

Лебедев И.К.
Наумец В.Н.

Коррозионно-стойкие трубы и емкости из стеклопластиков: материалы, свойства, технологии



Оглавление

| | |
|---|----|
| Определения | 9 |
| Сокращения | 10 |
| Реферат | 11 |
| Введение | 12 |
| 1. Теоретические аспекты образования коррозии нефтепроводов и методы защиты от коррозии | 13 |
| 1.1 Понятие коррозии нефтепроводов | 13 |
| 1.2 Классификация коррозионных поражений нефтепроводов и резервуаров... | 14 |
| 1.3 Факторы коррозионного разрушения нефтепроводов | 19 |
| 2. Основные методы коррозионной защиты нефтепроводов..... | 28 |
| 2.1 Химическая защита нефтепроводов от коррозии | 28 |
| 2.2 Физическая защита нефтепроводов..... | 35 |
| 2.3 Катодная защита нефтепроводов и оборудования от коррозии | 36 |
| 3. Расчет станций катодной защиты (электрохимзащиты) при организации коррозионной защиты с целью обеспечения безопасности и надежности нефтепроводов..... | 39 |
| 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение | 46 |
| 4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения..... | 46 |
| 4.1.1 Анализ конкурентных технических решений..... | 46 |
| 4.1.2. SWOT-анализ..... | 48 |
| 4.2 Планирование научно-исследовательских работ | 50 |
| 4.2.1 Структура работ в рамках технического проектирования | 50 |
| 4.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ | 50 |
| 4.2.3 Разработка графика проведения научного исследования | 52 |
| 4.3 Бюджет научно-технического исследования (НТИ) | 54 |
| 4.3.1 Расчет материальных затрат НТИ | 54 |
| 4.3.2 Расчет затрат на специальное оборудование | 55 |
| 4.3.3 Полная заработная плата исполнителей темы проекта | 56 |

| | |
|--|----|
| 4.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)..... | 58 |
| 4.3.5 Накладные расходы | 59 |
| 4.3.6 Формирование сметы технического проекта | 59 |
| 4.4 Определение ресурсоэффективности НИ | 60 |
| Выводы по разделу..... | 61 |
| 5. Социальная ответственность | 65 |
| 5.1 Правовые и организационные вопросы | 65 |
| 5.2 Производственная безопасность | 67 |
| 5.3 Экологическая безопасность | 70 |
| 5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях | 73 |
| Заключение | 76 |
| Список литературы | 77 |
| Приложение | 82 |

Определения

Адгезия: Сцепление между разнородными материалами, обусловленное совокупностью сил связи, действующих по всей поверхности контакта.

Ингибитор коррозии: Вещество, которое при введении в коррозионную среду (в незначительном количестве) заметно снижает скорость коррозии металла.

Нефтепровод: Сооружение из труб, соединительных деталей и арматуры для передачи на расстояние нефти.

Пассивация: Резкое уменьшение скорости коррозии вследствие торможения анодной реакции ионизации металла при образовании на его поверхности фазовых или адсорбционных слоев.

Скорость коррозии: Коррозионные потери единицы поверхности металла в единицу времени.

Трубопровод промысловый: Трубопровод с устройствами на нем для транспорта газообразных и жидких продуктов под действием напора (разности давлений), прокладываемый между площадками отдельных промысловых сооружений.

Футеровка: Облицовка наружной поверхности трубопроводов для защиты от механических повреждений при укладке в проектное положение

Эксплуатация: Комплекс мероприятий по использованию по назначению, техническому обслуживанию, диагностике и ремонту объекта.

Сокращения

ГН – гигиенические нормативы;

ГОСТ – государственный стандарт;

ПЛА – план ликвидации аварий;

ППР – проект производства работ;

РД – руководящий документ;

РТМ – руководящий технический материал;

СанПин - санитарные правила и нормы;

СИЗ– средства индивидуальной защиты;

СПТ – стеклопластиковая труба;

ТУ – технические условия;

ФЗ – федеральный закон;

ЧС – чрезвычайная ситуация;

ЭХЗ – электрохимическая защита.

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 81 страницу, 13 рисунков, 22 таблицы, библиография составляет 56 источников.

Ключевые слова: нефтепровод, коррозия, ингибитор, катодная защита, агрессивная среда.

Объектом исследования являются методы коррозионной защиты трубопроводов.

Цель работы: Разработка рекомендаций по совершенствованию организации коррозионной защиты с целью обеспечения безопасности и надежности нефтепроводов.

В процессе исследования проводились: обзор видов коррозионных разрушений, способов защиты от коррозии; рассмотрены виды, достоинства и недостатки отдельных способов защиты от коррозии, их сравнение, также был проведен расчет станций катодной защиты (электрохимзащиты) при организации коррозионной защиты с целью обеспечения безопасности и надежности нефтепроводов.

Введение

Актуальность темы исследования. В настоящее время для большинства нефтяных месторождений одной из главных проблем вследствие контакта материала труб с агрессивными средами является коррозия металлических трубопроводов.

Одной из главных причин аварий, происходящих на трубопроводах, являются коррозионные процессы. Данные процессы приводят к разрушению не только внутренней поверхности трубопроводов, но и внешней.

Коррозионные процессы могут быть существенно снижены с помощью специальных средств защиты, таких как поверхностная металлизация, легирование металла, использование ингибиторов коррозии, нанесение поверхностных атмосферостойких покрытий и многие другие, которые чаще всего оказываются малоэффективными и приводят к сокращению срока службы нефтепродуктопроводов до 5-6 лет, в редких случаях до 2-3 лет.

Цель работы: разработка рекомендаций по совершенствованию организации коррозионной защиты с целью обеспечения безопасности и надежности нефтепроводов.

В рамках поставленной цели предполагается решить следующие задачи:

- Обзор современной литературы и нормативно – технической документации по защите промысловых трубопроводов от коррозии;
- Анализ основных методов борьбы с коррозией нефтепроводов;
- Проведение расчета станций катодной защиты (электрохимзащиты) при организации коррозионной защиты с целью обеспечения безопасности и надежности нефтепроводов.

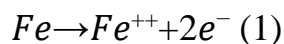
1. Теоретические аспекты образования коррозии нефтепроводов и методы защиты от коррозии

1.1 Понятие коррозии нефтепроводов

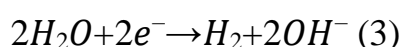
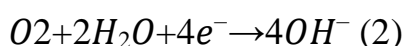
Коррозия – это разрушение металлов и некоторых других твердых тел, вызываемое химическими и электрохимическими окислительно-восстановительными процессами при взаимодействии с окружающей средой, возникающий по причине неустойчивости термодинамической системы металл – компоненты окружающей среды. Металлы переходят в окисленную форму и теряют свои свойства, что приводит в негодность металлические материалы. Этот процесс, развивается в основном на поверхности металла. Однако не исключено, что коррозия может проникнуть и вглубь металла. Главными причинами снижения ресурса практически всех видов нефтеперерабатывающего оборудования являются коррозионные повреждения и их эрозионно-механический износ [2].

Существуют различные определения коррозии, определение, используемое NACE International (NACE), основной вспомогательной организацией в коррозионной промышленности, – это «Ухудшение состояния материала, обычно металла, которое возникает в результате реакции с окружающей средой». Что касается коррозии трубопроводов, то этот металл представляет собой линейно-трубную сталь, состоящую в основном из железа с одним-двумя процентами сплава по прочности и ударной вязкости (сплавы были определены по существу не имеющими отношения к процессу коррозии). В отношении внешней коррозии, окружающая среда будет представлять собой грунтовые воды или влажную почву для наземных трубопроводов и морскую воду для морских трубопроводов. Для внутренней коррозии окружающей средой будет вода, содержащая хлорид натрия (соль), сероводород и/или углекислый газ. Ухудшение будет заключаться в растворении железа в окружающей среде, что снижает прочность трубопровода. Когда железо растворяется, оно превращается в положительно заряженный ион [3].

Основой образования коррозии является анодная реакция (формула 1). Процесс представлен на рисунке 1:



Электроны, полученные в результате реакции, перемещаются по металлической трубе в другое место, где они в свою очередь, расходуются в реакции, которая производит гидроксильные ионы. Специфическая реакция зависит от природы электролита, но обычно представляет собой одну из следующих:



Реакции, представленные выше, называются катодными. Движение ионов через электролит завершает электрическую цепь. Ионы железа обычно вступают в реакцию с водой или кислородом и образуют осадок называемый ржавчиной или же в некоторых случаях образование какого-либо оксида железа в осадке. Анодный и катодный компоненты коррозионной ячейки могут находиться рядом друг с другом или разделены большими расстояниями [4].

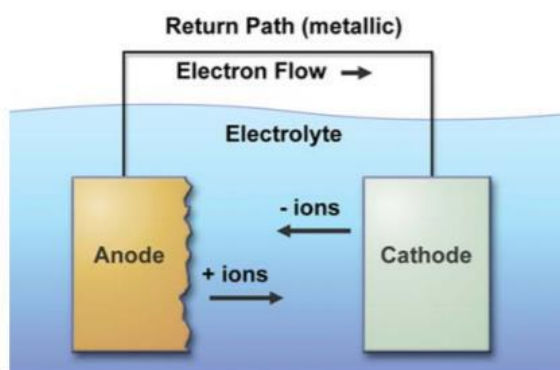


Рисунок 1 – Элементарная коррозионная ячейка

1.2 Классификация коррозионных поражений нефтепроводов и резервуаров

Процесс коррозии начинается с поверхности металла и проникает внутрь материала. В результате происходят изменения минерала: на его поверхности происходят химические процессы, образующие углубления (пятна, свищи, язвы), которые заполнены продуктами коррозии, в основном Fe_2O_3 . На рис. 2

представлена классификация по характеру коррозионного повреждения металла.



Рисунок 2 – Характер коррозионных разрушений

В современные науки существуют несколько классификаций как по механизму протекания химической коррозии, окислительно-восстановительные реакции лежат в большинстве коррозионных процессов. Разлагающийся металл является восстановителем, окисляясь. При температуре выше 300 °С железо будет свободно окисляться с кислородом, а сероводород при чуть меньшей температуре равной 260 °С и выше. При наличии влаги энергия активации чуть ниже чем в отсутствии влажного климата, молекул воды, изменяется и механизм всей реакции. С коррозией трубопровода и металла немного все

иначе, так как это является электрохимической реакцией. Так как основные кинетические законы реакций отличаются от химических, то затормозить коррозию практически невозможно [5].

Так же ученые создали классификацию поражения трубопроводов. По характеру они разделяются на общую, местную или локализованную. Общая коррозия, распространяющаяся по всей поверхности изображена на рисунке 3.



Рисунок 3– Общая коррозия на поверхности трубопровода на участке разрушенной изоляции

Если скорость коррозии на всех участках одинакова, то она считается равномерной, неравномерной если наблюдаются разные размеры поражения на определенном участке (рисунок 4).

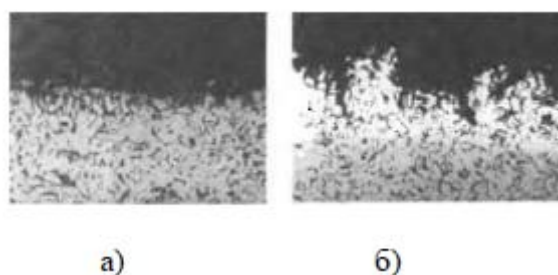


Рисунок 4 – Поперечное сечение образцов углеродистой стали, пораженных общей коррозией ($\times 80$): а– равномерная коррозия, б – неравномерная коррозия

Общая коррозия считается менее опасной чем другие виды коррозии, так как, выявления участков происходит под наблюдением дефектоскопистов и является не сложным процессом.

Если же скорость коррозии равномерная, то за счет увеличения уплотнения стенки трубопровода можно добиться надежной эксплуатации

трубопровода. Основная опасность общей коррозии направлена на уменьшении толщины стенки, что в дальнейшем приведет к минимизации предельной нагрузки конструкции, и соответственно к пластической деформации всего участка трубопровода, что не желательно для производства. Язвенная коррозия, наиболее характерная для магистральных трубопроводов и резервуаров, и является локальным видом поражения. Язвенная коррозия – это разрушение поверхности, которое развивается на отдельных участках, причем площадь пораженной поверхности, как правило, превышает ее глубину (рисунок 5).



Рисунок 5 – Язвенная коррозия

Как и общую коррозию, язвенную легко обнаружить визуально. При проведении ультразвуковой дефектоскопии резервуаров и трубопроводов участки с язвенным поражением могут не попасть в область дефектоскопа и остаться незамеченными. Соответственно язвенное поражение опаснее общего. Так же, как и неравномерная общая коррозия, язвенная может привести к появлению свища (рисунок 6).



Рисунок 6 – Свищ на участке сквозного язвенного поражения

Язвенная коррозия развивается обычно с внешней стороны трубы под слоем изоляции или, чаще, на участках разрушенной изоляции. На внутренней

поверхности труб в участках скопления электролита из транспортируемого продукта иногда появляются язвы, напоминающие ручейки – поражение протяженной формы. Часто такой вид коррозии называют ручейковой или канавочной, хотя, строго говоря, это – язвенное поражение. Оно характерно для внутри промышленных трубопроводов и на магистральных практически не встречается. Питтинговая (точечная) коррозия – вид локального разрушения, при котором глубина пораженного участка несоизмеримо велика по сравнению с его площадью (рисунок 7).



Рисунок 7 – Питтинговая коррозия алюминиевой трубы

Питтинговая коррозия развивается на пассивированных участках при локальном нарушении этого состояния. Иногда она встречается на дне резервуаров, с покрытием из карбонатных отложений. Такой вид коррозии чаще встречается в нержавеющей сталях.

Щелевая коррозия – поражения которые можно встретить в зазорах и щелях. Для нее характерна быстрая скорость развития [6].

Наиболее опасный вид коррозии является растрескивание.



Рисунок 8 – Коррозионная трещина

Под действием активной среды и растягивающих нагрузок появляется такой тип разрушений. Скорость роста очень маленькая на первых этапах, но с появлением максимальных размеров происходит большой рост, который приводит к серьезной проблеме аварийной ситуации на производстве. Такой вид встречается в магистральных трубопроводах. Помимо этого, существует еще целый ряд локальных коррозий к ним относятся: межкристалльная, очень маленькая толщина пораженного участка и другие. Еще можно классифицировать поражения по характеру коррозионной среды, например, атмосферная коррозия которая появляется под действием атмосферного воздуха на металл или же грунтовая коррозия, под действием почв и грунтов, есть много разновидностей такие как морская, щелочная и многое другое [7].

1.3 Факторы коррозионного разрушения нефтепроводов

В приложении 1 представлены основные факторы, которые могут повлиять на коррозионную стойкость трубопровода. Наиболее важные из этих факторов будут рассмотрены ниже.

Коррозия нефтепроводов чаще встречается на долгосрочных месторождениях Западной Сибири. Из-за небольшой добычи нефть характеризуется повышенной обводненностью (более 80%) и низкой скоростью закачки.

С увеличением содержания воды в добыче нефтяных скважин, эмульсия нефти и воды будет рассортирована, и вода появится как отдельная фаза.

Образование водного слоя на металле активизирует процесс коррозии, а сила коррозионного процесса зависит не только от минерализации воды, но также от наличия или отсутствия смеси таких компонентов, как сероводород, диоксид углерода, кислород, сульфид железа и др.

Такие высокообводненные скважины с содержанием воды в продукции более 75-80% составляют в настоящее время большую часть действующего фонда нефтяных скважин [8].

Сточные воды, содержащие сероводород, являются наиболее агрессивными. Увеличение обводненности способствует увеличению скорости сероводородной коррозии.

Сульфид железа является катодом по отношению к стали и образует с ней электрическую пару. Это приводит к дальнейшей активации электрохимического процесса по разрушению минерала скважинного оборудования.

Немалое влияние на скорость сероводородной коррозии насосных штанг и НКТ оказывает давление среды. В сероводородсодержащих скважинах одним из видов разрушения НКТ и штанг является сульфидное растрескивание в сочетании с различными видами механического воздействия на внутрискважинное оборудование.

При эксплуатации скважин с помощью СШНУ совместное воздействие на оборудование повторно-переменных нагрузок и электрохимической коррозии вызывает коррозионно-циклическое усталостное разрушение металла оборудования [9].

По данным замера скорость коррозии в выкидных линиях скважин не превышают 0,1 мм/год, однако фактическая скорость питтинговой коррозии металла в скважинном оборудовании значительно выше. Например, на отдельных скважинах, где подается ингибитор коррозии, разгерметизация по причине коррозии НКТ скважин, оборудованных УЭЦН, происходила на месторождении за 6-8 месяцев.

Если не принимать меры защиты оборудования от коррозии, то в скважинах закачки сточной воды в результате двухстороннего воздействия агрессивной среды появляются сквозные отверстия в НКТ в течение одного года и менее [10].

Характер коррозионного разрушения показан на рис. 9.



Рисунок 9 – Наружная коррозия трубопровода под землей на месте пересечения его с воздушной линией электропередач

Жаропрочностью называют способность материала сохранять при высоких температурах достаточно высокие прочностные свойства. Обычно считается, что материал может работать до такой температуры, при которой кратковременная прочность составляет не менее 0,6 σ_{sv} (предела прочности) при комнатной температуре.

На основании нормативных технических документов магистральные трубопроводы должны иметь комплексную защиту от коррозии, кроме надземных трубопроводов. В состав комплексной защиты входят пассивные и активные защиты, т.е. изоляционное покрытие и средства электрохимической защиты, несмотря на влияние разных величин коррозионной агрессивности грунта. Целью данной защиты является поддержание безаварийной работы магистрального трубопровода на весь срок службы (период эксплуатации).

На время своей «службы» у стальных конструкций, таких как резервуары и магистральные трубы возникают такие дефекты, которые связаны с коррозией. Из-за них появляется вероятность возникновения аварий на работающем магистральном трубопроводе, что повлечет за собой остановку транспортируемого продукта к потребителю. Здесь лежит причина в том, что большинство дефектов влияют на технические параметры, а именно долговечность и надежность. Многолетние практики и исследования

показывают, что влияние коррозии на внешнюю поверхность магистрального трубопровода зависит от двух факторов. Первым фактором выступает химический состав и физическое состояние грунта и почв. Второй фактор – это биолого–химические процессы, влажность и температура [1].

Магистральные трубопроводы в основном проложены подземным способом, поэтому они всегда контактируют с землей, соответственно находятся под влиянием свойств грунтов и почв. В данном случае, земля у нас выступает как электролит [1].

В нормативном техническом документе ГОСТ 27593–88 определение почвы написано как самостоятельное естественно–историческое органоминеральное природное тело. Почва возникла из–за различных длительных процессов, которые происходили на поверхности земли. В нем вступают 3 фактора: антропогенные, биотические и абиотические. В результате действия этих факторов образовалось природное тело, которое имеет условия создания развития роста микроорганизмов.

В государственном стандарте 25100–2011, грунт описывается как любая горная порода, почва, осадка и техногенные образования. Они являются и многокомпонентной динамичной системой, и геологической средой. В основном грунт используется в хозяйстве и в инженерных условиях [1].

Основываясь на вышеперечисленное, можно сделать вывод о том, что грунт и почва относятся к виду электрохимической коррозии, вследствие имеющей влаги. Она создает условия для протекания электрохимической реакции, выступая как «электролит с грунтом».

Что такое электрохимическая коррозия? Данный вид коррозии является химической реакцией между раствором электролитом и металлом, иными словами вид коррозионного разрушения, который наблюдается при электрическом контакте металла и коррозионной среды. Сам процесс протекает не одновременно. Электрохимическая коррозия происходит на поверхностях металлов из – за окисления в электролите – коррозионной среде. В качестве электролита могут быть морская и грунтовая вода, вода рек, щелочей, растворы

кислот, болот, солей и т.д. Основная особенность этого вида является то, что сам процесс протекает с помощью тока электрического. Данная коррозия в использовании подземного трубопровода более подвержена ему, а именно на наружных поверхностях резервуаров и трубопроводов, воздействующими атмосферными и почвенными электролитами [1].

Под понятием подземной электрохимической коррозии подразумевают разрушение металлической части сооружения в результате электрохимической взаимодействия его с электролитической средой (в данном случае – почвенный электролит). Существует такое понятие как скорость коррозии металлической конструкции в почве. Она классифицируется внешним и внутренним фактором. В данном случае интенсивность скорости коррозии зависит от всяких факторов (свойств): температура среды, пористость грунта, влажность грунта, удельное электрическое сопротивление грунта, структуры и воздухопроницаемости.

Воздухопроницаемость грунта зависит от его гранулометрического состава, самой структуры и влажности. Грунт состоит из мелких твердых частиц и чем меньше их величины, тем труднее будет доступ кислорода к поверхности трубопровода, иными словами затрудняется образование коррозионных пар. Хотелось бы добавить минерализацию грунтовых вод. Это относится к внешним факторам. К внутренним факторам можно отнести:

- Сама природа металла;
- Поверхность металла;
- Состояние кристаллической решетки металла.

Всем известно, что каждый металл имеет свои особенности, если смотреть на саму природу металла. Доказано, что металлы, имеющие высокие значения электрохимического потенциала являются более коррозионностойкими, чем другие металлы, имеющие низкий электрохимический потенциал. Следовательно, металлы, которые обладают более низкими значениями потенциала, являются менее коррозионностойкими.

На скорость коррозии также влияет состояние поверхности металла. При грубой обработке металл более подвержен коррозии, а значит, при аккуратной шлифовке металл коррозионностоек. Можно сказать, что если

состояние металла будет близко к однородной поверхности, то он будет более коррозионностойким. Кристаллическая структура металла в разных сплавах может иметь дефекты, которые обладают повышенной реакционной способностью, а наличие таких посторонних примесей в сплавах [1].

Электрохимическая коррозия, образующаяся на поверхности металла, связана с работой гальванических элементов. Основная причина – поверхность металла неоднородная из-за увлажнения, каверн, примесей, пор, трещин и т.п.. На основе этого образуются участки с разным электрохимическим потенциалом на поверхности металла. Видно, что образуются участки, имеющие меньший и больший отрицательный потенциал (катод и анод) на поверхности металла. Впоследствии образуются коррозионные пары [1].

Электролит при взаимодействии с металлов приводит к двум электронным процессам: катодный и анодный. Процесс анодный–переход в раствор электролита ионов металла, где протекает гидратация. А к катоду возвращаются оставшиеся электроны. В итоге происходит разрушение металла на аноде.

На практике выявлено, что большинство аварий магистральных газопроводов из-за грунтовой или почвенной коррозии обнаруживаются при длительной эксплуатации самой трубы. Следовательно, чем больше наработка, тем больше вероятность образования такого дефекта, как почвенная или грунтовая коррозия. На основании нормативного технического документа ГОСТ 9.602–2016 [3] определяется удельное сопротивление грунта, как в трассовых условиях, так и в лабораторных. Для этого понадобится измерить силу тока между двумя примыкающими электродами, которые лежат в грунте. На значение удельного электрического сопротивления грунта влияют гранулометричность и соленость грунта, а также ее влажность, структура и температура [3].

– подземная биокоррозия – это коррозия, разрушение которого происходит на основе влияния живых микроорганизмов;

– подземная электрокоррозия – это коррозия из – за блуждающих токов разрушение которого происходит на основе влияния блуждающего тока. Это происходит, когда с железнодорожных дорог стекает ток с рельса на грунт, попадая на наружную поверхность магистрального трубопровода;

коррозия контактная – это вид коррозии, при котором коррозионная стойкость двух разных по свойствам металлов имеет различные значения потенциала на границе контакта в присутствии электролита.

Источниками блуждающих токов являются:

– железные дороги, имеющую тягу на постоянном токе, при условии, что ходовые рельсы применяются на них, чтобы была возможность обратного протекания тока;

– трамвайные линии, при которых верхняя часть имеет контактный провод;

– промышленный, карьерный и рудничный транспорт;

– промышленные установки, сети электроснабжения на постоянном токе и высоковольтные линии;

– агрегаты, которые процесс работы при постоянном токе в речных и морских портах, сварочные аппараты;

– сети телефонной и телеграфной связи на постоянном токе и системы транспортной сигнализации;

– Катодная защита для борьбы с коррозией (наложения тока включена от постороннего источника, усиленного дренажа и станции дренажа) [2].

Обратная полярность существует, когда магистральный трубопровод находится под влиянием блуждающего тока относительно земли. С точки зрения науки химии, коррозия основывается по закону электролиза, а именно что когда трубопровод, находясь под землей, пересекает электрифицированную дорогу, то он попадает в зону влияния блуждающего тока. На скорость распространения и развития коррозии из-за блуждающих токов влияют такие

условия как, совпадение коррозионной пары (из-за несплошности материала трубы) с анодной зоной и почвенная коррозия. Они лишь усугубляют процесс развитие коррозии трубы магистрального [2].

Водопроницаемость и влагоемкость грунтов и почв зависит от их пористости и структуры. Определение естественной влажности грунта является отношение объемная масса воды в грунте к массе самого грунта, который высушен до неизменной массы. Если есть понятие как влажность грунта, то существует также понятие влажность почвы. Определение этого понятия заключается в том, что какова степень заполнения водой внутри почвы. Чтобы найти эту степень, необходимо вычислить отношение количество воды к массе твердого сухого вещества. Понятие влажность подразумевает тот смысл, что если содержание влаги в грунте или почве будет увеличиваться со временем, то снижается удельное электрическое сопротивление, вследствие чего, приводит к развитию и процессу протекания коррозий на внешней стенке трубы.

Характерность структуры грунта является пространственной локальной части грунта. Выделяется формой, размером, количественным и качественным соотношением составляющих структуры грунта, характером поверхности и связи. Разновидность грунтов классифицируется в зависимости характерности структуры связи самого грунта [1]:

- мерзлые грунты – это с криогенными структурными связями.
- дисперсные грунты – это с механическими структурными связями
- скальные грунты – это с жесткими структурными связями;
- грунты, имеющие водно-коллоидные связи.

К участкам повышенной коррозионной и техногенной опасности относят подземные участки труб:

- в поливных, черноземных, заболоченных и болотистых грунтах;
- бытовых и промышленных стоков, шлаков и свалок мусора;
- в любых районах страны, имеющие засоленные грунты (солончаковые, солонцы, солоды, соры и др.) и содержащие водорастворимые соли более одного грамма на один килограмм грунта;

- на поймах реки в подводных переходах;
- на территориях ПХГ, УКПП, КС, ГПЗ, ГРС;
- на пересечении с разными трубами и в обе стороны на 100 м от места пересечения труб;
- с блуждающими токами от источника постоянного тока;
- имеющие температуру продукта свыше 40 °С.[2]

Большинство металлов (исключая благородные) термодинамически неустойчивы на воздухе и в атмосфере других газов при обычных условиях. С повышением температуры степень термодинамической нестабильности несколько снижается, скорость реакции взаимодействия в различной степени возрастает. В отличие от электрохимической коррозии при химическом взаимодействии металла с газовой средой продукты коррозии образуются непосредственно в зоне реакции.

Процессы газовой коррозии – это многоступенчатые гетерогенные процессы, которые протекают на границе раздела металл-газ.

Пленки на металле, возникающие во время коррозии, то есть продукты реакции металла и окислительной среды, могут предотвратить или замедлить процесс коррозии [11].

2. Основные методы коррозионной защиты нефтепроводов

Методы защиты магистрального нефтепровода от коррозии можно классифицировать по следующим направлениям:

1. Создание антикоррозионных сплавов (легирование).
2. Увеличение чистоты индивидуального металла.
3. Механическая и химическая пассивация металлов (железо, никель, кобальт, магний в растворах щелочей; образование оксидной пленки, например, на алюминии и др.).
4. Покрытие поверхности металла различными защитными пленками.

Пленки разделяют на:

- неметаллические (краски, лаки, смазочные материалы);
- металлические: анодные, катодные [4].

Анодным называют покрытие, образованное металлом, стоящим в ряду напряжений до металла, защищающие (покрытие более активным металлом; например, покрытие железа цинком, кадмием). При местных разрушениях покрытия корродировать будет менее благородный металл, поскольку будет образовываться локальный гальванический элемент, в котором катодом является металл, что защищают (основной металл), а анодом – покрытие, которое окисляется. При анодной защите сплошность покрытия значения не имеет. Чем толще анодное покрытие, тем дольше оно будет защищать другой металл [1].

Катодными называют покрытие металлом с большим потенциалом (указанием потенциала в ряду напряжений стоит после металла, которые защищают, например покрытие низколегированных сталей медью, оловом, никелем, серебром). Покрытие должно быть сплошным, так как при его повреждении будут образовываться локальные гальванические элементы, в которых основной металл будет анодом (корродуем), а металл покрытия – катодом.

5. Электрохимическая защита [4]:

– катодный – создание катодной поляризации: металлическое изделие подключается к отрицательному полюсу внешнего источника постоянного тока (становится катодом, при этом возрастает скорость выделения на нем водорода, а скорость коррозии снижается), а к положительному полюсу присоединяют малоценный металл; в такой способ весьма часто защищают подземные трубопроводы;

– защитный – аналогичный анодного покрытия: соединяют основной металл с другим металлом (протектором), который в ряду напряжений расположен левее. Образуется гальванический элемент, в котором основной металл – катод, а протектор – анод (корродирует). Часто для протекторной защиты применяют магний или алюминий (защищают рельсы, мачты и другие конструкции). Протектор постепенно растворяется, поэтому его нужно периодически заменять. Протекторная защита эффективна в токовой проводящей среде (например, в морской воде).

6. Воздействие на агрессивную среду – этот метод является эффективным тогда, когда речь идет о не очень большой объем токопроводящей жидкости:

– деаэрация–извлечение кислорода из агрессивной среды вследствие продувания инертным газом;

– введение в среду ингибиторов – замедлителей коррозии. Например, в случае кислотной коррозии обычно это органические вещества, молекулы которых содержат амина-, имино-, тио- и другие группы. Они хорошо адсорбируются на поверхности металла и существенно снижают скорость электрохимических реакций, приводящих к коррозии [1].

2.1 Химическая защита нефтепроводов от коррозии

Ингибиторная защита наиболее простая и по оборудованию не занимающая много дополнительной техники и средств технология, способствующая защите трубопроводов. Наиболее часто ингибиторы мешают с водой закачиваемую в пласт, потому как большинство месторождений имеют поздние стадии разработки, которые характеризуются высокой обводненностью

что способствует увеличению коррозионной активности. Поэтому при добыче на 3 и 4 стадии разработки нефти характеризуется, тем что нефть будет смешана с большим количеством воды здесь и поможет ингибиторная защита.

Ингибиторы коррозии предназначены для понижения воздействия окружающей среды, а также для уменьшения соприкосновения трубопровода с жидкостью. У ингибиторов защит есть критерии применимости, к примеру, на месторождении ингибитор должен защитить трубопровод как при высоких показателях давления и температур, так и при обычных условиях (температура 40 °С и нормальном атмосферном давлении) поэтому тщательно подобранный ингибитор является важной частью в борьбе с коррозией [13].

Ингибиторы – это химические вещества, которые вступают в реакцию с металлической поверхностью или окружающей средой, которой подвергается эта поверхность, обеспечивая поверхности определенный уровень защиты. Ингибиторы часто работают, адсорбируясь на металлической поверхности, защищая металлическую поверхность, образуя пленку. Ингибиторы обычно распределяются из раствора или дисперсии. Некоторые из них включены в состав защитного покрытия. Ингибиторы замедляют процессы коррозии за счет:

- Увеличение свойств анодной или катодной поляризации (наклона Тафеля)
- Уменьшение перемещения или диффузии ионов на металлическую поверхность
- Повышение электрического сопротивления металлической поверхности

В мире нет точной классификации ингибиторов поэтому разные авторы по-разному классифицируют данные вещества в своих статьях, к примеру, по их функциональности:

- Неорганические ингибиторы: Обычно кристаллические соли, такие как хромат натрия, фосфат или молибден. Только отрицательные анионы этих соединений участвуют в уменьшении коррозии металла. Когда цинк используется вместо натрия, катион цинка может добавить некоторый

полезный эффект. Эти соединения с добавлением цинка называются ингибиторами смешанного заряда.

– Органический анион: Сульфонаты натрия, фосфонаты или МБТ обычно используются в охлаждающих водах и растворах антифриза.

– Органический катионный: в концентрированных формах это либо жидкости, либо воск, как твердые вещества. Их активные части, как правило, представляют собой крупные алифатические или ароматические соединения с положительно заряженными аминными группами.

Однако на сегодняшний день наиболее популярная схема организации состоит из перегруппировки ингибиторов коррозии в функциональную схему следующим образом [14].

Пассивирующие ингибиторы вызывают большой анодный сдвиг потенциала коррозии, заставляя металлическую поверхность переходить в диапазон пассивации. Существует два типа ингибиторов пассивации: окисляющие анионы, такие как хромат, нитрит и нитрат, которые могут пассивировать сталь в отсутствие кислорода, и неокисляющие ионы, такие как фосфат, вольфрамат и молибдат, которые требуют присутствия кислорода для пассивации стали.

Катодные ингибиторы либо замедляют саму катодную реакцию, либо селективно осаждаются на катодных участках, чтобы увеличить поверхностное сопротивление и ограничить диффузию восстанавливаемых видов в эти области. Катодные ингибиторы могут обеспечивать ингибирование тремя различными механизмами: (1) как катодные яды, (2) как катодные осадки и (3) как поглотители кислорода.

Как анодный, так и катодный эффекты иногда наблюдаются в присутствии органических ингибиторов, но, как правило, органические ингибиторы воздействуют на всю поверхность корродирующего металла, когда присутствуют в достаточной концентрации. Органические ингибиторы, обычно обозначаемые как пленкообразующие, защищают металл, образуя гидрофобную пленку на поверхности металла. Их эффективность зависит от

химического состава, молекулярной структуры и сродства к поверхности металла

Эти материалы создают защитную пленку из адсорбированных молекул на поверхности металла, которая обеспечивает барьер для растворения металла в электролите.

Ингибиторы, вызывающие осаждение, представляют собой пленкообразующие соединения, которые оказывают общее действие на поверхность металла, блокируя как анодные, так и катодные участки косвенно. Ингибиторы – осаднения – это соединения, которые вызывают образование осадков на поверхности металла, обеспечивая тем самым защитную пленку. Жесткая вода с высоким содержанием кальция и магния менее агрессивна, чем мягкая вода, из-за склонности солей в жесткой воде осаждаться на поверхности металла и образовывать защитную пленку.

Наиболее распространенными ингибиторами этой категории являются силикаты и фосфаты [15].

Летучие ингибиторы коррозии (ЛИК), также называемые ингибиторами паровой фазы, представляют собой соединения, транспортируемые в закрытой среде к месту коррозии путем испарения из источника.

Ввод ингибитора осуществляется на месторождении по следующей блок–схеме рисунок 10:

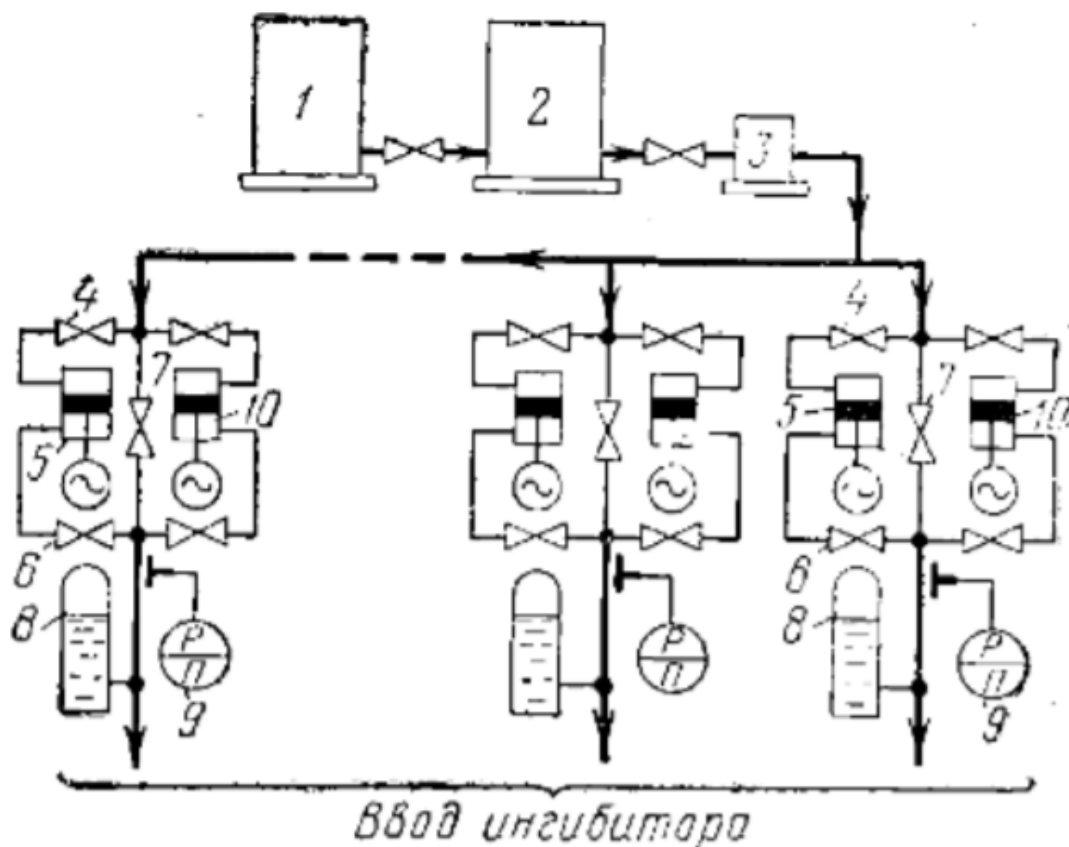


Рисунок 10 – Технологическая схема подачи ингибитора [16]

Мощность насосов 5,10 регулируется с помощью гаек, изменяющие ход плунжера насоса. Нужное нам вещество поступает из емкости 2 к насосам, которая в свою очередь объединенная с резервом емкостью 1. Имеется так же фильтр очистки, предохранительный клапан защищающий насос от повреждений, при увеличении давления на 30 % больше рабочего предохранительный клапан водит раствор к емкости 2. Чтобы перекрыть попадания жидкости туда куда нам нужно, имеются вентили 4,6,7 которые при закрытие перекрывают ингибиторопровод. 8-это пневматический гидроаккумулятор, который сглаживает пульсирующий расход вещества. Так же присутствует манометр 9.

Например, компания ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» проводила опыты закачки ингибитора «КорМастер-1035» в 3 этапа, то есть последовательное снижение дозировки 30, 25 и 20 г/м³, что в свою очередь показало защитный эффект приближенный к 100% точное число составляет

96,6 процентов. В последствии проведения опыта выяснилось, что скорость коррозии после проведения опыта значительно снизилась, а максимальный защитный эффект показал значение в 97% что видно в таблице 1. На рисунке 11 представлены диаграммы скоростей коррозии до ингибирования и после закачки, наглядным образом можно увидеть, что на направлении к. 162Б - т.вр.к.106, 161А, 161 (ДНС-13) эффективная дозировка 30 г/м³ так как при ней скорость коррозии минимальная, а значения составляют 0,020 мм/год. Для направления к.203Б -т. вр. ДНС-15 компания выбрала оптимальную дозировку в 25 г/м³, так как при ней значение скорости коррозии составляет 0,041 мм/год это чуть скорости на вышеупомянутом месторождении, но показывает отличные результаты [18].

Таблица 1– Сводная таблица результатов коррозионного мониторинга ИК «КорМастер-1035» на Суторминском месторождении[19]

| Этап | Направление | Дозировка, г/м ³ | Скорость коррозии до испытаний, мм/год | Скорость коррозии после испытаний, мм/год | Защитный эффект, % |
|------|--|-----------------------------|--|---|--------------------|
| I | к. 162Б - т.вр.к.106, 161А, 161 (ДНС-13) | 30 | 0,63 | 0,020 | 97 |
| | к.203Б - т.вр. ДНС-15 | 30 | 1,40 | 0,084 | 94 |
| III | к. 162Б - т.вр.к.106, 161А, 161 (ДНС-13) | 25 | 0,63 | 0,078 | 88 |
| | к.203Б -т.вр. ДНС-15 | 25 | 1,40 | 0,041 | 97 |
| III | к. 162Б - т.вр.к.106, 161А, 161 (ДНС-13) | 20 | 0,63 | 0,035 | 94 |
| | к.203Б — т.вр. ДНС-15 | 20 | 1,40 | 0,058 | 96 |

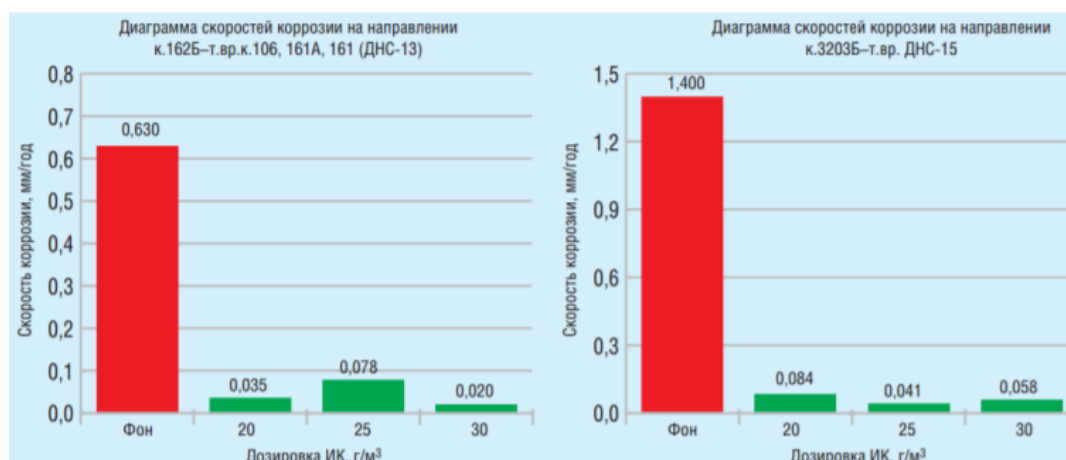


Рисунок 11 – Изменение скоростей коррозии на испытаниях ИК «КорМастер-1035» на Суторминском месторождении [20]

2.2 Физическая защита нефтепроводов

Применение коррозионностойких материалов, включает в себя определенные компоненты из чего будет состоять трубопровод, например, легированная сталь, то есть металл в сплаве будет содержать компоненты, которые меньше подвержены коррозии, например, легирование хромом или цинком мало склонного к пассивному воздействию. Но при введении этого способа самый главный недостаток-это высокая стоимость этих легированных металлов.

Так же к этому методу борьбы можно отнести использование защитных покрытий, которые будут противостоять агрессивным средам в трубопроводе. В основном внутренние покрытия встречаются в виде: эпоксидных, фенольных, эпоксифенольных, нейлоновых и др. В современном производстве существует много способов нанесения защитного покрытия на трубопровод, к таким относятся плазменное, металлизационное, напыление с помощью газоплазмы и другое.

К этим инновациям относятся металлопластмассовые трубы у них существует несколько преимуществ – вот, например, стойкость к агрессивным средам, а также уменьшение осадка парафина-смолистых отложений, то есть уменьшение скопления их внутри трубопровода.

К недостатку данного метода стоит отнести, долгую подготовку поверхности и достаточное количество требований к ней, высокая цена на продукт, покрытия разрушение покрытия при высоких температурах в силу их низких термостойкостей, а также трудозатраты на проведение работ по нанесению их на поверхность.

Так же существуют изделия из силикатно-эмалевых покрытием. Здесь к плюсам можно отнести более высокую термостойкость, такие поверхности можно использовать при температуре флюида от -60 до +350 °С. Высокая стойкость к абразивному износу. Наглядное применение защитного покрытия показано на рисунке 12 [21].

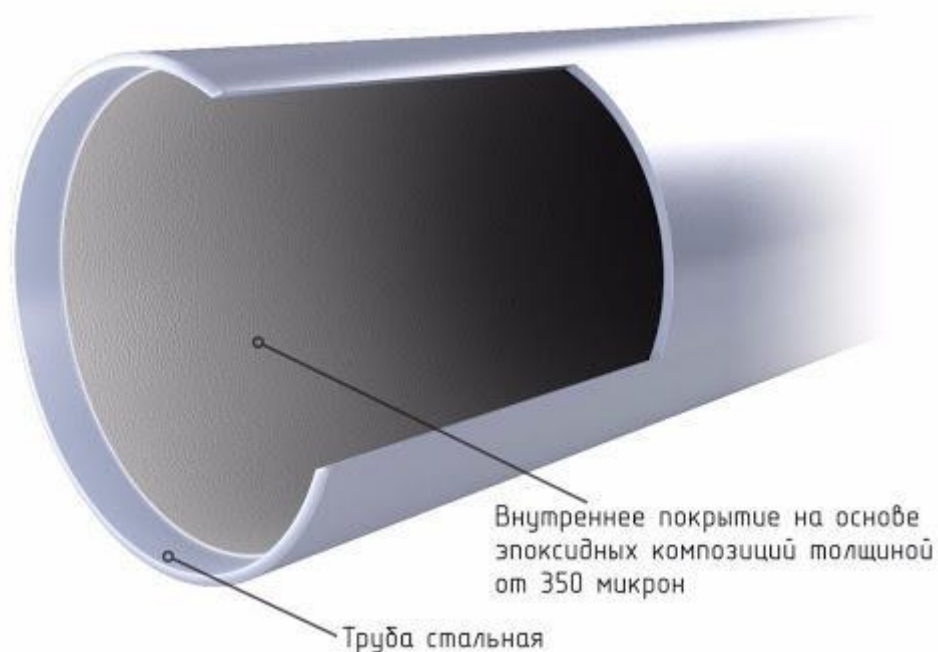


Рисунок 12 – Нанесенное защитное покрытие на внутреннюю часть нефтепроводов [22].

2.3 Катодная защита нефтепроводов и оборудования от коррозии

Электрохимзащита трубопроводов (ЭХЗ) - один из эффективных методов защиты трубопроводов от коррозии и широко применяется на практике.

Поскольку этот метод имеет свою специфику, промышленные работники не всегда хорошо представляют работу ЭХЗ. В связи с этим следует более подробно описать принципы работы ЭХЗ.

Для защиты подземных трубопроводов от коррозии вдоль их пути сооружаются станции катодной защиты (СКЗ). В комплект СКЗ входят источник постоянного тока (защитная арматура), анодное заземление, точки контроля и измерения, а также соединительные провода и кабели. В зависимости от условий могут работать 0,4 защитные устройства переменного тока; 6 или 10 кВ или от независимых источников [23].

Из схемы подключения (рис. 13) видно, что измененный ток от источника питания «+» 1 попадает в заземляющий анод 2, затем проходит через землю в

трубопровод 3, выполняет свою защитную функцию, а затем возвращается в источник питания. 4 соединительное устройство с разъемным соединением используется для подключения 5 кабеля.

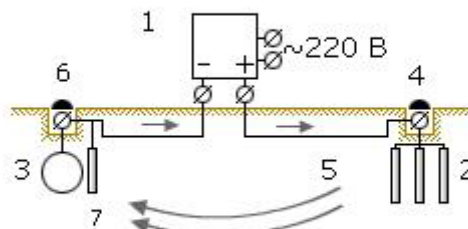


Рисунок 13 – Схема соединений катодной станции.

На рис. 14 показана самая простая и дешевая конструкция системы заземляющих электродов. Заземленный анодный стержень 1 помещается в траншею на глубину, превышающую глубину промерзания грунта.

В этом случае стержень должен иметь слой порошкообразного коксового порошка. Все электроды электрически соединены 3 контактными зажимами, тщательно изолированы от земли общим кабелем 2 и соединены с контактным устройством общим кабелем 2 для вращения анода[24].

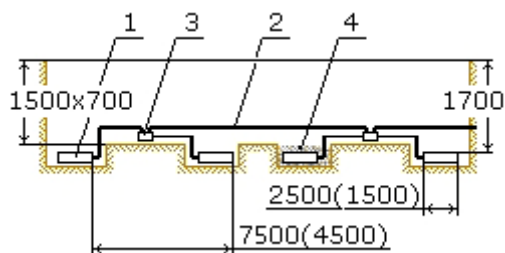


Рисунок 14 – Горизонтальный анодный заземлитель на примере графитопластовых электродов типа ЭГТ-2500 (1500).

Иногда целесообразно расположить анодное заземление вертикально, но здесь уже используются другая технология – бурение скважин (шурфов). 35

На рисунке 15 показан более сложный заземляющий электрод - глубокий электрод, сделанный из тех же электродов типа ЭГТ. 6.22. Электроды с глубоким заземлением - обычно длиной менее 100 метров - используются в стесненных условиях или по ряду других причин.

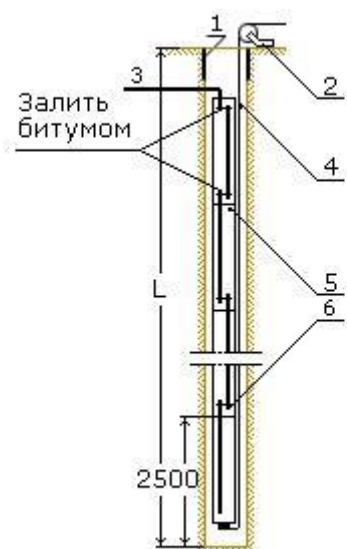


Рисунок 15 – Глубинное анодное заземление из электродов типа ЭГТ-2500.

Для устройства анодных заземлений в скальных и высокоомных (глубоко промерзающих, засушливых и пустынных) грунтах, а также в речной и морской среде хорошо зарекомендовали себя протяженные электроды из электропроводных эластомеров серии ЭР. Такие электроды могут укладываться как горизонтально рядом с трубопроводом, так и вертикально в качестве глубинных анодных заземлителей. Кроме того, электроды серии ЭР могут использоваться для защиты технологических резервуаров не только наружных, но и внутренних поверхностей [25].

На практике в промышленных условиях катодная защита применяется только для защиты основных трубопроводов – напорных и магистральных нефтепроводов, про водоводов большой длины и протяженных разводящих водоводов системы нагнетания.

На участке трубопровода, где проектируют устройство защиты, вначале подключают одну протекторную установку, измеряют потенциал труба – земля газопровода (шагом 5–20 м) и строят графики естественного потенциала и общего потенциала общ с подключенной протекторной установкой 2.

3. Расчет станций катодной защиты (электрохимзащиты) при организации коррозионной защиты с целью обеспечения безопасности и надежности нефтепроводов

Расчет катодной защиты магистрального трубопровода произведем на основании РД 153-39.4-039-99 Нормы проектирования электрохимической защиты магистральных трубопроводов и площадок МН и в соответствии с пособием Быкова Л.И, Мустафина Ф.М., Рафикова С.К., Нечваль А.М., Лаврентьева А.Е. «Типовые расчеты при сооружении и ремонте газонефтепроводов».

Магистральный трубопровод диаметром 820 мм, длиной 1000 км, имеющего толщину стенки, равную 9 мм. Трубопровод проложен по местности, участки которой имеют следующие значения удельного электросопротивления грунта:

| | | | | | | |
|--------------------------------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| Доля длины трубопровода, l/L | 0,3 | 0,2 | 0,1 | 0,2 | 0,1 | 0,1 |
| Удельное электро-сопротивление, Ом·м | 20 | 30 | 40 | 50 | 160 | 180 |

Дренажная линия – воздушная с подвеской алюминиевого провода на деревянных столбах с железобетонными приставками. Начальное переходное сопротивление «трубопровод – грунт» равно $9000 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2$. Показатель скорости старения покрытия – 0,125 1/год. Анодное заземление выполнено из электродов длиной 1,4 м, диаметром 0,03 м, массой 10 кг, устанавливаемых непосредственно в грунт.

1 Среднее значение удельного электросопротивления грунта вдоль трассы трубопровода:

$$\rho_{z.cp} = 20 \cdot 0,3 + 30 \cdot 0,2 + 40 \cdot 0,1 + 50 \cdot 0,2 + 160 \cdot 0,1 + 180 \cdot 0,1 = 60$$

Ом·м.

2 Продольное сопротивление единицы длины трубопровода:

$$R = \frac{0,245 \cdot 10^{-6}}{3,14 \cdot 0,009 \cdot (0,82 - 0,009)} = 10,67 \cdot 10^{-6} \text{ Ом/м.} \quad (1)$$

3 Сопротивление единицы длины изоляции к концу нормативного срока службы СКЗ:

$$R_{из}(\tau_{ис}) = \frac{9000}{3,14 \cdot 0,82} \cdot e^{-0,125 \cdot 9,5} = 10660 \text{ Ом/м.} \quad (2)$$

4 Сопротивление единицы длины изоляции в среднем за нормативный срок службы СКЗ:

$$R_{из.cp} = \frac{9000}{3,14 \cdot 0,82 \cdot 0,125 \cdot 9,5} \cdot (1 - e^{-0,125 \cdot 9,5}) = 2045,8 \text{ Ом/м.} \quad (3)$$

5 Среднее значение входного сопротивления трубопровода и нормативный срок эксплуатации катодных установок:

$$Z_{cp} = 0,5 \cdot \sqrt{10,67 \cdot 10^{-6} \cdot 2045,8} = 73,8 \cdot 10^{-3} \text{ Ом.} \quad (4)$$

6 То же к концу нормативного срока эксплуатации:

$$Z_{к} = 0,5 \cdot \sqrt{10,67 \cdot 10^{-6} \cdot 1066,0} = 53,9 \cdot 10^{-3} \text{ Ом.} \quad (5)$$

7 Постоянная распределения токов и потенциалов вдоль трубопровода к концу нормативного срока эксплуатации катодных установок:

$$\alpha = \sqrt{\frac{10,67 \cdot 10^{-6}}{1066,0}} = 1 \cdot 10^{-4} \text{ 1/м.} \quad (6)$$

8 Задаем удаление анодного заземления от трубопровода $y = 350$ м и определяем параметр Θ :

$$\Theta = \frac{60}{2 \cdot 3,14 \cdot 53,9 \cdot 10^{-3} \cdot 350} = 0,512. \quad (7)$$

9 Коэффициент взаимного влияния СКЗ:

$$K_B = \frac{1}{1 + \sqrt{1 - \left(\frac{0,3}{0,55}\right)^2 \cdot (1 + 0,512)}} = 0,574. \quad (8)$$

10 Протяженность зоны защиты трубопровода одной СКЗ к концу нормативного срока эксплуатации:

$$l_{скз} = \frac{2}{1 \cdot 10^{-4}} \cdot \ln \left[\frac{0,55}{0,574 \cdot 0,3 (1 + 0,512)} \right] = 13255 \text{ м.} \quad (9)$$

11 Среднее значение силы тока нагрузки СКЗ:

$$I_{оп} = \frac{0,55}{73,9 \cdot 10^{-3} \cdot [1 + 2 \exp(1 \cdot 10^{-4} \cdot 14957) + 0,512]} = 3,80 \text{ А.} \quad (10)$$

12 Примем, что глубина заложения середины электродов анодного заземления h равна 2,2 м, а расстояние между ними равно 7 м.

Тогда сопротивление растеканию с одиночного вертикального электрода:

$$R_{I\sigma} = \frac{0,16 \cdot 60}{1,4} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot 1,4}{0,03} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \cdot 2,2 + 1,4}{4 \cdot 2,2 - 1,4} \right) = 32,2 \text{ Ом.} \quad (11)$$

13 Примем число электронов анодного заземления $n = 5$ и вычислим A_i и B_i . Расчет коэффициентов представим в таблице 1. [20]

Таблица 3 – Расчет коэффициентов A_i и B_i

| i | 1 | 2 | 3 | 4 |
|-------|------|------|-------|-------|
| A_i | 0,61 | 0,31 | 0,21 | 0,16 |
| B_i | 0,01 | 0,06 | 0,033 | 0,025 |

14 Сопротивление растеканию с центрального электрода заземления:

$$R_{\text{г}} = 32,2 \cdot \frac{60}{3,14 \cdot 1,4} \cdot \left\{ \ln \left[\left(0,1 + \sqrt{1 + 0,1^2} \right) \cdot \sqrt{\frac{0,63 + 0,01 + \sqrt{1 + (0,63 + 0,1)^2}}{0,63 - 0,01 + \sqrt{1 + (0,63 - 0,1)^2}}} \right] + \ln \left[\left(0,05 + \sqrt{1 + 0,05^2} \right) \cdot \sqrt{\frac{0,31 + 0,05 + \sqrt{1 + (0,31 + 0,05)^2}}{0,31 - 0,05 + \sqrt{1 + (0,31 - 0,05)^2}}} \right] \right\} = 36 \text{ Ом.} \quad (12)$$

15 Сопротивление растеканию с крайнего электрода анодного заземления:

$$R_{\text{г}} = 32,2 \cdot \frac{60}{2 \cdot 3,14 \cdot 1,4} \cdot \left\{ \ln \left[\left(0,01 + \sqrt{1 + 0,01^2} \right) \cdot \sqrt{\frac{0,61 + 0,1 + \sqrt{1 + (0,63 + 0,1)^2}}{0,63 - 0,1 + \sqrt{1 + (0,63 - 0,1)^2}}} \right] + \ln \left[\left(0,033 + \sqrt{1 + 0,03^2} \right) \cdot \sqrt{\frac{0,21 + 0,033 + \sqrt{1 + (0,21 + 0,033)^2}}{0,21 - 0,033 + \sqrt{1 + (0,21 - 0,033)^2}}} \right] + \ln \left[\left(0,025 + \sqrt{1 + 0,025^2} \right) \cdot \sqrt{\frac{0,16 + 0,025 + \sqrt{1 + (0,16 + 0,025)^2}}{0,16 - 0,025 + \sqrt{1 + (0,16 - 0,025)^2}}} \right] \right\} = 34,9 \text{ Ом.} \quad (13)$$

16 Коэффициент экранирования электродов анодного заземления:

$$\eta_{\text{э}} = \frac{2 \cdot 32,2}{36 + 34,9} = 0,91. \quad (14)$$

17 Оптимальное число электродов анодного заземления

$$n_{\text{э}}' = 4,13 \cdot \sqrt{\frac{8,76 \cdot 32,2 \cdot 0,02}{20 \cdot 0,95 \cdot 0,7 \cdot 0,91 \cdot (0,15 + 0,148)}} = 5,16$$

т.е. принятое и расчетное число электродов совпадают.

18 Сопротивление растеканию тока с анодного заземления:

$$R_a = \frac{32,2}{5 \cdot 0,91} = 7,08 \text{ Ом.} \quad (15)$$

19 Оптимальное сечение дренажного провода

$$S_{\text{пр}} = 2,95 \cdot 3,8 \cdot \sqrt{\frac{0,029 \cdot 0,02}{0,01 \cdot 0,7 \cdot (0,15 + 0,148)}} = 5,91 \text{ мм}^2$$

По табл. 3.52 [20] выбираем большее сечение серийно выпускаемых проводов, которое равно $S_{\text{пр}}=16 \text{ мм}^2$ (провод А-16).

20 Определим сопротивление дренажной линии

$$R_{\text{др}} = 0,029 \cdot \frac{350}{9,6} = 1,05 \text{ Ом.} \quad (16)$$

21 Среднее значение напряжения на выходных контактах СКЗ определяем:

$$\Delta E_{\text{ср}} = (0,55 - 0,3) + 3,8 \cdot (1,06 + 7,08) = 31,1 \text{ В.} \quad (17)$$

22 Средняя величина мощности потребляемой СКЗ будет равна:

$$P_{\text{СКЗ}} = 3,8 \cdot 31,2 = 118,5 \text{ Вт.} \quad (18)$$

23 В соответствии с вычисленными значениями $I_{\text{др}}$, $\Delta E_{\text{ср}}$ и $P_{\text{СКЗ}}$ по табл. 3.50 выбираем тип катодной станции. Наиболее подходящей является КСТ (КСК)-500 (мощность 0,5 кВт, напряжение 10, 50 В, мощность – 10 А).

24 Определим необходимое число СКЗ для защиты всего трубопровода:

$$N_{\text{скз}} = \frac{1000 \cdot 10^3}{13255} = 75,44 \approx 75 \text{ штук.} \quad (19)$$

25 Срок службы анодного заземления, установленного в грунт

$$\tau_a = \frac{10 \cdot 0,91 \cdot 5}{3,80 \cdot 0,2} = 59,9 \text{ лет} \quad (20)$$

Поскольку срок службы анодного заземления превышает 10 лет, то, следовательно, катодная защита трубопровода обеспечена. В противном случае необходимо было бы увеличить число электродов анодного заземления.

В ходе работы нами были выполнены расчеты, на основании которых:

- выбрали станцию катодной защиты по расчетным параметрам – КСК – 500 (мощность 0,5 кВт, напряжение 10, 50 В, мощность – 10 А);
- определили необходимое количество катодных станций для защиты трубопровода – 75 штук.

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

Студенту:

| | |
|---------------|------------|
| Группа | ФИО |
| | |

| | |
|----------------------------|----------------------------------|
| Школа | Отделение школы (НОЦ) |
| Уровень образования | Направление/специальность |
| | |

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

| | |
|---|--|
| <i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i> | 1. Стоимость материальных ресурсов и специального оборудования определены в соответствии с рыночными ценами г. Томска 2. Тарифные ставки исполнителей определены штатным расписанием НИ ТПУ |
| <i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i> | 1. Норма амортизационных отчислений на специальное оборудование |
| <i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i> | 1. Амортизационные отчисления по спец.технике 2. Отчисления на социальные нужды |

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

| | |
|---|---|
| <i>1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i> | Описание потенциальных потребителей, анализ конкурентных технических решений, SWOT-анализ |
| <i>2. Планирование и формирование бюджета научных исследований</i> | Планирование и выделение этапов проекта. Составление календарного плана проекта. Формирование бюджета НИ. |
| <i>3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i> | Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности научного исследования |

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

| |
|---|
| <ol style="list-style-type: none"> 1. Оценка конкурентоспособности технических решений 2. Матрица SWOT 3. Альтернативы проведения НИ 4. График проведения и бюджет НИ 5. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ |
|---|

| | |
|---|--|
| Дата выдачи задания для раздела по линейному графику | |
|---|--|

Задание выдал консультант:

| | | | | |
|------------------|------------|-------------------------------|----------------|-------------|
| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
| | | | | |

Задание принял к исполнению студент:

| | | | |
|---------------|------------|----------------|-------------|
| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
| | | | |

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Одной из главных проблем трубопроводных транспортных систем страны является их подверженность коррозионным разрушениям вследствие контакта материала труб с агрессивными средами. В связи с этим остро стоит проблема поиска альтернативных путей модернизации нефтегазопроводных систем страны, особенно при транспортировке агрессивных сред. Очевидным перспективным и современным направлением организации коррозионной защиты с целью обеспечения безопасности и надежности трубопроводов является внедрение труб из высокопрочных и коррозионностойких композиционно-волоконистых материалов, в частности стеклопластика.

Необходимо выполнить замену стального трубопровода вследствие износа на новый стеклопластиковый, это позволит значительно сократить риск утечек и уменьшить дальнейшие затраты на защиту трубопровода от коррозии.

Целью экономического анализа является сравнение расчетов стоимости замены действующего стального трубопровода на стеклопластиковый, либо новый стальной, а также расчет продолжительности выполняемых работ.

4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

4.1.1 Анализ конкурентных технических решений

Детальный анализ конкурирующих разработок, должен проводиться систематически, т.к. рынок всегда находится в постоянном движении. Данный анализ позволяет вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим соперникам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов.

С этой целью может быть использована вся имеющаяся информация о конкурентных разработках:

- технические характеристики разработки;

- конкурентоспособность разработки;
 - уровень завершенности научного исследования (наличие макета, прототипа и т.п.);
 - бюджет разработки; уровень проникновения на рынок;
 - финансовое положение конкурентов, тенденции его изменения и т.д.
- Российские и зарубежные добывающие и нефтесервисные компании – потенциальные потребители продукции.

В данном разделе рассмотрим три варианта исполнения, которые наиболее часто применяются в настоящее время:

Вариант №1 – стеклопластиковая труба;

Вариант №2 – стальная труба;

Вариант №3 – полипропиленовая труба.

В данном проекте применен вариант 1 (стеклопластиковая труба). Необходимо определить его преимущество по сравнению с вариантами 2 и 3.

Результаты экспертной оценки представлены в таблице 4.1.

Веса показателей, устанавливаемые экспертным путем, в результате равняются 1. Позиции по каждому показателю определяются экспертным путем по пятибалльной шкале, в соответствии с которой, 1- самая слабая позиция, а 5- самая сильная.

Пример оценки конкурентоспособности приведем для первого варианта:

$$K_{k1\Sigma} = \Sigma B \cdot \text{Б} \quad (4.1)$$

$$K_{k1\Sigma} = 0,2 \cdot 4 + 0,2 \cdot 5 + 0,1 \cdot 4 + 0,05 \cdot 4 + 0,1 \cdot 5 + 0,05 \cdot 5 + 0,07 \cdot 5 + 0,08 \cdot 4 + 0,15 \cdot 4 = 4,42,$$

где В – вес показателя (в долях единицы);

Б – бал показателя;

К – конкурентоспособность решения.

Таблица 4.1 - Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

| Критерии оценки | Вес критерия | Баллы | | | Конкурентность | | |
|--|--------------|-------|-----|-----|----------------|------|------|
| | | Бк1 | Бк2 | Бк3 | Кк1 | Кк2 | Кк3 |
| Технические критерии оценки ресурсоэффективности | | | | | | | |
| 1. Надежность | 0,2 | 4 | 5 | 5 | 1 | 0,8 | 0,8 |
| 2. Безопасность обслуживания | 0,2 | 5 | 5 | 5 | 0,8 | 1 | 1 |
| 3. Удобство эксплуатации | 0,1 | 4 | 4 | 5 | 0,4 | 0,6 | 0,7 |
| 4. Простота монтажа | 0,05 | 4 | 4 | 4 | 0,2 | 0,2 | 0,2 |
| Экономические критерии оценки эффективности | | | | | | | |
| 1. Стоимость оборудования | 0,1 | 5 | 4 | 3 | 0,5 | 0,4 | 0,3 |
| 2. Затраты на установку | 0,05 | 5 | 3 | 3 | 0,25 | 0,15 | 0,15 |
| 3. Затраты на обслуживание и ремонт | 0,07 | 5 | 4 | 4 | 0,35 | 0,28 | 0,28 |
| 4. Затраты от потерь реагентов | 0,08 | 4 | 4 | 4 | 0,32 | 0,32 | 0,32 |
| 5. Сроки эксплуатации | 0,15 | 4 | 4 | 4 | 0,6 | 0,6 | 0,6 |
| Итого | 1 | 40 | 37 | 38 | 4,42 | 4,35 | 4,35 |

Приведенная таблица наглядно показывает, что в высоко коррозионной среде наиболее эффективным считается применение стеклопластиковых труб. Слабые стороны конкурентов обусловлены малым сроком эксплуатации, низкой безопасностью и надежностью, а также сложностью строительства.

4.1.2. SWOT-анализ

SWOT – это аббревиатура, которая расшифровывается следующими словами: strengths (сильные стороны), weaknesses (слабые места), opportunities (возможности), threats (угрозы). Сопоставив все факторы, влияющие на работу компании или выпуск продукта, относящиеся к этим категориям, можно попытаться устранить негатив и усилить сильные стороны перед запуском.

При составлении матрицы SWOT удобно использовать следующие обозначения: С – сильные стороны проекта; Сл – слабые стороны проекта; В – возможности, У– угрозы. Матрица SWOT приведена в таблице 4.2.

Таблица 4.2 - Матрица SWOT

| | | |
|---|---|--|
| | <p>S1. Отработана система поставщиков сырья, материалов и комплектующих;</p> <p>S2. Инновационная технология производства;</p> <p>S3. Замена изношенных труб;</p> <p>S4. Увеличение надежности работы;</p> <p>S5. Экологичность проекта</p> | <p>W1. Относительно высокая цена;</p> <p>W2. Отсутствие нормативно – технической документации</p> |
| <p>Возможности (Opportunity):</p> <p>O1. Технический прогресс дает возможность развития продукта;</p> <p>O2. Повышение спроса на продукт;</p> <p>O3. Снижение риска утечек</p> | <p>1. Развитие проекта для возможности исследования новых технических решений;</p> <p>2. Малая износостойкость продукции приводит к ее длительной эксплуатации;</p> | <p>1. Поиск решений для уменьшения себестоимости продукции, что приведет к увеличению спроса;</p> <p>2. Развитие нормативно – технической базы</p> |
| <p>Угрозы (Threat):</p> <p>T1. Обострение конкуренции;</p> <p>T2. Изменение курса валют, что напрямую влияет на стоимость сырья продукции;</p> <p>T3. Низкий уровень известности качественных характеристик продукта среди целевых клиентов (текущая ориентация на традиционную трубную продукцию (стальные трубопроводы));</p> <p>T4. Появление новых технологий</p> | <p>1. Отслеживание новых научных разработок на рынке;</p> <p>2. Стимулирование повышения интереса к проекту</p> | <p>1. Уменьшение стоимости продукции путем отказа от импортного сырья</p> |

Результаты анализа учитываются при разработке структуры работ, выполняемых в рамках научно-исследовательского проекта. Анализируя результаты SWOT-анализа, можно утверждать, что реализация представленных возможностей позволяет выгодно реализовать сильные стороны и уменьшить влияние слабых.

4.2 Планирование научно-исследовательских работ

4.2.1 Структура работ в рамках технического проектирования

В данном разделе необходимо составить перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования, провести распределение исполнителей по видам работ.

Для выполнения проекта формируется рабочая группа, в состав которой входит научный руководитель и инженер. Перечень этапов и работ, распределение приведен в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Перечень основных этапов и работ, распределение исполнителей

| Основные этапы | № раб | Содержание работ | Должность исполнителя |
|---------------------------------|-------|--|-----------------------|
| Разработка технического задания | 1 | Составление и утверждение технического задания | Руководитель |
| | 2 | Выдача задания на тему | Руководитель |
| Выбор направления исследований | 3 | Постановка задачи | Руководитель |
| | 4 | Определение стадий, этапов и сроков разработки | Инженер, руководитель |
| | 5 | Подбор литературы | Инженер |
| | 6 | Сбор материалов и статистических данных | Инженер |
| Теоретические исследования | 7 | Проведение теоретических обоснований | Инженер, руководитель |
| | 8 | Анализ статистических данных | Инженер |
| | 9 | Согласование полученных данных с руководителем | Инженер, руководитель |
| Обобщение и оценка результатов | 10 | Оценка эффективности полученных результатов | Инженер |
| | 11 | Работа над выводом | Инженер |
| Оформление отчета по НИР | 12 | Составление пояснительной записки | Инженер |

После определения основных этапов работ необходимо определить трудоемкость работ и составить график их выполнения, с отражением длительности по каждому этапу.

4.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты в основном образуют большую часть стоимость разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости

работ каждого из участников научного исследования. Для определения, ожидаемого (среднего) значения трудоемкости тож_i используется следующая формула:

$$(4.2)$$

где тож_i – ожидаемая трудоемкость выполнения i-ой работы чел.-дн.; t_{min} i – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i-ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.; t_{max} i – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i-ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_p, учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями:

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i}, \quad (4.3)$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, раб.дн.;

тож_i – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.;

Ч_i – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

В таблице 4.4 приведены ожидаемая трудоемкость и время выполнения работ.

Таблица 4.4 – Временные показатели проведения научного исследования

| Название работы | Трудоемкость работ | | | | | | Длительность работ в рабочих днях T _{pi} | |
|--|----------------------------|----|----------------------------|----|----------------------------|-----|---|----|
| | t _{min} , чел-дни | | t _{max} , чел-дни | | t _{ожі} , чел-дни | | | |
| Составление и утверждение технического задания | 1 | - | 2 | - | 1,4 | - | 2 | - |
| Подбор и изучение материалов по теме | - | 3 | - | 5 | - | 3,8 | - | 4 |
| Анализ видов коррозии на магистральном нефтепроводе в грунтах с высокой коррозионной активностью | - | 20 | - | 25 | - | 22 | - | 22 |
| Анализ методов защиты от коррозии на | 1 | 23 | 4 | 28 | 2,2 | 25 | 2 | 25 |

| | | | | | | | | |
|---|---|----|---|----|-----|-----|---|----|
| магистральном нефтепроводе в грунтах с высокой коррозионной активностью | | | | | | | | |
| Разработка рекомендаций к подбору методов защиты от коррозии на магистральном нефтепроводе в грунтах с высокой коррозионной активностью | 1 | 23 | 4 | 28 | 2,2 | 25 | 2 | 25 |
| Оценка эффективности полученных результатов | 1 | 4 | 2 | 6 | 1,4 | 4,8 | 2 | 5 |
| Составление пояснительной записки | - | 6 | - | 10 | - | 7,6 | - | 8 |
| Проверка выпускной квалификационной работы | 1 | - | 2 | - | 1,4 | - | 2 | - |
| Исправление ошибок | - | 2 | - | 4 | - | 2,8 | - | 3 |
| Подготовка к защите ВКР | 2 | 3 | 4 | 6 | 2,8 | 4,2 | 3 | 5 |

Следующим этапом отразим длительность работ в календарном плане-графике.

4.2.3 Разработка графика проведения научного исследования

Наиболее удобным и наглядным в данном случае является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта.

Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

График строится для ожидаемого по длительности исполнения работ в рамках технического проекта, с разбивкой по месяцам и декадам за период времени подготовки ВКР. Строим план-график проведения работ (таблица 4.5).

Таблица 4.5 – Календарный план-график проведения работ

| № | Вид работ | Исполнитель работ | T _{pi} , раб. дн. | Продолжительность выполнения работ | | | | | | | | | | | | |
|----|---|----------------------|----------------------------|------------------------------------|---|------|---|---|--------|---|---|-----|---|---|------|---|
| | | | | Февр. | | Март | | | Апрель | | | Май | | | Июнь | |
| | | | | 2 | 3 | 1 | 2 | 3 | 1 | 2 | 3 | 1 | 2 | 3 | 1 | 2 |
| 1 | Составление и утверждение технического задания | Научный руководитель | 2 | ■ | | | | | | | | | | | | |
| 2 | Подбор и изучение материалов по теме | Инженер | 3 | ■ | ■ | | | | | | | | | | | |
| 3 | Анализ видов коррозии на трубопроводах | Инженер | 21 | | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | | | | | | | |
| 4 | Анализ методов коррозионной защиты с целью обеспечения безопасности и надежности трубопроводов | Инженер | 25 | | | | ■ | ■ | ■ | | | | | | | |
| | | Научный руководитель | 2 | | | | | | ■ | | | | | | | |
| 5 | Разработка рекомендаций к подбору методов коррозионной защиты с целью обеспечения безопасности и надежности трубопроводов | Инженер | 25 | | | | | | ■ | ■ | ■ | | | | | |
| | | Научный руководитель | 2 | | | | | | | | ■ | | | | | |
| 6 | Оценка эффективности полученных результатов | Инженер | 6 | | | | | | | | | ■ | | | | |
| | | Научный руководитель | 2 | | | | | | | | | ■ | | | | |
| 7 | Составление пояснительной записки ВКР | Инженер | 7 | | | | | | | | | ■ | ■ | | | |
| 8 | Проверка выпускной квалификационной работы руководителем | Научный руководитель | 2 | | | | | | | | | | ■ | | | |
| 9 | Внесение корректировок в текст ВКР | Инженер | 3 | | | | | | | | | | | ■ | | |
| 10 | Подготовка к защите ВКР, выполнение доклада к защите | Инженер | 5 | | | | | | | | | | | | ■ | ■ |
| | | Научный руководитель | 3 | | | | | | | | | | | | | ■ |

Далее, по диаграмме Ганта можно предварительно оценить показатели рабочего времени для каждого исполнителя.

Продолжительность выполнения проекта в рабочих днях составит 110 дней: 97 дней – продолжительность выполнения работ инженера и 13 дней – продолжительность выполнения работ руководителем.

Исходя из составленной диаграммы, можно сделать вывод, что продолжительность работ занимает 12 декад, начиная со второй декады февраля, заканчивая первой декадой июня. Учитывая вероятностный характер оценки трудоемкости, реальная продолжительность работ может быть как меньше (при благоприятном стечении обстоятельств), так и несколько превысить указанную продолжительность (при неблагоприятном стечении обстоятельств).

4.3 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

Бюджет научно – технического исследования формируется следующим образом:

- материальные затраты НТИ;
- затраты на специальное оборудование для научных работ;
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- страховые отчисления;
- контрагентные расходы;
- накладные расходы.

4.3.1 Расчет материальных затрат НТИ

В данной части производится расчет стоимости всех материалов, которые используются для разработки проекта. Для разработки выпускной квалификационной работы используется компьютер с соответствующим программным обеспечением.

Таблица 4.6 – Материальные затраты

| Наименование | Количество | Цена за ед., руб. | Затраты на материалы, (З _м), руб. |
|---------------------|------------|-------------------|---|
| Электроэнергия | 50 кВт | 3,66 | 183 |
| Бумага для принтера | 1 пачка | 580 | 580 |
| Ручка шариковая | 2 шт. | 40 | 80 |
| Итого | | | 843 |

При расчете материальных затрат не учитывались транспортные расходы, т.к. данные канцелярские принадлежности были доставлены на рабочее место самими исполнителями технического проекта (инженером и научным руководителем).

4.3.2 Расчет затрат на специальное оборудование

В данную статью включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, стендов, устройств и механизмов), необходимого для проведения работ по конкретной теме.

При выполнении научно-исследовательского проекта использовался ПЭВМ – Asus, Xerox Phaser 3020, принтер Canon TS304. Срок полезного использования данного оборудования по паспорту составляет 3 года.

Таблица 4.7 – Затраты на специальное оборудование

| № | Наименование оборудования | Кол-во, шт. | Срок полезного использования, лет | Цены единицы оборудования, тыс. руб. | Общая стоимость оборудования, тыс. руб. |
|--------------|---------------------------|-------------|-----------------------------------|--------------------------------------|---|
| 1 | ПЭВМ | 1 | 3 | 40 | 40 |
| 2. | Ксерокс | 1 | 3 | 8,5 | 8,5 |
| 3. | Принтер | 1 | 3 | 4,5 | 4,5 |
| Итого | | | | 53 тыс. руб. | |

Расчет амортизации проводится следующим образом:

Норма амортизации определяется по следующей формуле:

$$H_A = \frac{1}{n},$$

(4.4)

где n – срок полезного использования в годах.

Амортизация определяется по следующей формуле:

$$A = \frac{N_A I}{12} \cdot m, \quad (4.5)$$

где I – итоговая сумма, тыс. руб.;

m – время использования, мес.

Рассчитаем норму амортизации для оборудования, с учетом того, что срок полезного использования составляет 3 года:

$$N_A = \frac{1}{n} = \frac{1}{3} = 0,33. \quad (4.6)$$

Общую сумму амортизационных отчислений находим следующим образом:

$$A = \frac{N_A I}{12} * m \quad (4.7)$$

Таблица 4.8 – Расчет амортизационных отчислений

| № | Наименование оборудования | Норма амортизации | Время использования, мес. | Цены единицы оборудования, руб. | Сумма амортизации, руб. |
|--------------|---------------------------|-------------------|---------------------------|---------------------------------|-------------------------|
| 1 | ПЭВМ | 0,33 | 3 | 40000 | 3300 |
| 2. | Ксерокс | 0,33 | 3 | 8500 | 701,25 |
| 3. | Принтер | 0,33 | 3 | 4500 | 371,75 |
| Итого | | 4373 руб. | | | |

4.3.3 Полная заработная плата исполнителей темы проекта

Полная заработная плата включает основную и дополнительную заработную плату и определяется как:

$$Z_{полн} = Z_{осн} + Z_{доп}, \quad (4.8)$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата;

$Z_{доп}$ – дополнительная заработная плата.

Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных ставок.

Основная заработная плата $Z_{осн}$ рассчитывается по формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p, \quad (4.9)$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата работника, руб.;

$Z_{дн}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.;

T_p – продолжительность работ, выполняемых техническим работником, раб.дн. ;

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}, \quad (4.10)$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.; M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 24 раб. дня $M = 11,2$ месяца, 5–дневная неделя; при отпуске в 48 раб. дней $M = 10,4$ месяца, 6–дневная неделя;

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени технического персонала, раб.дн (таблица 4.9).

Таблица 4.9– Баланс рабочего времени

| Показатели рабочего времени | Руководитель | Инженер |
|--|--------------|---------|
| Календарное число дней | 365 | 365 |
| Количество нерабочих дней (выходные/праздничные) | 66 | 66 |
| Потери рабочего времени | 56 | 28 |
| –отпуск | | |
| –невыходы по болезни | | |
| Действительный годовой фонд рабочего времени | 243 | 271 |

Расчет основной заработной платы приведен в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Расчет основной заработной платы

| Исполнители | $Z_{тс}$, руб. | $Z_{допл}$, руб. | $Z_{р.к.}$, руб. | Z_m , руб. | $Z_{дн}$, руб. | T_p , раб. дн. | $Z_{осн}$, руб. |
|--------------|-----------------|-------------------|-------------------|--------------|-----------------|------------------|------------------|
| Руководитель | 23264 | 2200 | 7639 | 33103 | 1273,1 | 13 | 16550,3 |
| Инженер | 12792 | 4000 | 4839 | 20969 | 806,5 | 97 | 78230,5 |
| Итого | | | | | | | 94780,8 |

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей проекта учитывают выплаты связанные с обеспечением гарантий и компенсаций (при

исполнении государственных и общественных обязанностей, при совмещении работы с обучением, при предоставлении ежегодного оплачиваемого отпуска и т.д.).

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}}, \quad (4.11)$$

где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12 – 0,15).

Расчет дополнительной и полной заработной платы приведен в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Расчет дополнительной и полной заработной платы

| Исполнители | $k_{\text{доп}}$ | $Z_{\text{осн}}$, руб. | $Z_{\text{доп}}$, руб. | $Z_{\text{полн}}$, руб. |
|-------------------------------|------------------|-------------------------|-------------------------|--------------------------|
| Руководитель | 0,15 | 16550,3 | 2482,6 | 19032,9 |
| Инженер | 0,12 | 78230,5 | 9387,7 | 87618,2 |
| Итого $Z_{\text{осн}}$, руб. | | 94780,8 | | 106651,1 |

4.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

В данной части отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования, пенсионного фонда и медицинского страхования от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}), \quad (4.12)$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

На 2022 г. в соответствии с Налоговым кодексом Российской Федерации (часть вторая) от 05.08.2000 N 117-ФЗ (ред. от 01.05.2022) (с

изм. и доп., вступ. в силу с 16.05.2022) установлен размер страховых взносов равный 30,2 %.

Отчисления во внебюджетные фонды составят:

$$Z_{\text{внеб}} = 0,302 * 106651,1 = 32208,6 \text{ руб.}$$

4.3.5 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не включенные в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей}) \cdot k_{\text{нр}}, \quad (4.13)$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величина коэффициента накладных расходов принимается в размере 16%.

4.3.6 Формирование сметы технического проекта

Рассчитанная величина затрат технического проекта является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку технической продукции.

Определение суммы затрат на технический проект приведено в таблице 4.12.

Таблица 4.12 – Расчет бюджета затрат

| Наименование статьи | Сумма, тыс. руб. | Доля, % |
|---|------------------|---------|
| 1. Материальные затраты | 0,843 | 1,0 |
| 2. Амортизация | 4,373 | 3,0 |
| 3. Затраты по полной заработной плате исполнителей темы | 94,780 | 57,0 |
| 4. Дополнительная з/п | 11,870 | 7,0 |
| 5. Отчисления во внебюджетные фонды | 32,208 | 18,0 |
| 6. Накладные расходы | 23,05 | 14,0 |
| Итого | 167,12 | 100,0 |

Бюджет на разработку технического проекта составляет 167,12 тыс.руб., из которых более половины (57 %) составляют затраты на оплату труда.

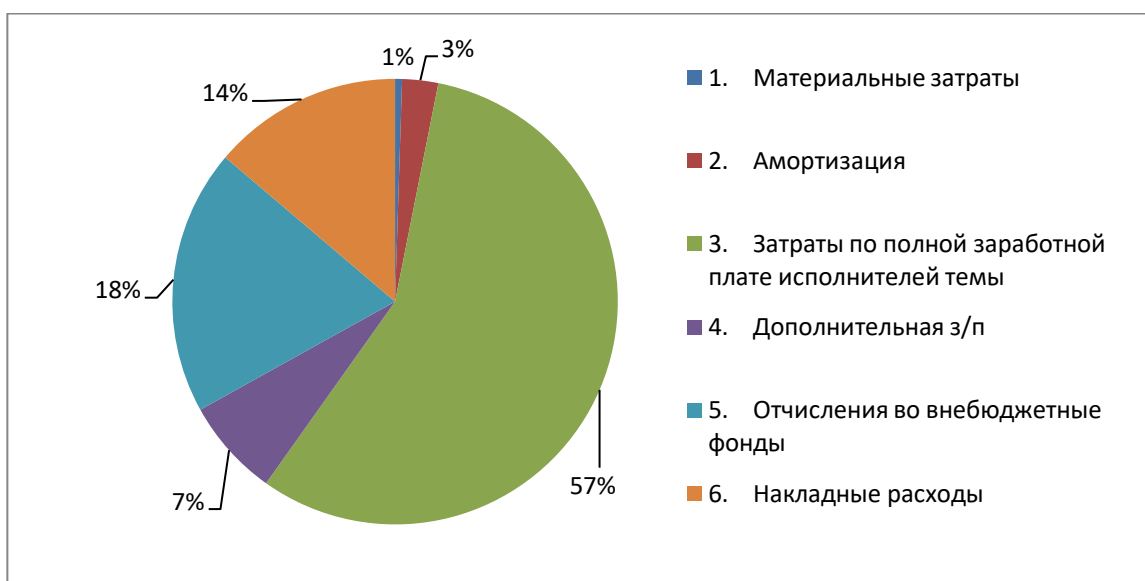


Рис. 1. Структура затрат технического проекта

Все результаты проекта оказались ожидаемы и могут быть реализованы.

4.4 Определение ресурсоэффективности НИ

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Определение ресурсоэффективности технического проекта можно оценить с помощью интегрального показателя ресурсоэффективности:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (4.14)$$

где I_{pi} - интегральный показатель ресурсоэффективности; a_i - весовой коэффициент разработки; b_i - балльная оценка разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания.

По результатам оценочной карты, SWOT-анализа можно сделать вывод о том, что наиболее перспективным вариантом организации коррозионной защиты с целью обеспечения безопасности и надежности трубопроводов

является применение стеклопластиковых труб. Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности этого варианта проведения исследования целесообразно провести в табличной форме.

Таблица 4.13 – Определение интегрального показателя ресурсоэффективности наиболее эффективного варианта №1 стеклопластиковая труба в сравнении со стальной трубой (вариант №2) и полипропиленовой трубой (вариант №3)

| Критерий | Вес критерия | Вариант №1 – стеклопластиковая труба | Вариант №2 – стальная труба | Вариант №3 – полипропиленовая труба |
|----------------------------|--------------|--------------------------------------|-----------------------------|-------------------------------------|
| 1. Безопасность | 0,2 | 5 | 4 | 5 |
| 2. Удобство в эксплуатации | 0,15 | 5 | 4 | 4 |
| 3. Помехоустойчивость | 0,08 | 4 | 3 | 4 |
| 4. Энергосбережение | 0,17 | 4 | 4 | 4 |
| 5. Надежность | 0,3 | 5 | 5 | 5 |
| 6. Материалоемкость | 0,1 | 5 | 4 | 3 |
| Итого | 1,00 | 4,75 | 4,22 | 4,4 |

Значение показателя ресурсоэффективности проекта организации коррозионной защиты с целью обеспечения безопасности и надежности трубопроводов получилось достаточно высоким. Это говорит об эффективности использования технического проекта с точки зрения таких факторов как: безопасность; удобство в эксплуатации; помехоустойчивость; энергосбережение; надежность и материалоемкость.

Выводы по разделу

Как показывают вышеприведенные расчеты наиболее эффективно использовать трубопровод, выполненный из стеклопластика, чем применение новой стальной, или полипропиленовой трубы.

В рамках выполнений данного раздела выпускной квалифицированной работы был произведен анализ конкурентных технических решений, SWOT-анализ вариантов стеклопластиковых труб при организации коррозионной

защиты с целью обеспечения безопасности и надежности трубопроводов, также была произведена оценка ресурсной эффективности указанных схем.

- в результате проведения SWOT-анализа были выявлены как сильные, так и слабые стороны технического проекта. Анализируя результаты SWOT-анализа, можно утверждать, что реализация представленных возможностей позволяет выгодно реализовать сильные стороны и уменьшить влияние слабых.

Далее было произведено планирование научно-исследовательской разработки, в рамках которого определен перечень этапов выполнения работ, определена трудоемкость выполнения каждого этапа, и в итоге построен календарный план-график выполнения работ. Длительность производства работ по графику составила 110 дней.

На основе построенного план-графика и должностных окладов исполнителей темы была рассчитана полная заработная плата руководителя и инженера; определены затраты на использованные материальные ресурсы; отчисления во внебюджетные фонды и накладные расходы. Просуммировав указанные статьи расходов, определили бюджет научного исследования, который составил 167,12 тыс. рублей.

Значение показателя ресурсоэффективности проекта получилось достаточно высоким – 4,75. Это говорит об эффективности использования технического проекта организации коррозионной защиты с целью обеспечения безопасности и надежности трубопроводов с применением стеклопластиковых труб с точки зрения таких факторов как: безопасность; удобство в эксплуатации; помехоустойчивость; энергосбережение; надежность и материалоемкость.

Все результаты проекта оказались ожидаемы и могут быть реализованы на практике.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

| | | | |
|----------------------------|-------------|----------------------------------|--------------------------|
| | | | |
| Школа | ИШПР | Отделение (НОЦ) | Нефтегазовое дело |
| Уровень образования | Бакалавриат | Направление/специальность | |

Тема ВКР:

| | |
|---|--|
| «Организация коррозионной защиты с целью обеспечения безопасности и надежности трубопроводов» | |
| Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»: | |
| 1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. | <p>Объект исследования: организация коррозионной защиты с целью обеспечения безопасности и надежности трубопроводов.</p> <p>Область применения: трубопроводы</p> |
| Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке: | |
| 1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: Рассмотреть специальные правовые нормы и нормативные документы. | <ul style="list-style-type: none"> – Федеральный закон от 21.07.1997 N 116-ФЗ (ред. от 11.06.2021) «О промышленной безопасности опасных производственных объектов». – «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.03.2022) – Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 N 534 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (Зарегистрировано в Минюсте России 29.12.2020 N 61888) – Федеральный закон от 21.12.1994 N 69-ФЗ (ред. от 16.04.2022) «О пожарной безопасности». – Постановление Правительства РФ от 16.09.2020 N 1479 (ред. от 21.05.2021) «Об утверждении Правил противопожарного режима в Российской Федерации» |
| 2. Производственная безопасность при эксплуатации: боковых стволов на нефтегазовых месторождениях Западной Сибири» | <p>Основными вредными факторами являются: повышенная концентрация вредных веществ в рабочей зоне; недостаточная освещенность; неблагоприятные метеоусловия; превышение уровня вибрации; высокий уровень шума.</p> <p>Основными опасными факторами являются: оборудование, работающее под высоким напряжением, движущиеся части механизмов, грузоподъемные работы.</p> |
| 3. Экологическая безопасность при эксплуатации | <p>Воздействие на атмосферу: выброс паров нефтепродукта</p> <p>Воздействие на гидросферу: попадание нефтепродукта в сточные воды через неплотность оборудования, а также вследствие коррозионных повреждений</p> <p>Воздействие на литосферу: загрязнение почвы производственными отходами; нарушением гидрогеологического режима;</p> |

| | |
|--|---|
| | повреждением почвенно-растительного покрова. |
| 4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации | Основными чрезвычайными ситуациями являются пожары и взрывы, а также внезапная разгерметизация участка трубопровода.. |
| Дата выдачи задания для раздела по линейному графику | |

Задание выдал консультант:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------------------|-----|------------------------|---------|------|
| Старший преподаватель | | | | |

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|-----|---------|------|
| | | | |

5. Социальная ответственность

В настоящей работе рассматривается эффективность применения стеклопластиковых трубопроводов при организации коррозионной защиты с целью обеспечения безопасности и надежности трубопроводов. Строительство трубопровода производится на открытом воздухе в зимний и летний период с периодичностью, принятой эксплуатирующей организацией, выездом рабочих к месту расположения строительства трубопровода.

При строительстве в атмосферу попадают пары нефти, газа и нефтепродуктов особенно при наличии временного амбара для откачки нефти, также происходит загрязнение слоя почвы нефтью и от попадания загрязняющих веществ с работающей техники.

При проведении работ возможны различные чрезвычайные ситуации: возгорание или взрыв паров нефти, разрушение трубопровода, а также ошибочные действия персонала при проведении работ.

Одной из важнейших проблем, является необходимость обеспечения безопасного проведения работ персоналом, а также охрана окружающей среды от вредных факторов в ходе эксплуатации трубопровода.

5.1 Правовые и организационные вопросы

В соответствии с нормативной документацией, к работам по строительству допускаются лица, достигшие 18-летнего возраста которые прошли медицинский осмотр и не имеющие противопоказаний, обученные безопасным методам ведения работы, прошедшие инструктаж на рабочем месте и получившие допуск к самостоятельной работе.

Запрещается проводить строительные работы без оформления необходимых разрешительных документов. Организационно-технические мероприятия по обеспечению безопасного производства огневых, газоопасных работ и работ повышенной опасности должны включать

разработку инструкций по охране труда на каждый вид проводимых работ или их подборку.

Все работники, выполняющие работы по строительству промышленного трубопровода обязаны использовать спецодежду, спецобувь и иные средства индивидуальной защиты в соответствии с нормами[40].

Организационно-технические мероприятия на проведение строительных работ на взрывопожароопасных и пожароопасных объектах промышленного нефтепроводов должны включать мероприятия, выполняемые при подготовке объекта к проведению работ, и мероприятия, выполняемые непосредственно при проведении работ.

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

- Федеральный закон от 21.07.1997 N 116-ФЗ (ред. от 11.06.2021) «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».
- «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.03.2022)
- Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 N 534 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (Зарегистрировано в Минюсте России 29.12.2020 N 61888)
- Инструкции по технике безопасности предприятия.
- Порядок разработки деклараций безопасности промышленного объекта РФ. МЧС, Госгортехнадзор №222/59 от 4.04.1996 г.
- ГОСТ 12.0001-82 ССБТ «Система стандартов безопасности труда»
- Федеральный закон от 21.12.1994 N 69-ФЗ (ред. от 16.04.2022) «О пожарной безопасности».
- Пожарная охрана предприятий. Общие требования. НБТ - 201-96, утв. 01.03.1992г.

– Постановление Правительства РФ от 16.09.2020 N 1479 (ред. от 21.05.2021) «Об утверждении Правил противопожарного режима в Российской Федерации».

5.2 Производственная безопасность

При организации коррозионной защиты с целью обеспечения безопасности и надежности трубопроводов, работник подвергается вредному воздействию опасных и вредных факторов, так как: отклонение показателей микроклимата; превышение уровня шума; превышение уровня вибрации; повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны; недостаточная освещенность рабочей зоны; движущиеся части механизмов.

Микроклимат. Работы по организации коррозионной защиты с целью обеспечения безопасности и надежности трубопроводов проводятся на открытой местности, поэтому на рабочих оказывает действие атмосферных осадков, таких как: сильный ветер, влажность, повышенная и пониженная температура воздуха, которая зависит от географического положения трубопровода и времени года.

Под воздействием высоких температур, возможно, получить тепловой удар или термический ожог, при низких температурах – переохлаждение организма. Профилактика перегревания и переохлаждения должна осуществляться организацией отдыха и рационального режима труда сокращением рабочего времени для перерывов с отдыхом в зоне с нормальным микроклиматом.

Для предотвращения воздействия метеорологических условий для рабочих предусматривается специальная одежда, головные уборы и средства индивидуальной защиты.

Шум. Источниками шума при организации коррозионной защиты с целью обеспечения безопасности и надежности трубопроводов являются машины, механизмы, установки, устройства, аппараты, и др.

В соответствии с ГОСТ 12.1.003 – 2014 допустимый уровень шума составляет 80 дБА. Запрещается даже кратковременное пребывание в зоне с уровнями звукового давления свыше 135 дБА.

В соответствии с ГОСТ 12.1.003 – 2014 применяются следующие меры по снижению уровня шума:

- Разработка шумобезопасной техники;
- Применением средств и методов коллективной защиты согласно ГОСТ 12.1.029 – 80: акустические (звукоизолирующие ограждения зданий и помещений, звукоизолирующие кожухи, глушители шума и т.д.);
- Применение малошумных технологических процессов;
- Применение малошумных машин;
- Использование рациональных режимов труда и отдыха работников;
- Применением средств индивидуальной защиты: противошумные наушники, вкладыши, шлемы и каски, костюмы[44].

Вибрация. Источниками вибрации при организации коррозионной защиты с целью обеспечения безопасности и надежности трубопроводов являются машины, механизмы, установки, устройства, аппараты.

Длительное систематическое воздействие вибрации приводит к развитию вибрационной болезни, которая включена в список профессиональных заболеваний. Наиболее опасной для человека является вибрация с частотой 6...9 Гц.

Вибробезопасные условия труда должны быть обеспечены:

- Применением вибробезопасного оборудования и инструмента;
- Применением средств индивидуальной защиты тела от вибрации, снижающих воздействие от вибрации на работающих на путях ее распространения от источника возбуждения;
- Поддержание в условиях эксплуатации технического состояния машин и механизмов на уровне, предусмотренном нормативно технической документацией;

– Введение режимов труда, регулирующих продолжительность воздействия вибрации на работающих[45].

Повышенная концентрация вредных веществ в рабочей зоне. При организации коррозионной защиты с целью обеспечения безопасности и надежности трубопроводов воздух в рабочей зоне насыщается парами нефти, пылью, вредными газами. Перед началом работ на месте проверяется уровень загазованности воздушной среды. Во время строительных работ контроль газовоздушной среды в котловане осуществляется каждые 30 минут. Содержание газов и паров нефти не должно превышать ПДК по санитарным нормам. Выполнение работ разрешается только после устранения опасных условий.

В целях защиты органов дыхания необходимо использовать средства индивидуальной защиты (противогазы, респираторы). Противогазы нужны для защиты от вредных паров и газов, а респираторы – для защиты легких человека от воздействия пыли, взвешенной в воздухе.

Освещенность. Согласно ГОСТ 12.1.046-85 для электрического освещения строительных площадок и участков следует применять типовые стационарные и передвижные инвентарные осветительные установки.

Передвижные инвентарные осветительные установки должны размещаться на строительной площадке в местах производства работ, и в зоне транспортных путей и др.

Строительные машины должны быть оборудованы осветительными установками наружного освещения.

Общее равномерное освещение следует применять, если нормируемая величина освещенности не превышает 2 лк. В остальных случаях и дополнении к общему равномерному должно предусматриваться общее локализованное освещение или местное освещение[48].

Движущиеся части механизмов. При проведении полевых работ используются экскаваторы, трактора и другие движущиеся установки различного назначения, в связи, с чем необходимо проводить мероприятия по

устранению возможного травмирования рабочего в виде ушибов, порезов, переломов и др., которые могут привести к потере трудоспособности.

Для защиты от движущихся механизмов используются коллективные средства защиты, – устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Согласно ГОСТ 12.2.061-81 ограждения выполняются в виде различных сеток, решеток, экранов и кожухов [49].

Для обеспечения безопасности при работе со специальными машинами и установками поводят следующие мероприятия:

- Проверка наличия защитных кожухов на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов;
- Плановая и внеплановая проверка пусковых и тормозных устройств;
- Проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов.

5.3 Экологическая безопасность

Процесс коррозионной защиты с целью обеспечения безопасности и надежности трубопроводов сопровождается техногенным воздействием на окружающую среду. Поэтому для минимизации вредного воздействия необходимо применять комплекс мероприятий по охране окружающей среды.

Защита селитебной зоны. Опасные производственные объекты, должны располагаться на достаточном расстоянии от жилых зон для обеспечения безопасности населения и невозможности проникновения на объект. Для этого применяют следующие меры:

- Территория огораживается по периметру;
- Устанавливается видеонаблюдение и охранная сигнализация;
- Устанавливаются специальные информационные и запрещающие знаки.

Защита атмосферы. При организации коррозионной защиты с целью обеспечения безопасности и надежности трубопроводов воздействие на атмосферный воздух можно отнести к кратковременному воздействию. Оно происходит за счет выбросов загрязняющих веществ и является временным. Источниками загрязнения при строительстве являются:

- Работа строительных механизмов и автотранспорта (выделяются отработанные газы);
- Сварочные работы;
- Выемочно-погрузочные работы;
- Земляные работы и работа с сыпучими материалами (выделяется пыль).

К основным мероприятиям по охране атмосферы от загрязнения на период проведения строительно-монтажных работ относятся:

- Снижение времени работы двигателей строительной техники или ее исключение;
- Работа машин в режиме, который сводит к минимуму количество вредных выбросов в атмосферу;
- Регулярный контроль технического состояния машин и механизмов строительных организаций, проверка выхлопных газов на диоксид углерода.

В период нормального режима эксплуатации трубопроводы не оказывают отрицательного воздействия на атмосферный воздух.

Защита гидросферы. При устройстве береговых и подводных траншей может происходить загрязнение и механическое разрушение берегов и русла.

Влияние нефти, керосина, бензина, мазута, смазочных масел на водоем проявляется в:

- Ухудшении физических свойств воды, т.е. происходит ее замутнение, изменение цвета, запаха; растворении в воде токсических веществ;

– Образовании поверхностной пленки нефти и осадка на дне водоема, понижающей содержание в воде кислорода и как следствие ухудшение качества воды и условий обитания водных организмов и растений.

При оборудовании временного городка и оснащении участков работ необходимо предусматривать специальные зоны для заправки, технического обслуживания, ремонта машин и механизмов, а также оснащать их емкостями для сбора отработанных горюче-смазочных материалов и инвентарными контейнерами для строительных и бытовых отходов. Необходимо исключить также попадание неочищенных стоков в водоемы.

Особенно опасными для гидросферы являются аварийные разливы и утечки нефти. В таблице 5.1 представлены ПДК и классы опасности некоторых веществ, входящих в состав нефти ее паров в воде[50].

Таблица 5.1 – ПДК и классы опасности веществ, входящих в состав нефти

| Вещество | ПДК, мг/м ³ | Класс опасности |
|----------|------------------------|-----------------|
| Нефть | 0,3 | 4 |
| Бензин | 0,1 | 3 |
| Метанол | 3 | 2 |

Защита литосферы. При организации коррозионной защиты с целью обеспечения безопасности и надежности трубопроводов в зоне производства работ происходит негативное воздействие на почвенно-растительный покров и рельеф местности. Воздействие заключается в нарушении сплошности грунта, также при выполнении строительных работ возможно попадание на почву загрязняющих веществ с работающей техники и оборудования.

Последствиями негативного влияния на литосферу являются такие процессы, как развитие эрозии, оврагов, оползней, изменение рельефа, активизация криогенных процессов, заболачивание территории, уничтожение культурных посевов, развитие безлесных ландшафтов.

К мерам по защите литосферы относят:

– Подъездные пути и временные автомобильные дороги необходимо при строительстве трубопровода строятся с учетом требований для предотвращения повреждений древесно-кустарниковой растительности и сельскохозяйственных угодий;

– Все строительные работы проводят исключительно в пределах отведенной полосы для уменьшения ущерба, наносимого окружающей среде;

– Вывоз производственных отходов (металлолом, изоляционные материалы и т. д.) по окончании всех работ;

– Восстановление нарушенного рельефа местности.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Анализ вероятных чрезвычайных ситуаций. Монтаж стеклопластиковых труб при организации коррозионной защиты с целью обеспечения безопасности и надежности трубопроводов, исключает использование сварочных аппаратов, поэтому к наиболее возможным чрезвычайным ситуациям для данной рабочей зоны являются: разгерметизация трубопровода с последующим выходом нефти во время проведения ремонта, взрыв или возгорание паров нефти и нефтепродуктов, разгерметизация трубопровода, механические повреждения при производстве работ.

Все эти ЧС чаще всего возникают в результате использования неисправного оборудования или нарушения техники безопасности при проведении работ и приводят к загрязнению водоемов, почв, атмосферы.

Разработка порядка действий в случае возникновения ЧС. В случае возникновения ЧС с разгерметизацией трубопровода и выходом нефти наружу при выполнении ремонтных работ необходимо:

- прекратить все работы в охранной зоне трубопровода;
- заглушить все работающие механизмы в зоне аварии;
- отключить питание электрооборудования;
- вывести персонал из зоны аварии и организовать охрану зоны

аварии для предотвращения доступа посторонних лиц;

- отвести технические средства на безопасное расстояние вне зоны аварии;

- известить оператора НПС или диспетчера РНУ об аварии;

- оградить место аварии аварийными знаками, флажками;

- до прибытия на место аварии руководителя аварийной бригады действовать согласно оперативной части

- по прибытию на место аварии руководителя аварийной бригады выполнять его распоряжения, согласно источнику [41].

Для снижения риска возникновения проводят следующие мероприятия:

- организуется техническая диагностика оборудования, а также его техническое обслуживание и ремонт;

- осуществляется приобретение современных приборов контроля и сигнализации;

- проводятся периодические и внеочередные инструктажи с обслуживающим персоналом.

Ликвидация последствий. При разгерметизации трубопровода ликвидация аварий на объектах промысловых нефтепроводов должна осуществляться в соответствии с планом ликвидации аварий. Руководство над работами по ликвидации аварии должен осуществлять начальник или технический руководитель структурного подразделения.

Ответственный руководитель по ликвидации аварии обязан:

- срочно прибыть к месту аварии;

- организовать связь с районным диспетчерским пунктом (РДП);

- уточнить характер аварии и определить возможный объем стока нефти;

- принять меры, исключая возможность попадания нефти на территорию населенных пунктов, в водоемы, на автомобильные и железные дороги;

- принять меры по предотвращению возможности возгорания разлитой нефти;
- организовать сбор вытекшей нефти;
- определить способ опорожнения дефектного участка трубопровода от нефти;
- организовать выполнение АВР;
- принять решение о способе ликвидации аварии применительно к конкретным условиям.

Вывод: Промысловые нефтепроводы являются сложными техническими системами, разрушение которых может привести к серьезным последствиям.

В целях обеспечения бесперебойного функционирования трубопроводов, промышленной, экологической безопасности и охраны труда, а также надежности объектов промысловых нефтепроводов, необходимо своевременное, регулярное, надлежащее и требуемое обслуживание и проведение ремонтных работ на промысловых трубопроводах. В частности, это касается порядка организации коррозионной защиты с целью обеспечения безопасности и надежности трубопроводов, выполнения работ по техническому обслуживанию, диагностике, ремонту и ликвидации аварий на промысловых трубопроводах.

Заключение

Анализ приведенной в выпускной квалификационной работе информации позволяет сделать следующие выводы:

- Выполнен обзор современной литературы и нормативно – технической документации по защите трубопроводов от коррозии;
- Проведен сравнительный анализ основных методов борьбы с коррозией трубопроводов;
- Выполнен аналитический обзор характеристик современных стеклопластиковых трубопроводов;
- Проведен тепловой расчет, гидравлический расчет и расчет на гидроудар для стальных и стеклопластиковых трубопроводов, который показал, что применение стеклопластиковых труб вместо стальных позволяет значительно улучшить эксплуатационные характеристики промышленного трубопровода;
- Определена ресурсная (ресурсосберегающая), финансовая, бюджетная и экономической эффективности.

Список литературы

1. Блябляс А. Н. Модернизация технических средств защиты промышленных трубопроводов от внутренней коррозии/ А.Н. Блябляс //Химическая физика и мезоскопия. 2016. Том 18, №3
2. Салманов В.Н. Борьба с коррозией в нефтяной промышленности // Научное сообщество студентов XXI столетия. ТЕХНИЧЕСКИЕ НАУКИ: сб. ст. по мат. LIX междунар. студ. науч.-практ. конф. № 11(58). URL: [https://sibac.info/archive/technic/11\(58\).pdf](https://sibac.info/archive/technic/11(58).pdf) (дата обращения: 01.06.2022)
3. Абдуллин И.Г. Коррозионное растрескивание магистральных газопроводов / И.Г. Абдуллин, А.Г. Гареев, М.А. Худяков [и др.] // Инновационные проблемы развития машиностроения в Башкортостане. – Уфа: Гилем, 2003. – С. 150- 161.
4. Костицына И.В. Коррозионная стойкость трубных сталей в агрессивных средах нефтяных и газовых месторождений: специальность 02.00.04 «Физическая химия»: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Костицына Ирина Валерьевна ; Челябинский Государственный Университет. – Челябинск, 2014. – 148 с.
5. Галикеев И.А. Эксплуатация месторождений нефти в осложненных условиях/ И.А. Галикеев, В.А.Насыров. – Ижевск, 2015. – 98 с.
6. Мустафин Ф.М. Защита трубопроводов от коррозии: Том 2: учебное пособие / Ф.М. Мустафин, Л.И. Быков, А.Г. Гумеров и др. – СПб.: ООО «Недра», 2007. – 708 с.
7. Научные проблемы и перспективы нефтегазовой отрасли в СевероЗападном регионе России: Науч.-техн. сб. в 4 ч. Ч. 3. Транспорт газа/ Филиал ООО «ВНИИГАЗ» «Севернипигаз». - Ухта, 2005. - 244 с.
8. Гареев А.Г. Основы коррозии металлов [Текст] / А.Г. Гареев. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2011. – 256 с.

9. Латыпов О.Р. Ингибиторы коррозии в нефтегазовой промышленности [Текст] / О.Р. Латыпов, Д.Е. Бугай. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. – 74 с.

10. Бугай Д.Е. Коррозионностойкие материалы. Учебник [Текст] / Д.Е. Бугай, О.Р. Латыпов, С.Е. Черепашкин. – Уфа: Изд-во «Нефтегазовое дело», 2012. – 197 с.

11. Кравцов В.В. Коррозия и защита нефтезаводского и нефтехимического оборудования. Учебное пособие [Текст] / В.В. Кравцов, О.Р. Латыпов, О.А. Макаренко, И.Г. Ибрагимов. – М.: Химия, 2010. – 344 с.

12. Плохова С. Е. Изучение влияния анионных и катионных ПАВ на деэмульгирующую эффективность неионогенных ПАВ / С. Е. Плохова, Э. Д. Саттарова // Вестник Казанского Технологического Университета. - 2012. - № 5. - С. 39-40.

13. Балабан-Ирменин Ю. В. Защита от внутренней коррозии трубопроводов водяных тепловых сетей/ Ю. В. Балабан-Ирменин, В. М. Липовских, А.М. Рубашов. М.: Изд-во «Новости теплоснабжения», 2008. 288 с

14. Войтех Н.Д. Особенности противокоррозионной защиты на предприятиях, перерабатывающих попутный нефтяной газ / Н.Д. Войтех, А.И. Цинман, Р.В. Смолка, Ю.А. Журавлев // Коррозия. - 2011.- № 3. - С. 4-6

15. Вигдорович В.И. Контроль коррозионной агрессивности сероводородсодержащих сред и оценка эффективности способов защиты при непрерывной эксплуатации установок нефтегазовых производств / В.И. Вигдорович, А.П. Макаров // Практика противокоррозионной защиты. - 2015.- № 1. - С. 60–71.

16. Трушин А. Ю. Разработка ингибиторов углекислотной коррозии для защиты газопроводов, транспортирующих попутный нефтяной газ/ А. Ю. Трушин // Вестник технологического университета. 2016. Т.19, №14

17. Котик В.Г., Глазнов В.И., Зиневич А.М. Защита от коррозии протяженных металлических сооружений. М.: Недра, 1995г.

18. Мустафин Ф.М., Кузнецов М.В., Быков Л.И. Защита от коррозии. Т. 1. Уфа: Дизайн Полиграф Сервис, 2004. – 806 с.
19. Агапчев В. И. Проектирование, строительство и эксплуатация трубопроводов из полимерных материалов/ В. И. Агапчев, Д.А. Виноградов, В.А. Мартяшева.– Уфа: Изд-во УГНТУ, 2002.– 74 с.
20. Султанмагомедов С.М. Обеспечение долговечности и безопасной эксплуатации промысловых трубопроводов, подверженных канавочному износу/ С.М. Султанмагомедов.– Уфа: Изд-во УГНТУ, 2002.– 224 с.
21. Список использованной литературы
22. Анализ применения и расчет экономической эффективности применения стеклопластиковых труб. Дата обращения: 21.12.2018. Официальный сайт: http://portal.kazntu.kz/files/publicate/pdf_7
23. Андрианов А.П., Орлов В.А., Чухин В.А. Коррозия трубопроводов и мероприятия по ее локализации. // Вестник ИрГТУ– 2014. – №8 . – С. 74-78.
24. Анциферов С.А. Анализ влияния внутренней коррозии на эксплуатацию трубопровода. // Вестник ТЛТГУ - 2015 - С. 5-9.
25. Скрябин К.В. Защита трубопроводов от коррозии. // Науч. Журнал «Студенческий» - 2018. - №45. – С. 35-38.
26. Мукалдисов Н.И., Фархутдинов А.Р., Елпидинский А.А. Методы борьбы с коррозией на нефтепромысле. // Вестник КНИТУ – 2013 - №4. С. 272-276
27. Чепкасов О.А., Селезнева А.А., Садилов А.И. Коррозия металлов. //Молодой ученый – 2015 - №23 – С. 260-263.
28. Салмаков В.Н. Борьба с коррозией в нефтяной промышленности. // СибАК - 2017 - №11. С. 53-58.
29. Хохлачева Н.М., Ряховская Е.В., Романова Т.Г.. Методы борьбы с коррозией на нефтепромысле: учебное пособие / Н.М. Хохлачева, Е.В. Ряховская, Т.Г. Романова. - М.: ИНФРА-М, 2016. - 118с.
30. Мухин В.А. Борьба и защита металлов: учебно-методическое пособие / сост. доц. В.А. Мухин. – Омск: Омск. гос. унт., 2004. – 112с.

31. Бахвалов, Г.Т. Коррозия и защита металлов / Г.Т. Бахвалов, А.В. Турковская. - М.: Metallurgizdat, 2001. - 400 с.
32. Дизенко Е.И., Новоселов В.Ф., Тугунов П.И., Юфин В.А. Противокоррозионная защита трубопроводов и резервуаров. - М.: Недра, 2005. - 199 с.
33. Кофанова Н.К., Коррозия и защита металлов. Учебное пособие для студентов технических специальностей. Алчевск, 2003 - 181с.
34. Азаренков Н.А., Литовченко С.В., Неклюдов И.М., Стоев П.И. Коррозия и защита металлов. Часть 1. Учебное пособие. – Харьков: ХНУ, 2007 – 187 с.
35. Козлов В.А., Месник М.О. Основы коррозии и защиты металлов. Учебное пособие. Иваново, 2011 – 177с.
36. Лобанов М.Л., Кардолина Н.И., Россина Н.Г., Юровских А.С. Защитные покрытия: учеб. пособие/ Лобанов М.Л., Кардолина Н.И., Россина Н.Г. - Екатеринбург : Изд-во Урал, 2014 – 200с.
37. Хайдарова Г.Р. Ингибиторы коррозии для защиты нефтепромышленного оборудования // Современные проблемы науки и образования. – 2014. – № 6.
38. Коррозия и защита конструкционных материалов. Принципы защиты от коррозии: учебное пособие для вузов / В.В.Кравцов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 1999. – 157 с.
39. Стеклопластиковая труба для транспортировки нефти и газа. Дата обращения: 22.05.2022. Официальный сайт: <http://ogbus.ru/>
40. Лебедев И.К., Наумец И.Н. Коррозионно – стойкие трубы и емкости из стеклопластиков. Материалы, свойства, технологии. – 2015 - 448с.
41. ГОСТ Р 53201-2008. Трубы стеклопластиковые и фитинги.
42. СП 34-116-97. Инструкция по проектированию, строительству и реконструкции промышленных нефтегазопроводов.
43. ГОСТ 10704-91 Трубы стальные электросварные прямошовные.

44. ТУ 5768-002-27519262-97. Скорлупа из пенополиуретана для изоляции стыков труб стальных с теплоизоляционным слоем. Технические условия.

45. ГОСТ 12.4 011 89 «Средства защиты работающих. Классификация»

46. РД-13.110.00-КТН-260-14 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила безопасности при эксплуатации объектов ОАО «АК «Транснефть».

47. ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация»

48. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

49. ГОСТ 12.1.003-2014 «Шум. Общие требования безопасности»

50. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. «Вибрационная болезнь. Общие требования» 52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение».

51. ГОСТ 12.1.007-76. «Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности»

52. ГОСТ 12.1.046-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Строительство. Нормы освещения строительных площадок

53. ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам

54. ГН 2.1.5.1315-03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в воде водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования.

55. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03 Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий

56. ГОСТ 12.1.046-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Строительство. Нормы освещения строительных площадок

Диаграмма влияния различных факторов на коррозионную стойкость трубопроводов

