2</sup>;

$R_{\text{к}}$  – конечное значение переходного сопротивления, Ом\*м<sup>2</sup>;

$T$  – время эксплуатации трубопровода, лет.

Решение:

Расчет срока службы изоляционного покрытия трубопровода в период проектирования:

$$T = 1/0,105 \ln^*(5 \cdot 10^4 - 250/1000 - 250) = 40 \text{ годам}$$

Определяем срок службы изоляционного покрытия:

а) Битумно-мастичное покрытие:

$$T = 1/a \ln^*(R_{\text{п.н.}} - R_{\text{к}}/10^3 - R_{\text{к}}) = 1/0,105 \ln^*(5 \cdot 10^4 - 250/1000 - 250) = 40 \text{ лет.}$$

б) Полимерно-ленточное покрытие:

$$T = 1/a \ln^*(R_{\text{п.н.}} - R_{\text{к}}/10^3 - R_{\text{к}}) = 1/0,105 \ln^*(1,2 \cdot 10^5 - 250/1000 - 250) = 48 \text{ лет.}$$

Достаточно большие сроки службы изоляционных покрытий трубопроводов получены из-за высоких требований ГОСТ 51164-98 к качеству изоляции, следовательно, к значению постоянного коэффициента,  $a=0,105 \text{ 1/год.}$

									Лист
									38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

8842.093.000.000ПЗ

На практике более реальным (а так же согласно проводимым исследованиям) является коэффициент  $a=0,125$  1/год.

а) Битумно-мастичное покрытие  $R_{н.н.} = 10^4$  Ом\*м<sup>2</sup>.

б) Полимерно-ленточное покрытие  $R_{н.н.} = 5 \cdot 10^4$  Ом\*м<sup>2</sup>.

$T_б = 1/0,125 \ln^*(10^4 - 250/1000 - 250) = 20,5$  лет.

$T_{п.л.} = 1/0,125 \ln^*(5 \cdot 10^4 - 250/1000 - 250) = 33,5$  лет.

В результате получаем, что при существующих условиях эксплуатации изоляционные покрытия трубопроводов, время эксплуатации трубопровода с битумно-мастичным покрытием будет на 63% меньше времени эксплуатации трубопровода с полимерным ленточным покрытием.

### 3.2 Расчет объема изоляции на трубопроводе

Объем изоляции ( $O_{и}$ ) м<sup>3</sup>, приходящийся на 1 м длины трубопроводов или оборудования цилиндрической формы, исчисляется по формуле [2]:

$$O_{и} = 3,14 \cdot (D + T) \cdot T; \quad (2)$$

где,  $T$  – толщина изоляционного слоя, м;

$D$  – наружный диаметр трубопровода или оборудования, м.

Решение:

$$O_{и} = 3,14 \cdot (0,8 + 0,0022) \cdot 0,0022 \approx 0,0055 \text{ м.}$$

(Объем изоляции приходящийся на 1 м трубы)

Труба  $\varnothing 800$ мм, длиной 17960м:

Объем изоляции – 99,578 м<sup>3</sup>;

Площадь покровного слоя – 45386,7 м<sup>2</sup>.

### 3.3 Гидравлический расчет трубопровода

Исходные данные:

Наружный диаметр трубопровода  $D_{н}$  – 820 мм; Производительность

$Q$  – 20 млн.т./год;

Разность отметок начала и конца нефтепровода  $\Delta z$  – 18 м; Средняя плотность нефти  $\rho$  – 0,770 т/м<sup>3</sup>;

Толщина стенки трубы  $\delta$  – 8мм;

Средняя абсолютная шероховатость для нефтепроводных труб после нескольких лет эксплуатации  $e$  – 0.2мм;

Давление, развиваемое насосной станцией  $P_1$  – 50 кгс/см<sup>2</sup>; Остаточное давление в конце перегона  $P_2$  – 10 кгс/см<sup>2</sup>; Длина трассы  $L$  – 17.96 км;

Средняя расчетная кинематическая вязкость при температурах грунта на глубине заложения трубопровода  $\nu_p$  – 0,55см<sup>2</sup>/сек;

					8842.093.000.000ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

Решение:

1) Найдем секундный расход нефти по формуле:

$$Q_c = Q_r / N_r * 24 * p * 3600 = 20 * 1000000 / 351 * 24 * 0,77 * 3600 = 0,85 \text{ м}^3/\text{с}$$

где  $N_r = 351$  дней – расчетное число рабочих дней для магистрального нефтепровода диаметром свыше 820 мм и длиной до 250 км.

2) Определяем внутренний диаметр трубопровода:

$$d = D - 2 * \delta = 820 - 2 * 8 = 804 \text{ мм} = 0,804 \text{ м}$$

3) Среднюю скорость течения нефти по трубопроводу рассчитываем по формуле:

$$V = 4 * Q_c / \pi * d^2 = 4 * 0,85 / 3,14 * 0,804^2 = 0,84$$

4) Проводим проверку режима течения

$$Re = V * d / \nu = 0,84 * 0,804 * 10000 / 0,55 = 12279$$

$Re < Re_1 = 2000$ , режим течения нефти турбулентный. Находим  $Re_1$  и  $Re_2$  по формулам, где – относительная шероховатость труб

$$E = e / d;$$

$$E = 0,2 / 0,804 = 0,00025;$$

$$Re_1 = 10 / e = 10 / 0,00025 = 400000;$$

$$Re_2 = 500 / e = 500 / 0,00025 = 2000000.$$

Определяем зону и режим течения трубопровода.

$$2000 < 12279 < 400000$$

$2000 < Re < Re_1$  – зона гидравлически гладких труб.

5) Находим коэффициент гидравлического сопротивления

$$\lambda = 0,3164 / Re^{0,25} = 0,3164 / 12279^{0,25} = 0,3164 / 10,52 = 0,03$$

6) Гидравлический уклон находим по формуле:

$$i = (\lambda / d) * (V^2 / 2 * g) = (0,03 / 0,802) * (0,84^2 / 2 * 9,81) = 0,021168 / 15,73524 = 0,0013$$

7) Потери напора на трение в трубопроводе:

$$h_{mp} = i * L = 0,0013 * 17960 = 23,348 \text{ м}$$

Потери напора на местные сопротивления:

$$h_{mc} = 0,02 * h_{mp} = 0,02 * 23,348 = 0,47 \text{ м}$$

Полные потери напора в трубопроводе:

$$H = h_{mp} + h_{mc} + \Delta z = 23,348 + 0,47 + 18 = 41,818 \text{ м}$$

### 3.4 Определение ресурсоэффективности проекта.

Оценка ресурсоэффективности проекта ставит своей целью определить результативность использования конкретных видов ресурсов и деятельности в целом. При проектировании для уменьшения затрат был выбран способ изоляции нефтепровода в трассовых условиях с помощью полимерного ленточного покрытия.

									Лист
									40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

8842.093.000.000ПЗ



Общая стоимость переизоляции составляет 44364398 рублей, из них 13243103 рублей – это стоимость материалов.

Средняя стоимость замены дефектного участка трубопровода диаметром 820 мм и длиной 1 км, с использованием труб с заводской изоляцией составляет – 19.979.552 рублей, общая стоимость 351640115, что уже больше стоимости переизоляции в трассовых условиях способом на 307.275.717 рублей.

Следовательно, для данного проекта переизоляции дефектного участка трубопровода с помощью полимерных ленточных материалов экономически выгодно. Экономическая эффективность составит 120%.

					8842.093.000.000ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

## 4 Охрана труда и техника безопасности

### 4.1 Охрана труда и промышленная безопасность.

Во время работ на объектах магистральных нефтепроводов (продуктопроводов) работники подрядных организации должны соблюдать требования Федеральных законов, различные виды Федеральных норминепосредственновсе правила в области промышленной безопасности.

При ситуации, когда возникает авария на производстве, работники данной организации следует немедленно остановить все работы, далее нужно вывести всех людей из зоны происшествия, а в последующем обратиться к оперативному персоналу с сообщением о произошедшем. Следующие действия, должны быть связанные с локализацией и ликвидацией аварийной ситуации, которые могут осуществляться только по указаниюэксплуатирующего предприятия [32,37].

Производственные работы должны вестись в соответствии с требованиями НД:

- Федеральный закон РФ № 116-ФЗ. О промышленной безопасности опасных производственных объектов от 21.07.1997г;
- Трудовой кодекс Российской Федерации;
- ГОСТ 12.3.003-86 «ССБТ Работы электросварочные. Требования безопасности»;
- ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность. Общие требования»;
- ГОСТ 12.1.005-88 «ССБТ. Общие санитарно-технические требования к воздуху рабочей зоны»;
- ГОСТ 12.2.013.0-91 «ССБТ. Машины ручные электрические. Общие требования»;
- ГОСТ 12.3.016-87 «Работы антикоррозионные. Требования безопасности»;
- ГОСТ 12.3.033-84 «Система стандартов безопасности труда. Строительные машины. Общие требования безопасности при их эксплуатации»;
- ГОСТ 12.1.046-2014 Система стандартов безопасности труда. Строительство. Нормы освещения строительных площадок;
- СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования»;
- СНиП 12-04-2002 «Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство»;
- СНиП III-42-80 «Магистральные трубопроводы»;

										Лист
										42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

8842.093.000.000ПЗ

- ВСН 31-81 «Инструкция по производству строительных работ в охранных зонах магистральных трубопроводов Министерства нефтяной промышленности»;
- СП 12-136-2002 «Безопасность труда в строительстве. Решения по охране труда и промышленной безопасности в проектах организации строительства и проектах производства работ»;
- СП 12-135-2003 «Безопасность труда в строительстве. Отраслевые типовые инструкции по охране труда»;
- СП 2.2.2.1327-03 «Гигиенические требования к организации технологических процессов, производственному оборудованию и рабочему инструменту»;
- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности опасных производственных объектов, на которых используются подъемные сооружения» № 533 от 12 ноября 2013 г.
- ТР ТС 032/2013 "О безопасности оборудования работающего под избыточным давлением";
- Постановление Правительства РФ от 25.04.2012 №390 "О противопожарном режиме";
- Правил устройства электроустановок (изд. 7);
- Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей ПТЭЭП, утвержденные Минэнерго РФ в 2003 г.
- Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок Документ с изменениями, внесенными: приказом Минтруда России от 19 февраля 2016 года N 74н;
- «Правила по охране труда в строительстве» Зарегистрировано в Минюсте России 13.08.2015 N 38511
- Правил по охране труда при работе с инструментом и приспособлениями приказ от 17 августа 2015 г. N 552н
- СанПиН 2.2.3.1384-03 «Гигиенические требования к организации строительного производства и строительных работ»;
- ИБТБ 1-087-81 «Отраслевая инструкция по контролю воздушной среды на предприятиях нефтяной промышленности»;
- СанПиН 2.6.1.2523-09 «Нормы радиационной безопасности (НРБ-99/2009)»;

Издается совместный приказ заказчика и подрядной организации, где назначаются руководящие работники и ИТР эксплуатирующей организации, обязанные утверждать наряды-допуски, которые будут ответственны за организацию работ и безопасное производство. Также обязанные выдавать

					8842.093.000.000ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

наряды-допуски и допускать к работам, ответственные за подготовку работ, ответственные за надзор, а также ИТР подрядной организации, которые являются ответственными за проведение работ и назначения лиц, обязанных за проведения анализа воздушной среды [33,34,35].

В начале работы, сотрудник, который проводит данный контроль, обязан надеть специальную одежду и обувь, СИЗ, пригодные под погодные и местные условия, предназначенные специализированными нормами для производственных работ. Так же и предоставить дежурному, в период проведения работ:

- костюм, сшитый из термостойкой ткани (ткань с огнезащитной пропиткой, не накапливающей статическое электричество);
- защитная каска;
- противогаз фильтрующий;
- противогаз шланговый (при работе в колодцах, емкостях и при содержании паров углеводородов в воздухе рабочей зоны от ПДК до ПДВК);
- пояс предохранительный с сигнально-спасательной веревкой (при работе в котлованах, колодцах, емкостях и других работах с применением шлангового противогаза).

Обувь из маслобензостойких материалов не должна быть с металлическими накладками, а также подков, гвоздей, которые способны образовать искру.

Запрещается выполнение работ рабочими в СИЗ, не соответствующих выполняемому виду работ.

Все лица, находящиеся на территории НПС (ЛПДС) и объектах строительства необходимо всегда иметь при себе и носить защитные каски. Сотрудник без данной защиты к выполнению работ не может быть допущен.

Работы производятся только в присутствии ответственного за надзор, а также ответственного за проведения работ [32,37].

В период производственных работ следует организовать мероприятия по проведению анализа, контролирующего воздушную среду на загазованность.

Работник должен выполнять огневые и газоопасные работы в специальной одежде из огнезащитных тканей с применением индивидуального газоанализатора загазованности.

При подготовке к проведению огневых и газоопасных работ, перед их началом, после каждого перерыва в работе и во время проведения работ выполняется анализ ГВС с периодичностью и в местах, установленных требованиями наряда-допуска, но не реже, чем через 1 час, а также по первому требованию лица, который был назначен ответственным за

										Лист
										44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

организацию и безопасное производство работ, а также лиц, ответственных за проведение работ и исполнителей работ [36].

Ответственные лица, назначаются из числа ИТР, которые прошли соответствующую проверку знаний о требованиях охраны труда и аттестацию по промышленной безопасности.

Сотрудники, назначаемые за проведение анализа ГВС, также могут быть назначены из числа рабочего персонала, прошедшего проверку на знание требований охраны труда.

Отбор и анализ проб воздуха осуществляется лицами, прошедшими специальную подготовку, сдавшими аттестационные экзамены в присутствии главных представителей строительного контроля и получившими разрешение на проведение такого рода деятельности. Составляется приказ от имени эксплуатирующего предприятия, где прописано, как и когда следует проводить анализ воздушной среды. Лицо, которое проводит данный анализ, обязан иметь удостоверение при себе [37].

Данный контроль осуществляется до и после всех подготовительных мероприятий, предусмотренных разрешением. Первые работы в период проведения данного анализа осуществляется при присутствии лиц, ответственных за подготовку и проведению данной работы. А текущие замеры – при лицах, которые являются ответственными за выполнения работ.

Мониторинг воздушной среды необходимо осуществлять перед началом работы и после каждого перерыва в работе, в период всего времени работы с постоянными повторами, указанные в наряде-допуске, и ко всему прочему, не реже, чем через каждый час работы, и к тому же по первому требованию сотрудников. Если в рабочей зоне происходит внезапное повышение уровня загрязнения газом выше ПДК, то все виды работ должны быть приостановлены [32].

Помимо обучения и проверки знаний по общим правилам безопасного проведения строительно-монтажных работ, инженерно-технические работники подрядчики обязаны пройти вводный курс инструктажа по охране труда, пожарной безопасности и первичный инструктаж по обеспечению безопасности работ на объектах магистральных нефтепроводов. Персонал, задействованный в работе, должен быть квалифицирован в соответствии с выполняемыми работами.

Строительно-монтажные работы должны быть приняты инженерно-техническим персоналом подрядной организации, ответственным за проведение работ по наряд-допуск, прошедшие проверку знаний правил и норм безопасности в комиссии филиала (районного нефтепроводного управления) и выдачей протокола.

									Лист
									45
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

Сотрудники, все руководители и специалисты по данной работе, обязаны быть обеспеченными спецодеждой, спецобувью и другими средствами для индивидуальной защиты, в соответствии с Межотраслевыми правилами по обеспечению обеспечения сотрудников данным инвентарем, которые был утвержден Приказом Министерства здравоохранения и социального развития РФ от 1 июня 2009 г. № 290;

Немаловажно, чтобы рабочий персонал был обеспечен необходимыми для них условиями труда, отоплением, питанием и отдыхом, согласно СанПиН 2.2.3.1384-03 "Гигиенические требования к организации строительного производства и строительных работ".

Сотрудникам, которые работают в строительном производстве, следует проходить обязательные и периодические медицинские осмотры при поступлении на рабочее место в установленном порядке.

Аптечки первой помощи оборудованы на всех участках и в бытовых помещениях. В ходе выполнения работ необходимо осуществлять производственный контроль над обеспечением работников питьевой водой, размещением и утилизацией строительных отходов и т.д., в соответствии с СанПиН 1.1.1058-01 "Организация и проведение производственного контроля надсоблюдением санитарных правил и осуществлением санитарно-противоэпидемических (профилактических) мероприятий".

До начала основных работ по строительству магистрального трубопровода должны быть завершены подготовительные мероприятия, включающие ограждение опасных зон, размещение площадок для хранения конструкций и изделий, выбор системы освещения места строительства, проходов и рабочих мест, обеспечение рабочих питьевой водой и организацию санитарно-бытового обслуживания для каждого сотрудника, а также обязательное создание безопасных условий труда. По завершению всех этапов подготовительной работы, на строительной площадке должен быть принят акт о выполнении мероприятий по безопасности труда, оформленного согласно приложению «И» к СНиП 12-03-2001. Акт о соответствии выполненных внеплощадочных и внутриплощадочных подготовительных работ требованиям безопасности труда и готовности объекта к началу строительства [34,35].

Машины, оборудование и технологическое оборудование, используемые в период реализации ремонтных работ, необходимо соблюдать условиям безопасного выполнения работ в соответствии с их техническими характеристиками.

										Лист
										46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

8842.093.000.000ПЗ

Строительные машины, средства механизации, транспортные средства, приспособления, инструменты и ручные станки обязаны соответствовать требованиям СанПиНа и гигиенических норм.

Использование строительных грузоподъемных машин, а также других средств механизации труда, осуществляются согласно требованиям действующих нормативно-правовых документов.

Работники, которые эксплуатируют средства механизации, различные приспособления и ручные машины, период тем, как приступить к производственным работам, всегда проходят обучение, включающее в себя: безопасные методы и приемы работ, согласно требованию инструкции завода-изготовителя и СанПиНа.

Рабочие места в период реализации производства, строительные работы должны следовать санитарно-гигиеническим требованиям.

Концентрация вредных веществ в воздухе на рабочей зоне, а также уровень шума и вибрации на рабочем месте не должны превышать установленных санитарно-гигиенических нормативов.

Во время ночных работ, рабочие места, подъездные пути и проходы к ним, следует оснащать освещением в соответствии с ГОСТом 12.1.046-2014 Система стандартов безопасности труда. Строительство. Стандарты освещения для строительных площадок.

Нанесение изоляции – огневые работы. В начале работ всему задействованному персоналу должен быть проведен полный инструктаж по охране труда, пожарной безопасности, безопасному ведению работ с росписью в наряде- допуске и с настоящим ППР [32,33].

Производство работ по нанесению изоляции необходимо проводить с оформлением наряда-допуска на газоопасные работы.

Если приходит заключение о качестве сварки и оформляется соответствующее разрешение, то можно приступать к работе по изоляции места ремонта нефтепровода.

Следует производить вводный курс инструктажа с записью в наряде-допуске, работы выполнять согласно «Инструкции по охране труда и технике безопасности для изолировщика».

Во время подготовки к работе нужно: осмотреть инвентарь, проверить подходы для переноски материалов к рабочему месту, убедиться в отсутствии захламленности, ям, скользкой поверхности.

Далее следует выставить первичный инвентарь для погашения пожаров на местах производства. Такими являются: кошма 2х2- 2шт., лопаты- 2шт., огнетушители ОП-10 (5шт) или ОП-100 (1шт) на расстоянии не менее трех метров от бровки рабочего котлована.

					8842.093.000.000ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

Также нужно провести осмотр и привести в рабочее состояние перекидные мостики через траншею, лестницы-стремянки.

При работе в котловане (траншее) обеспечить контроль загазованности, вести газоанализатором, с записью в наряде-допуске.

На протяжении всех производственных работ, сотрудник, который был назначен главным и отвечающий за безопасность проведения работ, не должен ни при какой ситуации покидать свое рабочее место.

Костюм изолировщика должен быть без следов ГСМ. Территорию нужно отчистить следов нефти, а загрязненный грунт вывезти на расстояние не менее 50 м от места работ. Со шлифмашинкой работать в защитных очках.

Каждый сотрудник обязан быть обмундирован в защитные каски, а у изолировщиков, должны быть, куртка и брюки на выпуск, рукава поверх рукавиц.

Если данная процедура (Очистка зоны сварного шва) проводится с помощью пескоструйной установкой, то работать следует в защитных очках.

При приготовлении и нанесении эпоксидного праймера пользоваться защитными перчатками и респираторами.

При работе с горелкой рабочие обязаны находиться за пламенем горелки, которое должно быть направлено по ветру [32,33].

К работам по нанесению покрытий на участках строительства трубопроводов, допускаются лишь те специалисты-изолировщики, которые прошли:

- курс обучения и проверку знаний по технологическим процессам нанесения применяемых защитных антикоррозионных покрытий;
- допускные испытания путем контрольного нанесения на сварные стыки изоляционных покрытий, непосредственно перед началом изоляционных работ на трубопроводе.

Сотрудникам следует своевременно применять и пользоваться специальным инвентарем и средствами индивидуальной защиты. Важным фактором выступает знанием правил по оказанию первой медицинской помощи пострадавшему, в соответствии с инструкцией принятого на предприятии во время несчастного случая при работе. При этом нужно уметь осуществлять доврачебную помощь, знать правила пожарной безопасности непосредственно по инструкции пожарной безопасности и следовать практике по приему пожаротушения (огнетушители, песок, кошму, багор, лопату, ведро и др.).

При нанесении изоляции, в начале должен быть проведен анализ и сняты пробы воздушной среды, а также после каждого перерыва в работе и в период всего времени работы с периодичностью, которая указана в наряде-

									Лист
									48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

8842.093.000.000ПЗ



допуске, но не реже чем через один час работы, и непосредственно по первому требованию работающих [36].

Данную работу выполняют назначенные лица, которые прошли необходимую подготовку, сдали аттестационный экзамен и получили допуск на проведение данных видов работ. Эти обязанности предусмотрены приказом эксплуатирующей организации, а основанием для него является протокол экзаменационной комиссии. А у лица, назначенного для данной проверки, при себе всегда должно быть удостоверение.

При проведении мероприятия по анализу воздушной среды, нужно использовать газоанализаторы, которые входят в список Государственного Реестра средств измерения РФ, свидетельство на взрывозащиту, имеющие разрешение Ростехнадзора на применение на подконтрольных ему объектах и прошедшие государственную поверку в территориальных органах Госстандарта России. Свидетельство, является документом, которое удостоверяет государственную поверку и находится вместе со всеми приборами[32,33].

При возникновении нештатных ситуаций необходимо: приостановить все работы, затем вывести сотрудников с места проведения работ за пределы опасной зоны и известить о происшедшем оператора НПС, ЛПДС, диспетчера РРНУ и лицо, выдавшее наряд-допуск, следует принять необходимые меры по ограничению развития возникшей аварийной ситуации и данной ликвидации согласно МЛЛА.

#### 4.2 Пожарная безопасность

Организационно-технические противопожарные мероприятия во время проведения всех строительно-монтажных работ должны выполняться в соответствии со следующими нормативно-правовыми документами:

- «Правила противопожарного режима в Российской Федерации (утверждено Постановлением Правительства РФ от 25.04.2012 г. №390)»;
- ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность. Общие требования».
- Нормы пожарной безопасности «Обучение мерам пожарной безопасности работников организации» утверждённые приказом МЧС РФ № 645 от 12.12.2007 г.

Во время соблюдения пожарной безопасности нужно прилагаться на «Правила противопожарного режима в РФ», который был утвержден Постановлением Правительства РФ от 25.04.2012 г. №390; ГОСТу 12.1.004-91 и непосредственно на СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования» и другими утвержденными в установленном порядке региональными строительными

					8842.093.000.000ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

нормами и правилами, нормативными документами, регламентирующими требования пожарной безопасности [33].

По месту производства работы, приказом по подрядной организации, из числа работающих создать боевой расчет ДПД с распределением обязанностей согласно утвержденному таблицею.

Все руководители подрядных организаций, которые обычно привлекаются для выполнения работ на территории объекта и в его охранной зоне, несут за собой ответственность за соблюдение сотрудниками подрядной организации требований согласно правилу противопожарного режима в РФ и инструкций по пожарной безопасности.

Каждый сотрудник, который привлечен к производственным работам, обязан пройти вводный противопожарный инструктаж, а затем сдать все зачеты по пожарно-техническому минимуму, уметь выполнять инструкцию по пожарной безопасности на рабочем месте, знать, как пользоваться необходимым инвентарем при тушении пожара и всегда быть обеспеченным спецодеждой не образующей разрядов статического электричества. К проведению работ разрешается приступать только при наличии специального проекта производства работ (ППР), где должны быть разработаны мероприятия по обеспечению пожарной безопасности во время проведения производственных работ [32,33].

Контроль над соблюдением положений по ППР, требований пожарной безопасности, правил проведения газоопасных работ и работ повышенной опасности, допуск оборудования для проведения работ возлагается на лица назначенных совместным приказом по предприятию заказчика реконструируемого трубопровода.

На начальника и прораба (мастера), обычно возлагается вся ответственность за пожарную безопасность, в соответствии со следующими требованиями:

- провести инструктаж рабочим по пожарной безопасности на их рабочих местах (первичный, целевой инструктажи);
- обеспечить исправность и готовность к действию первичных средств пожаротушения;
- проверить наличие удостоверений об аттестации у исполнителей на право выполнения этих работ с отметкой о сдаче зачетов по программе ПТМ;
- обеспечить наличие, исправность и проверку средств связи;
- ознакомить под роспись работников с требованиями пропускного и внутриобъектового режимов, правил пожарной безопасности и другими

										Лист
										50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

8842.093.000.000ПЗ

требованиями, выполнение которых на объекте производства работ является обязательным.

- проверить, применяемое оборудование на соответствие нормам и правилам по взрывозащите и искробезопасности, с составлением акта;
- обеспечить вызов пожарных подразделений при пожаре или же при опасности его возникновения, затем одновременно приступить к ликвидации пожара при аварии с имеющимися на момент возгорания силами, средствами и инвентарем [37].

В начале всех производственных работ, ответственное лицо, обязано ознакомить всех привлекаемых сотрудников к работе с выпиской из плана ликвидации аварий, а также необходимо распределить обязанности между каждым членом бригады, если вдруг возникла аварийная ситуация [33].

Сотрудник, который является ответственным за проведение всех огневых работ, обязан предусмотреть следующие пункты во время производственных работ:

- каждый раз организовывать выполнение необходимых мероприятий по безопасному проведению огневых работ:
  - проводит инструктаж исполнителям огневых работ;
  - удостовериться в наличии квалификационных удостоверений и талонов по технике пожарной безопасности у исполнителей огневых работ, исправность и комплектность инструмента и средств для их выполнения, а также наличие и соответствие специального инвентаря и защитных щитков условиям проведения работ;
  - обеспечивать места для проведения огневых работ первичными средствами пожаротушения, а уже исполнителей - дополнительными средствами защиты (противогазы, спасательные пояса, веревки и т.д.) и проконтролировать их правильное использование;
  - следует непосредственно руководить всеми огневыми работами и контролировать их исполнение;
  - каждый раз контролировать состояние воздушной среды на месте проведения данных работ, а при необходимости прекратить их и удалить работников на безопасное расстояние:
  - по окончании всех огневых работ, проверять местаданных работ на отсутствие возможных источников возникновения огня в течение последующихтрех часов после их завершения.На протяжении всего периода производственных работ необходимо укомплектовать место производства работ первичным инвентарем для пожаротушения, куда входит:
    - не менее двух порошковых огнетушителей суммарной массой огнетушащего порошка не меньше 100 кг;

										Лист
										51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

8842.093.000.000ПЗ

- кошма войлочная или асбестовое полотно (2,0x2,0м) - 2 штуки или 1,5x2,0м. – 3штуки;
- лопата - 2 штуки;
- лом -1 штука;
- топор - 1 штука;
- ящик с песком – 2штуки объемом не менее 0,25м<sup>3</sup>;
- ведра - 2штуки.

Все средства, используемые при тушении пожара должны находиться в полной готовности и быть исправными во время протяжения всех производственных работ. Также при проведении данных работ никак нельзя допустить следующие пункты:

- начинать работу если, хотя бы, одно оборудование и аппарат находится в неисправном состоянии;
- пользоваться специальной одеждой и обувью, которые были пропитаны нефтепродуктами и на них попал мазут;
- допускать к производственным работам сотрудников, которые не имеют специального квалификационного удостоверения и талона по пожарной безопасности.

На местах где проводятся работы, приказом всегда устанавливается противопожарный режим, где предусматриваются места для размещения и допустимое количество горючих материалов, и непосредственно сам порядок проведения огневых работ [32,33].

Также на месте, где проходят производственные работы, в радиусе 20 метров, должно быть, обозначены, либо же ограждены предупредительными знаками, а в ночной период времени, необходимо всегда иметь инвентарь для освещения световыми сигналами. В случае острой необходимости следует выставлять специальные посты, для того, чтобы исключить любое пребывания посторонних лиц в опасной зоне. Также нельзя допустить замазученность территории производства работ нефтью и нефтепродуктами, наличие на территории сгораемых материалов и т.п.

В местах, где проводят огневые работы, нужно проводить мероприятия по очищению воздушной среды и территории от горючих веществ, а также непосредственно материалов в радиусе не менее 7 метров, а от взрывоопасных материалов и оборудования (газогенераторов, газовых баллонов и т.п.) - не меньше, чем на 10 метров [33,37].

Особым пунктом выступает освещение рабочих площадок. Здесь всегда необходимо производить работы по освещению светильниками и прожекторами во взрывозащищенном исполнении. Для местного освещения

нужно пользоваться специальными светильниками во взрывозащищенном исполнении не более 12В.

Радиотелефоны (носимые средства связи), которые используются в пределах взрывоопасных зон, должны быть, искробезопасного исполнения такого вида как «Взрывобезопасная электрическая цепь», и иметь на корпусе соответствующие маркировки взрывозащиты.

Корпуса передвижных электростанций нужно заземлять. Сопротивление такого устройства не должно превышать 250 Ом.

В начале, перед использованием огневых оборудований, необходимо замерять концентрацию паров нефти в воздухе на рабочей зоне для того, чтобы определить возможности ведения работ. Если же концентрации углеводородов нефти превысил предельно-допустимые значения газов, то все проводимые огневые работы должны быть сразу же прекращены [32].

Возможно, возобновить работы только в случае, если были устранены все причины загазованности и был восстановлен нормальный предел воздушной среды, т.е. не выше ПДК (300 мг/м<sup>3</sup>).

Горючие отходы, мусор и прочее обязательно нужно собирать на выделенные для таких средств площадки, помещать их в контейнеры, либо же в ящики, а следующим этапом выступает их вывоз.

Использование и хранения совместно с другими материалами и веществами в период производства материалов и веществ с неустановленными показателями их пожаровзрывоопасности или те, которые не имеют специального сертификата не возможно. На территории, где производится огневые работы, следует обеспечить прямой связью с ближайшим подразделением пожарной охраны или центральным пунктом пожарной связи или оператором НПС [33].

Специальная одежда сотрудников, которые затронуты в работе с маслами, лаками, красками, необходимо хранить в подвешенном виде в металлических шкафах, установленные в специальном отведенном для данных целей местах.

### 4.3 Мероприятия по охране окружающей среды

Первоначальным этапом при производственных работах, подрядчик:

- издает приказ, в котором прописывается назначении ответственных лиц за охрану окружающей среды и экологическую безопасность;
- оформляет в природоохранных органах все разрешения, согласования и лицензии, необходимые для производства работ по данному объекту;

									Лист
									53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

8842.093.000.000ПЗ

- заключает договор со специализированными лицензированными организациями на сдачу отходов, хозяйственно-бытовых стоков, образующихся на протяжении всего периода производимых строительных работ;

- оборудует места временного размещения отходов в соответствии с нормативными требованиями;

Подрядчик при проведении назначенных работ:

- несет за собой ответственность за организацию временного размещения, вывоз и сдачу на утилизацию (санкционированные полигоны) отходов, образующихся в период проведенных работ по проекту;

- производится платежи за загрязнения окружающей среды и природой пользование.

Во время строительно-монтажных работ природоохранные мероприятия должны быть направлены на исключение или максимальное уменьшение загрязнения окружающей среды, на недопущение загрязнения и засорения территории.

Весь комплекс мероприятий предусматривает сохранность окружающей среды и нанесение ей минимального ущерба.

В целях максимального сокращения вредного влияния в процессе строительной работы на окружающую среду в проекте предусматриваются мероприятия, обеспечивающие в процессе работ охрану воздушного бассейна, водных ресурсов, снижение уровня шума и разрушения естественной поверхности земли [37].

Подрядная организация первоначально перед работой сотрудников должна иметь необходимые разрешительные документы:

- лимиты на размещение отходов;
- разрешение на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;
- договор водопользования;
- договоры на сдачу отходов.

Перед производством работ приказом назначить ответственного за соблюдением природоохранного законодательства.

Ответственность за нарушение природоохранных требований во время осуществления строительно-монтажных работ несет подрядчик.

Природа восстановительные мероприятия считаются завершенными, если отсутствуют места, загрязненные горюче-смазочными материалами и строительными и бытовыми отходами.

В процессе проведения СМР обеспечивается непосредственно заполнение таких нормативных документов, как:

										Лист
										54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

8842.093.000.000ПЗ

- журнал, предназначенный для учета образований и размещения разной категории отходов;
- журнал, где производится отчетность по обращению с разными классами и видами отходами производства и потребления;
- документы, которые являются подтверждением для передачи отходов в специализированные организации, согласно подписанным договорам(талон, накладные, акты и др.);
- первичную документацию (журнал) по учету водопотребления/водоотведения, который соответствует установкам законодательства РФ.

Перед началом производственных работ подрядная организация должна заключить договор на утилизацию ТБО, на забор и утилизацию воды после проведения гидравлических испытаний.

Мероприятия, осуществляющие работы по способам уменьшения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.

Нормы выбросов, которые загрязняются веществами от автотранспорта с отработавшими газами дизелей должны быть согласованы с ГОСТом Р 41.96-2011 "Охрана природы"[37].

Атмосфера, нормы и методы определения выбросов вредных веществ с отработавшими газами дизелей, тракторов и самоходных сельскохозяйственных машин".

Во время проведения производственных работ, нужно учитывать следующие пункты:

- запрещение разведения костров и сжигания в них любых видов материалов и отходов;
- проведение постоянного контроля над соблюдением технологических процессов с целью обеспечения минимальных выбросов загрязняющие окружающую среду;
- допускать к эксплуатации машины и механизмы в исправном состоянии, особенно тщательно следить за состоянием технических средств, способных вызвать загорание естественной растительности.

Целями мероприятия, которые направлены на предотвращение или же минимизацию негативного воздействия на почву, растительность, животный мир, являются: соблюдение технология производственного процесса, нормы и правила природоохранного законодательства, ведение ведомственный экологический мониторингов природной среды [37].

Данные мероприятия проводятся исключительно в полосе отвода земель, при заправке строительной техники автозаправщиком не допускаются проливы ГСМ на поверхность земли. Для предотвращения

					8842.093.000.000ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

захламления территории отходами строительства и потребления производится сбор всех видов отходов в специальные контейнеры с последующим вывозом в установленные места по договору подрядной организации, со специализированными предприятиями. По окончании всех строительно-монтажных работ предусматривается рекультивацию нарушенных земель (технический и биологический этапы рекультивации).

Для снижения негативного воздействия на растительность предусмотрено строгое соблюдение установленных границ отвода земель и запрещение сжигания растительности.

В целях сохранения растительного покрова от пожара все строительные площадки обеспечены средствами пожаротушения. Движение транспорта будет ограничено утвержденной схемой движения по территории проведения работ.

Для снижения сильного риска ухудшения сред на животный мир предусматривается хранение и использование химических реагентов, горюче-смазочных материалов и других материалов, опасных для окружающего мира и животных, сырья и отходов производства, с соблюдением мер, гарантирующих профилактику заболеваний и гибели животных, а также ухудшение условий их обитания.

В период работ для предотвращения случайного попадания животных ограждаются разрытые траншеи, котлованы. По завершении всех строительно-монтажных работ в обязательном порядке убираются все конструкции, оборудование и засыпаются участки траншей.

Ответственность за ущерб по возмещению вреда животным, относящихся к охотничьим ресурсам и своевременно внести плату по возмещению ущерба животному миру несут подрядная организация.

Основные требования к местам и способам временного хранения отдельных видов отходов.

Образующиеся отходы складировются на организованные Подрядчиком площадки временного хранения, обустроенные в соответствии с требованиями СанПиН 2.1.7.1322-03 "Гигиенические требования к размещению и обезвреживанию отходов производства и потребления", с последующей передачей на утилизацию или захоронение специализированным организациям, имеющим лицензии на данный вид деятельности, на основании договоров, заключенных подрядчиком [38].

Необходимо осуществлять мероприятия по раздельному сбору всех отходов по категориям: вид, классам опасности и другие характеристики, с целью обеспечения их использования в качестве вторичного сырья, переработки и последующего размещения.

									Лист
									56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

8842.093.000.000ПЗ



Нельзя допустить ситуацию, когда может произойти смешивание различных по категориям отходов на каждой стадии ее сборки, хранения, а затем транспортировки.

Класс опасности отхода определяет условия для сбора и его накопления, с учетом агрегатного состояния.

Отходы бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме, отходы песка, не загрязненные опасными веществами; строительный щебень, утративший свои потребительские свойства, отходы строительного кирпича, асбестоцементные отходы в кусковой форме, асфальтобетонные и асфальтобетонные смеси в кусковой форме, цементные отходы в кусковой форме, затвердевший поливинилхлорид и пенопласта на его основе, битумные отходы, асфальт в твердой форме, полиэтиленовые отходы в виде пленки, затвердевшие полиэтиленовые отходы должны быть помещены в металлические контейнеры для строительного мусора на асфальтированной площадке.

Лом черных металлов несортированный собирается и хранится навалом на освещенной огороженной площадке с асфальтовым покрытием. Электрическое оборудование, приборы, устройства и их части, отходы изолированных проводов и кабелей, отходы стружки черных металлов незагрязненной собираются и хранятся в металлических контейнерах с крышкой. Остатки и огарки стальных сварочных электродов должны храниться в контейнерах. Организация по приему данных отходов определяется по итогам конкурса по реализации лома черных и цветных металлов ПАО "Транснефть".

Шлак сварочный должен собираться и храниться в металлических контейнерах с плотной крышкой и маркировкой.

Отходы (осадки) при обработке сточных вод собирается в металлические ящики и по мере заполнения вывозится на утилизацию в специализированную организацию [38].

Отходы лакокрасочных средств (тара из-под ЛКМ) необходимо размещать в металлических контейнерах для строительного мусора на площадке с твердым покрытием и вывозится на утилизацию в специализированную организацию.

Обтирочный материал, загрязненный маслами (содержание масел 15% и более) должен накапливаться в металлической таре с крышками.

Песок, загрязненный мазутом (содержание мазута - 15% и более) собирается в металлические ящики и по мере заполнения вывозится на утилизацию в специализированную организацию.

										Лист
										57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

8842.093.000.000ПЗ

Сбор пищевых отходов кухонь и предприятий общественного питания осуществляется в отдельные контейнеры с крышкой.

Для сбора мусора от бытовых помещений организаций несортированного (исключая крупногабаритный) следует применять металлические контейнеры с крышкой на открытой площадке с твердым покрытием.

Не допускается прием отходов в контейнерах для ТБО, которые не допускаются к приему на полигонах, использование ТБО для заполнения дорог, строительных площадок, сжигание ТБО на промышленных объектах, особенно вблизи постоянного места жительства обслуживающего персонала или вблизи жилого массива [38].

					8842.093.000.000ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

## Заключение

Проблемы обоснования, планирования, организации и своевременность капитального ремонта на магистральном нефтепроводе играют большую роль в деле обеспечения надежной и безопасной работы крупных транспортных систем. В связи с этим особое значение приобретают вопросы, связанные с техникой и технологией ремонтных работ.

Был рассмотрен магистральный нефтепровод «МН Альметьевск-Куйбышев 1, участок Альметьевск-Самара 1» по замене изоляционного покрытия.

При рассмотрении замены изоляционного покрытия рассмотрен пассивный метод замены изоляционного покрытия в трассовых условиях, а именно полимерно-ленточный, как наиболее оптимальный и экономически выгодный метод замены в трассовых условиях и использования материалов при изоляции нефтепровода.

При использовании полимерно-ленточного покрытия в трассовых условиях полимерные материалы обладают высокой химической стойкостью, эластичностью и повышенной прочностью, а так же технология их нанесения является наиболее доступной и производительной. Так же основным преимуществом представляется возможным нанесение в трассовых условиях, что является экономически выгодным при капитальном ремонте нефтепроводов.

					8842.093.000.000ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

## Список использованных источников и литературы

1. Абдуллин И.Г., Гареев А.Г., Мостовой А.В. Коррозионно-механическая стойкость нефтегазовых трубопроводных систем. Уфа: Гилем, 1997. -176 с.
2. Абдуллин И.Г., Гареев А.Г., Худяков М.А. и др. Коррозионное растрескивание магистральных нефтепроводов // Сб. научных трудов "Инновационные проблемы развития машиностроения в Башкортостане". Уфа: Гилем, 2003. -150-161 с.
3. Безопасность трубопроводов при длительной эксплуатации: Монография / К.М. Гумеров, И.Ф. Гладких, Н.М. Черкасов и др. Челябинск: ЦНТИ, 2003. -327 с.
4. Богданов Е.А. Основы технической диагностики нефтегазового оборудования. М.: Высшая школа, 2006.- 279 с.
5. Борисов Б.И. Защитная способность изоляционных покрытий подземных трубопроводов. М.: Недра, 1987. -201 с.
6. Воронин В.И., Воронина Т.С. Изоляционные покрытия подземных трубопроводов. М.: ВНИИОЭНГ, 1990. - 200 с.
7. Галлямов А.К., Черняев К.В., Шаммазов А.М. Обеспечение надежности функционирования системы нефтепроводов на основе технической диагностики. Уфа: УГНТУ, 1998. - 600 с.
8. Защита трубопроводов от коррозии. Т.2 / Ф.А. Мустафин, Л.И. Быков, А.Г. Гумеров и др. СПб: Недра, 2007. – 656 с.
9. Коршак А.А., Байкова Л.Р. Диагностика объектов нефтеперекачивающих станций. Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2008. – 176 с.
10. Коршак А.А., Шаммазов А.М. Основы нефтегазового дела. Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2005 г. – 47-49 с.
11. Кузнецов Н.С. Теория и практика неразрушающего контроля изделий с помощью акустической эмиссии. М.: Машиностроение, 1998. – 197 с.
12. Материаловедение в машиностроении и промышленных технологиях: Учебно-справочное руководство / В.А. Струк, Л.С. Пинчук, Н.К. Мышкин, В.А. Гольдаде, П.А. Витязь – Долгопрудный: Издательский Дом Интеллект , 2010. – 536 с.
13. Неразрушающий контроль и диагностика: Справочник / Под ред. Проф. В.В.Клюева. М.: Машиностроение, 2003. – 636 с.
14. ООО «МЗМ» специализированное предприятие по нанесению полиэтиленовых покрытий обеспечивающих антикоррозионную безопасность и электрохимическую защиту на трубы всех диаметров

										Лист
										60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

8842.093.000.000ПЗ

[Электронный ресурс] // Электронный журнал. 2010. №4. URL: <http://www.ooomzm.ru> (дата обращения 15.02.2020)

15. Попова А.А. Методы защиты от коррозии. Курс лекций: Учебное пособие. – 2-е изд., перераб. и доп. СПб.: Издательство Лань, 2014. – 272 с.

16. Справочник инженера по эксплуатации нефтегазопроводов и продуктопроводов / Под ред. Ю.Д.Земенкова. М.: Инфра Инженерия, 2006. – 821 с.

17. Трубопроводный транспорт нефти / Под ред. С.М.Вайнштока. В 2 т. М.: Недра, 2004. - Т. 2. – 621 с.

18. Черкасов Н.М., Гладких И.Ф., Гумеров К.М., ИУ. Субаев. «Асмол» и новые изоляционные материалы для подземных трубопроводов. Челябинск: ЦНТИ, 2004. -155 с.

19. Черкасов Н.М., Колосницын В.С., Гладких И.Ф., Деменева А.А. Исследования защитных свойств полиуретановых покрытий ПУ-1 и NORCO //Трубопроводный транспорт нефти. М.:Недра -1999. -№ 1. - 37-39 с.

20. Черкасов Н.М., Гладких И.Ф., Асадуллин М.З. и др. Новая комбинированная антикоррозионная лента ЛИАМ // Газовая промышленность. М.: Высшая школа, 2002. - 64-65 с.

21. Черняев К.В., Белкин А. А. Комплексный подход к проведению диагностики магистральных нефтепроводов. М.: Недра, 1999. -№ 6. - 24-30 с.

22. Шаммазов А.М. Основы трубопроводного транспорта нефти: Учебное пособие. Уфа: Реактив, 1996, - 69-72 с.

23. Шевченко А.А. Химическое сопротивление неметаллических материалов и защита от коррозии. М.: Химия, КолосС, 2006. – 248 с.

24. ВСН 008-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Противокоррозионная и тепловая изоляция. Рудаченко А.В. Эксплуатационная надежность трубопроводных систем: учебное пособие - Томск: Изд-во: Изд-во Томского политехнического университета, 2008.-118 с.

25. Колосницын В.С., Гладких И.Ф., Черкасов Н.М., Шеина Л.В. Потенциометрический метод оценки защитных свойств полимерных покрытий //Журнал прикладной химии. 2003. -№ 6. - 966-968 с.

26. СП 86.13330.2014. Магистральные трубопроводы. - М.: Стандартиформ, 2018.

27. СП 409.1325800.2018. Трубопроводы магистральные и промысловые для нефти и газа. Производство работ по устройству тепловой и противокоррозионной изоляции, контроль выполнения работ. – М.: Стандартиформ, 2019.

						8842.093.000.000ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			61

28. СП 61.13330.2012. Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. - М.: 2012.
29. СНиП 2.05.06-85. Магистральные нефтепроводы – М: 2005.
30. ГОСТ Р 51164-98. Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии.
31. ГОСТ 9.602-2005. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии.
32. Приказ №101. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. – М.: 2013.
33. ГОСТ 12.1.004-91. Пожарная безопасность. Общие требования.
34. СНиП 12-03-2001. Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования.
35. СНиП 12-04-2002. Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство.
36. СП 12-136-2002. Безопасность труда в строительстве. Решения по охране труда и промышленной безопасности в проектах организации строительства и проектах производства работ.
37. ГОСТ Р 41.96-2011. Охрана природы.
38. СанПиН 2.1.7.1322-03. Гигиенические требования к размещению и обезвреживанию отходов производства и потребления.

					8842.093.000.000ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

## Список сокращений

В настоящей выпускной квалификационной работе были использованы ссылки на следующие обозначения и сокращения:

- БашГУ – Башкирский государственный университет;
- ВКР – выпускная квалификационная работа;
- ВО – высшее образование;
- ВСН – ведомственные строительные нормы;
- ГВС – газовоздушная смесь;
- ГОСТ – государственный стандарт;
- ГСМ – горюче смазочные материалы;
- ДИ – дефектоскоп искровой;
- ИТР – инженерно-технический работник;
- КИК – контрольно-измерительные колонки;
- КРН – коррозионное растрескивание под напряжением;
- МТ – магистральный трубопровод;
- МН – магистральный нефтепровод;
- НПС – нефтеперекачивающая станция;
- ПДК – предельно допустимая концентрация;
- ПЗ – пояснительная записка;
- ПВХ – поливинилхлорид;
- ППР – проект производства работ;
- ПТМ – пожарно-технический минимум;
- СИЗ – средства индивидуальной защиты;
- СМР – строительно-монтажные работы;
- СП – свод правил;
- ССБТ – система стандартов безопасности труда;
- ТБО – твердые бытовые отходы;
- ТМО – технологические машины и оборудование;
- ТП – транспортированный продукт.

					8842.093.000.000ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

**Приложение А**

					8842.093.000.000ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64



					8842.093.000.000ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65