

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт нефти и газа

Кафедра проектирования и эксплуатации газонефтепроводов

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

. Н. Сокольников

« »

2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

23.03.03 – Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов

Защита трубопроводов от коррозии с применением метода «санации»

Руководитель

доцент, канд. техн. наук А. Н. Сокольников

Выпускник

А. Е. Суворова

Красноярск 2021

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме: “Защита трубопроводов от коррозии с применением метода «санации»”.

Консультанты по

разделам:

Экономическая часть

И. В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности

Е. В. Мусияченко

Нормоконтролер

О. Н. Петров

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме “Защита трубопроводов от коррозии с применением метода «санации»” содержит 67 страниц текстового документа, 23 использованных источников, 6 листов графического материала.

ЗАМЕНА УЧАСТКА, ЗАЩИТА ТРУБОПРОВОДА, КОРРОЗИЯ, САНАЦИЯ, БЕСТРАНШЕЙНАЯ УКЛАДКА.

Объект ВКР: магистральный газопровод

Цель ВКР: является предложение альтернативного метода защиты трубопроводов от коррозии.

Задачи ВКР:

- изучить процесс коррозии трубопроводов;
- провести анализ традиционных методов защиты трубопроводов от коррозии;
- предложить альтернативный метод защиты трубопроводов от коррозии;
- обосновать предложенный метод с технической и экономической сторон.

В технологической части выпускной квалификационной работы выполнен расчет потерь давления в газопроводе.

В экономической части работы произведён сравнительный анализ защиты от коррозии методом «санации» с полной заменой участка трубопровода.

В разделе «Безопасность и экологичность» решены задачи обеспечения пожарной безопасности объекта, предусмотрены мероприятия по охране труда и безопасности жизнедеятельности.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	7
Основная часть.....	8
1 Коррозия трубопроводов.....	8
1.1 Почвенная коррозия.....	9
1.2 Коррозия буждающими токами.....	10
1.3 Коррозия буждающими токами от источников переменного тока.....	11
2 Методы защиты трубопроводов от коррозии.....	12
2.1 Методы пассивной защиты трубопроводов.....	13
2.2 Методы активной защиты трубопроводов.....	13
2.3 Уменьшение агрессивности среды.....	14
3 Традиционные методы защиты трубопроводов от коррозии.....	15
3.1 Защита от коррозии методом нанесения внутренних защитных покрытий.....	15
3.2 Ингибиторная защита от коррозии.....	16
4 Нетрадиционные методы защиты от коррозии.....	20
5 Санация – как метод защиты трубопроводов от коррозии.....	22
6 Виды санации и опыт применения.....	23
6.1 Метод санации с разрушением изношенного трубопровода..	23
6.2 Метод санации без разрушения изношенного трубопровода..	24
6.2.1 Метод Swageling.....	25
6.2.2 Метод «чулка»	26
6.2.3 Метод направленного горизонтального бурения.....	27
6.2.4 Метод «Феникс»	27
7 Техническое предложение	29
8 Расчетная часть.....	32
8.1 Расчет свойств перекачиваемого газа.....	33
8.2 Расчет потерь давления в газопроводе.....	34

8.3 Расчет потерь давления в газопроводе после проведения метода «санации»	37
9 Экономическая часть.....	41
9.1 Расчет материалов и оборудования для проведения метода «санации»	41
9.2 Расчет стоимости выполнения работ метода «санации» подрядной организацией.....	42
9.3 Затраты на оплату труда.....	42
9.4 Расчет страховых взносов.....	44
9.5 Расчет взносов на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний.....	44
9.6 Статистика затрат на проведение метода «санации»	45
9.7 Расчет затрат на ремонт газопровода методом замены участка трубопровода.....	46
9.8 Затраты на вспомогательное оборудование.....	49
9.9 Затраты на приобретение новой трубы.....	51
9.10 Заработная плата рабочих и страховые взносы.....	51
9.11 Смета затрат по замене участка трубопровода.....	53
10 Безопасность и экологичность.....	55
10.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов.....	55
10.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ.....	56
10.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования.....	57
10.4 Обеспечение безопасности технологического процесса...	58
10.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности...	59
10.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях.....	61
10.7 Экологичность проекта.....	62

Заключение.....	64
Список использованных источников.....	65

ВВЕДЕНИЕ

Задача каждого предприятия увеличивать выгоду производства, поэтому защита трубопроводов от коррозии является одной из важнейших задач. Защищая конструкцию от износа в разы сокращаются затраты на ремонт и замену материалов и оборудования, а главное, улучшается качество транспортируемого продукта.

Целью данной работы является предложение альтернативного метода защиты трубопроводов от коррозии.

Для достижения цели дипломной работы следует выполнить следующие задачи:

- изучить процесс коррозии трубопроводов;
- провести анализ традиционных методов защиты трубопроводов от коррозии;
- предложить альтернативный метод защиты трубопроводов от коррозии;
- обосновать предложенный метод с технической и экономической сторон.

ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

1 Коррозия трубопроводов

Трубопровод – это сооружение из труб, предназначенное для транспортировки жидких и газообразных веществ под воздействием давления или естественных особенностей местности.

Коррозия – это процесс разрушения металлов вследствие химического или электрохимического взаимодействия их с окружающей средой.

Трубопровод, заглушенный в почву, испытывает коррозионное воздействие на протяжении всего срока эксплуатации. Металл, из которого изготовлен трубопровод, со временем меняет свои механические свойства, такие как пластичность и прочность, а также эксплуатационные свойства всей металлоконструкции. Изменение этих свойств приводит к разрушению трубопровода. Конечно, он не разрушается мгновенно. Даже пораженный трубопровод способен безаварийно эксплуатироваться в течении достаточно длительного времени, но лишь под тщательным наблюдением эксплуатирующей компании. Чтобы предотвратить быстрое развитие коррозии применяют различные методы защиты. Для того, чтобы изучить данные методы сначала необходимо ознакомиться с классификацией коррозии.

Классификация коррозионных процессов представлена на рисунке 1.

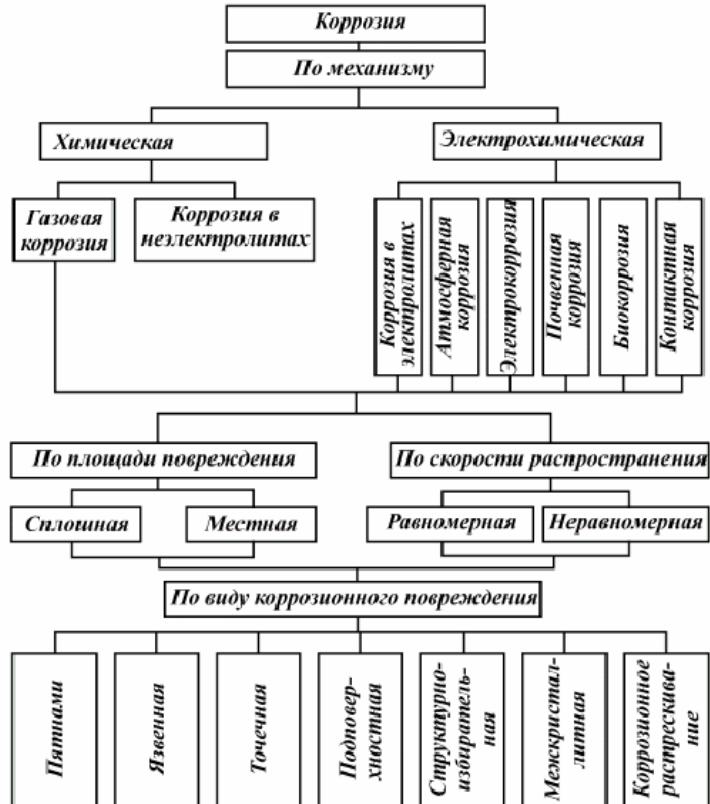


Рисунок 1 – Классификация коррозионных процессов

Далее рассмотрим коррозию, влияющую только на подземную прокладку магистрального трубопровода.

1.1 Почвенная коррозия

Почва – это агрессивная среда. Она состоит из многочисленного количества различных соединений и элементов, многие из них ускоряют коррозийные процессы.

Почвенная коррозия относится к электрохимической. Такая коррозия базируется на разности потенциалов между участками трубопровода, следовательно, возникает ток, впоследствии образуя ржавчину.

Факторы, от которых зависит степень агрессивности почвы:

- влажность;
- электропроводность;
- аэрация;

- кислотности;
- наличие растворенных солей;
- электропроводность;
- пористость.

Влажность грунта превращает грунт в электролит, именно это влияет на развитие скорости коррозионного процесса. С повышением влаги анодный процесс проходит легче, катодный труднее (насыщение влагой, затруднение аэрации). Пористость почвы сохраняет влажность более дольше, тем самым помогая влажности создавать электрохимическую коррозию.

Кислотность грунта также ускоряет почвенную коррозию за счет вторичных продуктов коррозии. Главный фактор, влияющий на электропроводность грунта, это его соленость. Чем выше содержание солей, тем легче протекают анодный и катодный процессы. Данный процесс приводит к снижению электросопротивления. [1]

По электропроводности грунта судят о степени его коррозионной агрессивности.

1.2 Коррозия блюжающими токами

Блюжающие токи – это электрические токи, появление которых не предугадать. Такие токи возникают в земле из-за утечек токов эксплуатируемых устройств и сооружений, работающих на постоянном токе, в частности железных дорог на постоянном токе, электросварочных аппаратов, систем катодной защиты сторонних объектов и др.

Электрический ток всегда движется по пути наименьшего сопротивления, поэтому при наличии подземных трубопроводов блюжающие токи будут протекать по ним, ведь их электропроводность выше почвы.

В данном случае, участок трубопровода, из которого выходит в землю блуждающий ток, является анодом, а та часть трубопровода, где попадает в него блуждающий ток, является катодом.

На анодных участках блуждающие токи повышенной плотности вызывают значительную коррозию трубопроводов, скорость коррозийных процессов на них может достигать значений в 10...20 мм/год. [1]

1.3 Коррозия блуждающими токами от источников переменного тока

Индукционная электрокоррозия – это вид электрокоррозии, появляющийся из-за переменных блуждающих токов.

Этот вид коррозии ранее встречался крайне редко, ведь источником является параллельное расположение трубопровода и линии электропередач. Данное расположение и является признаком, снижающим коррозийную опасность переменных токов в трубопроводе.

Опасность индуцированных токов значительно увеличивается, когда сокращается расстояние между линией электропередачи и объектом, то есть трубопроводом.

В такой ситуации приоритетом защиты от коррозии будут поляризованные протекторные установки.

2 Методы защиты трубопроводов от коррозии

Существует 3 главных способа защиты трубопроводов от коррозии:

- пассивная защита;
- активная защита;
- уменьшение агрессивности среды.

Каждое предприятие подбирает способ защиты, подходящий им по характеристикам трубопровода и транспортируемого нефтепродукта.

Для улучшения защиты используют несколько способов одновременно. Классификация способов защиты трубопроводов от коррозии представлена на рисунке 2.



Рисунок 2 – Классификация способов защиты трубопроводов от коррозии

2.1 Методы пассивной защиты трубопроводов

Пассивная защита трубопроводов от коррозии – это методы, применяющиеся для трубопроводов, проложенных под землей. [2]

Главная задача этой защиты состоит в том, чтобы создать непроницаемый барьер между трубой и окружающим грунтом. Существует два способа пассивной защиты:

- особый способ укладки, когда создают воздушный зазор, препятствующий воздействию факторов, благоприятно влияющих на коррозию, таких как грунтовые воды, щелочи и соли, находящиеся в земле.
- изоляционные покрытия, изготовленные из различных материалов.

2.2 Методы активной защиты трубопроводов

Активная защита трубопроводов от коррозии – это методы, в основе которых используется электрический ток и электрохимические реакции ионообменного типа, такие как:

– электродренажная защита трубопроводов от коррозии. Позволяет бороться с коррозией, вызываемой блуждающими токами. В качестве такой защиты могут использоваться три вида данной технологии: прямой, усиленный и поляризованный дренажи. Прямой электрический дренаж применяется в тех случаях, когда потенциал трубопровода длительное время выше потенциала рельсовой сети, на которую отводятся блуждающие токи. Поляризованный дренаж применяется тогда, когда ток протекает только от трубопровода к рельсу, что исключает натекание блуждающих токов на трубопровод по дренажному проводу. Усиленный дренаж применяется в тех случаях, когда нужно не только отводить блуждающие токи с трубопровода, но и обеспечить на нем необходимую величину защитного потенциала;

– катодная защита трубопроводов от коррозии. Метод, позволяющий создать отрицательный потенциал на трубопроводе. В производственных условиях такая имеет два варианта развития. Первый из них заключается в предохранении от разрушения конструкции. Для этого ее подключают к внешнему источнику тока. Функцию катода в данном случае выполняет именно металлоизделие. Что касается второго варианта, то это случается,

когда происходит контакт конструкции с металлом (последний с большим электроотрицательным потенциалом);

– протекторная защита от коррозии трубопроводов. Используется тогда, когда нет возможности использовать катодную защиту. Принцип метода такой же, отличие лишь в том, что ток создается не катодом, а протектором, закопанным в грунт рядом с трубопроводом.

2.3 Уменьшение агрессивности среды

Среда, действующая при добыче в трубопроводах углеводородов, оказывает сильное разрушающее и агрессивное действие из-за содержащихся в ней коррозионно-активных веществ, таких как вода и различные химические компоненты. [2]

Удаление таких агрессивно действующих веществ и приводит к уменьшению развития коррозии.

Для выполнения данной задачи на производстве чаще всего используют ингибиторную защиту от коррозии.

3 Традиционные методы защиты трубопроводов от внутренней коррозии

Нефть в трубопроводе даже после подготовки ее к транспортировке содержит множество химически активных веществ, влияющих на коррозию. Коррозия трубопроводов приводит к разрушению трубопровода, а также ухудшает качество продукта.

Большинство компаний для защиты трубопроводов от внутренней коррозии все чаще используют ингибиторы или нанесение защитных покрытий.

3.1 Защита от коррозии методом нанесения внутренних защитных покрытий

В качестве одного из наиболее перспективных методов борьбы с коррозией применяют способ нанесения защитных полимерных покрытий на внутреннюю поверхность трубопровода. При создании получаются прочные и жесткие изделия, со свойствами, присущими полимерным материалам, например, такими как химическая стойкость.

Покрытия из полимерных материалов защищают трубопровод от агрессивного воздействия нефтепродукта и перекачиваемой среды, защищают поверхность от износа, а также снижают гидравлические потери.

Лакокрасочные материалы – это многокомпонентные составы, способные создать пленку за счет определённых условий, удерживающуюся на изделии за счет адгезии. Составной компонент лакокрасочных материалов – пленкообразователь, передающий материалу покрытия способность образовывать защитную пленку. Данный компонент и определяет основные свойства лакокрасочного материала. [3]

Для создания пленкообразователей используют органические вещества типа мономеров, полимеров или олигомеров. Материалы могут содержать

два и более компонента пленкообразователя, а также различные пластификаторы, наполнители, пигменты, стабилизаторы, отвердители, ускорители, инициаторы и прочие добавки.

Лакокрасочные материалы также имеют свою классификацию, они могут быть разделены на грунтовки, лаки, эмали, шпатлевки. В зависимости от химической природы пленкообразователей, которые входят в состав покрытия, выделяют:

- эпоксидные;
- перхлорвиниловые;
- каучуковые;
- битумные;
- полиуретановые;
- полиэфирные.

Перед нанесением покрытий производится подготовка труб, включающая в себя очистку внутренней поверхности и мероприятия по повышению коррозионной стойкости концов труб.

В зависимости от степени загрязнения производится выбор способа очистки.

Технология нанесения внутренних защитных покрытий достаточна легка, покрытие наносится на заводе-изготовители специальным станком методом распыления. После распыления материала необходима полимеризация, для этого используют нагрев труб. Конечным этапом нанесения, конечно же, является просушка. Время регламентируется типом труб и наносимого материала.

3.2 Ингибиторная защита от коррозии трубопроводов

В современном мире на предприятиях чаще всего применяют ингибиторную коррозию, так как технология их закачки достаточно легка, а

также, подобрав правильную консистенцию ингибитора, на опыте многих компаний показывает себя достаточно эффективным.

При введении ингибитора коррозии с помощью специальной конструкции уменьшается агрессивность среды на трубопровод за счет предотвращения точек касания поверхности трубопровода с перекачиваемо средой.

Главным свойством ингибитора является растворимость его в перекачиваемой жидкости, а также способность адсорбироваться на поверхности различных материалов.

Классифицируются ингибиторы по механизму действия, по их химическому составу, по среде их применения. Рассмотрим классификацию по механизму действия. В данной классификации ингибиторы делятся на адсорбционные и пассивационные.

Защитная пленка образуется за счет применения пассивационных ингибиторов, они способствуют переходу разрушенного металла в почти неактивное состояние. Такие ингибиторы зачастую внедряют для антикоррозионной защиты в нейтральных и идентичных им средам. В зависимости от содержания тех или иных элементов в составе ингибитора будет изменяться механизм их действия.

Для замедления коррозионного процесса применимы адсорбционные ингибиторы. За счет активного взаимодействия с поверхность металла, они закрепляются на поверхности, при помощи химических или электростатических свойств.

Адсорбционная способность – это залог эффективности действия множества органических соединений. Контакт с металлом напрямую зависит от этих способностей. Из-за присутствия атомов в составе молекул, они обеспечивают более активное ингибитора с металлом, такими же показателями обладают и функциональные группы, сосредоточенные в составе ингибитора.

На рисунке 3 представлена схема подачи ингибитора.

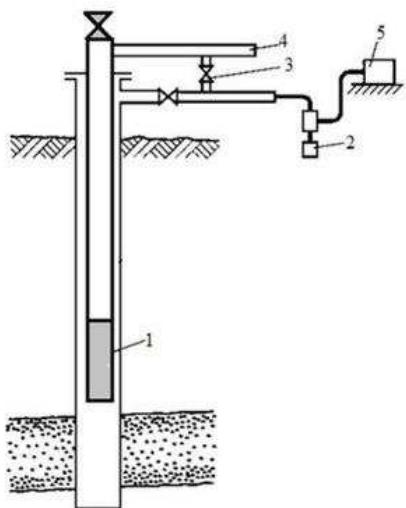


Рисунок 3 – Схема подачи ингибитора: 1 – электроцентробежный насос; 2- дозировочный насос; 3 – обводная линия; 4 – выкидная линия; 5 – ёмкость для ингибирирования

Ингибитор коррозии поставляется в специализированной таре и направляется к блокам дозирования вводимого ингибитора. Затем происходит транспорт ингибитора по отдельной линии до поступления в технологическую емкость для подготовки и хранения ингибитора. Данный процесс проводится при помощи шестеренчатого насоса, который способствует продвижению ингибитора в ингибиторной линии.

Данный блок, в свою очередь, поделен на два отсека. Первый – это технологический блок, в нем установлен шестеренчатый насос, который помимо перекачки используется для циркуляции химического вещества по схеме прямого и обратного движения. Данная схема циркуляции не позволяет ингибитору загустевать. Также данная емкость снабжена электронагревателем, с помощью него происходит поддержание необходимой температуры ингибитора. Второй отсек – это щит автоматики.

Следующим агрегатом для внедрения ингибитора в среду является дозировочный насос. В него ингибитор попадает прямиком из технологического отсека. В составе данного насоса присутствуют оборудование для дозированной подачи жидкостей, также он снабжен

системой регулирования ход плунжера между минимальным и максимальным значениями.

В редукторе данного насоса располагается маховик, при помощи которого и происходит регулирование подачи. Далее ингибитор поступает непосредственно в водовод.

Технологическое внедрение ингибиторов не является гарантом отличного эффекта, так как существует множество вопросов, связанных с их применением. В свою очередь применение внутренних покрытий также не дает желаемого результата из-за проблем применения их в зоне сварных соединений.

Далее рассмотрим методы защиты, которые применяются для защиты от внутренней защиты не так распространено.

4 Нетрадиционные методы защиты от коррозии

Технологические методы борьбы с внутренней коррозии разнообразны, к таким методам можно и отнести действия по уменьшению обводненности перекачиваемого нефтепродукта.

Так, компанией ОАО «Сургутнефтегаз» в 2003 году были проведены работы по снижению аварийности за счет строительства УПСВ. На текущий момент на промыслах компании в работе находится 74 УПСВ, 65 из которых имеют в своем составе трехфазные сепараторы. Это позволяет обеспечивать работу нефтепроводов в режиме транспорта нефти, при котором обводненность составляет порядка 2,5...3 %, что исключает проявление ручейковой коррозии. Стоит отметить, что данный метод борьбы с коррозией зачастую неприменим ввиду высокой стоимости его реализации.

Также одним из нетрадиционных способов является поворот корродированного трубопровода. Для наглядности на рисунке 4 представлено сечение на пораженном участке.

Суть метода заключается в том, чтобы повернуть поврежденный участок на некоторый угол. Это приводит к перемещению зоны повреждения, и она разрушается менее активно.

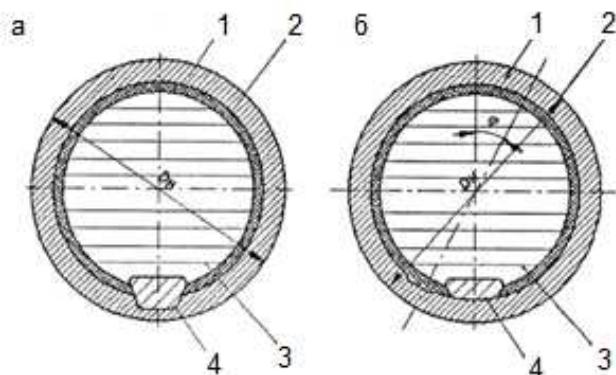


Рисунок 4 – Сечение трубопровода на пораженном участке в исходном (а) и повернутом (б) положениях: 1 – труба, 2 – окалина и технические отложения, 3 – зона движения продукта, 4 – зона движения воды и механических примесей

Данный метод применялся на различных предприятиях и рекомендован многими авторами в качестве эффективного средства борьбы с коррозией, также стоит отметить, что, несмотря на свои достоинства, метод не решает проблемы коррозионного износа, а и лишь помогает продлить срок эксплуатации трубопровода путем временного снижения коррозионного воздействия. [6]

5 Санация – как метод защиты трубопроводов от коррозии

Из-за сложных условий эксплуатации трубопроводных систем на производстве происходят частые преждевременные ремонты, выход оборудования из строя, а все это из-за коррозионного разрушения металлов.

Традиционные траншейные методы ремонта трубопровода требуют значительных затрат, связанных с проведение земляных работ, монтажом, извлечением старого трубопровода из траншеи, а также проектированием. В свою очередь, огромным минусом данных ремонтов является и нарушения экологичности, повреждений слоя почвы.

Санация – это бестраншный метод восстановления трубопроводов, при котором не требуется демонтаж трубопровода. [7]

В наше время существует множество видов санации, популярные и выгодные методы рассмотрим подробнее.

6 Виды санации и опыт применения

По анализу выше перечисленных методов для борьбы с внутренней коррозией наиболее эффективным способом является создание барьера между внутренней поверхностью труб и транспортируемой средой. С этой функцией отлично справляются способы санации.

Различают несколько наиболее используемых технологий и методов санации трубопроводов:

- технология санации трубопровода «труба в трубе»;
- технология санации трубопровода методом нанесения цементно-полимерного покрытия (ЦПП);
- метод санации трубопровода по технологии U-лайннер;
- технология санации трубопровода методом «чулка».

Мы же рассмотрим 2 основных метода санации, применяемых на газонефтепроводов с разрушением и без разрушения старой трубы.

6.1 Метод санации с разрушением изношенного трубопровода

Реновация (берстрайнинг) – один из способов санации, осуществляемый путем замены изношенной трубы на новую с меньшим или большим диаметром.

Реновация может осуществляться статическим и динамическим разрушением.

При статическом разрушении новую трубу протягивают с помощью лебедочного механизма, одновременно разрушая изношенную трубу. Для разрушения старой трубы также применяют специальные ножи и расширители. Остатки разрушенной трубы вдавливаются в грунт. Наглядная схема применения санации со статическим разрушением представлена на рисунке 5.



Рисунок 5 – Метод санации путем замены труб статическим разрушением

Разрушение изношенного трубопровода за счет устройства специальной головки в устройстве пневмопробойника называется динамическим. Натянутый трос на пневмопробойнике передает импульсы, суммирующиеся с усилием на гидроцилиндре. За счет устройства данного механизма возрастают тяговые усилия.

На рисунке 6 показана схема метода санации с разрушением старой трубы.

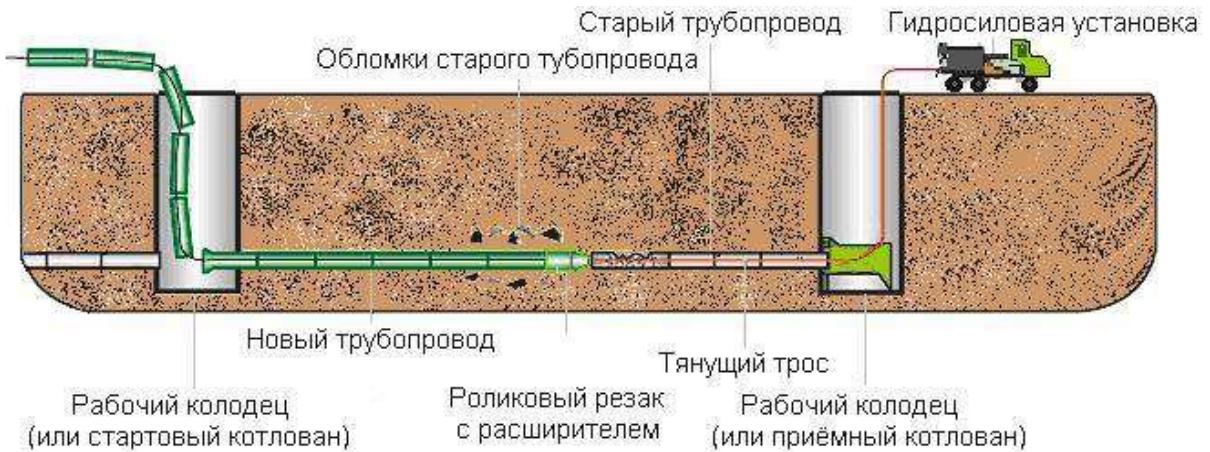


Рисунок 6 – Схема разрушения старого трубопровода и протаскивания нового

6.2 Метод санации без разрушения изношенного трубопровода

Релайнинг – метод санации, осуществляемый без разрушения изношенной трубы.

Данный метод применяется лишь в тех случаях, когда уменьшение диаметра трубопровода возможно или оно сможет компенсироваться увеличением пропускной способности новой трубы.

Уже в 2007 году специалистами ОАО «Удмуртнефть» и ООО «Восстановление трубопроводов» на Бегешкинском месторождении при применении метода «санации» путем протаскивания в аварийный трубопровод сваренной в плети полиэтиленовой трубы были выявлены следующие преимущества:

- позволяет восстанавливать работу трубопровода без отвода земли;
- увеличивает срок эксплуатации;
- уменьшает объем строительно-монтажных работ.
- уменьшает срок ремонта трубопровода;
- не требует демонтажа изношенного трубопровода.

А также недостатки:

- внутренняя поверхность трубопровода должна быть без дефектов геометрической формы;
- уменьшает диаметр трубопровода;
- необходима остановка рабочего процесса.

Существуют следующие разновидности релайнинга для газонефтепроводов:

- метод Swageling;
- метод «чулка»;
- направленное горизонтальное бурение;
- метод «Феникс». [7]

6.2.1 Метод Swageling

Метод бестраншейной технологии Swageling заключается технологии протаскивания плетей, предварительно сжатых по сечению, полиэтиленовых труб в старые трубопроводы. Данный метод позволяет восстанавливать трубопроводы диаметром до 1200 мм при большой протяженности ремонтного участка. [9]

Технологический процесс заключается в пропуске подлежащего сжатию полимерного трубопровода через топочную камеру, где происходит ее нагрев до 70...80 °C.

Общая схема технологии метода представлена на рисунке 7.

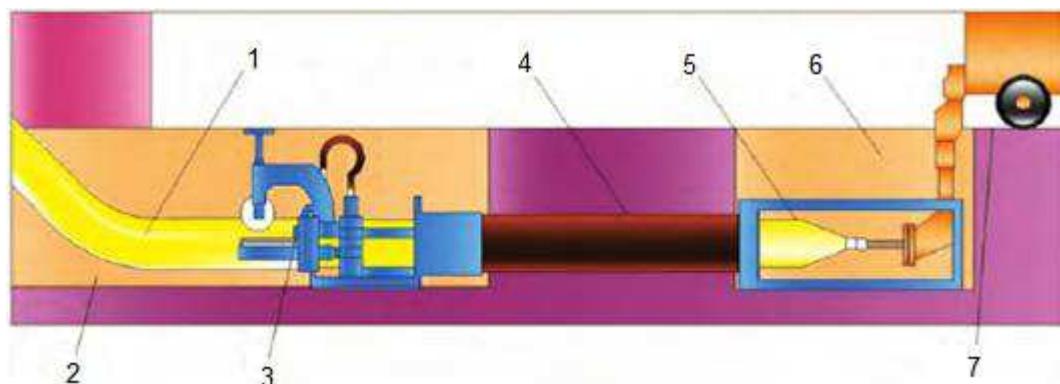


Рисунок 7 – Общая схема технологии протягивания по методу Swageling:

1 – полимерная труба; 2 – стартовый колодец; 3 – устройство для протягивания трубопровода с топочной камерой и сужающей матрицей; 4 – участок восстанавливаемого трубопровода; 5 – деформированный полимерный трубопровод; 6 – финишный колодец; 7 – площадка для установки оборудования

Скорость проведения данного метода для труб диаметром 1000 мм составляет от 40 до 80 м/ч, что позволяет проходить дистанцию до 400 м за рабочую смену.

6.2.2 Метод «чулка»

Данный метод заключается в том, что в изношенную трубу вводится гибкий чулок в последствии сформированный в новую полимерную трубу.

Так называемый чулок изготавливается из кислотоупорного материала, смешанного с резиной и смолой.

Процесс метода проходит в достаточно короткое время. Под давлением сжатого воздуха или воды чулок заходит в изношенную трубу и закрепляется из-за нанесенного на него эпоксидного клея, затем во внутрь рукава подается пар, который расплавляет рукав и приклеивает его к трубопроводу изнутри. Затвердевание происходит в течение нескольких часов. После застывания образуется новая труба. [7]

Таким способом ремонтируются напорные и безнапорные трубопроводы из разных материалов, диаметрами до 1400 мм.

На рисунке 8 представлена санация методом «чулка»

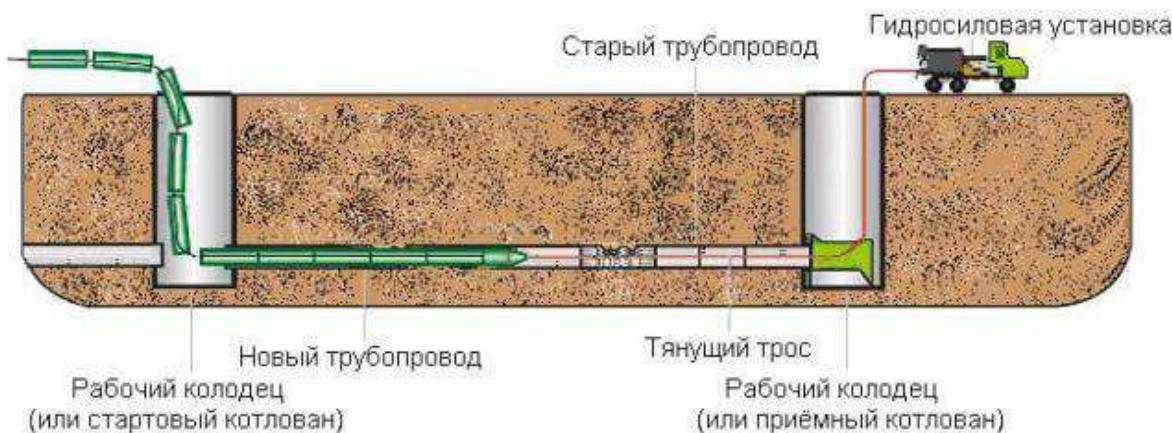


Рисунок 8 – Санация методом «чулка»

Данный метод позволяет сделать внутреннюю поверхность гладкой, за счет чего увеличивает пропускную способность.

Но данный метод не идеален и имеет минусы такие как, высокие требования к внутренней стенке ремонтируемого трубопровода, риск

частичного приклеивания или неполного прилегания к санируемому трубопроводу

6.2.3 Направленное горизонтальное бурение

Технология направленного горизонтального бурения применяется не только при прокладке новых трубопроводов, но и при восстановлении старых.

Основные этапы процесса прокладки полиэтиленовых труб.

- 1) Бурение экспериментальной пилотной скважины – важнейший этап санации, осуществляемый за счет буровой головки со скосом в передней части и встроенным излучателем.
- 2) Расширение скважины – после бурения пилотной скважины используются специальные приспособления-расширители, проходя несколько раз, увеличивают диаметр прохода.

3) Протягивание плети полиэтиленового трубопровода – после построения скважины на противоположной стороне от буровой установки располагается плеть, к ее переднему концу крепится оголовок с вертлюгом, воспринимающим тяговое усилие. Таким образом, буровая установка затягивает плеть в скважину по проектной траектории.

6.2.4 Метод «Феникс»

Данный метод заключается в облицовке внутренней поверхности старого трубопровода синтетическим тканевым шлангом на специальном двухкомпонентном клее. Чаще всего метод применяется при реконструкции газопровода.

Процесс метода «Феникс» можно описать четырьмя основными этапами.

1) Подготовка трубопровода (гидроочистка трубопровода, телеконтроль, сушка газопровода).

2) Ввод тканевого шланга с нанесенным клеем – заправленный в установку «Феникс» шланг вводится в трубу, выворачиваясь наизнанку, kleевой стороной вверх равномерно двигаясь по трубе и прилипая к стенкам.

3) Интенсификация клея между газопроводом и полимерным рукавом – с помощью специальных игл со шлангами нарушается герметичность шланга для подачи в него пара. При постоянном давлении из парогенератора подается пар, происходит прогрев шланга, и смола твердеет, крепко приклеиваясь к старой трубе. Далее рукав медленно остывает. [8]

Преимущества данного процесса в скорости процесса, всего около 4...6 часов. Схема метода приведена на рисунке 9.

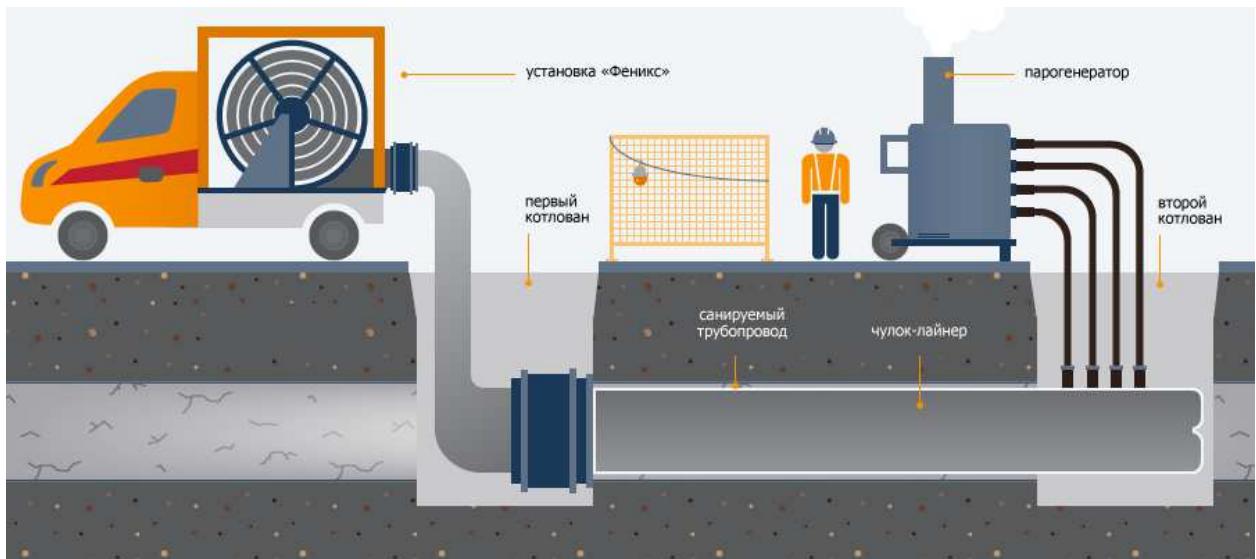


Рисунок 9 – Метод санации по технологии «Феникс»

7 Техническое предложение

В своей дипломной работе я предлагаю использовать технологию Т.Д. Williamson для реализации санации методом чулка.

Данная технология предусматривает несколько этапов, первым из которых является перекрытие полости действующего трубопровода.

Данное действие осуществляется с помощью специального оборудования, машин и механизмов, за счет этого перекачка продолжается по временной байпасной линии. После запуска потока перекачиваемой среды по байпасной линии возможна безопасная замена арматуры на отсеченном участке.

К трубопроводу привариваются фитинги с задвижками типа «Сэндвич», далее производится безыскровая вырезка отверстий специальным сверлильным станком под резиновые манжеты, перекрывающие полость трубопровода. Сверху на задвижки через фланцевые соединения прикручивается устройство «STOPPLE» позволяющая посредством гидравлического оборудования производить перекрытие полости трубы резиновыми манжетами.

Применив только часть данной технологии, процесс проведения работ будет выглядеть следующим способом:

- подготовительные работы;
- земельные работы;
- монтаж фитингов под задвижки и патрубков для выравнивания давления;
- установка на задвижку специальных фрез, при помощи которых осуществляется резка трубы.
- непосредственное сверление, по окончании которого задвижка закрывается;
- демонтаж сверлильной установки;
- очистные работы внутренней поверхности трубы;

- установка оборудования для проведения метода санации;
- протаскивание рукава и термостойкого гибкого шланга в трубопровод;
- подача воздуха под давлением;
- полимеризация паром;
- телевизионное обследование.

Остановимся, подробнее на земельных работах.

До начала работ необходимо разработать ремонтный котлован, для этого необходимо определить место устройства котлована, уточнить его размеры, произвести разбивку границ по принятым размерам относительно оси трубопровода. [10]

Разработка котлована должна осуществляться экскаваторами. Для того, чтобы обвала стенок котлована не произошло, его делают с откосами, регламентированными документацией. Допустимая крутизна откосов ремонтного котлована представлена в таблице 1.

Таблица 1 – Допустимая крутизна откосов ремонтного котлована

Грунты	Глубина, м					
	До 1,5		1,5...3,0		3,0... 5,0	
	угол откоса, град.	уклон	угол откоса, град.	уклон	угол откоса, град.	уклон
Насыпной	56	1:0,67	45	1:1,00	38	1:1,25
Песчаный и гравийный	63	1:0,50	45	1:1,00	45	1:1,00
Супесь	76	1:0,25	56	1:0,67	50	1:0,85
Суглинок	90	1:0,00	63	1,050	53	1,075
Глина	90	1:0,00	76	1,025	63	1,050
Лессовидный сухой	90	1:0,00	63	1:0,50	63	1:0,50
Песчаный и супесчаный	76	1:0,25	60	1:0,57	53	1:0,75

Вынутый грунт следует размещать в отвал с одной стороны котлована.

На всех этапах, связанных с выполнением работ в ремонтных котлованах должен находиться ответственный за проведение работ, который ведет постоянный контроль за состоянием откосов стенки котлована и отвала грунта. Схема обозначения котлована представлена на рисунке 10.

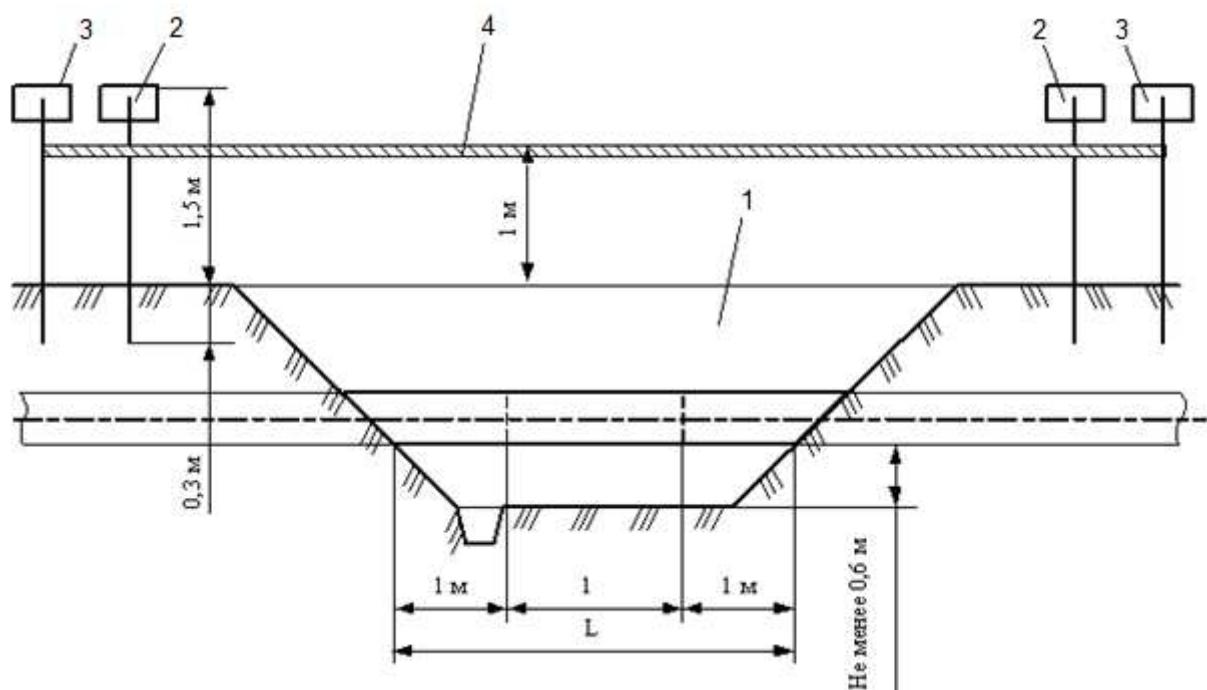


Рисунок 10 – Схема обозначения ремонтного котлована: 1 – рабочий котлован; 2 – информационный знак с указанием наименования нефтепровода и фактической глубины его заложения; 3 – предупредительный знак; 4 – ограждение котлована из синтетической сигнальной ленты

8 Расчетная часть

В данной части дипломной работы выполним расчет сопротивлений и потерь в газопроводе. Сравним характеристики, при уменьшении диаметра газопровода за счет проведения санации методом полимерного рукава.

Исходные данные представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Исходные данные расчета газопровода

Наименование показателя	Величина показателя
Годовая производительность газопровода, млн.м ³ /год	25
Протяженность газопровода, км	100
Средняя температура грунта на глубине заложения оси газопровода, К	278
Средняя температура воздуха, К	286
Наружний диаметр труб, мм	820
Толщина стенки, мм	10
Толщина стенки после санации, мм	19

Состав транспортируемого газа представлен в таблице 3.

Таблица 3 – Компонентный состав газа

Название	Формула	Объемная доля, %
Метан	CH4	86,36
Этан	C2H6	1,71
Пропан	C3H8	3,23
Бутан	C4H10	1,74
Пентан	C5H12	0,56
Двуокись углерода	CO2	2,34

8.1 Расчет свойств перекачиваемого газа

Определим основные свойства газа, которые понадобятся нам при дальнейших расчетах.

Определим плотность газа при стандартных условиях:

$$\rho_{\text{ст}} = a_1 \cdot \rho_1 + a_2 \cdot \rho_2 + \dots + a_n \cdot \rho_n, \quad (1)$$

где $a_1 \dots a_n$ – доля каждого компонента в смеси для данного состава газа;

$\rho_1 \dots \rho_n$ – плотность компонента при стандартных условиях, кг/м³.

$$\begin{aligned} \rho_{CT} = & 0,8636 \cdot 0,669 + 0,0171 \cdot 1,264 + 0,0323 \cdot 1,872 + 0,0174 \cdot 2,519 + +0,0056 \cdot 3,228 \\ & + 0,0234 \cdot 1,842 + 0,0206 \cdot 1,165 = 0,789 \text{ кг/м}^3. \end{aligned}$$

Относительная плотность газа по воздуху:

$$\Delta = \rho / \rho_{\text{возд}} = \rho_{\text{ст}} / 1,206, \quad (2)$$

где $\rho_{\text{возд}}$ – плотность воздуха;

$\rho_{\text{ст}}$ – то же, что и в формуле (1).

$$\Delta = \rho_{\text{ст}} / 1,206 = 0,789 / 1,206 = 0,654.$$

Суточная производительность газопровода определяется по формуле:

$$Q = \frac{Q_r \cdot 10^3}{365 \cdot \kappa_h}, \quad (3)$$

где Q_r – годовая производительность газопровода;

$\kappa_{\text{н}}$ – оценочный коэффициент пропускной способности газопровода, который ориентировочно принимаем 0,9.

$$Q = \frac{25}{365 \cdot 0,9} = 0,0761 \text{ млн.м}^3/\text{сут.}$$

8.2 Расчет потерь давления в газопроводе

Найдем внутренний диаметр трубопровода:

$$D_{\text{вн}} = D_{\text{н}} - 2\delta, \quad (7)$$

где $D_{\text{н}}$ – наружный диаметр, мм;
 δ – толщина стенки газопровода, мм.

$$D_{\text{вн}} = 820 - 2 \cdot 10 = 800 \text{ мм.}$$

Найдем число Рейнольдса по формуле:

$$\text{Re} = 0,0354 \cdot \frac{Q}{D_{\text{вн}} \cdot v}, \quad (8)$$

где Q – производительность газопровода, $\text{м}^3/\text{час}$;
 $D_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр трубопровода, см;
 v - кинематическая вязкость, равная 0,0000143 для природного газа.

$$\text{Re} = 0,0354 \cdot \frac{76,1 \cdot 10^3}{80 \cdot 24 \cdot 0,0000143} = 98118,4.$$

Коэффициент сопротивления трению для всех режимов течения газа в газопроводе определяется по формуле:

$$\lambda_{\text{TP}} = 0,067 \cdot \left(\frac{158}{\text{Re}} + \frac{2 \cdot k_3}{D_{\text{BH}}} \right)^{0,2}, \quad (9)$$

где k_3 – эквивалентная шероховатость труб; для стальных труб после нескольких лет эксплуатации принимается равной 0,2 мм;
 D_{BH} – то же, что и в формуле (7);
 Re – число Рейнольдса.

$$\lambda_{\text{TP}} = 0,067 \cdot \left(\frac{158}{98118,4} + \frac{2 \cdot 0,2}{0,8} \right)^{0,2} = 0,058.$$

Коэффициент гидравлического сопротивления λ определяется по формуле:

$$\lambda = 1,05 \cdot \frac{\lambda_{\text{TP}}}{E_{\Gamma}^2}, \quad (10)$$

где λ_{TP} – коэффициент сопротивления трению;
 E_{Γ} – коэффициент гидравлической эффективности, при отсутствии данных коэффициент гидравлической эффективности принимается равным 0,95, если на газопроводе имеются устройства для периодической очистки внутренней полости трубопроводов, а при отсутствии указанных устройств, принимается равным 0,92.

$$\lambda = 1,05 \cdot \frac{0,058}{0,92^2} = 0,072.$$

Найдем скорость движения газа:

$$\omega = \frac{4Q}{\pi D_{\text{BH}}}, \quad (11)$$

где Q – то же, что и в формуле (8);

D_{BH} – то же, что и в формуле (7).

$$\omega = \frac{4 \cdot 31709,8}{3,14 \cdot 0,8 \cdot 3600} = 1,4 \text{ м/с.}$$

Потери давления в газопроводе вычислим по формуле Дарси-Вейсбаха:

$$\Delta p = \lambda \cdot \frac{l}{D_{\text{BH}}} \cdot \rho \cdot \frac{\omega^2}{2},$$

где l – длина участка трубы (для наглядности возьмем 50 метров);

D_{BH} – то же, что и в формуле (7);

ρ_{ct} – то же, что и в формуле (1);

λ – то же, что и в формуле (10);

ω – то же, что и в формуле (11).

$$\Delta p = 0,072 \cdot \frac{50}{0,8} \cdot 0,789 \cdot \frac{1,4^2}{2} = 3,48 \text{ МПа.}$$

8.3 Расчет потерь давления в газопроводе после проведения метода «санации»

Найдем внутренний диаметр трубопровода:

$$D_{\text{BH}} = D_{\text{H}} - 2\delta, \quad (12)$$

где D_{H} – наружный диаметр, мм;
 δ – толщина стенки трубопровода, мм.

$$D_{\text{BH}} = 820 - 2 \cdot 19 = 782 \text{ мм.}$$

Найдем число Рейнольдса по формуле:

$$\text{Re} = 0,0354 \cdot \frac{Q}{D_{\text{BH}} \cdot v}, \quad (13)$$

где Q – производительность газопровода, $\text{м}^3/\text{час}$;
 D_{BH} – внутренний диаметр трубопровода, см;
 v - кинематическая вязкость, равная 0,0000143 для природного газа.

$$\text{Re} = 0,0354 \cdot \frac{76,1 \cdot 10^3}{78,2 \cdot 24 \cdot 0,0000143} = 100376,925.$$

Коэффициент сопротивления определяется по формуле:

$$\lambda_{\text{TP}} = 0,067 \cdot \left(\frac{158}{\text{Re}} + \frac{2 \cdot k_{\vartheta}}{D_{\text{BH}}} \right)^{0,2}, \quad (14)$$

где k_{ϑ} – эквивалентная шероховатость труб; для стальных труб после нескольких лет эксплуатации принимается равной 0,2 мм;
 D_{BH} – то же, что и в формуле (7);
 Re – число Рейнольдса.

$$\lambda_{\text{TP}} = 0,067 \cdot \left(\frac{158}{100376,925} + \frac{2 \cdot 0,007}{0,782} \right)^{0,2} = 0,0305 .$$

Коэффициент гидравлического сопротивления λ определяется по формуле:

$$\lambda = 1,05 \cdot \frac{\lambda_{\text{TP}}}{E_{\Gamma}^2}, \quad (15)$$

где λ_{TP} – коэффициент сопротивления трению;

E_{Γ} – коэффициент гидравлической эффективности, при отсутствии данных коэффициент гидравлической эффективности принимается равным 0,95, если на газопроводе имеются устройства для периодической очистки внутренней полости трубопроводов, а при отсутствии указанных устройств, принимается равным 0,92.

$$\lambda = 1,05 \cdot \frac{0,0305}{0,92^2} = 0,038 .$$

Найдем скорость движения газа:

$$\omega = \frac{4Q}{\pi D_{\text{BH}}}, \quad (16)$$

где Q – то же, что и в формуле (8);

D_{BH} – то же, что и в формуле (7).

$$\omega = \frac{4 \cdot 3170,98}{3,14 \cdot 0,782 \cdot 3600} = 1,43 \text{ м/с.}$$

Потери давления в газопроводе вычислим по формуле Дарси-Вейсбаха:

$$\Delta p = \lambda \cdot \frac{l}{D_{\text{BH}}} \cdot \rho \cdot \frac{\omega^2}{2},$$

где l – длина участка трубы (для наглядности возьмем 50 метров);
 D_{BH} – то же, что и в формуле (7);
 $\rho_{\text{ср}}$ – то же, что и в формуле (1);
 λ – то же, что и в формуле (10);
 ω – то же, что и в формуле (11).

$$\Delta p = 0,038 \cdot \frac{50}{0,782} \cdot 0,789 \cdot \frac{1,43^2}{2} = 1,96 \text{ МПа.}$$

9 Экономическая часть

Антикоррозионная защита трубопровода является ответственным и дорогостоящим ремонтом, поэтому выбор методики и соответствующего оборудования является ответственным и значимым для предприятия.

В соответствии с темой выпускной квалификационной работы необходимо защитить от коррозии внутреннюю поверхность трубопровода. Поэтому целью экономического расчета является сравнение 2 видов ремонта с целью защиты от коррозии и выявление наиболее выгодного варианта.

9.1 Расчет материалов и оборудования для проведения метода санации

Для расчета необходимых материалов для проведения антикоррозионных работ рассчитаем затраты на приобретение материалов, расчеты занесем в таблицу 4.

Цены в таблице 4 указаны с учетом НДС.

Таблица 4 – Расчет материалов для проведение антикоррозионных работ

Наименование материалов	Кол-во	Цена за ед. продукции, тыс. руб.	Сумма, тыс.руб.
- рукав из полиэстера с покрытием полиолефин OF-Liner	100 м	4,45 за 1 м	4,45*50=222,5
- переход полиэтилен - сталь (для соединения отремонтированного участка к трубопроводной линии)	2 шт	320	640
- фитинг «STOPPLE»	2 шт	1	2
- задвижка типа «SANDWICH»	2 шт	1102,5	2205
- пробка LOCK-O-RING	2 шт	107,3	214,6
- гайковерт гидравлический	1 шт	169	169

Окончание таблицы 4

Наименование материалов	Кол-во	Цена за ед. продукции, тыс. руб.	Сумма, тыс.руб.
- комплект машины для врезки Т1200 (для сверления отверстий и комплект для установки пробки)	1 шт	1100	1100
- комплект инструмента, принадлежностей (фреза, держатель фрезы, направляющее сверло, держатель заглушки LOCK-O-RING)	2 шт	1215,4	2430,8
ИТОГО:			6983,9

9.2 Расчет стоимости выполнения метода санации подрядной организации

Компания, по выполнению работ ремонта трубопровода методом полимерного рукава берет за свои услуги 16000 рублей за 1 погонный метр. Для наглядности возьмем участок в 50 метров. Тогда, стоимость нашего проекта обойдется в 8 млн. рублей.

В перечень работ подрядной организации входит только осуществление метода «санации» полимерным рукавом, все подготовительные и земельные работы выполняются работниками организации заказчика.

9.3 Затраты на оплату труда

Для определения заработной планы необходимо провести расчет основного фонда заработной платы, определить численность персонала, необходимого для проведения подготовительных и земельных работ. Перечень необходимого персонала для проведения работ представлен в таблице 5.

Таблица 5 – Перечень необходимого персонала

Перечень работ	Наименование специальности рабочего	Время выполнения работ
Рытье котлована и очистка трубы от изоляции	Машинист экскаватора ТАТРА 815 УДС-114, 2 слесаря-ремонтника 4 разряда, 1 мастер	2 часа
Доставка оборудования на место проведения работ и погрузочно-разгрузочные работы	Машинист УРАЛ 44202-41 с/тяг с г/м, 3 слесаря-ремонтника 4 разряда	3 часа
Дефектоскопия	1 дефектоскопист 6 разряда	2 часа
Доставка оборудования на базу и погрузочно-разгрузочные работы	Машинист УРАЛ 44202-41 с/тяг с г/м, 3 слесаря-ремонтника 4 разряда	3 часа
Засыпка котлована	Машинист экскаватора ТАТРА 815 УДС-114, 2 слесаря-ремонтника 4 разряда, 1 мастер	1 час
ИТОГО:		11 часов

Расчет заработной платы персонала представлен в таблице 6. [12] Выбор заработной платы осуществлен на основании сайта hh.ru.

Таблица 6 – Расчет заработной платы

Наименование специальности рабочего	Кол-во рабочих	Время работы, час	Заработка за месяц, руб.	Заработка за выполненную работу, руб.
Машинист экскаватора	1	3	80 000	727,3
Машинист УРАЛ	1	6	60 000	1090,9
Слесарь-ремонтник 4 разряда	5	6	75 000	6818,2
Мастер	1	2	100 000	606,1
Дефектоскопист 6 разряда	1	2	120 000	727,3
ИТОГО:				11333,4

9.4 Расчет страховых взносов

В расчет страховых взносов входит фонд заработной платы, который является основной базой для расчета, налоговая ставка – 30 %, в том числе 22 % – пенсионный фонд, 2,9 % – фонд социального страхования, 5,1 % – фонд обязательного медицинского страхования. [12]

Рассчитаем сумму страховых взносов по следующей формуле:

$$CCB = \Phi_{з/п} \cdot 30 \% ,$$

где CCB – сумма страховых взносов, руб;

$\Phi_{з/п}$ – фонд заработной платы с надбавками, руб.

Подставляя известные значения получаем

$$CCB = 11333,4 \cdot 0,3 = 3400 \text{ руб.}$$

9.5 Расчет взносов на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний

Базой для расчета взносов на страхование от несчастных случаев является заработка плата. От класса риска предприятия зависит ставка взноса. Ставка взноса 2,7 %.

Рассчитаем сумму страховых взносов по формуле:

$$B_{стп} = \Phi_{зпн} \cdot 2,7 \% ,$$

где $B_{стп}$ – взносы на страхование, руб.

$$B_{стп} = 11333,4 \cdot 0,004 = 45,3 \text{ руб.}$$

9.6 Статистика затрат на проведение метода «санации»

В ходе экономического расчета был произведен расчет различных затрат, подведем статистику затрат и полученные значения в таблицу 7. [13]

Таблица 7 – Затраты на проведение антакоррозионной защиты

Наименование	Затраты, руб.	Удельный вес, %
Материалы и оборудование	6983900	46,5637
Затраты на проведение работ подрядной организацией	8000000	53,338
Заработка плата	11333,4	0,0756
Страховые взносы	3400,0	0,023
Взносы на страхование от несчастных случаев и профессиональных заболеваний	45,33	0,0003
ИТОГО	14998678,7	100%

Итоговая стоимость проведения антакоррозионных работ методом «санации» составляет 15 млн. рублей. Для наглядности на рисунке представлена единовременных структура затрат.

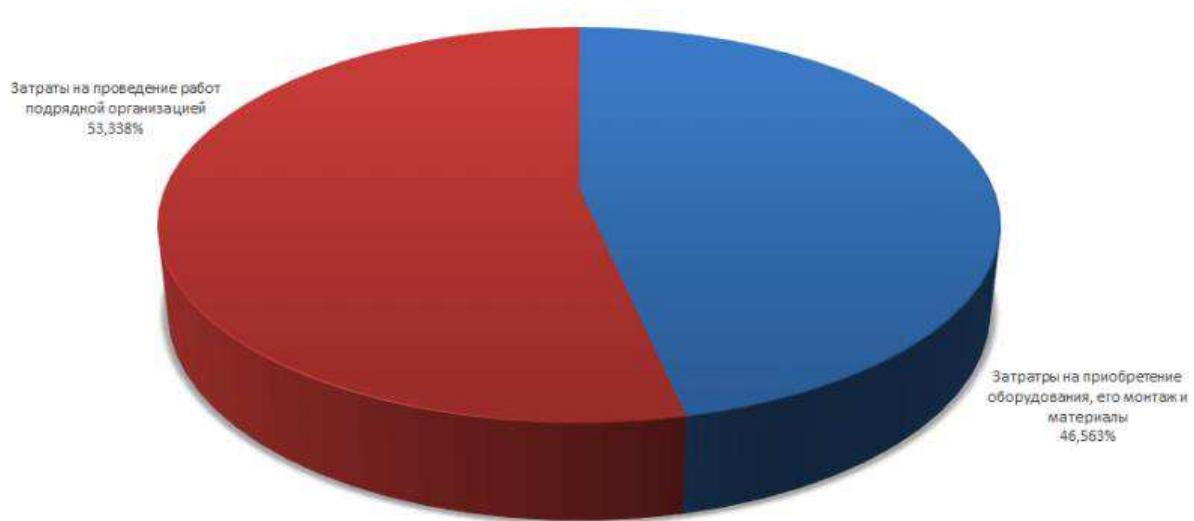


Рисунок 11 – Структура единовременных затрат на проведение метода «санации»

9.7 Расчет затрат на ремонт газопровода методом замены участка трубопровода

Затраты на аренду техники определяются на основе количества, цен и срока аренды. Для нашего случая, это 3 дня, а значит, 72 часов.

Таблица 8 – Денежные затраты на аренду техники и основного оборудования

Наименование	Кол-во	Стои-мость аренды за час	Стоимость аренды на весь срок, руб.	Источник цен
Трубоукладчик Д-355С	3	800	57600	http://svobodnyj.stankodrom.ru/
Автомобиль для сопровождения колонны	1	300	21600	http://www.avisrussia.ru/
Бульдозер D-355A	1	1200	86400	http://www.baitekmachiner.y.ru/
Бульдозер ДЗ-27	1	1150	82800	http://www.baitekmachiner.y.ru/
Бульдозер Б-170	1	1200	86400	http://www.baitekmachiner.y.ru/
Экскаватор	2	1350	97200	http://www.sstehnika.ru/area_ekskavatora
Запасочное устройство	1	300	21600	http://poleznayamodel.ru/
Экскаватор гидравлический гусеничный ЭО-4121	1	1200	86400	http://www.sstehnika.ru/area_ekskavatora
Центратор наружный	3	300	21600	http://www.centror74.ru/catalog/
Центратор внутренний	1	350	25200	http://www.centror74.ru/catalog/
Машина очистная ОМП-1020	1	500	36000	http://xn----7sbabgnkb1afd1bofffbbg

Продолжение таблицы 8

Наименование	Кол-во	Стоимость аренды за час	Стоимость аренды на весь срок, руб.	Источник цен
Установка для открытого водоотлива АВ-705	1	430	30960	http://stroycomplexdv.ru/napr/
Корчеватель	1	1200	86400	http://www.sstehnika.ru/renda_ekskavatora
Трактор трелевочный	1	1100	79200	http://www.sstehnika.ru/renda_ekskavatora
Трактор	1	1250	90000	http://www.sstehnika.ru/renda_ekskavatora
Лесозаготовительный комбайн	1	1250	90000	http://svobodnyj.stankodrom.ru/
Форвардер	1	1300	93600	http://svobodnyj.stankodrom.ru/
Агрегат сварочный АДД-305	2	400	28800	http://www.energo-agregat.ru/renda_svarka.htm
Источник сварочного тока Lincoln-ОС-400	2	650	46800	http://www.eneragregat.ru/renda_svarka.htm
Передвижная лаборатория для контроля неповоротных стыков	1	520	37440	http://aprioris.ru/service/renda.html
Искровой дефектоскоп ДИ-74	1	250	18000	http://aprioris.ru/service/renda.html
Прибор ультразвукового контроля УД 2-12	1	275	19800	http://aprioris.ru/service/renda.html
Импульсный рентгеновский аппарат	1	480	34560	http://aprioris.ru/service/renda.html
Лаборатория для контроля изоляции ЛИП-1	1	200	14400	http://www.centror74.ru/catalog/

Продолжение таблицы 8

Наименование	Кол-во	Стоимость аренды за час	Стоимость аренды на весь срок, руб.	Источник цен
Насосный агрегат	1	560	40320	http://www.centror74.ru/catalog/
Полустац.лаборатория контроля сварных соединений	1	200	14400	http://www.centror74.ru/catalog/
Прицеп тракторный	1	730	52560	http://www.sstehnika.ru/renda_ekskavatora
Автокран КС-45717	1	1400	100800	http://www.sstehnika.ru/renda_ekskavatora
Автокран КС-3562	1	1350	97200	http://www.sstehnika.ru/renda_ekskavatora
Плетевоз ПВ-96	1	1400	100800	http://www.sstehnika.ru/renda_ekskavatora
Наполнительно – опрессовочный агрегат АНО-203	1	820	59040	http://www.centror74.ru/catalog/
Наполнительный агрегат АН-501	1	800	57600	http://www.centror74.ru/catalog/
Насос для заливки воды НЦС-2	1	360	25920	http://www.centror74.ru/catalog/
Вибропогружатель гидравлический	1	310	22320	http://www.centror74.ru/catalog/
Электростанция	2	670	48240	http://www.energo-agregat.ru/renda_svarka.htm
Автомобиль «Бензовоз»	1	500	36000	http://svobodnyj.stankodrom.ru/
Тягач с прицепом МАЗ-9758-30	1	1150	82800	http://svobodnyj.stankodrom.ru/

Окончание таблицы 8

Тягач КЗКТ 7428	1	1200	86400	http://svobodnyj.stankodrom.ru/
Прицеп – тяжеловес ЧМЗАП-9990-073-01	1	1300	93600	http://svobodnyj.stankodrom.ru/
Автоцистерна	1	300	21600	http://svobodnyj.stankodrom.ru/
Автомобиль бортовой	2	340	24480	http://svobodnyj.stankodrom.ru/
Автобус «Урал» вахтовый	2	400	28800	http://www.centror74.ru/catalog/
Автосамосвал Камаз 55111	1	1200	86400	http://svobodnyj.stankodrom.ru/
Пожарная машина	2	950	68400	http://www.rentalcars.com
ИТОГО:				2440440

9.8 Расчет затрат на вспомогательное оборудование

Найдем затраты на материалы и оборудование. Расчет затрат на вспомогательное оборудование представлен в таблице 9.

Таблица 9 – Денежные затраты на вспомогательное оборудование

Наименование	Кол-во	Цена за шт с НДС, тыс.руб.	Стоимость с НДС, тыс.руб	Источник цен
Полотенце мягкое	3	23650	70950	http://www.liftcenter.ru/product-170.html
Машина для безогневой резки труб «Файн»	1	42 000	42000	http://www.flagman-ltd.ru/cat_06.php
Герметизатор	4	120 450	481800	http://ru.jereh-pe.com
Трассоискатель	2	81 400	162800	http://www.eft-tras.ru/
Адаптер K350	2	23 600	47200	http://prodacha.ru/shop/UID_280.html

Окончание таблицы 9

Наименование	Кол-во	Цена с НДС, тыс.руб.	Стоимость с НДС, тыс.руб	Источник цен
Мобильная радиостанция	1	8999	8999	http://www.radioconnect.ru/
Углошлифовальная машинка	1	2550	2550	http://instrumentru.ru/
Печь для прокалки электродов	1	5000	5000	http://www.seveko.ru/cat alog/
Лоток	1	4846	4846	https://smartcode.ru/
Огнетушитель	12	820	9840	http://lbnsk.ru/catalog/op -10z-bce.html
Бензомоторная пила	1	5 500	5500	http://www.bigsale.ru/
Пропановая горелка	1	31 300	31300	http://ru.aliexpress.com/
Пескоструйная установка	1	89 000	89000	http://www.sorokin.ru/ca talog/
Установка для подогрева стыков «Курпай»	2	47 000	94000	http://www.bigsale.ru/
Механизм подачи проволоки LN-27, LF-37	1	25 000	25000	https://www.moccklad.ru
Механизм подачи порошковой проволоки LN-23Р	1	32 000	32000	https://www.moccklad.ru
Компрессор	1	6 700	6700	http://a-ride.ru/product/
Оборудование для размагничивания трубопровода	1	78 000	78000	http://alkor-pipe.ru/11/166.html
Подвеска троллейная	3	192 000	576000	http://ekaterinburg.fis.ru
Итого:			1773485	

9.9 Затраты на приобретение новой трубы

Затраты на новую секцию трубы 820x10 мм: 21274 руб/м. Стоимость участка трубы 50 м будет стоить 1063700 руб.

9.10 Заработка плата рабочих и страховые взносы

В данном случае, смена рабочего дня длится 12 часов, нам понадобится 3 рабочих дня, общее количество часов равно 36. Численность основных работников представлена в таблице 10. Расчет затрат на оплату труда в таблице 11. [14]

Таблица 10 – Численность основных рабочих

Наименование специальности рабочего	Количество, чел.
Машинист экскаватора	3
Водитель	4
Машинист трубоукладчика	5
Машинист бульдозера	3
Машинист трактора с навесным оборудованием	4
Стропальщик	6
Инженерно-технический работник	4
Техник	2
Сварщик	4
Сторож	1
Дефектоскопист 6 разряда	2
Лаборант химического анализа	2
ВСЕГО	40

Таблица 11 – Расчет затрат на оплату труда

Должность	Кол-во	Ставка за час руб.	Оклад за период ремонта руб.	Районный коэф. 30 % от оклада, руб.	Север. надб. 30 % от оклада, руб.	Итого на одного чел., руб.	Фонд заработной платы, руб.
Машинист экскаватора	3	160	5760	1728	1728	9216	27648
Водитель	4	130	4680	1404	1404	7488	29952
Машинист трубоукладчика	5	180	6480	1944	1944	10368	51840
Машинист бульдозера	3	180	6480	1944	1944	10368	31104
Машинист трактора с навесным оборудованием	4	180	6480	1944	1944	10368	41472
Стропальщик	6	110	3960	1188	1188	6336	38016
Инженерно-технический работник	4	200	7200	2160	2160	11520	46080
Техник	2	160	5760	1728	1728	9216	18432
Сварщик	4	195	7020	2106	2106	11232	44928
Сторож	1	100	3600	1080	1080	5760	5760
Дефектоскопист 6 разряда	2	200	7200	2160	2160	11520	23040
Лаборант химического анализа	2	140	5040	1512	1512	8064	16128
ИТОГО:	x	x	x	x	x	x	374 400

Затраты на страховые взносы и травматизм представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Затраты на страховые взносы и взносы на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний

Показатель	Сумма затрат, руб.
Страховые взносы	112320
Взносы на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний (0,4%)	1498

9.11 Смета затрат по замене участка трубы

Таблица 13 – Смета затрат на ремонт с заменой участка трубы

Показатели	Затраты, руб	Удельный вес, %
Затраты на аренду техники	2440440	42,3
Покупка новой трубы	1063700	18,4
Вспомогательное оборудование	1773485	30,7
Оплата труда	374400	6,5
Страховые взносы	113818	2,08
Взносы на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний	1498	0,02
Итого:	5767341	100

Итоговая стоимость проведения работ по замене участка составляет около 6 млн. рублей. Для наглядности на рисунке 12 представлена структура расходов на проведение работ по замене участка трубопровода.

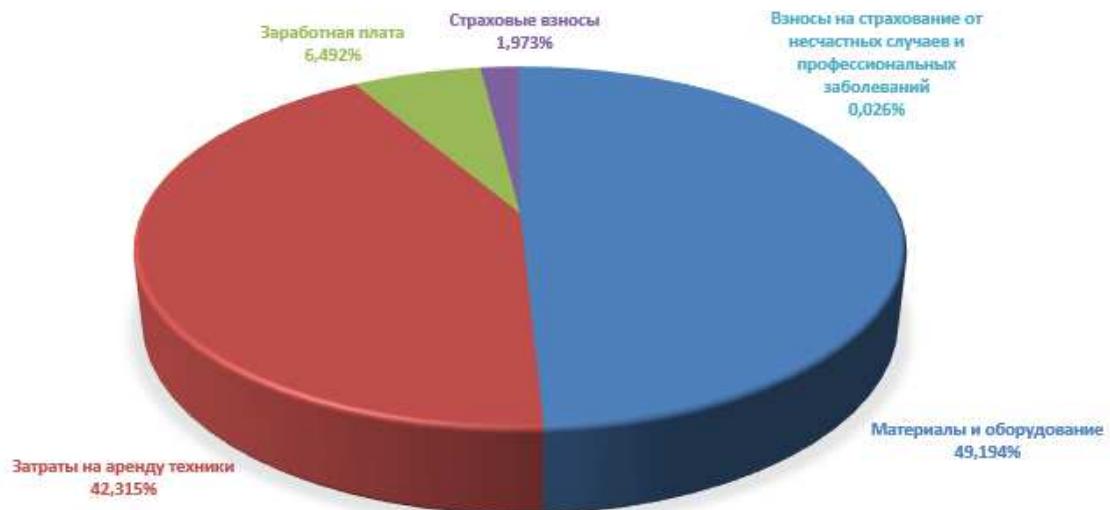


Рисунок 12 – Структура расходов на проведение работ по замене участка трубопровода

В результате экономического расчета выявлено, что замена участка трубопровода, длинной 50 метров выгоднее проведения работ по защите от коррозии методом «санации».

10 Безопасность и экологичность

Трубопроводный транспорта нефти и газа является сложной технической системой, характеризующийся повышенной степенью ответственности и обладающей особенностями антропогенного воздействия на природную среду.

Объекты трубопроводного транспорта относятся к повешено опасным производственным объектам, поэтому важно создать и соблюдать условия, позволяющие снизить негативное влияние на окружающую среду, минимизировать возникновение аварийных и чрезвычайных ситуаций в процессе производства, а также обеспечивать безопасные условия труда.

10.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов

Процесс ремонта трубопровода проходит на открытой площадке линейной части трубопровода, в основном это подготовленные и сварочные работы, а также монтаж и демонтаж оборудования.

Опасными и вредными производственными факторами при сварочно-монтажных работах являются:

- инфракрасное и ультрафиолетовое излучение;
- повышенная запыленность воздуха в рабочей области;
- повышенный температурный режим в зоне работы;
- взрыво- и пожароопасность рабочей зоны;
- шумы высокого звука и вибраций;
- испарение веществ, опасных для дыхательных путей;
- нервно-психические перегрузки работников.

По основному виду экономической деятельности устанавливаем I класс профессионального риска, который характеризует уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по

обеспечению по программе обязательного страхования. Страховые тарифы на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 0,4 % к начисленной оплате труда. [15]

Причинами аварийных и чрезвычайных ситуаций, таких как взрыв, пожар, токсический выброс, утечка продукта через разрывы, трещины и другие повреждения оборудования, чаще всего являются: производственный дефект труб; брак сварки; механические повреждения; коррозия металла.

10.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Магистральный трубопровод находится на севере Красноярского края в условиях вечномерзлого грунта. При эксплуатации нефтепровода в условиях сурового климата оборудование нередко подвергается ремонту. Процесс применения метода «санации» проходит на открытой производственной площадке.

Климат резко континентальный, субарктический, характеризующийся суровой продолжительной зимой и коротким, но теплым летом. Низкие зимние температуры и небольшая мощность снежного покрова в первой половине зимы способствуют широкому распространению вечной мерзлоты, мощность которой достигает от 50 до 200 метров. Среднегодовая температура воздуха составляет 7 °C, средняя температура воздуха зимних месяцев - 41 °C относительная влажность воздуха порядка 74 %, скорость ветра в теплый и холодный периоды около 1,3 м/с. [16]

Характеристика выполняемых работ по энергозатратам представлена в таблице 14

Таблица 14 – Характеристика выполняемых работ по энергозатратам

Работа	Категория	Энергозатраты организма (расход энергии при выполнении работ)	Характеристика работ
Физическая средней тяжести	IIa	151-200 ккал/ч (175-232 Вт)	Работы, связанные с постоянной ходьбой, перемещением мелких (до 1кг) изделий или предметов в положении стоя или сидя и требующие определенного физического напряжения
	IIб	201-250 ккал/ч (223-290 Вт)	Работы, связанные с ходьбой и переноской тяжести до 10 кг и сопровождающиеся умеренным физическим напряжением

Для обеспечения эффективности ремонтных работ, а также безопасности работников предусмотрены жилые мобильные помещения для отдыха и обогрева персонала в холодное время года. В трассовых условиях источниками тепла являются масляные электрообогреватели мощностью до 2 кВт. [19]

Для поддержания оптимальных параметров воздушной среды в жилых помещениях рекомендуется применять как вентиляцию естественную от вентиляционных клапанов, так и принудительную с помощью вентиляторов и кондиционеров.

10.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования

Работы выполняются на открытом производственном участке. Из-за большой протяжённости магистрального нефтепровода необходимо обустройство технологических переездов вдоль трассы трубопровода.

Выполнение обслуживающих и ремонтных работ допускается при естественном освещении. Нормированный уровень освещенности рабочих мест находится на уровне 30 лк. [17]

В случае недостаточной освещенности допускается использование компактных электросветильников во взрывозащищенном исполнении максимальным напряжением до 12 В.

При средней тяжести трудового процесса предельно допустимый уровень звука составляет 70 дБ.

При работе с ручным инструментом возникает локальная вибрация, действующая на сосуды кистей рук. Санитарные нормы виброускорения и выброскорости соответственно равны 135 дБ и 109 дБ (при длительности смены не более 8 часов).

До начала работ, каждый работник должен быть обеспечен спецодеждой и обувью, средствами индивидуальной защиты, а также иметь индивидуальный газоанализатор для контроля воздушной среды.

Например, сварщик должен быть обеспечен костюмом сварщика из тканей с огнезащитной пропиткой или из огнестойких тканей на основе смеси мета- и парамидных термостойких волокон, ботинками кожаными с жестким подноском, перчатками диэлектрическими, термостойкими и с полимерным покрытием, защитной каской с лицевым щитком, защитными очками и респиратором.

Слесарю выдается костюм для защиты от воды из синтетической ткани с пленочным покрытием, костюм из смешанных тканей для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий с масловодоотталкивающей пропиткой, головной убор, каска защитная и подшлемник под каску, очки защитные, ботинки кожаные с жестким подноском или резиновые сапоги, нарукавники из полимерных материалов, перчатки резиновые или из полимерных материалов, пояс предохранительный, маска со сменными фильтрами.

В холодное время дополнительно выдается утепленная одежда и обувь.

10.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

Сварочно-монтажные работы проводятся на открытой площадке, где циркуляция воздуха происходит непрерывно, однако, полностью работников обезопасить невозможно от воздействия продуктов сварочного производства.

При попадании через дыхательные органы больше допустимой нормы окислы веществ вызывают органические заболевания нервной системы, легких, печени и крови. По степени воздействия на организм вредные вещества, выделяемые при работах на магистральном трубопроводе, относятся к 3 и 4 классам опасности. ПДК в воздухе рабочей зоны варьируется в пределах от 1,1 до 10 мг/м³ и более 10 мг/м³ соответственно. [20]

Достаточно сильно негативное влияние при сварочных работах оказывает лучистая энергия сварочной дуги, ультрафиолетовая и инфракрасная радиация.

Для защиты персонала от негативных воздействий данных явлений необходимо соблюдать технику безопасности и использовать все средства индивидуальной защиты, предусмотренные для данного вида работ.

Источниками питания при проведении сварочно-монтажных работ являются автономный сварочный агрегат с дизельным двигателем и с дополнительным электрогенератором. Агрегат осуществляет автономное питание независимых сварочных постов при резке, ручной дуговой сварке и наплавке металлов постоянным током. Номинал тока составляет 250 А (500 А). Электрооборудование работает на токе промышленной частоты 50 Гц, с напряжением 220 В.

При электросварочных работах во избежание поражения электрическим током необходимо надежно заземлить корпус источника питания сварочной дуги и сварочного вспомогательного оборудования, а также свариваемые изделия. Заземление осуществляют медным проводом, один конец которого прикрепляют к специальному болту с надписью

«Земля» на корпусе источника питания сварочной дуги, а второй – к заземляющей шине.

10.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

Выполнение сварочных работ на нефтепроводе по взрывопожарной и пожарной опасности относится к категории Б. Так как температура вспышки сырой нефти выше 30 °С. [22]

Возникновение пожаров на нефтепроводе чаще всего являются последствием аварий, которые могут произойти из-за:

- коррозионных повреждений;
- неправильной эксплуатации оборудования;
- несоблюдение правил на пожароопасных участках;
- дефекты труб и сварных швов;
- утечка природного газа.

Нижний концентрационный предел распространения пламени составляет 42000 мг/м³. Верхний концентрационный предел распространения пламени составляет 19500 мг/м³. [21]

Предельно-допустимая взрывоопасная концентрация составляет 2100 мг/м³. Температура самовоспламенения нефти от 222 до 256 °С.

Пожарными извещателями должны быть обеспечены места проведения трассовых работ, так как они выявляют распространение огня на ранних стадиях.

Также места проведения работ должны быть оснащены первичными средствами пожаротушения.

10.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

Возможные аварийные ситуации и решения по их исключению представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Возможные аварийные ситуации и решения по их устранению

Возможные аварийные ситуации	Решения по устранению аварийных ситуаций
Аварийные ситуации, произошедшие по вине работников	- обучение персонала; - подбор квалифицированных работников; - проведение инструктажей до начала работы; - контроль проведения работ.
Неисправность оборудования	- тщательный контроль и проверка оборудования перед началом работ; - своевременный ремонт и замена оборудования.
Аварии, произошедшие из-за воздействия природного характера	- установка громоотводов и молниезащиты на производственном участке.
Газонефтепроявление	- необходимо контролировать параметры газовоздушной среды.

Поражающим фактором при аварийных ситуациях выступают пожары и взрывы. Их относят к чрезвычайным ситуациям техногенного характера.

Пожар может привести к ожогам различных степеней или летальному исходу. При возникновении пожара в атмосферу выбрасывается большое количество продуктов горения, что негативно сказывается на экологии.

Вторичные факторы поражения отсутствуют, так как нет вблизи наличия складов горючесмазочных легковоспламеняющихся, взрывоопасных материалов, сильнодействующих ядовитых веществ и т.п.)

На непрерывных участках производства нет индивидуальных защитных сооружений. Работники на 100 % укомплектованы индивидуальными и медицинскими средствами защиты.

Индивидуальные средства защиты включают:

- защитную каску;
- специальные сапоги или ботинки с жестким подносом;
- защитные очки;
- средства защиты слуха;
- непромокаемый костюм;
- комбинезон;
- непромокаемые перчатки или рукавицы [13].

При необходимости следует использовать средства защиты органов дыхания.

Для оперативного управления производством предусматриваются следующие виды связи:

- спутниковая автоматическая связь;
- местная телефонная автоматическая связь;
- распорядительно-поисковая связь;

При возникновении аварийной ситуации (пожар, прекращение подачи электроэнергии, сырья, при разрыве коммуникаций и аппаратуры) работы должны быть остановлены согласно плану мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий. [23]

Для защиты работающих в чрезвычайных ситуациях, на предприятии выполняются следующие мероприятия:

- разработка плана по предупреждению и ликвидации ЧС;
- обеспечение защиты рабочих;
- разработка режимов работы рабочих при ЧС;
- повышение эксплуатационной надежности используемого оборудования;

- проведение профилактических работ по проверке состояния оборудования;
- проведение тренировочных ситуаций персонала по предупреждению аварий;
- обеспечение пожарной безопасности объекта.

10.7 Экологичность проекта

При выполнении работ необходимо соблюдение требований по защите окружающей среды, установленные документацией.

Для уменьшения воздействия на окружающую среду принятые меры по уменьшению земляных работ, усиленному анткоррозионному покрытию, сбору и вывозу отходов.

Подрядная организация и ответственный за выполнение работ несут ответственность за соблюдение проектных решений, связанных с окружающей средой.

С целью уменьшения воздействия на окружающую среду все работы выполняются в пределах полосы отвода земли, определенной проектом. Проведение работ, движение машин и механизмов, складирование и хранение материалов в местах, не предусмотренных проектом, запрещается.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Защита от коррозии является важным элементом добывающей компании. В данной работе были проанализированы методы защиты от коррозии как традиционные, так и нетрадиционные, а также предложен альтернативный способ защиты. Метод «санации» хоть и требует значительных денежных затрат, имеет определенные достоинства, такие как увеличение срока эксплуатации трубопровода, уменьшение срока ремонтных работ, а главное, он уменьшает количество земельных работ, тем самым положительно влияя на экологичность.

Методов защиты от коррозии достаточно много, главное целесообразно подобрать нужные.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Коррозия трубопроводов – причины и последствия. Часть 1 [Электронный ресурс] : “ transenergostroy.ru ” – информационный портал. – Москва, [2020] Режим доступа: http://transenergostroy.ru/blog/korroziya_truboprovodov_prichiny_i_posledstviya_chast_1_magistral_nye_truboprovody.html
- 2 Медведева М. Л. Коррозия и защита магистральных трубопроводов и резервуаров :Учебное пособие для вузов нефтегазового профиля. / М. Л. Медведева, А. В. Мурадов, А. К. Прыгаев. – М. : Издательский центр РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина, 2013. – 250 с.
- 3 Бойко В. И. Прогнозирование и предотвращение внутренней коррозии нефтепроводов [Электронный ресурс] : “ neftegaz.ru ” — нефтегазовый журнал изд. № 8 – Москва, [2017] Режим доступа: <https://magazine.neftegaz.ru/articles/transportirovka/543923-prognozirovanie-i-predotvrashchenie-vnutrenney-korrozii-nefteprovodov/>
- 4 Кузнецов М. В. Противокоррозионная защита трубопроводов и резервуаров : Учебное пособие для вузов. / М. В. Кузнецов, В. Ф. Новоселов, П. И. Тугунов, В. Ф. Котов – М. : Недра, 1992. – 238 с.
- 5 Лаптев А. Б. Повышение безопасности эксплуатации промысловых нефтепроводов / А. Б. Лаптев, Г. П. Навалихин – Нефтяное хозяйство. – 2006. - № 1. С. 48-52.
- 6 Султанмагомедов С. М. Обеспечение долговечности и безопасной эксплуатации трубопроводов. Подверженных износу. – Уфа.: УГНТУ, 2002. – 224 с.
- 7 Абашев Р. Б. Санация как метод продления срока эксплуатации трубопроводов : / Р. Б. Абашев, А. М. Шайхулов, Ю. В. Шляпниокв, Ю. В. Бусыгин - Территория нефтегаз. – Москва, 2008 – № 5. С. 2 .

8 Реконструкция газопроводов о технологии «Феникс» [Электронный ресурс] : “ mos-gaz.ru ” – информационный портал. – Москва, [2021] Режим доступа: <https://www.mos-gaz.ru/projects/technology/sanatsiya>

9 Орлов В. А. Восстановление ветхих трубопроводов предварительно сжатыми полимерными трубами / В. А. Орлов, К. Е. Хренов, О. Л. Богомолова. – Вестник МГСУ. – 2014 - № 2. С. 105-113.

10 РД 39-00147105-015 – 98 Правила Капитального ремонта магистральных нефтепроводов. – Введ. 01.09.1998. – Уфа : ИПТЭР, 1998 – 100.

12 Налоговый кодекс Российской Федерации. Ч. 2 [Электронный ресурс] : федер. закон от 05.08.2000 № 117-ФЗ ред. от 17.06.2019. // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

13 Грибов, В. Д. Экономика организации (предприятия) : учебник / В. Д. Грибов, В. П. Грузинов, В. А. Кузьменко. – 10-е изд., стер. М. : КНОРУС, 2016. – 416 с.

14 Затраты на рабочую силу и заработка плата [Электронный ресурс] : Федеральная служба государственной статистики. – М., [199–]. – Режим доступа: <http://www.gks.ru/>.

15 ГОСТ 12.0.003 – 2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. – Введ. 01.03.2017. – Сб. ГОСТов. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2017. – 17 с.

16 СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200 – 03 Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов. – СПб.: типография «Авангард», 2003 – 38 с.

17 МР 2.2.7.2129 – 06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях. – Введ. 1.11.2006. – 18 с.

18 СП 2.2.1.13.12 – Санитарные правила и нормы при проектировании, строительстве и вводе объектов производственных предприятий. – Введ.

03.04.2006. – 43 с.

19 ГН 2.2.5.686 – 98 Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы. – Введ. 04.02.1998. – 14 с.

20 ГОСТ 31438.2 – 2011 ССБТ. Взрывоопасные среды. Взрывозащита и предотвращение взрыва. – Введ. 01.01. 1980. – М.: ИПК Издательство стандартов, 1996. – 9 с.

21 ГОСТ 12.2.020 – 76 ССБТ. Электрооборудование взрывозащищенное. Термины и определения. Классификация. Маркировка. – Введ. 01.01. 1980. – М.: ИПК Издательство стандартов, 1996. – 9 с.

22 СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. – Введ. 01.05. 2009. – М.: ФГУ ВНИИПО МЧС России, 2009. – 35 с.

23 ГОСТ 12.1.044 – 89 Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. – Введ. 01.01.1991. – М.: Стандартинформ, 2006. – 112 с.

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт нефти и газа

Кафедра проектирования и эксплуатации газонефтепроводов

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

/A. Н. Сокольников
« 23 » июня 2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

23.03.03 – Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов

Защита трубопроводов от коррозии с применением метода «санации»

Руководитель  11.06.21 доцент, канд. техн. наук А. Н. Сокольников

Выпускник

 18.06.2021

А. Е. Суворова

Красноярск 2021

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме:
«Проектирование нефтеперекачивающей станции»

Консультанты по

разделам:

Экономическая часть

И.В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности

Е.В. Мусиаченко

Нормоконтролер

О.Н. Петров

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме “Защита трубопроводов от коррозии с применением метода «санации»” содержит 67 страниц текстового документа, 23 использованных источников, 6 листов графического материала.

ЗАМЕНА УЧАСТКА, ЗАЩИТА ТРУБОПРОВОДА, КОРРОЗИЯ, САНАЦИЯ, БЕСТРАНШЕЙНАЯ УКЛАДКА.

Объект ВКР: магистральный газопровод

Цель ВКР: является предложение альтернативного метода защиты трубопроводов от коррозии.

Задачи ВКР:

- изучить процесс коррозии трубопроводов;
- провести анализ традиционных методов защиты трубопроводов от коррозии;
- предложить альтернативный метод защиты трубопроводов от коррозии;
- обосновать предложенный метод с технической и экономической сторон.

В технологической части выпускной квалификационной работы выполнен расчет потерь давления в газопроводе.

В экономической части работы произведён сравнительный анализ защиты от коррозии методом «санации» с полной заменой участка трубопровода.

В разделе «Безопасность и экологичность» решены задачи обеспечения пожарной безопасности объекта, предусмотрены мероприятия по охране труда и безопасности жизнедеятельности.