

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

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 130501.65 «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ»

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ/РАБОТА

Тема работы	
Технология ремонта линейной части магистрального газопровода [redacted] с заменой изоляции на участке [redacted]	

УДК 622.691.4.07(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Т00	Зубрицкая А. И.		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Вазим А. А.	к.э.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Гуляев М. В.	доцент		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 130 с., 4 рис., 7 табл., 32 источника, 3 прил.

«Технология ремонта линейной части магистрального газопровода [REDACTED] с заменой изоляции».

Ключевые слова: МАГИСТРАЛЬНЫЙ ГАЗОПРОВОД, УЧАСТОК ТРУБОПРОВОДА, ИЗОЛЯЦИЯ, АДГЕЗИЯ, КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА, АНОДНОЕ ЗАЗЕМЛЕНИЕ, КАТОДНАЯ ЗАЩИТА, ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКАЯ ЗАЩИТА (ЭХЗ).

Объектом исследования является изоляционное покрытие на действующем магистральном газопроводе.

Цель работы: описать технологию ремонта линейной части магистрального газопровода с заменой изоляции, включая технологию очистки трубы от старой изоляции, контроль качества трубы на дефекты, нанесение изоляции с пооперационным контролем.

В процессе исследования проведен анализ технического состояния защитного покрытия газопровода диаметром 1020 мм и приведена технологическая схема ремонта участка данного трубопровода.

В результате исследования было установлено, что магистральный трубопровод в процессе эксплуатации претерпел физический износ, который выражается в старении изоляционного покрытия газопровода, в первую очередь в изменении его механических свойств, растрескиванию и отслаиванию покрытия от поверхности трубы.

Степень внедрения: технология работы может применяться при ремонте трубопроводов со схожими условиями.

Дипломная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word 2007 и представлена на диске (в конверте на обороте обложки).

Термины, определения и сокращения

В настоящей работе использованы следующие термины и определения:

Магистральный газопровод — трубопровод, предназначенный для транспортировки природного газа из мест добычи к пунктам потребления;

Участок трубопровода — часть технологического трубопровода из одного материала, по которому транспортируется вещество при постоянных давлении и температуре;

Обводненный участок трубопровода — участок трубопровода, проходящий по территории болотной местности или территории подтопленной блажащими водоемами;

Изоляция газопровода — способ защиты поверхности газопровода от коррозии с помощью изоляционных материалов;

Адгезия — возникновение связи между поверхностными слоями двух разнородных тел, приведенных в соприкосновение;

Контроль качества строительных работ - соответствие качества построенных зданий проектным решениям и нормативам;

Катодная защита — это электрохимическая защита от коррозии, основанная на наложении отрицательного потенциала на защищаемую деталь;

Электрохимическая защита — защита металла от коррозии, основанная на зависимости скорости образования коррозии от электродного потенциала металла;

Охрана окружающей среды — это комплекс мероприятий, предназначенных для ограничения отрицательного действия человеческой деятельности на природу;

Правила безопасности — совокупность мероприятий, которые субъект должен соблюдать, чтобы исключить или свести к минимуму отрицательный фактор, причиняемый источником повышенной опасности, либо предотвратить причинение ущерба объекту повышенной охраны любым источником опасности.

В данной работе применены следующие сокращения:

МГ – магистральный газопровод

ОМ – очистная машина

МИ – машина изоляционная

ЭХЗ – электрохимическая защита

КЗВТ – катодная защита внешним током

НТД – нормативно-техническая документация

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	15
Обзор литературы.....	17
1. Технологическая часть.....	19
1.1 Разновидность изоляционных материалов.....	19
1.1.1 Битумные покрытия.....	21
1.1.2 Полимерные покрытия.....	23
1.1.3 Оберточные рулонные материалы.....	24
1.1.4 Покрытия из напыленного и экструдированного полиэтилена....	25
1.1.5 Эпоксидные покрытия.....	25
1.1.6 Эмаль-этинолевое покрытие.....	26
1.1.7 Стеклоэмалевые покрытия.....	26
1.2 Характеристика изоляционных материалов ТИАЛ.....	27
1.2.1 Эпоксидный праймер.....	28
1.2.2 Адгезивный слой.....	29
1.2.3 Полимерная пленка ТИАЛ-ЛЮ.....	29
1.3 Сведения о районе строительства.....	30
1.3.1 Географическая характеристика и геоморфологические условия.....	30
1.3.2 Инженерно-геологические условия.....	31
1.3.3 Климат.....	33
1.3.4 Сейсмичность.....	35
1.4 Основные сведения о ремонтируемом газопроводе.....	35
1.5 Основание для замены изоляции на линейной части газопровода.....	37
1.6 Работы по вскрытию трубопровода.....	38
1.7 Очистка наружной поверхности трубопровода от старой изоляции....	43
1.8 Сушка трубопровода.....	44
1.9 Нанесение полимерных изоляционных лент.....	47
1.10 Укладочные работы.....	60
1.11 Балластировка газопровода.....	61

1.12	Контроль качества ремонтных работ и материалов.....	61
1.12.1	Контроль качества изоляционных работ.....	61
1.12.2	Контроль качества изоляционных материалов.....	63
1.12.3	Контроль качества нанесения защитных покрытий.....	64
1.13	Рекультивация земель.....	67
1.14	Электрохимическая защита.....	69
2.	РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ.....	73
2.1	Общие данные.....	73
2.2	Расчетные сопротивления растяжению (сжатию).....	74
2.3	Расчетная толщина стенки трубопровода.....	74
2.4	Проверка прочности и деформаций.....	75
2.5	Проверка общей устойчивости подземного трубопровода в продольном направлении в плоскости наименьшей жесткости систем	76
2.6	Проверка устойчивости трубопровода против всплытия.....	79
2.7	Горизонтальная и вертикальная составляющая воздействия внеш- них нагрузок на единицу длины трубопровода.....	80
2.8	Определение параметров балластировки.....	81
3.	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	83
3.1.	Производственная безопасность.....	83
3.1.1.	Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения	83
3.1.2.	Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения.....	88
3.2	Экологическая безопасность.....	96
3.2.1	Оценка воздействия проектируемого объекта на состояние окружающей природной среды.....	96
3.2.2.	Перечень мероприятий по предотвращению и (или) снижению возможного негативного воздействия намечаемой хозяйственной деятельности на окружающую среду и рацио- нальному использованию природных ресурсов на период	

строительства и эксплуатации линейного объекта.....	103
3.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	108
3.3.1. Определение зон действия основных поражающих факторов при авариях.....	108
3.3.2 Определение сценариев аварий с участием опасных веществ...	110
3.3.3 Решения предупреждению аварийных выбросов опасных веществ.....	111
3.3.4 Решения, направленные на предупреждение развития аварии и локализация выбросов опасных веществ.....	111
3.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	112
3.4.1. Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	112
3.4.2 Организационные мероприятия по обеспечению безопасности.....	113
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	116
4.1 Расчет затрат на переизоляцию 142 км газопровода [REDACTED] [REDACTED].....	116
4.2 Затраты на материалы.....	116
4.3 Затраты на оборудование.....	117
4.4 Затраты на амортизацию оборудования.....	118
4.5 Затраты на оплату труда.....	119
4.6 Суммарные затраты на проведение ремонта.....	121
Заключение.....	123
Список используемой литературы.....	125
Приложение А.....	128
Приложение Б. Классификация изоляционных покрытий трубопроводов.....	129
Приложение В. Принципиальная технологическая схема капитального ремонта газопровода в траншее.....	130

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время трубопроводный транспорт газа, нефти и нефтепродуктов является единственным средством доставки этих продуктов от мест добычи, переработки к местам потребления. Сеть таких магистральных трубопроводов характеризуется значительной протяженностью, большим диаметром и высоким давлением перекачки.

Трубопроводы линейной части магистральных газопроводов практически не имеют резервной линии, и поэтому их отказ может привести к продолжительному простоем всего магистрального газопровода и системы магистральных газопроводов.

В последние годы участились случаи аварий на магистральных газопроводах. Это объясняется тем, что газопроводы были построены в годы интенсивного строительства трубопроводов в нашей стране. В те годы строительство велось при недостаточном уровне освоения новых технологий строительно-монтажных работ, применялись трубы с низкими прочностными характеристиками, изоляционные покрытия не обеспечивали полностью защитных свойств, электрозащита имела достаточно низкий уровень защиты.

С этой целью в последние годы в «Газпром» принята и успешно реализуется комплексная программа, направленная на техническое перевооружение и капитальный ремонт магистрально газопровода и объектов газотранспортной системы. При этом повсеместно на трассе внедряются системы автоматизации, телемеханики и малолюдные технологии.

Актуальность темы заключается в применении современной технологии и оборудования для изоляций магистрального газопровода в трассовых условиях, а также контроль качества работ.

Цель данной выпускной квалификационной работы посвящена технологии ремонта линейной части магистрального газопровода [REDACTED] диаметром [REDACTED] мм на [REDACTED] км с заменой изоляционного покрытия.

Исходя из цели можно выделить следующие основные задачи:

- Дать характеристику объекта;
- Дать обоснование ремонта данного участка газопровода;
- Описать технические решения нанесения изоляционного покрытия;
- Описать технологию пооперационного контроля изоляционного покрытия;
- Определить порядок действий защиты газопровода от коррозии;
- Рассмотреть затраты, возникающие в процессе строительства;
- Предложить мероприятия по технике безопасности и защите окружающей среды в процессе ремонтных работ.

ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

При написании данной работы были использованы: учебно-методическая литература, методики расчета, государственные стандарты, отраслевые стандарты, санитарные правила и нормы, ведомственные строительные нормы, правила безопасности и руководящие документы.

Основная литература, используемая при написании дипломной работы является книга [32] под авторством Ю.Н. Забродин, В.В. Курочкин, В.Д. Шапиро. В справочнике системно рассмотрены вопросы трубопроводного строительства, в том числе: основные процессы нефтегазового бизнеса; характеристики, конструктивные особенности и процессы проектирования трубопроводных систем; технологии и организация сооружения трубопроводных систем, включая базовые технологии трубопроводного строительства, технологии сварочно-монтажных работ, сооружения линий связи и электропередачи, защиты трубопроводов от коррозии, сооружения переходов через естественные и искусственные препятствия, сооружения трубопроводных систем в сложных условиях, бестраншейные технологии прокладки трубопроводов, строительства морских трубопроводов, а также вопросы управления проектами трубопроводного строительства, экологической безопасности и экономики трубопроводного строительства. Справочное пособие содержит пакет приложений, содержащих примеры практического использования инновационных методов сооружения трубопроводных систем на известных проектах последних лет, реализованных в сложных природно-климатических условиях. Книга предназначена для широкого круга специалистов, занятых в сфере нефтегазового строительства.

Учебное пособие [9] под авторством Крец В.Г., Шадрина А.В., Антропова Н.А. содержит системное изложение вопросов сооружения и эксплуатации газонефтепроводов и газонефтехранилищ. Освещены место и роль нефтегазового комплекса в современной мировой и российской экономике. Приведены технология и техника транспорта и хранения нефти, газа и нефтепродуктов. Для различных условий описаны технологии сооружения

газонефтепроводов и газонефтехранилищ. Даны сведения о техническом обслуживании и ремонте нефтегазовых объектов.

Также подробное описание работ по строительству и ремонту магистральных трубопроводов отражены в учебной литературе авторов Коршак А.А. и Нечваль А.М. [10].

Основными строительными правилами в данном направлении работ являются стандарты [1; 24], в которых изложены четкие нормы строительства и эксплуатации магистральных нефтегазопроводов, отражены технологии контроля качества работ, а также правила безопасности.

В целом литературный фонд настоящего времени достаточно обширный и с учетом ежегодного нововведения технологий и оборудования строительства, фонд обновляется своевременно.

1. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1. Разновидность изоляционных материалов

Одно из основных условий борьбы с грунтовой коррозией на подземных трубопроводах - исключение непосредственного контакта металла труб с агрессивной средой, что получается путем создания на поверхности трубопровода защитной оболочки, называемой изоляционным покрытием. Хорошее защитное покрытие исключает также попадание на трубопровод блуждающих токов, а следовательно, защищает его от электрохимической коррозии. Изоляционное покрытие имеет определенную конструкцию в зависимости от коррозионной активности грунтов. Магистральные газопроводы имеют комплексную защиту, состоящую из изоляционного покрытия в сочетании с ЭХЗ. Эффективность электрозащиты, а также ее финансовая стоимость в большинстве случаев зависят от правильного выбора типа изоляционного покрытия, от свойств материалов и качества их нанесения. Чем хуже качество и свойства изоляционного покрытия, тем больше стоимость обслуживания и эксплуатации трубопровода. В связи с этим ко всем материалам, используемым для изоляции трубопроводов, предъявляют жесткие требования по соблюдению определенных физико-механических свойств, композиционного состава, геометрических параметров, состоянию поверхности, загрязненности примесями и т.п. Состав таких требований входит в технические условия, по которым и поставляют изоляционные материалы.

Применяемые изоляционные материалы должны иметь следующие [7] свойства:

- Водонепроницаемость, что исключает возможность насыщения затем покрывают влажность почвы и, таким образом, предотвращая контакт электролита с металлической поверхностью, чтобы быть защищенной;
- Хорошая адгезия (прилипание) к металлическим покрытием, которое предотвращает шелушение изоляции при небольшом локальном разрушении, а также исключает проникновение электролита под крышкой;

- Быть твердым, обеспечивая надежность покрытия, так как даже самые маленькие пористости в результатах покрытия в электролитических клеточных процессах и коррозии;

- Химическая стойкость, обеспечивая длительную работу в освещении агрессивных средах;

- Электрохимический нейтральность: отдельные компоненты покрытия не должны быть вовлечены в процесс катодном в противном случае это может привести к разрушению изоляции в электрохимической защиты металлических конструкций;

- Механическая прочность, достаточную для изоляции и укладки работ в строительстве металлического объекта и может выдерживать эксплуатационные нагрузки;

- Тепловое сопротивление, определяет необходимость точки размягчения, которая играет важную роль в выделении "горячих" объектов, и температура начала хрупкости, что очень важно во время изоляционных работ в зимнее время;

- Диэлектрические свойства, определяющие сопротивление при прохождении тока, предотвращает коррозию металлических элементов и электролита и вызывают экономические последствия применения катодной защиты;

- Отсутствие коррозии и химического воздействия на защищаемом объекте;

- Возможность механизации процесса изоляционного покрытия в основании и в полевых условиях;

- Будь дефицитные (находят широкое применение только те материалы, которые имеются в достаточном количестве);

- Экономические (изолирующее покрытие стоимости должна быть значительно меньше, чем величина защищаемого объекта).

Очевидно, что все эти требования не соответствует какой-либо натурального или синтетического материала, поэтому выбор изоляционного

покрытия определяется конкретными условиями строительства и эксплуатации трубопроводов, доступности сырья, технологичности процесса нанесения покрытия и т.д., и эти условия определяют диапазон материалов, используемых в качестве покрытий для стальных труб.

Приложение В представляет классификацию изоляционных покрытий трубопроводов. В этой классификации отражены назначение, типы защитных покрытий материалов, методов и температуры поверхности изоляционного покрытия и т.д., которые в настоящее время используются или ранее были протестированы с положительными или отрицательными результатами.

1.1.1 Битумные покрытия

Для защиты трубопроводов от коррозии применяются битумы. Битумы получают окислением остаточных продуктов прямой перегонки нефти или их смесей с асфальтами и экстрактами масляного производства. Строительные нефтяные битумы также получают окислением остаточных продуктов прямой перегонки нефти и их смесей с асфальтами и экстрактами масляного производства. Допускается получение строительных битумов и компаундированием окисленных и неокисленных указанных продуктов.

Упаковывают битум в четырехслойные бумажные мешки с внутренним покрытием, не прилипающим к битуму. Хранят битум под навесом с дощатым настилом. Запрещается применение битума загрязненного и засоренного посторонними предметами (земля, мусор и др.).

Для изменения эксплуатационных характеристик битума используют наполнители. Наполнителями называют материалы, вводимые в состав изоляционных мастик для придания им структурной и механической прочности. Это особенно важно при формировании покрытия методом облива на машинах.

В качестве минеральных наполнителей для битумных изоляционных мастик используют доломит, доломинизированный известняк, асфальтовый известняк, тальк, асбест.

Основными требованиями, предъявляемыми к минеральным наполнителям битумных мастик, являются тонко дисперсность, низкая влагонасыщенность, гидрофобность, устойчивость к воздействию различных агрессивных сред, способность к смачиванию битумом.

Для получения битумно-полимерных мастик используются полидиен, атактический полипропилен, порошкообразный нестабилизированный полиэтилен и резиновая крошка.

Также в битум добавляют пластификаторы. Основное назначение пластификаторов - повышение пластичности изоляционной мастики при отрицательных температурах.

В качестве пластификаторов битумных мастик применяют зеленое и осевое масла.

Масло зеленое (ОСТ 38-01140-77) - продукт пиролиза нефтепродуктов.

Масла осевые (ГОСТ 610-72) - неочищенные смазочные масла, изготавливаются из продуктов прямой перегонки нефти.

Для приготовления битумных и полимерных грунтовок в качестве растворителей применяют бензины: неэтилированный авиационный Б-70 (ГОСТ 1012-72*); автомобильный А-72 (ГОСТ 2084-77).

В качестве материала для армирующих обмоток применяют стеклохолст, соответствующий основным показателям, установленным нормативно-технической документацией.

Стеклохолст должен иметь неворсистую, ровную без складок поверхность и ровно обрезанные края. На поверхности холста не допускаются жгуты. Холст не должен расслаиваться.

В качестве материалов для наружной обертки применяют материалы, обеспечивающие гидрофобность и защиту от механических воздействий на битумное покрытие.

1.1.2 Полимерные покрытия

Для защиты подземных трубопроводов применяют полимерные покрытия из полиэтиленовых изоляционных липких лент, поливинилхлоридных изоляционных липких лент, экструдированного или напыленного полиэтилена, эпоксидной порошковой краски, эмали этиноль. В зависимости от условий нанесения полимерные покрытия делят на заводские, базовые или трассовые.

Защитные покрытия из полиэтилена отличаются также высокой стойкостью относительно внешнего влияния после укладки, например, относительно агрессивности грунтов, пресной и соленой воды, морских растительных организмов, побегов растений в грунте, микроорганизмов, а также относительно большого спектра минеральных масел и химического воздействия. Покрытие из полиэтилена обладает высоким электрическим сопротивлением, которое остается постоянным в течение длительного времени. Данное свойство важно для электрохимической защиты.

Защитные покрытия заводского нанесения на основе порошковых полимеров следует применять на трубопроводах любого диаметра при температуре транспортируемого продукта не выше: + 70⁰С для полиэтиленовых покрытий, + 80⁰С - для эпоксидных. Защитные покрытия на основе полимерных лент допускается применять на трубопроводах диаметром не более 1420 мм при температуре транспортируемого продукта не выше: + 60⁰С для полиэтиленовых лент, + 40⁰С для поливинилхлоридных.

Под покрытие из полимерных липких лент применяют клеевые или битумно-клеевые грунтовки.

В соответствии с ГОСТ Р51164-98 структура защитного покрытия из полимерных липких лент состоит из грунтовки одного слоя полимерной изоляционной ленты и наружной обертки.

Полимерные липкие ленты должны в соответствии с ГОСТ Р51164-98 удовлетворять установленным требованиям. Слой клея на пластике должен быть сплошным без пропусков. Рулоны ленты не должны иметь оплавлений на торцах, витки ленты должны четко обнаруживаться при разворачивании полотна. Клей не

должен переходить на другую сторону полотна. Изготовленную ленту сматывают в рулоны на картонный сердечник с внутренним диаметром 75 ± 5 мм.

Ленту поливинилхлоридную липкую (ТУ 6-19-103-78) изготавливают из поливинилхлоридного пластика с нанесением перхлорвинилового клеевого слоя. Лента предназначена для обмотки трубопроводов для защиты их от подземной коррозии в условиях службы покрытия от $+ 40$ до $- 300^{\circ}\text{C}$. Нанесение на трубопровод допускается только при положительной температуре не ниже $+ 50^{\circ}\text{C}$.

Лента изготавливается из светотермостойкого пластика. На пластикат нанесен слой клея не менее 100 г/м^2 . Толщина клея составляет 100 ± 25 мк. У ленты высшего сорта наличие отверстий в пластике не допускается. У ленты первого сорта наличие отверстий в пластике допускается с последующей заклейкой пластика того же состав с покрытием границ отверстий не менее чем на 3 см.

1.1.3 Оберточные рулонные материалы

Для предохранения изоляции из липких полимерных лент от механических повреждений при прокладке трубопроводов в скальных и каменистых грунтах, на болотах, подводных переходах, под железными и автомобильными дорогами и при весьма усиленном типе изоляции наносят защитные обертки из одного или двух слоев рулонного материала с обязательной приклейкой горячей битумной мастикой, клеем или другим надежным креплением концов оберточного материала. Оберточные рулонные материалы для защиты полимерных покрытий от механических повреждений должны быть устойчивыми к воздействию микроорганизмов.

Оберточный материал для изоляции газонефтепродуктопроводов представляет собой рулонный изоляционный материал, изготовленный на базе утилизации отходов производства поливинилхлоридной липкой ленты с введением различных наполнителей.

Оберточный материал наносится на трубопровод без предварительного вылеживания в теплом помещении при температуре окружающего воздуха до $- 10^{\circ}\text{C}$ включительно. При более низкой температуре воздуха нанесение его на

трубу допускается только после вылеживания в теплом помещении менее 24 ч. Материал упаковывается в прочные сплошные ящики. Транспортировка автотранспортом и железнодорожным транспортом допускается в упакованном виде в вертикальном положении.

Лента полимерная для защиты изоляционных покрытий газонефтепродуктопроводов представляет собой рулонный материал, изготовленный на базе применения поливинилхлоридной смолы пластификаторов, наполнителя и стабилизатора. Лента наносится на трубопровод без предварительного вылеживания в теплом помещении при температуре окружающего воздуха до -20°C включительно, при более низкой температуре воздуха нанесение ее на трубу допускается только после вылежки в течение не менее 24 ч в помещении.

1.1.4 Покрытия из напыленного и экструдированного полиэтилена

Для полиэтиленовых покрытий применяют как порошкообразный, так и гранулированный полиэтилен. Порошкообразный полиэтилен наносят на трубы методом напыления, а гранулированный - методом экструзии.

1.1.5 Эпоксидные покрытия

Из термореактивных материалов (эпоксидных, фенольных, полиэфирных, полиакрилатных и др.) широкое применение для изоляции труб нашли эпоксидные.

Эпоксидные порошковые краски представляют собой смесь эпоксидной смолы, отвердителя, ускорителя, пигмента, наполнителя, тиксотропных и поверхностно-активных добавок. Для получения порошков используют эпоксидные смолы с температурой плавления $95 - 110^{\circ}\text{C}$. В качестве отвердителя применяют дициандиамид, гидразин, метилтетрагидрофталевый ангидрид. Наполнителем может служить сульфат бария. В качестве пигментов применяют окислы титана, хрома, железа.

К преимуществам эпоксидных покрытий относятся высокая адгезионная прочность, стойкость к воздействию повышенных температур, низкая кислородопроницаемость. Их можно наносить без предварительного грунтования поверхности металла.

Порошковые эпоксидные краски наносят на трубы методом пневматического напыления как с применением электростатического поля так и без него.

1.1.6 Эмаль-этинолевое покрытие

Применяемая для изготовления защитных покрытий труб и емкостей эмаль этиноль представляет однородную массу, состоящую из пленкообразующего материала — лака этиноль и наполнителя - хризотилового асбеста.

Для изоляции трубопроводов, прокладываемых на участках, где отсутствуют блуждающие токи, в состав эмали этиноль может быть введен литейный графит.

Плотность эмали этиноль при 20⁰С составляет 1,65 - 1,75 г/см³.

Толщина эмали этинолевого покрытия, соответствующего весьма усиленному типу, должна быть не менее 0,6 мм. Покрытие наносится в условиях трубоизоляционных баз (мастерских).

1.1.7 Стеклоэмалевые покрытия

Стеклоэмалевые покрытия обладают высоким сопротивлением на истирание, устойчивы к воздействию различных агрессивных сред, к почвенной коррозии и высоким температурам. Их рекомендуется применять на горячих участках нефте- и газопроводов. Стеклоэмалевые покрытия толщиной 0,5 - 0,6 мм допускается эксплуатировать при температурах транспортируемого по трубопроводу продукта до + 300⁰С. Термическая стойкость эмалей 220 - 290⁰С.

Стеклоэмалевое покрытие состоит из одного слоя грунтовой и трех слоев покровной эмали.

Технология индукционного эмалирования труб заключается в следующем. Чтобы удалить с поверхности органические загрязнения, трубы обжигают в печи

при температуре 400 – 650⁰С, затем очищают от ржавчины, окалины на дробеструйных установках.

На очищенную поверхность трубы наносят эмалевый шликер методом распыления или окунанием в шликерную ванну.

Сушка и обжиг нанесенного шликера осуществляются индукционным способом на роторном стане. Толщина одного слоя эмали не превышает 150 мкм. Сушат покрытие при температуре 95 – 110⁰С.

Температура обжига эмали зависит от ее состава. После нанесения и обжига каждого слоя эмали контролируют качество покрытия.

1.2 Характеристика изоляционных материалов ТИАЛ

Надо ли говорить, что трубопроводный транспорт является сегодня главным средством транспортирования различных энергоносителей. Протяжённость российских нефте- и газопроводов бьёт все мировые рекорды и это, безусловно, является настоящей гордостью всех тех кто, так или иначе, связан с эксплуатацией магистральных трубопроводов.

Однако, как говорится, медаль имеет две стороны. И если в аверсе – мировые рекорды протяжённости и впечатляющие объёмы транспортировки, то в реверсе – печальная картина технического состояния трубопроводов. В этом сейчас никто не виноват. Так сложилось, что по многим причинам более 70% трубопроводных систем, которые были построены в 70 – 80-х годах прошлого века не имеют качественной заводской изоляции. Они изолировались лишь плёночными материалами, срок службы которых не превышает двенадцати лет, что значительно меньше, чем фактический срок службы трубопроводов. Вот и получается, что значительную часть действующих нефте- и газопроводов страны необходимо в самые короткие сроки переизолировать.

В полевых условиях проведения переизоляции трубопроводов довольно легко реализуется технология с применением термусаживающихся ленточных покрытий, в частности с использованием новой специальной ленты-обёртки ТИАЛ-ЛЮ, которая совсем недавно стала применяться в технологии

переизоляции газопроводов и зарекомендовала себя только с самой лучшей стороны.

Важное значение в защитной системе ТИАЛ несет слой – полиолефиновая основа, он выполняет гидроизоляционную функцию и предохраняет слой термоплавкого адгезива от механических повреждений при монтаже и последующей эксплуатации трубопровода. В свою очередь термоплавкий адгезив (клеевой) слой при нагревании, в процессе монтажа, расплавляется и заполняет все неровности рельефа изолируемой поверхности и связывает основу непосредственно с телом трубы. Клеевой слой обеспечивает необходимую силу адгезии и высокую стойкость к сдвигу основы относительно изолируемой поверхности, оставаясь при этом пластичным при температурах от минус 60 до плюс 60°C, являясь компенсатором нагрузок (расширение-сжатие) возникающих при эксплуатации трубопровода.

1.2.1 Эпоксидный праймер

Двухкомпонентный эпоксидный праймер создает первый изоляционный слой, являясь дополнительным ингибитором коррозии, заполняет мелкие дефекты микрорельефа поверхности и значительно улучшает адгезию материала к изолируемой поверхности. При использовании эпоксидного праймера значительно повышается устойчивость сопротивления катодному отслаиванию изоляционного материала ТИАЛ. Современная технология «мокрого праймера» позволяет осуществлять однократный нагрев изолируемой поверхности до более низкой температуры с последующим нанесением праймера и дальнейшей безостановочной установкой материала ТИАЛ, без процедуры просушивания праймера до полного его отверждения. Это значительно сокращает время на установку изоляционного материала и экономит материальные ресурсы, что важно для сохранения темпа строительства трубопровода, особенно в условиях зоны пониженных температур.

1.2.2 Адгезивный слой

При разработке состава адгезивного слоя ТИАЛ за критерий качества были взяты максимальные величины показателей заводского полиэтиленового покрытия трубопроводов, а именно адгезия, катодное отслаивание, сопротивление сдвиговым деформациям, а также возможность применения материалов ТИАЛ как трехслойном исполнении с эпоксидным праймером, так и в двухслойном варианте, то есть без праймера. Полученный уникальный термоплавкий адгезив ТИАЛ, основой которого является сополимер этилена с винилацетатом, обладает свойством повышенной текучести при низких температурах предварительного нагрева изолируемой поверхности, что позволяет экономить время и средства при установке материалов ТИАЛ, получая при этом великолепные показатели основных характеристик.

1.2.3 Полимерная пленка ТИАЛ-ЛО

Лента основа производится из полиэтиленов высокой и низкой плотности методом экструзии и последующего продольного растяжения с целью создания эффекта термоусадки, то есть восстановления первоначальных геометрических размеров при нагревании до определенной температуры. Лента обеспечивает высокое электрическое сопротивление и низкое поглощение влаги. Для предотвращения коробления ленты при воздействии температуры, и для придания особой механической прочности и стойкости к воздействию ультрафиолетового излучения, лента проходит процесс радиационной и химической сшивки.

Сшивка: полимерные материалы, по своей физической природе, состоят из хаотично распложенных длинных молекул, в которых доминирующее значение отводится межмолекулярному расстоянию и кристаллической решетке, а именно, чем меньше эти расстояния и прочнее решетка, тем большей прочностью обладает данный полимер. При нагревании такой молекулярной конструкции происходит разрушение кристаллической решетки, а молекулы начинают свободно перемещаться относительно друг друга не создавая при

этом взаимных связей, что приводит к короблению и хаотическому формоизменению полимера. Для придания особых свойств полимерным материалам проводят радиационную сшивку. При воздействии на материал радиацией ускоренных частиц молекулы полимера создают постоянные поперечные связи – «сшиваются» друг с другом. Такой материал обладает свойством «эластичной памяти», запоминает свое первоначальное состояние, и «вспоминает» его под воздействием температурной обработки.

1.3 Сведения о районе строительства

1.3.1 Географическая характеристика и геоморфологические условия

В физико-географическом отношении исследуемый район находится в юго-восточной части Западно-Сибирской равнины, в междуречье рек Оби и Томи.

Западно-Сибирская равнина относится к числу низменных равнин. Ее поверхность напоминает гигантскую чашу с приподнятыми краями на северо-востоке Кузнецкой котловины.

Рельеф района полого - холмистый, расчлененный заболоченными логам и небольшими балками с густой сетью рек и ручьев. Перепад абсолютных отметок от 206,9 м до 438,0 м. Тальвеги логов и балок поросли кустарником, небольшими массивами деревьев (береза). Склоны логов, за редким исключением, пологие.

Местность имеет незначительный общий наклон в юго-восточном направлении к долине р. Томь.

Залесенность района составляет 25-30%, преобладающие породы - лиственные, в виде отдельных лесных массивов.

На километре 642 трасса газопровода пересекает Караканский хребет, представляющий собой гряду гор со сглаженными округлыми вершинами и неглубокими седловинами между ними. Северная сторона покрыта лесом, южная частично покрыта лесными массивами.

Дно пересекаемых логов подвержено болотообразованию.

Современные физико-геологические процессы проявляются в виде морозного пучения, заболачивания и подтопления.

1.3.2 Инженерно-геологические условия

Геолого-литологический разрез исследуемой территории с поверхности сложен современными отложениями, представленными почвенно-растительным слоем мощностью 0.3 - 0.5 м, насыпным грунтом, органическими отложениями.

Органические грунты, представленные торфом сильноразложившимся насыщенным водой, залегают в местах распространения болот, в пониженных участках, с глубины 0.3 - 0.4 м до глубины 0.7 - 4.0 м.

Под современными отложениями с глубины 0.4 - 1.1 м до вскрытой глубины 8.0 - 15.0 м залегают аллювиально-делювиальные субэральные средне - верхнечетвертичные отложения (a-d Qп-ш), сложенные суглинками бурыми и серовато- бурыми тугомягкопластичной консистенции с примесью органических веществ.

В слое суглинков туго - мягкопластичных небольшими прослоями залегают суглинки бурые и серовато бурые твёрдой и полутвёрдой консистенции с примесью органических веществ мощностью 2.5 - 4.8 м и глины туго - мягкопластичные с примесью органических веществ мощностью 1.9 - 3.9 м.

Показатели расчетного сопротивления грунтов, находящихся в основании газопровода, составляют от 160 КПа (суглинки мягкопластичные) до 300 КПа (глины полутвёрдых), модуль деформации - от 4 МПа до 22 МПа соответственно.

Повсеместно в виде прослоев и линз встречается суглинок бурый текучепластичный и текучий, мощностью 0.9 - 4.4 м.

На участке перехода газопровода через Караканстий хребет (участок длиной около 300 м) залегает песчаник, алевролит выветрелый.

В пойме реки Иня, с глубины 2.8 - 3.5 м до глубины 8.0 - 8.7 м, вскрыты галечниковые отложения насыщенные водой.

Под галечниковыми отложениями с глубины 8.5 - 8.7 м залегают глинистые сланцы выветренные до суглинка твердого. Вскрытая мощность элювия глинистых сланцев составляет 4.3 - 4.5 м.

Показатели физико-механических характеристик грунтов представлены в детальном отчете по изысканиям.

Грунтовые воды появляются и устанавливаются на глубине 0.9 - 6.9 м в суглинках текучепластичных и галечниковых отложениях.

Мощность водоносного горизонта изменяется от 0.9м до 6.4м.

В основном грунтовые воды не напорные, лишь в районе поймы р. Иня грунтовые воды имеют напор 2.0 - 2.4 м.

Питание подземных вод осуществляется как за счет инфильтрации атмосферных осадков через зону аэрации, так и за счет гидравлической связи с водами местных рек, ручьёв и нижележащими водоносными комплексами.

Поверхностные воды по химическому составу являются гидрокарбонатными -кальциевыми.

Согласно СНиП 2.03.11-85* поверхностные воды, по степени агрессивного воздействия на бетонные конструкции нормальной проницаемости, являются слабоагрессивными по содержанию агрессивной углекислоты и неагрессивными по остальным показателям.

По отношению к арматуре железобетонных конструкций подземные воды неагрессивные при постоянном погружении и слабоагрессивные при периодическом смачивании. К неблагоприятным инженерно-геологическим процессам на участке ■■■■■ относятся: морозное пучение, эрозионные процессы на склонах речных долин и балок, просадочность - этим свойством обладают лессовидные суглинки (ИГЭ-2).

Начальное просадочное давление зафиксировано в пределах 0,09-0,125 МПа, грунтовые условия в зоне распространения этих грунтов, по просадочности относятся к первому типу.

По степени морозного пучения суглинки и глины, залегающие в зоне сезонного промерзания, относятся к сильнопучинистым грунтам, согласно «Пособию по проектированию зданий и сооружений к СНиП 2.02.01-83*».

1.3.3 Климат

Климатические особенности Кемеровской области определяются ее географическим положением на юге Западно-Сибирской равнины, которая с востока и запада ограничена горными поднятиями, влияющими на перемещение воздушных масс в широтном направлении.

Характеристика климатических условий дана на основании многолетних данных наблюдений по метеостанциям Кольчугино, Новокузнецк и Киселевск.

Трасса газопровода [REDACTED] расположена в климатическом подрайоне IV. Климат района резко-континентальный.

Климат района отличается продолжительной и суровой зимой, коротким, но теплым летом. В течение года наблюдаются значительные колебания температуры воздуха. Самый холодный месяц года - январь при среднемесячной температуре воздуха минус 17.5°C. Самый теплый месяц года - июль при среднемесячной температуре воздуха плюс 18.4°C. Амплитуда среднемесячной температуры между январем и июлем составляет 35.9°C. Температура воздуха (градус С) средняя, по месяцам и годовая приведена в таблице 1.3.3.1.

Таблица 1.3.3.1 - Средняя месячная и годовая температура воздуха, °С

Станция	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	год
Кольчугино	-17.5	-15.8	-9.6	0.6	9.7	16.0	18.4	15.8	9.7	1.6	-9.2	-15.6	0.3
Киселевск	-17.2	-15.5	-8.1	2.0	10	16.6	18.8	15.8	10	2.2	-8.3	-15.4	0.9
Новокузнецк	-17.8	-15.6	-8.4	1.4	9.8	16.2	18.5	15.9	10	2.1	-8.5	-15.6	0.7

Глубина промерзания почвы зависит от многих факторов: рельефа, типа почвы, растительности, характера залегания снежного покрова, близости грунтовых вод, влажности почвы и др. факторов. Воздействие этих факторов обычно бывает комплексным. Глубина проникновения температуры 0°C в

почву в значительной степени зависит от высоты снежного покрова. Чем больше высота снежного покрова, тем глубина проникновения в почву отрицательных температур меньше. Глубина проникновения 0 °С в почву значительно больше в супесчаных почвах, чем в суглинистых. Можно считать, что если по данным станции, расположенной на ровном месте, глубина промерзания почвы в среднем составляет 100 см, то на возвышенности почва может промёрзнуть до 120 - 150 см, в пониженных местах может промёрзнуть до 50 - 70 см.

Наибольшая изменчивость температуры почвы из года в год на глубинах наблюдается весной (преимущественно в мае), а не зимой, как у температуры воздуха. Второй максимум изменчивости отмечается в октябре - ноябре.

Оттаивание поверхностного слоя начинается в апреле и интенсивно продолжается в соответствии с глубиной до июля. Наиболее часто средняя суточная температура на поверхности почвы переходит через 0 °С в третьей декаде апреля. Отрицательная температура на глубине может держаться до июля.

Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца по мст. Киселевск (СНиП 23-01-99*) составляет 78%, наиболее теплого месяца - 72 %.

Наибольшее количество осадков - около 60-75% от годовой суммы приходится на теплый период (с апреля по октябрь). Большое значение имеет распределение осадков по времени. Наиболее сильные дожди способствуют размыву грунтов на склонах, бывают в июле. Затяжные морозящие дожди и туманы, обеспечивающие наиболее полную инфильтрацию влаги в грунт, приходится на период с августа по ноябрь. Повторяемость дождевой погоды увеличивается к лету, достигает максимума в сентябре.

Осадки холодного периода образуют снежный покров, который появляется в октябре и сохраняется до начала мая. Высота снежного покрова в лесу 70 см, в поле уменьшается до 30-50 см. Сход снежного покрова наблюдается в конце апреля, начале мая. Средняя высота снежного покрова составляет 24 см.

1.3.4 Сейсмичность

Согласно СНиП II-7-81* «Строительство в сейсмических районах» проектируемый участок газопровода располагается в зоне сейсмической активности 7 баллов по карте ОСР-97-В (объекты повышенной ответственности, к которым относятся магистральные трубопроводы).

В соответствии с [24] проектирование подземных трубопроводов производится с учетом сейсмических воздействий в районах сейсмичностью выше 8 баллов, поэтому строительные конструкции, поддерживающие элементы подземных трубопроводов, например, подземные краны, на сейсмические нагрузки не рассчитывались.

1.4 Основные сведения о ремонтируемом газопроводе

Газопроводы [REDACTED] построены по документации, разработанной Новосибирским филиалом Саратовского института «ВНИИПИгаздобыча» в 1974-1977 г.г. и введены в эксплуатацию в период 1977 г.-1981г.

Общая протяженность газопровода составляет 1163 км, в том числе [REDACTED]

По газопроводу транспортируется газ потребителям Томской, Кемеровской, Новосибирской областей и Алтайского края. Также имеется возможность подачи газа потребителям Омской, Тюменской областей и потребителям европейской части России.

Диаметр однониточного газопровода – 1020 мм;

Проектное рабочее давление [REDACTED];

Проектная производительность - [REDACTED]

На газопроводе сооружены шесть компрессорных станций - КС-1 «Александровская», КС-2 «Вертикос», КС-3 «Парабель», КС-4 «Чажемто», КС-5 «Володино», КС-6 «Проскоково», расположенных соответственно в Александровском, Каргасокском, Парабельском, Колпашевском и

Кривошеинском районах Томской области, Юргинском районе Кемеровской области.

Газопровод построен из спиральношовных труб 1020х9,5 и 1020х10,5 сталь 17 Г2СФ, 17Г1С по ТУ 14-311-74, ТУ 14-3-295-74 Волжского трубного завода.



Рисунок 1.4.1 – Схема газопровода [REDACTED] в Томской, Кемеровской и Новосибирской областях.

1.5 Основание для замены изоляции на линейной части газопровода

Участок газопровода [REDACTED] находится в эксплуатации 33 года (дата ввода - ноябре 1978 года), то есть нормативный срок амортизации газопровода (не менее 30 лет) превышен.

Для оценки технического состояния линейной части газопровода [REDACTED] и его сооружений на [REDACTED] было проведено

комплексное обследование технического состояния действующего магистрального газопровода.

В процессе обследования было установлено, что состояние металла трубы соответствует нормам эксплуатации газопровода, а состояние изоляционного покрытия газопровода претерпело изменение механических свойств, которое выражается в растрескивании и отслаивании покрытия от поверхности трубы, что может привести в итоге к нарушению целостности газопровода и перебоям подачи энергоносителя потребителю.

Опыт эксплуатации отечественных газопроводов показал, что срок службы полимерных ленточных покрытий, которыми изолирован газопровод, составляет от 7 до 15 лет, что в 2-4 раза меньше срока эксплуатации газопровода.

Физический износ изоляции и несоответствие установленным требованиям безопасной эксплуатации существующего газопровода на рассматриваемом [REDACTED] свидетельствует о невозможности его дальнейшей эксплуатации.

Капитальный ремонт по замене изоляции существующего газопровода может быть осуществлен путем поэтапного отключения отдельных его участков. Границами таких участков будут являться линейные крановые узлы, расположенные на расстоянии до 30 км между собой. Значительная протяженность участков капремонта потребует длительных остановок газопровода и, как следствие, отключение крупных промышленных предприятий Кузбасского региона, что невозможно, поскольку основу промышленности данного региона составляют предприятия с непрерывным циклом производства. Для сокращения времени остановок существующего газопровода может рассматриваться вариант сооружения лупингов на участках капремонта, что экономически аналогично строительству новой нитки газопровода.

Принципиальная схема капитального ремонта в газопроводе приведена в приложении В.

1.6 Работы по вскрытию трубопровода

Земляные работы (рисунок 1.6.1) осуществляется в строгом соответствии с проектной документацией, на основании следующих положений во время капитального ремонта линейной части магистральных трубопроводов:

- Выполнение работ с использованием наиболее эффективных средств механизации;
- Своевременное выполнение подготовительных работ и мероприятий по обеспечению эффективного производства земляных работ на весь период;
- Организация в линии выполнения вскрышных работ и объединить их в максимальное время подъема и очистных работ;
- Соблюдение правил техники безопасности.

До вскрытия должны быть отключены электрохимические устройства защиты, контрольно-измерительных колонок, линейной арматуры и т.д., укажите пересечение трубопровода на дороге с подземными и наземными коммуникациями, которые могут быть повреждены во время вскрышных работ. Работа по открытию трубопровода в месте, где различного назначения подземных коммуникаций, автомобильных и железных дорог может только после того, как официальное письменное соглашение с организацией, работающей этот объект. К письменному согласованию должен быть приложен план с указанием трасс и глубин заложения коммуникаций в месте пересечения с трубопроводом. Вскрышные работы в непосредственной близости от коммуникаций разрешается выполнять только ручную. Если на месте производства работ обнаружены подземные коммуникации различного назначения, не значащиеся в проектной документации, необходимо поставить в известность заинтересованные организации и вызвать их представителей. Одновременно должны быть приняты меры к защите от повреждений обнаруженных коммуникаций и сооружений.

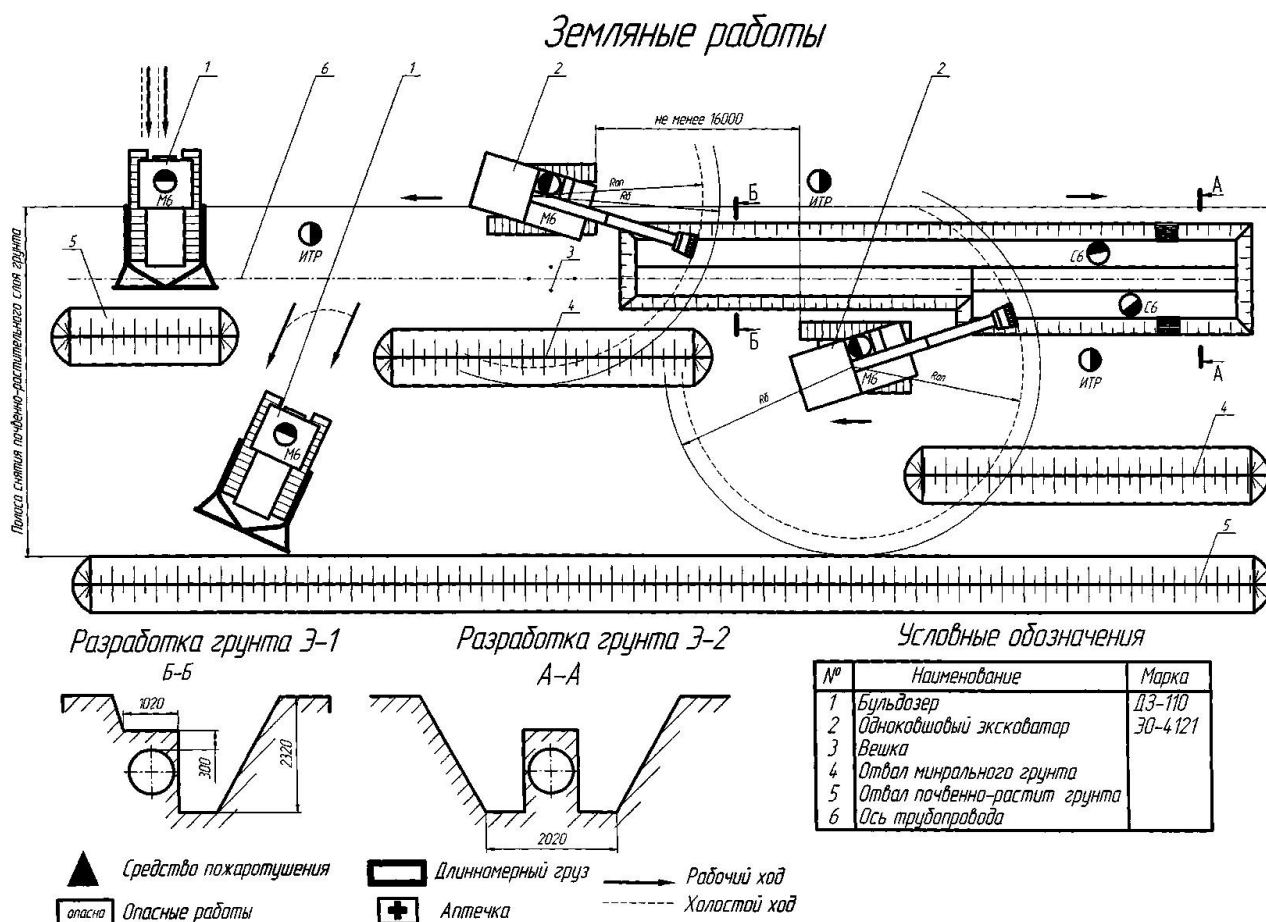


Рисунок 1.6.1 – Выполнение земляных работ.

Засыпать траншеи в местах с подземными коммуникациями разрешается слоями не более 0,1 м с тщательным их трамбованием.

Земляные работы при пересечении действующего электрического кабеля, а также в пределах 1,5 м от него допускается производить в присутствии технического персонала, ответственного за производство ремонтно-строительных работ, и представителя организации, эксплуатирующей кабельную линию. Работы по вскрытию трубопровода можно начинать только после того, как будет уточнено его местонахождение на местности и зафиксировано знаками (вешками).

При прокладке участка трубопровода параллельно действующему до начала работ по вскрытию необходимо провести специальный инструктаж по технике безопасности со всеми работающими и запретить движение ремонтно-строительных машин и механизмов по валику действующего трубопровода.

В тех случаях, когда необходим переезд через действующий трубопровод, устраивают специальные переезды.

Земляные работы выполнять механизированным способом. Плодородный слой снять бульдозером во временный отвал.

Разработать двумя экскаваторами траншею ниже нижней образующей нефтепровода на 1 м. Один экскаватор снимает слой грунта над нефтепроводом и разрабатывает грунт с одной стороны нефтепровода на заданную глубину, укладывает грунт во временный отвал. Второй экскаватор разрабатывает грунт с другой стороны на ту же глубину, укладывает грунт во временный отвал. Для обеспечения безопасной работы расстояние между работающими экскаваторами должно быть не менее 14 м. Грунт располагать не ближе 0,5 м от края траншеи. Во избежание повреждения трубопровода расстояние между трубой и ковшом экскаватора должно быть не менее 0,2 м.

Обычно разработку траншей при производстве ремонтно-строительных работ на линейной части магистральных трубопроводов производят механизированно с применением одноковшовых и роторных экскаваторов, а также специальных цепных или роторных вскрышных экскаваторов с укороченной средней секцией.

Вид грунта по трассе участка ремонтируемого трубопровода, его физико-механические свойства определяются, как правило, в период разработки проектно-сметной документации лабораторным анализом. Однако в процессе производства работ выявляется необходимость определения фактического состояния грунтов для установления их группы, которая, в свою очередь, определяет трудность их разработки различными землеройными машинами. После четкого определения состояния грунтов выбираются метод и средства разработки траншей.

Для предохранения траншей от обвалов необходимо учитывать, что движение транспортных средств и строительных машин вблизи бровки траншеи допускается на расстоянии, определяемом призмой обрушения грунта.

Планом ремонтных работ рытье траншей предусматривается в сроки, обеспечивающие возможно минимальный разрыв во времени между их рытьем и засыпкой.

В котловане устраивают два выхода на его противоположных сторонах в виде пологих откосов.

Методы вскрытия трубопровода при производстве ремонтно-строительных работ зависят от принятой технологии ремонта трубопровода. При этом одним из основных требований к габаритам траншеи является возможность свободного выполнения отдельных операций (земляные, сварочно-восстановительные, очистные, изоляционные и другие работы)

При разработке траншей с вертикальными стенками без креплений в грунтах с естественной влажностью и при отсутствии грунтовых вод глубина траншей должна быть не более 1 м в насыпях, песчаных и гравелистых грунтах; не более 1,25 м в супесях; не более 1,5 м в суглинках, глинах; не более 2 м в особо плотных нескальных грунтах.

В плотных связных грунтах отрывать траншеи с вертикальными стенками без крепления (работы роторными и траншейными экскаваторами выполняют на глубину не более 3 м). Крутизна откосов стенок траншей и котлованов без креплений в зависимости от рода грунта.

При глубине выемки свыше 5 м крутизна откоса устанавливается по расчету.

Естественно, наиболее технологичным методом разработки траншеи считается применение специального вскрышного экскаватора. Однако в трассовых условиях не всегда удастся применять вскрышной экскаватор. Это связано с грунтовыми условиями, препятствиями по трассе и прочими условиями. Поэтому чаще всего в ремонтно-строительных организациях для разработки траншей применяют одноковшовые экскаваторы.

Наиболее перспективным методом вскрытия трубопровода считается метод разработки траншей сверху и с одной стороны трубы. Для исключения дальнейших затрат по устройству постели глубина траншеи разрабатывается на

20 см ниже первоначальной глубины заложения с учетом осыпания оставшегося мягкого грунта, который после подъема трубы выполняет роль мягкой подушки. При ремонте трубопровода в траншее вскрышные работы обычно выполняют двумя методами:

- трубопровод вскрывается с двух сторон до его нижней образующей с применением специального вскрышного экскаватора;
- трубопровод вскрывается одноковшовым экскаватором с двух сторон до нижней образующей трубы.

При механизированной разработке траншеи ее ширина равна ширине рабочего органа машины.

После предварительного осмотра технического состояния нефтепровода, ремонта при необходимости поперечных сварных стыков МН провести расстановку трубоукладчиков оборудованных троллейными подвесками и с соблюдением технологических параметров ремонтной колонны, смонтировать очистную и изоляционную машины.

Земляные работы вблизи расположения подземных коммуникаций должны проводиться лишь после получения письменного разрешения и в присутствии представителя организации, эксплуатирующей данные коммуникации, с выдачей исполнителю наряда-допуска, в котором перечислены все необходимые мероприятия по технике безопасности. К письменному разрешению прилагается план с указанием на нём глубины заложения подземных коммуникаций (согласно исполнительным чертежам). До начала работ на местности устанавливаются знаки, указывающие месторасположение коммуникаций и глубину их заложения. Производство работ в зоне действующих подземных коммуникаций, производится под руководством ответственного из числа инженерно – технического работника, при наличии письменного разрешения. Разработка грунта вблизи пересекаемых коммуникаций механизированным способом допускается на расстоянии не ближе 2 м по бокам коммуникаций и не менее 1 м над верхом коммуникации, оставшийся грунт разрабатывается вручную.

1.7 Очистка наружной поверхности трубопровода от старой изоляции

Очистка трубопровода при капитальном ремонте осуществляется ремонтными очистными машинами ОМ-1422.

Машина ОМ-1422 по своему назначению и принципу очистки и наложения слоя грунтовки не отличается от других машин типа ОМ.

Очистка трубопровода удаляется из наружной поверхности земли трубчатых остатков старых покрытий и изоляции продуктов коррозии.

Во избежание нарушения целостности трубопровода до водоочистных работ и во время перерывов следует тщательно осмотреть трубопровод (в том числе в нижней части), чтобы сделать отметку в видимых стыков, хомутов, Латок и других препятствий на трубопроводе.

Очистка трубопровода в зоне пластыри, воздушных клапанов, зажимов и других препятствий вручную. Не разрешено царапин, царапин, сколов и резки цветных металлов сварных швов. Поверхность трубопровода, имеющих острые выступы, заусенцы, задиру, разбрызгивание и шлака должны быть обработаны и наконечником.

На очищенную поверхность не должна ржаветь, влаги, масла.

Степень очистки поверхности перед тем труб покрытие должно соответствовать типу защитного покрытия.

Наличие следов сырого изоляционного покрытия прочно соединена с поверхностью трубы подложки в последующем новой грунтовки изоляционного покрытия, который совместим со старым по своей химической природе.

Запрещается проводить уборку в дождь, снег, туман.

1.8 Сушка трубопровода

Одним из главных условий для обеспечения качества трубопровода - применение изоляции на сухой поверхности. В осенне-зимний обработки и изоляционных работ трудно осуществимым из-за влаги и замерзания льда,

предотвращая очистку и заливной. Влага на поверхности трубопровода образуют пленку, которая не прилипает к изоляционного покрытия трубопровода, в результате чего покрытие полимерные за быстрых пустот в покрытии, образованном испарение влаги с поверхности металла. Существующие машины для очистки не в состоянии подготовить поверхность для влажной изоляции труб. Трубопровод, приготовленный в "потоке", и лежит на краю траншеи, в зависимости от рельефа местности, погодных условий и периода ожидания до очистки и выделения могут иметь различную толщину и плотность слоя льда. Считается, что для средней полосы, и те районы страны, где в осенне-зимний влажности атмосферы составляет 75% и выше, толщина льда, даже после удаления снега может достигать 10 мм. К северу и северо-восточных районах толщина льда уменьшается до 5 мм. Очистка и выделение влажных и обледенелых труб без сушки и нагрева запрещается. Для сушки поверхности трубопровода перед очисткой, или изоляционной накладкой, а также изоляции в зимний период (при температуре ниже $+3^{\circ}\text{C}$) полимерные ленты «ЛМЛ» трубопровод должен быть нагрет до температуры не ниже 15°C в этом цель, использование сушилки. Тепло отдается установке печи расходуется на таяние льда, водяной пар и тепловой трубки до заданной температуры.

работа сушилки и продолжительность режима остановки с горелкой распознает и устанавливает драйвер, в зависимости от состояния поверхности трубопровода, количество снега и льда на трубопроводе и от погодных условий. Ветер интенсивно охлаждает нагретый трубопровод, и скорость уменьшения температуры трубы изменяется в зависимости от того, ветер, параллельно или перпендикулярно к ее оси.

Коммерчески доступный сушилки топливо (дизель) в жидкой фазе, сжигается, для установки ST 321, где специальный керосин предварительно испаритель (теплообменник регенерации тепла) превращается в пар, а затем обожжен в паровой фазе, за исключением.

В установках, где сжигается дизельное топливо подается в горелку механического распыления под давлением (или силы тяжести) впрыскивается в высокоскоростном потоке нагнетаемого воздуха, подаваемого в горелку, он смешивается с и сожжено в кольцевом пространстве между обсадной трубой и трубопроводом печи. Пламя под давлением закачиваемой воздуха совершает круговое движения вокруг трубы, согревает и сушит ее. Продукты сгорания удаляются в атмосферу через открытые концы печи. температура пламени в кольцевом пространстве с расстоянием от горелки падает, и если горелка 1050°C (бледно-белого пламени), пламя в обход трубопровода в конце одной катушки имеет температуру уменьшенную до 800°C (ярко-красного пламени).

При проведении изоляции и мощении работу комбинированным способом на осенне-зимний период, скорость продвижения изоляции колонны зависит от скорости сушки трубопровода, т.е. на теплопроизводительность сушилки, двигаясь в начале этого столбца. Для круглогодичного высокой скорости движения укладки изолирующей колонны, независимо от погодных условий и высокого качества изоляционного покрытия в настоящее время разработан ряд унифицированных узлов для сушки 530-1420 мм диаметра трубопровода.

Все сушки этой серии оснащены автономной унифицированной блок питания, что значительно упрощает их работу. Кроме того, каждый из двух установки включает в себя печь с принудительной автономным питанием, который позволяет отделить секций трубопровода в два раза, если необходимо увеличить или уменьшить настройки вывода нагрева.

Печи должны быть установлены на трубе последовательно и взаимосвязанном артикуляции.

Каждая печь оборудована механической распылительного горелкой, установленной вдоль правой стороны печи. Передняя печь снабжена скребком для снега капельного трубопровода соединен через каркас промежуточной подвесной тележкой подвешенного на крюке в ходе первой трубы, который перемещает печь и удерживать их от вращения по трубопроводу. Те же Трубоукладчик жгуты движущиеся по земле, параллельно трубопроводу, блок

питания сушилки. Топливо и воздух подаются к печам силового агрегата с помощью гибкого шланга.

После того, как запуск наиболее выгодный режим работы печи достигается за счет наклона и фиксации горелки на оптимальный угол 43° по отношению к трубе, и изменение количества топлива, подаваемого в горелку. Наблюдение режима работы осуществляется через открытые концы печи. Во время нормальной работы печи и нормального пламени сгорания совершает полный оборот вокруг трубопровода без прохождения через концы снаружи корпуса печи. После прохождения монтажной поверхности трубопровода должна быть покрыта копотью, так что вы должны следить за процесс горения, и регулировать режим при необходимости.

Как показано прохождение после установки на поверхности трубы тонкая пленка воды, которая испаряется быстро после того, как от 1 до 1,5 минут, за счет тепла, накопленного в трубопроводе. Таким образом, расстояние между блоком сушки и перемещение ее очистной машины должна быть не менее 6 м, которые обеспечивают уборку проходов машины на сухой поверхности трубопровода.

Нагревание и сушку трубопровода, соответственно, и происходят в основном в печи парковки. Поэтому водитель трубоукладчика, который перемещает сушилку, следует обеспечить, чтобы продолжительность остановок на рабочих печах соответствует состоянию поверхности трубопровода (количество снега, льда или влаги) и не должна превышать 1,5-2,0 м. Если вы устанавливаете рабочую печь более 2-х минут, стенка трубы чрезмерно нагревается. В таких случаях, вы должны погасить горелку немедленно печи, закрывая клапаны топлива. Визуальный осмотр трубопровода необходимо обращать внимание не только на видимой его части, но и в нижней части трубы и части паркета. В нижней части печи, может накапливаться талого грунта, поэтому его необходимо периодически удалять скребок, который входит в пакет установки.

1.9 Нанесение полимерных изоляционных лент

После подготовки поверхности трубы (очистки и сушки) применяется для изоляционного покрытия. Это приложение выполняется в полевых условиях, изоляция применяется к большой длине трубы сваренной в резьбу.

Перед нанесением трубы изоляционного покрытия, покрыта грунтовочным слоем. Грунтовка представляет собой полимерную изоляционной лентой применяется к рабочим перед прохождением изоляционную машину. Кроме того, грунтовки могут быть сделаны машины, которые выполняют одновременно для очистки и изоляции труб.

Изоляция полимер наносится двумя способами: сухим и влажным грунтом. При укладке полос сухой грунтовки предусматривает раздельное грунтования и полимерной ленты. В этом случае, праймер должен быть сухим на поверхности трубопровода до "отлипа", то есть. Е. К точке, где на прикосновение его пальцев на нем не остается праймер, и праймер не остаются отпечатки пальцев. При укладке полос на влажную грунтовку в то же время обеспечивают для нанесения грунтовки и полимерной ленты. Для лучшей адгезии грунта наносят на тщательно очищенную и осушенных поверхности трубопровода. Грунт должен быть однородным, без комочков и пропусков.

При осуществлении внутреннего клейкой ленты, примененного к тонким равномерным слоем толщиной праймера 0,1-0,2 мм по всей поверхности трубопровода. При меньшей толщине трудно получить непрерывность слоя. Кроме того, с уменьшенными барьерными свойствами, грунтовку и растворитель быстро испаряется, тем самым сокращая время между окончанием процесса выпаривания и конец полимерной ленты грунтового покрытия, что, в свою очередь, приводит к ухудшению его адгезионной способности. При применении к большей толщине слоя грунтовки увеличивает время он высохнет, так что полимерная пленка прилипает плохо, и в результате испарения праймера под лентой образуются пузырьки. Кроме того, это приводит к перерасходу дорогостоящего материала.

Если трубопровод восстановленная сыпучих продуктов коррозии, грунтовки, покрыв их может быть трудно или не мигрировать к поверхности трубы и наполнить ее микронеровностей, т. Е. Не достичь своей цели, он будет влиять на качество покрытия. Снижение качества грунтовки также могут быть нанесены на его очистки трубопровода продуктов и почвы (от движущегося транспортного средства) пыли.

Грунтовка транспортируется в грунтовке GS смесителе типа на буксире во время первой укладки труб краном и периодически по мере необходимости, перекачивается в бак машины, в результате чего грунтовку. Импортная грунтовка поставляется в герметичных барабанах. Поскольку праймеры горючи и взрывоопасны, необходимо строго соблюдать меры пожарной безопасности и убедитесь, что грунтовка используется только по прямому назначению. При нанесении на импорт праймеров при изолируя машина остановлена, кран праймер закрыт, после завершения праймера выливают в герметичный контейнер и заливной устройством и все трубопроводы системы откачки машина тщательно промывают.

Обратите внимание, что прочная связь ленты с металлической трубы, покрытой грунтовкой, не происходит сразу после нанесения ленты.

Низкие импортные праймеры для применения трубопровода должно быть от 283 до 303 К. Таким образом, в зимний импорт грунтовкой разогревать выхлоп изолирующие машины, которые работают на трубах внутри резервуаров для грунтования.

Толщина слоя была измерена с помощью ИТП-1, который имеет форму палки. Принцип работы устройства основан на изменении силы притяжения магнита к ферромагнитной подложке (трубы) в зависимости от толщины немагнитного праймера. Сила притяжения постоянного магнита на поверхности стали, как измерено с помощью калиброванной пружины, обратно пропорциональна грунтовки толщины.

Для измерения устройство, смонтированное на загрунтованную поверхность гайки начинают вращаться и, таким образом растянуть пружину,

магнит, связанный с толкателем со шкалой. Когда растягивающее усилие пружины становится больше, чем сила притяжения магнита к стальной трубке, магнит отделен от последнего и шток останавливается. Доказательства, полученные по шкале, с помощью плавной кривой, которая крепится к прибору можно определить толщину праймера.

После того, как грунт с электрическими машинами ИЛ-1422 заложили полимерную ленту. Эта лента должна плотно прилегать ко всей поверхности трубопровода (упаковочный материал - изоляционный материал) без искажений карманов, складок, гофрировки и пузырьков.

Машина должна сосредоточить изоляцию на трубе (т.е., чтобы обеспечить выравнивание машины и трубопровода.), А затем проверьте выравнивание:

- Установите каждый рулон без складок, вмятины исключаются; отрегулировать тормозную катушку, и угол наклона гофров, чтобы избежать;
- Отрегулируйте машину, чтобы получить требуемую ширину перекрытия (т.е., вам нужно установить звездочку или соответствующий уровень вариатора для различных скоростей);
- Отрегулируйте поток пальто и полотенец натяжения.

Если расстояние между колесами как передней, так и задней осей одинаковы и на одной оси колеса установлены правильно, а на второй - оба или одно колесо смещены на величину $a = 15-30$ мм, то перекося в горизонтальной плоскости составляет угол $\alpha = 2-3^\circ$. Ходовые колеса на обеих осях могут быть установлены симметрично оси машины, но расстояние между колесами одной и другой осей различные. Увеличение расстояния между колесами одной оси по сравнению с другой приводит к опусканию оси колес на угол $\beta = 1^\circ$ в вертикальной плоскости. Колесо одной из осей может быть смещено, что приводит к перекося машины как в горизонтальной и вертикальной плоскостях соответственно. В случае перекося машины повернется также обмоточная головка и изменится соответственно угол наклона шпули к оси трубопровода. Это изменение угла наклона шпули, связанное с перекося, значительно ухудшает качество наложения рулонного материала.

При работе с четырьмя рулонами лент и оберточных материалов на машинах для нанесения лент, под действием массы рулонов и натяжения материала машина наклоняется в сторону шпуль, стремясь опрокинуться. В этом случае необходимо положить в ванну машины уравнивающий груз массой не менее 1 т.

На изоляционной машине поворот шпули осуществляют винтами. При установке угла наклона шпули необходимо, чтобы плоскость кронштейна, имеющегося на роторе, была параллельна плоскости на шпуле. Во время перебазировки машины или при ее установке и снятии с трубопровода возможны удары, и тогда эта параллельность нарушается; ее следует восстановить при помощи винтов. При установке угла наклона шпули вдоль пленки могут появиться гофры с наклоном влево и вправо. Они возникают в результате чрезмерного усилия натяжения. Чтобы их не было, следует ослабить тормоз шпули. Появление гофр, направленных влево, вызвано увеличенным углом наклона шпули, который необходимо уменьшить, т. е. опустить конец шпули. Появление гофр, направленных вправо, вызвано уменьшенным углом наклона шпули, который надо увеличить, т. е. поднять конец шпули.

1.10 Укладочные работы

Проектом предусмотрена подземная укладка трубопроводов с заглублением не менее 1,0 м на пахотных землях и не менее 0,8 м в лесной местности для газопровода диаметром 1000 мм.

Непосредственно перед укладкой трубопровода дно траншеи должно быть тщательно обследовано, все неровности устранены.

На переходах через естественные и искусственные препятствия глубина заложения увеличивается в зависимости от вида препятствия, инженерно-геологических характеристик грунтов, конструктивных решений.

Размеры и профили траншеи приняты в зависимости от физико-механических характеристик грунтов и способов их разработки в соответствии с требованиями [24].

Повороты трубопровода в вертикальной и горизонтальной плоскостях обеспечиваются:

- путем естественного изгиба труб в границах упругих деформаций при укладке в профилированную траншею;
- применением кривых вставок из отводов холодного гнущего по ГОСТ 24950-81, изготовленных на специальных станках на трассе;
- применением отводов заводского изготовления.

Высота подъема трубопровода трубоукладчиками должна обеспечивать упругий радиус изгиба трубопровода ($R > 1000D_{\text{тр}}$). Трубоукладчики от бровки траншеи устанавливаются не ближе 2м.

Резкие рывки в работе кранов-трубоукладчиков, касание трубопровода о стенки траншеи и удары его о дно не допускаются.

Для взаимодействия трубоукладчиков в работе устанавливают сигнальщика.

В ходе укладки контролировать сохранность изоляционного покрытия трубопровода. Повреждения изоляционного покрытия, допущенные в процессе его укладки, устранить до засыпки.

1.11 Балластировка газопровода

Для закрепления газопровода диаметром 1000 мм на проектных отметках от всплытия на болотах и обводненных участках трассы предусматривается применение железобетонных утяжелителей охватывающего типа УБО-М-1020 весом 3378кг, объемом 1,47м³.

1.12 Контроль качества ремонтных работ и материалов

1.12.1 Контроль качества изоляционных работ

Контроль качества изоляционных покрытий на трубопроводах при их ремонте проводят пооперационно на всех этапах: при хранении изоляционных материалов, при подготовке грунтовки и мастики, при нанесении изоляционного покрытия (грунтовки, мастики и пленки), а также в процессе

укладки. Основными причинами образования дефектов изоляционного покрытия на трубопроводах при хранении и подготовке материалов являются:

- при приготовлении грунтовки и мастики — небрежная дозировка составляющих, несоблюдение режима разогревания котла, недостаточное размешивание битума при приготовлении грунтовки;

- при нанесении грунтовки и битумной мастики — загустение грунтовки, образование пузырьков на поверхности трубопровода, оседание пыли на поверхность труб, пропуски грунтовки и мастики на поверхности трубопровода и особенно около сварных швов, неровное нанесение мастики, охлаждение мастики, конструктивные недостатки изоляционной машины;

- при нанесении полимерных лент — сквозные отверстия в ленте, несплошной клеевой слой, неравномерность толщины ленты в рулоне, неправильная регулировка намоточной машины, нарушение температурного режима нанесения ленты, плохая очистка поверхности труб;

- при укладке трубопровода — нарушение технологии укладки, особенно при раздельном способе укладки, захват изолированных труб тросом, трение трубопровода о стенки траншеи при укладке, отсутствие подготовки дна траншеи, отсутствие подсыпки не менее 10 см дна траншеи на участках с каменистыми и щебенистыми грунтами, плохое рыхление мерзлых грунтов и особенно отсутствие регулировки изоляционных машин.

Применение современного и прогрессивного метода подхода к решению вопроса повышения качества изоляционных покрытий позволит ликвидировать эти недостатки.

В настоящее время повсеместное распространение при производстве ремонтно-строительных работ получил пооперационный контроль качества изоляционного покрытия с применением совершенных приборов.

Сплошность покрытия контролируют искровым дефектоскопом типа ИДМ-1. Дефектоскоп рассчитан на контроль сплошности изоляционных покрытий толщиной до 9 мм при температуре окружающего воздуха минус 25 – минус 35 °С при сухой поверхности изоляции.

В зависимости от условий сплошность изоляционного покрытия контролируют мягким (ухватообразным) щупом — в траншее и на поверхности земли, Т-образным — при непрерывном спуске (вслед за изоляционной машиной) и на поверхности земли, а также другими щупами любой конфигурации. Напряжение на щупе дефектоскопа устанавливают из расчета 4 тыс. В на каждый миллиметр толщины покрытия при проверке битумных покрытий: 6 тыс. В при проверке поливинилхлоридных и полиэтиленовых пленочных покрытий (отечественного производства) толщиной не более 1 мм. Сплошность покрытия проверяет оператор в начале изоляционных работ и при вынужденных остановках изоляционной машины. Необходимость дополнительной проверки сплошности покрытия дефектоскопом определяет заказчик. При браке и дефектах в покрытиях оператор должен остановить движение потока для выявления причин брака, для наладки машины, а также для ремонта изоляции. При каждой остановке колонны по причине брака в покрытии проверку дефектоскопом следует проводить на участке трубопровода длиной не менее 10 м. При этом необходимо в первую очередь проверить нижнюю часть трубопровода.

Толщину изоляции на битумной основе замеряют без ее нарушения при помощи толщиномеров (индукционных ИТ-60 или ТИ-63, магнитного МТ-57) в четырех точках сечения трубопровода: сверху, снизу и с боков.

Степень сцепления изоляции с поверхностью трубы (прилипаемость) проверяют адгезиметром. Она Должна быть не менее 5 кгс/см^2 . При отсутствии адгезиметра прилипаемость изоляции проверяют следующим образом: изоляцию ножом прорезают до тела трубы по двум линиям, сходящимся под углом $40\text{—}60^\circ$, затем кончиком ножа в вершине угла изоляцию отдирают от трубы. При хорошей прилипаемости изоляция не должна отставать от трубы, а обертка — от изоляционного покрытия. Прилипаемость полимерных лент проверяют тем же способом. Она считается хорошей, если отдираание ленты от трубы требует усилий. При заводском или базовом нанесении покрытия

контроль адгезии осуществляется на 2% труб, при трассовом нанесении - через каждые 500 м и в местах, вызывающих сомнение.

1.12.2 Контроль качества изоляционных материалов

Материалы, используемые для защиты от коррозии трубопроводов, должны иметь технические сертификаты. Согласно данным, приведенным в требованиях паспортного контроля линии изоляционных материалов применимых стандартов и спецификаций к ним. Если нет технического паспорта, лаборатория строительная организация результатов испытаний должны дать письменное заключение о применимости изоляционного материала.

Места для хранения изоляционного материала должны быть оборудованы пожарными щитами с полным комплектом оборудования. Импортные изоляционные материалы хранятся в соответствии с требованиями по применению импорта изолирующей полимерных липких лент и оборачивает инструкции.

Рулонные изоляционные материалы, грунтовки, растворители, пластификаторы и другие изоляционные материалы должны транспортироваться на специально оборудованных транспортных средств, что гарантирует сохранение качества этих материалов.

Ролл изоляционные материалы должны быть растаривать только при подготовке их к использованию, то есть на место работ. В полимерной проверки изолентой:

- нет телескопические сдвиги в рулонах;
 - возможность разматывания рулонов при температуре использования;
- отсутствие перехода клеевого слоя на другой стороне ленты.

Рулоны ленты, неровные, опухшие или сморщенные концы, брак и используется для ремонта дефектных мест изоляции трубопроводов.

Армирование и упаковочных материалов производится проверка: возможность размотки рулонов при температуре использования; от плотности намотки рулона концы и ровность.

1.12.3 Контроль качества нанесения защитных покрытий

Защитное покрытие контролируется после нанесения защитного покрытия, а также после укладки и засыпки.

После укладки и засыпки контролируется сплошность защитного покрытия и производится контроль сопротивления изоляции методом катодной поляризации.

Контроль сплошности защитного покрытия на уложенном и засыпанном трубопроводе, находящемся в незамерзшем грунте, проводится не ранее чем через две недели после засыпки искателем повреждений, прибором УКИ-1 или другим аналогичным прибором.

В случае обнаружения дефектов, изоляция должна быть отремонтирована. Изоляционное покрытие на законченных ремонт участках трубопроводов подлежит контролю методом катодной поляризации.

Методы, показатели и последовательность контроля качества изоляционных материалов и противокоррозионных покрытий трубопровода в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-231-2008 приведены в таблице 1.12.1

Таблица 1.12.1 – Контроль качества изоляционных работ

Контролируемый показатель	Периодичность	Метод контроля	Норма
1. Контроль качества изоляционных материалов			
<u>Грунтовка</u>			
Компонентный состав	При дозировке	Взвешиванием компонентов	Согласно ТУ
Однородность	Каждая партия	Визуально	Отсутствие нерастворенного осадка, сгустков, посторонних включений

Вязкость	То же	Вискозиметром (типа ВЗ-4)	Согласно ТУ или сертификату
Плотность	То же	Ареометром	Согласно ТУ или сертификату
<u>Изоляционные и оберточные ленточные материалы</u>			
Ширина, мм	Каждая партия	Линейкой	Согласно ТУ
Толщина, мм	То же	Штангенциркулем	Согласно ТУ
Сопротивление разрыву, Н/см	То же	На разрывной машине	Согласно ТУ или сертификату
Относительное удлинение при разрыве, %	То же	На разрывной машине	Согласно ТУ или сертификату
Удельное электрическое сопротивление, Ом·см	То же	Измерителем сопротивления (типа «Холидей»)	Согласно ТУ или сертификату
Адгезия ленты к ленте, Н/см	То же	Адгезиметром (типа АМЦ2-20)	Не менее 3,0
<u>Битумно-полимерная мастика</u>			
Однородность	Каждая партия	Визуально по сколу образца	Отсутствие посторонних включений и не покрытых битумом частиц
Компонентный состав (при приготовлении на трассе)	То же	Отмеривание (взвешивание)	Согласно ТУ или ГОСТ

Продолжение таблицы 1.12.1

Контролируемый показатель	Периодичность	Метод контроля	Норма
Температура размягчения мастики (КиШ), °С	То же	По ГОСТ 11506	Согласно ТУ или ГОСТ
Глубина проникания иглы (пенетрация) при 25 °С, десятые доли мм	То же	По ГОСТ 11501	Согласно ТУ или ГОСТ
Контролируемый показатель иглы (пенетрация) при 25 °С, десятые доли мм	Периодичность	Метод контроля	Норма
Растяжимость при 25 °С (дуктильность), см	То же	По ГОСТ 11505	Согласно ТУ или ГОСТ

Температура хрупкости мастичного слоя	То же	По ГОСТ 11507	Согласно ТУ или ГОСТ
Температура (при приготовлении, расплавлении, перевозке), °С	Непрерывно в процессе работы	Термометрами или встроенными термопарами	Температура: при нагреве - не выше 200 °С; При перевозке не более 1 часа - (190-200) °С; При перевозке не более 3 часов - (160-180) °С

2. Контроль качества нанесения покрытий

Покрытия на основе битумно-полимерных мастик

Сплошность, кВ/мм	Непрерывно	Искровым дефектоскопом (типа ИДМ-1)	5,0
Толщина общая (в 3-х сечениях по длине трубы и в 4-х точках каждого сечения)	Через 100 м	Толщиномером	По проекту
Адгезия (прилипаемость) мастики к праймированной стали, МПа, не менее	Через 500 м	Адгезиметром (типа СМ-1)	0,2
Количество слоев ленты ПВХ	В процессе работы	Визуально	По проекту
Количество слоев обертки	В процессе работы	Визуально	По проекту

Продолжение таблицы 1.12.1

Контролируемый показатель	Периодичность	Метод контроля	Норма
Нахлест витков, см, не менее	В процессе работы	Мерной линейкой	3,0
<u>Покрытия из изоляционных лент</u>			
Число слоев ленты и обертки	Непрерывно	Визуально	По проекту
Нахлест витков	То же	Мерной линейкой	Не менее 3 см - однослойное; 50 % ширины + 3 см - двухслойное
Сплошность, кВ/мм	Непрерывно	Искровым	5,0

		дефектоскопом (типа ИДМ-1)	
Адгезия изоляционной ленты к праймированной стали, Н/м	Через 500 м	Адгезиметом (типа АМЦ2-20)	Согласно ТУ или сертификату

1.13 Рекультивация земель

При строительстве трубопроводов мелиорации входит в общий диапазон мероприятий, осуществляемых в следующей последовательности:

- Дифференцированный удаление верхнего слоя почвы, в зависимости от его толщины, чтобы быть рекультивации полосы и перемещая его к временному клинка, в пределах границ полосы отвода;
- Рытье траншей;
- Строительство (ремонт) трубопроводов и сетей с засыпкой минеральной почвы;
- Консолидация минеральной почвы прицепной ролика 2 прохода;
- Распределение минеральной почвы, оставшиеся после засыпки траншеи, на полосе, чтобы быть рекультивация, равномерный слой;
- Перемещение верхнего слоя почвы из временного отвала и его равномерное распределение в пределах рекультивируемой полосы, с созданием плоской поверхности после естественного уплотнения.

При удалении, обработка и хранение плодородного слоя почвы не допускается смешивать его с подстилающих пород, загрязненных жидкостей или материалов, эрозии и выдува.

При проведении мелиорации, строительство трубопроводов, усечение и перемещение верхнего слоя почвы бульдозерами, сделанное поперек продольной оси проходит объекты.

После завершения всей полосе временного вывода производится:

- Удаление его пределы всех временных устройств и сооружений;
- Засыпка и уплотнение слой за слоем или выравнивания колеи и отверстий, которые возникли в результате строительных работ;

- Строительные материалы;
- Обработка биопрепаратов, таких как "Деворойл", "Destroyl", "Putidoyl" верхнего слоя почвы в местах непредвиденного загрязнения своей нефти;
- Проверка инспектор по использованию и хранению почвы земель, с тем чтобы избежать возможности загрязненного грунта засыпки слоя почвы;
- Погрузка и транспортировка оставшихся плодородных почв на маргинальных землях с согласия землепользователя, выравнивая и план на месте.

После рекультивации земель, утечки во временное пользование, вернуться к своим прежним владельцам в состояние, пригодное для хозяйственного использования по их прямому назначению.

Передача земли осуществляется после завершения строительно-монтажных работ одновременно с предоставлением основных средств в эксплуатацию.

Передача земельных пользователей земли, сделанного заказчиком с участием подрядчика землепользователей, местных органов власти, а также оформляется в установленном порядке

1.14 Электрохимическая защита

Анализ причин аварийности магистральных трубопроводов показывает, что основной причиной их отказов являются коррозионные повреждения (до 40%). При этом общая и язвенная коррозии наблюдаются практически на всех трубопроводах, имеющих дефекты изоляции. Для борьбы с этими видами коррозии в трубопроводном транспорте используется дополнительная защита – электрохимическая. Все магистральные трубопроводы защищены по технологической системе электрохимической защитой (катодной, протекторной и дренажной) непрерывной катодной поляризацией всей поверхности.

Катодная защита внешним током (КЗВТ) используется совместно с различными изоляционными покрытиями наружной поверхности защищаемого сооружения и характеризуется: высокой эффективностью; возможностью

защиты протяженных металлических поверхностей, имеющих поврежденную изоляцию; возможностью регулирования защитного тока в процессе эксплуатации; возможность автоматизации процесса защиты. К недостаткам метода можно отнести высокую начальную стоимость работ, необходимость систематического контроля и профилактического ремонта, а также возможное вредное влияние на соседние незащищенные металлические конструкции.

Установка катодной защиты состоит из источника постоянного тока, анодного заземления и соединительных кабелей. Защищаемая конструкция присоединяется к отрицательному полюсу источника тока, к его положительному полюсу подключают второй электрод – анодный заземлитель. Место контакта с конструкцией называется точкой дренажа. Принципиальную схему метода можно представить следующим образом (см. рисунок 1.12.1). Работа катодной защиты возможна лишь в том случае, когда защищаемая конструкция и анодное заземление находятся в электронном и электролитическом контакте. Электронный контакт достигается с помощью металлических проводников, электролитический обеспечивается электропроводностью грунта. При этом поверхность защищаемого металла поляризуется катодно и на ней протекают процессы катодного восстановления, чаще всего – кислорода. Аноды служат для съема на землю положительных зарядов и на них протекают преимущественно анодные процессы окисления.

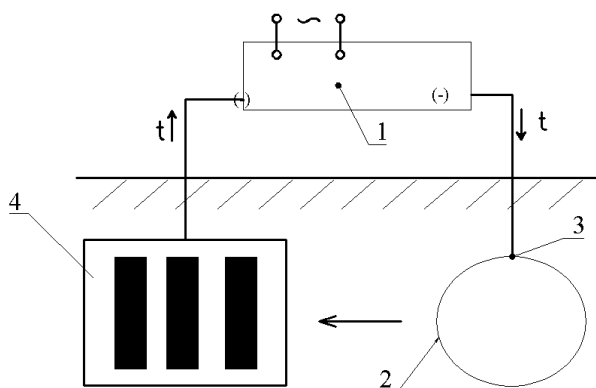


Рисунок 1.14.1 – Принципиальная схема метода КЗВТ.

1 – источник постоянного тока, 2 – защищаемое сооружение, 3 – точка дренажа, 4 – анодное заземление.

Таким образом, в этом случае, в отличие от протекторной защиты, необходимо позаботиться о том, что аноды изготовлены из материалов более устойчивы к окислению. Обычно используют выпрямителей, которые преобразуют частоту переменного тока в постоянный ток для питания постоянным током. В простейшем случае KZVT конструкции могут быть сделаны из нерегулируемого источника с регулируемым выходом постоянного напряжения. Они называются потенциальные трансформаторы с ручным управлением. Такая защита может быть использована, если защищенные параметры объекта остаются стабильными в течение долгого времени. Тогда, учитывая источник постоянного потенциала защиты, нерегулируемый с течением времени. Если параметры защищаемого объекта изменяются с течением времени, вы должны использовать организацию KZVT автоматической катодной станции, поддерживая потенциал защищаемого объекта в указанном режиме.

Анодные заземления является одним из наиболее важных элементов катодной защиты. Правильный выбор и расположение анодного заземления по отношению к защищаемому объекту зависит от эффективности и надежности катодной защиты. Для того, чтобы обеспечить достаточную прочность установка катодной защиты анодов должны быть изготовлены из материалов, стойких к окислению в условиях эксплуатации, так как их замена часто связано с высокими затратами. В качестве опыта эксплуатации, величайшего разрушения облученных стальных анодов ($\approx 9,1$ кг / А. год). Это является основным недостатком стальных анодов. Таким образом, они используются вместе с активаторами, кокса, которые снижают скорость растворения анода за счет уменьшения плотности тока. Известно использование алюминия в качестве материала анода. Таким образом, плотность допустимый ток анода значительно выше, чем в случае других анодов.

Графит, пропитанный воском или смолой, легко доступен и сравнительно недорогой материал. Тем не менее, он имеет низкую механическую прочность.

Выделяющихся газов в процессе его эксплуатации также способствуют его механическому разрушению, поэтому применение графита ограниченной.

Используются для производства свинцовых анодов сплава. Они обладают хорошими технологическими свойствами и электрохимические. При их анодное тока поляризации диапазоне плотности 200-500 А / м² на поверхности сплавов свинца (Ag, Sb) тонкая пленка образуется проводящей двуокиси свинца (PbO₂), что делает его устойчивым к растворению анода.

Платинированное титан (Ti + Pt) с электрохимическим точки зрения ведет себя, как платина, хотя его стоимость значительно ниже. Он широко используется ферросилиций аноды, изготовленные из высококремнистых > 16% Si железо - ferrosilidov. Скорость их анодного растворения не превышает 0,5-0,6 кг / А. год. Они также могут быть использованы во всех средах, содержащих ионы Cl⁻ - ferrosilid должны быть легированные молибденом или хрома. Наиболее важными факторами, которые характеризуют свойства анода и определяющими его практическую значимость являются скорость коррозии и допустимая плотность тока. В каждом конкретном случае необходимо стремиться к оптимальному распределению тока и потенциал на защищаемой поверхности, при условии, что наименьший сопротивления растекания анодного тока.

систем катодной защиты в течение 10 лет с начала их эксплуатации должны поддерживать защитные потенциалы на протяжении защищенных зданий без необходимости дальнейшей реконструкции. Оценка коррозии областей влияния блуждающих токов от источника постоянного тока в подземных сооружений и защиты от этого воздействия осуществляется в соответствии с требованиями соответствующей спецификации. Все соседние линии назначения, которые будут включены в единую технологическую систему совместной катодной защиты. Вы можете включить в систему соседних сооружений различного назначения, а также использование их независимой технологии электрохимических систем защиты в технико-экономическом обосновании. Если это невозможно создать единую систему

совместной катодной защиты всех объектов, необходимых для исключения вредного влияния отдельной защиты смежных структур друг к другу путем изменения местоположения и конструкции анодного заземления и точек подключения защитного оборудования. Эксплуатация катодной защиты соседних зданий с любой разности потенциалов между ними допускается при соблюдении мер защиты потенциалов на каждом из них в пределах конкретных требований.

Система катодной технологической защиты включает в себя установку катодной защиты, состоящая, по меньшей мере, одного из катодной станции, в которой вероятность безотказной работы во время эксплуатации 4000 часов, по меньшей мере, 0,9, анодного заземления и соединительные провода (кабели), а также контрольно-измерительных точек. Размер установки защитной зоны одной катодной защиты в начале операции должна быть не менее 20 км для нормальной изоляции и 30 км для усиленной изоляции. В системах катодной защиты могут быть использованы катодной станции или другие внешние защитные тока, имеющие встроенные устройства управления для выходного напряжения, тока, оценивая общее время работы под нагрузкой.

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Расчет затрат на переизоляцию 142 км газопровода



Целью планирования себестоимости проведения ремонтных работ является экономически обоснованное определение величины затрат на их выполнение. Согласно проекту будут выполняться следующие виды работ:

1. приобретение оборудования;
2. приобретение расходных материалов;
3. проведение ремонтных работ.

В фактические затраты на проведение работ включаются затраты:

- на материалы;
- на оборудование;
- амортизацию оборудования;
- заработная плата и налоговые отчисления;
- на электроэнергию.

4.2 Затраты на материалы

В статью «Материалы» включаются затраты на приобретение антикоррозионного материала для проведения ремонта.

Определим суммарные затраты, связанные с покупкой материалов и изделий.

Затраты на приобретение материалов определяются по формуле:

$$Z_{\text{мат}} = C \times N, \quad (4.1)$$

где C – цена за единицу массы, объема, руб/кг, руб/л, руб/шт, руб/м³, руб/м;

N – количество необходимого материала, шт, м, м³.

Грунтовка «ТИАЛ». Необходимый объем – 25694 кг. Стоимость 1 кг - 42 руб. В соответствии с формулой 4.1 затраты на приобретение грунтовки составят:

$$З_{\text{мат}} = 42 \times 25694 = 1\,079\,148 \text{ руб.}$$

Битумная мастика «ТИАЛ». Необходимый объем – 66882 кг. Стоимость 1 кг - 15 руб. В соответствии с формулой 4.1 затраты на приобретение мастики составят:

$$З_{\text{мат}} = 15 \times 66882 = 1\,003\,230 \text{ руб.}$$

Изоляционная лента «ТИАЛ». Необходимый объем – 100054,54 кг. Стоимость 1 кг – 37 руб:

$$З_{\text{мат}} = 37 \times 100054,54 = 3\,702\,017,98 \text{ руб.}$$

4.3 Затраты на оборудование

В статью «оборудование» включаются затраты на приобретение технологического оборудования: очистная машина, грунтовочное устройство, изоляционная машина.

Очистная машина ОМ-1420:

Необходимое количество - 1 шт.

Цена машины – 630000 руб/шт.

Затраты на приобретение определим по формуле 4.1:

$$З_{\text{мат}} = 630000 \times 1 = 630000 \text{ руб.}$$

Грунтовочная устройство УГТ-1220:

Необходимое количество - 1 шт.

Цена машины – 860000 руб/шт .

Затраты на приобретение определим по формуле 4.1:

$$З_{\text{мат}} = 860000 \times 1 = 860000 \text{ руб.}$$

Изоляционная машина МИ 1220:

Необходимое количество - 1 шт.

Цена машины – 1 607 000 руб/шт .

Затраты на приобретение определим по формуле 4.1:

$$З_{\text{мат}} = 1\,607\,000 \times 1 = 1\,607\,000 \text{ руб.}$$

Бульдозер (165 л.с):

Необходимое количество - 2 шт.

Цена машины – 2 507 400 руб/шт .

Затраты на приобретение определим по формуле 4.1:

$$З_{\text{мат}} = 2\,507\,400 \times 2 = 5\,014\,800 \text{ руб.}$$

Экскаватор.

Необходимое количество - 2 шт.

Цена машины – 3 200 000 руб/шт .

Затраты на приобретение определим по формуле 4.1:

$$З_{\text{мат}} = 3\,200\,000 \times 2 = 6\,400\,000 \text{ руб.}$$

Трубоукладчик (30 т).

Необходимое количество - 5 шт.

Цена машины – 3 500 000 руб/шт.

Затраты на приобретение определим по формуле 4.1:

$$З_{\text{мат}} = 3\,500\,000 \times 5 = 17\,500\,000 \text{ руб.}$$

4.4 Затраты на амортизацию оборудования

Затраты на амортизацию рассчитываются линейным методом, исходя из первоначальной стоимости объекта основных средств и срока эксплуатации.

Для расчета амортизационных отчислений необходимо помнить, что к амортизируемому имуществу относятся основные средства со сроком службы более 12 месяцев и стоимостью более 40000 руб.

Амортизационные отчисления рассчитываем следующим образом:

$$\sum \text{Ам. отч.} = \frac{C_{\text{ос}} \times H_{\text{а}}}{100}, \quad (4.2)$$

где $C_{\text{ос}}$ – первоначальная стоимость основного средства, руб;

$H_{\text{а}}$ – годовая норма амортизационных отчислений, в процентах.

$$H_{\text{а}} = \frac{100}{T}, \quad (4.3)$$

где T – срок службы основного средства, лет.

По представленным формулам произвели расчет амортизационных отчислений для оборудования, применяемого для ремонта газопровода. Результаты расчетов представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Амортизационные отчисления

Виды основных средств	Количество, шт	Стоимость единицы, руб.	Срок эксплуатации, лет	Годовая норма амортизации %	Сумма амортизационных отчислений за период работы, руб.
1	2	3	4	5	6
Бульдозер (165 л.с)	2	2 507 400	10	10	250740
Экскаватор	2	3 200 000	12	11	352000
Трубоукладчик (30 т)	5	3500000	15	10	350000
Очистная машина ОМ 1420	1	630000	15	10	63000
Грунтовочное устройство УГТ 1220	1	820000	15	10	82000
Изоляционная машина МИ 1220	1	1 607000	15	10	160700

Таким образом, общие затраты на амортизацию оборудования за время проведения реконструкции составят 1 321 440 руб.

4.5 Затраты на оплату труда

На ремонт газопровода длиной 142 км отводится 20,5 месяца.

Для проведения ремонта требуется 32 человека (по 16 человек в смену).

Таблица 4.2 – Заработная плата работников

Персонал	Количество работников	Заработная плата одного работника (месячная), руб
Машинист бульдозера	4	58000
Машинист экскаватора	4	65000
Машинист трубоукладчика	10	58000
Изолировщики	4	45000
Стропальщик	4	40000
Сварщики	4	60000
ЛНК	2	50000

Рассчитаем фонд заработной платы для всех работников, за весь период проведения работ по формуле, руб:

$$\text{ФЗП} = (\sum \text{ЗП}_i \times n_i) \times 2,7, \quad (4.4)$$

где ФЗП – фонд заработной платы всех работников за весь период работ, руб;

ЗП_i – заработная плата i -ого работника, руб;

n_i – количество работников i -ой должности;

20,5 месяцев – время проведения работ.

Подставив значения формулу 4.4 получим:

$$\begin{aligned} \text{ФЗП} = & (58000 \cdot 4 + 65000 \cdot 4 + 58000 \cdot 10 + 45000 \cdot 4 + 40000 \cdot 4 + 60000 \cdot 4 + \\ & + 50000 \cdot 2) \cdot 20,5 = 35\,916\,000 \text{ рублей} \end{aligned}$$

Расчет страховых взносов производится исходя из ставки налога 30%.

$$\text{СВ} = \frac{\text{ФЗП} \times 30}{100}, \quad (4.5)$$

$$\text{СВ} = \frac{35\,960\,000 \times 30}{100} = 10\,512\,000 \text{ руб.}$$

Расчет взносов за страхование от несчастных случаев на производстве. Базой для расчета взноса является фонд заработной платы. Ставка взноса зависит от класса профессионального риска предприятия. Газопровод относится к 3 классу. Ставка взноса равна 0,4%.

$$НС = \frac{\PhiЗП \times 0,4}{100}, \quad (4.6)$$

$$НС = \frac{35916000 \times 0,4}{100} = 143\,664 \text{ руб}$$

4.6 Суммарные затраты на проведение ремонта

Суммарные затраты определим по формуле, руб:

$$\Sigma З = \Sigma З_{\text{мат}} + \Sigma З_{\text{оборуд}} + \Sigma З_{\text{амор}} + \Sigma З_{\text{фзп}} + \Sigma З_{\text{налог}}, \quad (4.7)$$

где $\Sigma З_{\text{мат}}$ - суммарные затраты на приобретение материалов, руб;

$\Sigma З_{\text{оборуд}}$ - суммарные затраты на приобретение оборудования, руб;

$\Sigma З_{\text{амор}}$ - суммарные затраты на амортизацию оборудования, руб;

$\Sigma З_{\text{фзп}}$ – суммарные затраты на фонд заработной платы, руб;

$\Sigma З_{\text{налог}}$ - суммарные затраты на налоговые отчисления, руб.

$$\begin{aligned} \Sigma З &= 5\,784\,395 + 31\,971\,800 + 1\,321\,440 + 35\,916\,000 + 10\,665\,664 = \\ &= 80\,453\,299 \text{ рублей} \end{aligned}$$

Полученные статьи затрат сведем в таблицу 4.3.

Таблица 4.3 – Суммарные затраты на ремонт газопровода 142 км

Наименование затрат	Затраты, руб.	Удельный вес затрат, %
Затраты на материалы	5 784 395	7
Затраты на оборудование	31 971 800	39
Затраты на амортизацию оборудования	1 321 440	2
Затраты на фонд заработной платы	35 916 000	41
Затраты на налоговые отчисления	10 665 664	11
Итого	80 453 229	100

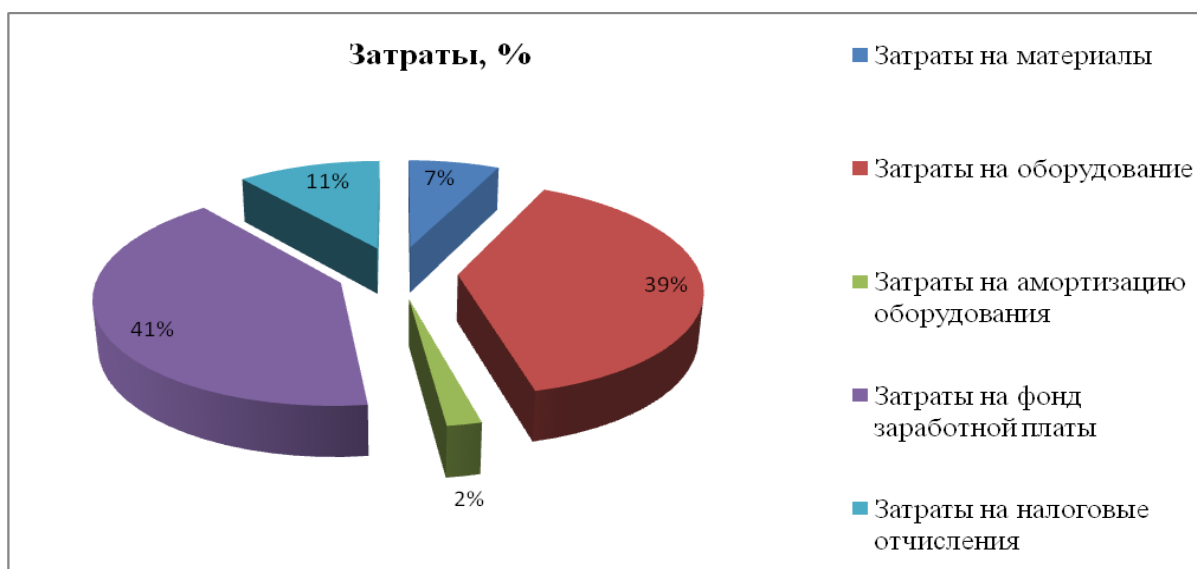


Рисунок 4.1 – Структура затрат на проведение ремонта.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основное условие борьбы с грунтовой коррозией подземных трубопроводов - предотвращение непосредственного контакта металла труб с агрессивной средой, что достигается созданием на поверхности трубопровода специальной оболочки, называемой изоляционным покрытием. Изоляционное покрытие, в большинстве случаев, не всегда способно выдержать одновременный срок эксплуатации с трубопроводом и изнашивается быстрее в 2 раза. На основе чего, в настоящей работе были рассмотрены вопросы, связанные с ремонтом газопровода [REDACTED] по замене изоляции для увеличения срока службы его работы.

В процессе выполнения работы были решены следующие задачи:

- описаны виды изоляционного покрытия трубопровода;
- дана характеристика применяемого защитного покрытия ТИАЛ;
- приведено описание строительных решений по замене изоляции газопровода;
- выполнен расчет трубопровода на прочность и устойчивость, расчет балластировки;
- приведено описание охраны окружающей среды и правил техники безопасности;
- выполнен экономический расчет на эксплуатацию строительной техники.

В результате чего можно сказать, что:

- современные изоляционные материалы эффективнее и качественнее материалов, используемых в советское время;
- использование автоматизированного оборудования по переизоляции трубы позволяет выполнить более качественное и равномерное покрытие;
- благодаря применению железобетонных утяжелителей охватывающего типа УБО-М-1020, газопровод закреплен на проектных отметках и возможность всплытия на обводненных участках сведена к минимуму.
- выполнение пооперационного контроля работ, позволяет своевременно ликвидировать все допущенные дефекты;

- данная технология ремонта газопровода экономичнее, чем строительство нового трубопровода.