Автономная некоммерческая профессиональная образовательная организация
«МЕЖДУНАРОДНЫЙ ВОСТОЧНО-ЕВРОПЕЙСКИЙ КОЛЛЕДЖ»
Пушкинская ул., д. 268, 426008, г. Ижевск. Тел.: (3412) 77-68-24. E-mail: mveu@mveu.ru, www. mveu.ru
ИНН 1831200089. ОГРН 1201800020641

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

На тему: **РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОХИМЗАЩИТЫ ГАЗОПРОВОДА ОТ КОРРОЗИИ НА ПРЕДПРИЯТИИ УПРАВЛЕНИЕ ПО ВНУТРИПРОМЫСЛОВОМУ СБОРУ И ИСПОЛЬЗОВАНИЮ НЕФТЯНОГО ГАЗА ПАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ»**

Выполнил студент
группы ЭдНГ – 185.0/21 _____
подпись *ФИО*

Специальность, форма обучения **Сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ, заочная**

Руководитель _____
подпись *ФИО*

Допущен к защите в ГЭК
Председатель ПЦК _____
подпись *ФИО*

«_____»_____2022 г.

Заместитель директора по учебной работе _____
подпись

«_____»_____2022 г.

г. Ижевск, 2022

СОДЕРЖАНИЕ

ОСНОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ….....3

СПИСОК ТАБЛИЦ.....4

СПИСОК РИСУНКОВ.....5

ВВЕДЕНИЕ.....6

1. ВИДЫ КОРРОЗИИ И ЗАЩИТА.....8
   - 1.1. Виды коррозийных разрушений….....9
   - 1.2. Почвенная коррозия.....10
   - 1.3. Коррозия под действием блуждающих токов.....11
   - 1.4. Коррозионностойкие материалы.....12
2. РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОЙ ЗАЩИТЫ ГАЗОПРОВОДА.....15
   - 2.1. Расчет средних значений тока поляризации и удельного сопротивления грунта….....15
   - 2.2. Расчет типа системы электрохимической защиты газопровода от коррозии.....18
3. ПУСКОНАЛАДОЧНЫЕ РАБОТЫ НА УСТАНОВКАХ ЭЛЕКТРОХИМЗАЩИТЫ.....30
4. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СООРУЖЕНИЙ ЭЛЕКТРОХИМЗАЩИТЫ….....33
   - 4.1. Экономический расчет.....41
   - 4.2. Охрана экологии на предприятии ПАО «СУРГУТНЕФТЕЗАЗ»……45
   - 4.3. Разработка инструкции по определению мест повреждения газопровода методом дефектоскопии.....70

ЗАКЛЮЧЕНИЕ….....76

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....78

ПРИЛОЖЕНИЕ.....81

ОСНОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

ЭХЗ – электрохимическая защита;

ГОСТ – государственный стандарт;

КС – компрессорная станция;

ГРС – газораспределительная станция;

УКПГ – установка комплексной установки газа;

УКЗ – установка катодной защиты;

УДЗ – установка дренажной защиты;

УПЗ – установка протекторной защиты;

ТД – трубопровод;

КИП – контрольно-измерительный пункт;

ЛЭП – линия электропередач;

СКЗ – станция катодной защиты;

УДЗ – устройство дуговой защиты;

УКЗВ – распределительные высоковольтные устройства катодной защиты;

ИФС – изолирующее фланцевое соединение;

ТО – техническое обслуживание;

ПКО – зона повышенной коррозийной опасности;

ВКО – зона высокой коррозийной опасности;

УКО – зона умеренной коррозийной опасности;

КДП – контрольно-диагностический пункт;

ОВОС – оценка воздействия на окружающую среду;

ОНВОС – оказывающие негативное воздействие на окружающую среду;

ГТЭС – газотурбинные электростанции;

ГПЭС – газопоршневые электростанции;

ПНГ – попутный нефтяной газ;

УПСВ – установка предварительного сброса воды;

ДНС – дожимная насосная станция;

ПЭМ – система производственного экологического мониторинга;

ООПТ – особо охраняемые природные территории.

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 1. Минеральные защитные потенциалы.

Таблица 2. Максимальные защитные потенциалы.

Таблица 3. Оценка коррозийной агрессивности грунта.

Таблица 4. Данные полевых измерений.

Таблица 5. Электронные потенциалы металлов.

Таблица 6. Защитные потенциалы.

Таблица 7. Продольное сопротивление труб.

Таблица 8. Прогнозируемое значение сопротивления изоляционного покрытия трубопровода $R_{из}(t)$ через 10, 20 и 30 лет его эксплуатации.

Таблица 9. Электрохимический эквивалент.

Таблица 10. Технические характеристики В-ОПЕ.

Таблица 11. Характеристики трансформаторов.

Таблица 12. Сечение и ток кабеля.

Таблица 13. Коэффициенты размера повреждений.

Таблица 14. Ремонтные операции при значении К.

Таблица А.1. Стоимость трубы.

Таблица А.2. Расход изоляционных материалов.

Таблица А.3. Характеристики УКЗВ 10/0,23-10 С3 У1.

СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 1. Электрическая схема установки для полевого метода катодной поляризации.

Рисунок 2. Принципиальная схема катодной защиты газопровода.

Рисунок 3. Принципиальная схема протекторной защиты.

Рисунок 4. Автоматические протекторные установки.

Рисунок 5. Схема установки дренажной защиты.

Рисунок 6. Схема измерения защитных потенциалов.

Рисунок 7. Измерение удельного сопротивления грунта.

Рисунок 8. Измерение сопротивления цепи УКЗ.

Рисунок 9. Измерение сопротивления растекания ГАЗА.

Рисунок 10. Определение места повреждения анода.

Рисунок 11. Измерение переходного сопротивления Т-З.

Рисунок 12. Измерение потенциала Т-З и Р-З.

Рисунок 13. Измерение потенциала Т-Р и Т-Ф.

Рисунок 14. Измерение сопротивления дренажного кабеля.

Рисунок 15. Схема нахождения повреждения на дренажном

кабеле. Рисунок 16. Измерение разности потенциалов секций

газопровода. Рисунок 17. Проверка изоляции фланцев.

Рисунок 18. Синхронное измерение разности потенциалов.

ВВЕДЕНИЕ

Коррозия настолько привычна, что мы готовы согласиться считать ее неизбежным злом нашего времени. Неизбежен ли процесс разрушения? Да, настолько же, насколько неизбежно возобновление новых форм жизни. Тогда стоит ли прилагать усилия для борьбы со злом? Если ваш ответ утвердительный, то вы заинтересуетесь темой, с надеждой, что она даст вам силы для борьбы с одним из злейших врагов человечества - коррозией металлов.

Итак, коррозия – «corrodere» означает процесс разрушения. Между прочим, коррозионные последствия могут быть и положительными для общества. Однако нежелательных последствий от коррозии много больше.

Подземный трубопровод с одним единственным сквозным проржавлением уже непригоден для нормальной эксплуатации, хотя он еще на 99,99% цел и невредим. Но если трубопровод с отверстием в стенке - это газопровод высокого давления, то упомянутое разрушение (всего лишь 0,01% от целого) может дорого стоить обществу, случись авария со взрывом и огнем.

Убытки от коррозиив мире настолько огромны, что общество вынуждено тратить ежегодно десятки, а может быть и сотни миллиардов долларов на борьбу с ней. Общая сумма прямых коррозионных потерь в США составляет около 70 миллиардов. долларов в год, т.е. более 4% валового национального продукта. Подсчитано, что около 15% этих потерь можно было бы избежать, своевременно используя современные средства защиты.

Они определяются далеко не всегда легко и просто, но, несомненно, очень велики. Достаточно только перечислить часть из них: простои производственных мощностей с недовыработкой продукции; потери готовой продукции; снижение мощности и производительности; излишние допуски на толщину стенки; загрязнение основной продукции продуктами

коррозии.

Итак, коррозия - это не просто элементарное растворение металла, как

можно сначала предположить, а, скорее, порча металлического сооружения как результат коррозионного растворения. Ржавление - это коррозия железа и его сплавов. Цветные металлы не ржавеют, а корродируют.

В настоящее время есть технологии с помощью которых увеличивается срок службы металлических конструкций. Все эти мероприятия экономят финансы, уменьшают аварийность, сохраняют природу. Поэтому все эти технологии следует совершенствовать и улучшать для достижения увеличения срока службы металлических изделий, подвергаемых коррозии, в этом и заключается актуальность темы.

Объектом исследования выпускной квалификационной работы является система электрохимической защиты газопровода от коррозии.

Предметом исследования является система электрохимической защиты газопровода от коррозии.

Целью выпускной квалификационной работы является разработка системы электрохимической защиты трубопровода.

Задачи:

- разработать систему определений коррозий;
- разработать систему протекторной защиты;
- разработать систему катодной защиты;
- рассчитать экономические затраты.

1. ВИДЫ КОРРОЗИИ И ЗАЩИТА

Практически все многообразие коррозионных проявлений, с которыми мы повсеместно встречаемся в быту и на производстве, протекает по одному механизму - электрохимическому, т.е. вызвано электрохимической коррозией, наиболее просто определяемой следующим образом.

Электрохимическая коррозия - это окисление металла, сопровождающееся химическими реакциями и переносом электрических зарядов между металлом и окружающей средой, при непременном участии воды.

Химическая коррозия - растворение металла без участия воды. Примеры химической коррозии:

- растворение металла в концентрированных кислотах и щелочах;
- разрушение (выгорание) металла под действием топочных газов при температуре более 100 градусов.

Биокоррозия - процесс электрохимической коррозии, протекающий при участии микроорганизмов. Продукты их жизнедеятельности стимулируют ту или иную стадию электрохимического растворения.

Коррозионная эрозия - процесс, сочетающий эрозию (разрушение от механических воздействий, износ) и электрохимическую коррозию. Обычно вызывается быстротекущей жидкостью и зависит от степени турбулентности потока.

Кавитационная коррозия - процесс совместного воздействия кавитации и коррозии: взрываются пузырьки газа или пара, образовавшиеся при пониженном давлении, например, на гребных винтах судов.

Фреттинг - коррозия - процесс разрушения двух контактирующих и скользящих поверхностей.

Механохимическая коррозия - коррозия, ускоренная внутренними механическими напряжениями металла. При растягивающих усилиях может

возникнуть коррозионное растрескивание по границам кристаллитов. При

периодически изменяющейся нагрузке и неблагоприятных коррозионных условиях можно ожидать коррозионную усталость.

К электрокоррозии относят коррозию, вызываемую блуждающими токами рельсового электротранспорта и прочими источниками тока в земле. Электрокоррозия это фактически электролиз металла под действием наложенного тока, то есть тока внешнего источника, в то время как токи электрохимической коррозии рождаются за счет собственной гальванической неоднородности данного металлического сооружения.

При электрохимической коррозии обязательно образуются анодные и катодные участки, между которыми протекает электрический ток коррозии. Участки могут быть разнесены на различное расстояние друг от друга и продукты коррозии образуются в разных местах.

1.1. Виды коррозионных разрушений

Перечисленные типы коррозии вызывают разрушения следующих видов:

- равномерное, с образованием слоя окислов;
- язвенное, а также питтинговое (точечное);
- межкристаллитное, избирательное и пр.

Коррозионный процесс под тонкой пленкой влаги идет не так, как в толще воды и не так, как в бетоне. Поэтому отдельно рассматривают процессы в следующих коррозионных средах:

- в речной, морской и озерной водах;
- в почве, грунте, в насыпных материалах и бетоне;
- под слоем атмосферных осадков, под пленкой воды и в тонких наслоениях.

В задачу защиты, как это не покажется странным, не входит полное прекращение процессов коррозии. К тому же, это и невозможно. Основная цель - замедлить скорость коррозионного разрушения до приемлемого уровня. Так, трубопровод, проложенный к некоторому объекту, может

морально устареть уже через 20 лет. Поэтому есть ли смысл предусматривать для него срок службы - за счет средств антикоррозионной защиты - длительностью 40 лет? Некоторая деталь машины механически изнашивается много быстрее, чем разрушается за счет электрохимических явлений. В данном случае проблемы коррозии скорее всего вообще нет.

Защита от коррозии это комплекс мероприятий, выбираемых инженером-коррозионистом исходя из его опыта, который вероятнее всего основывается на мировых знаниях. Легко перечислить возможные способы защиты и антикоррозионные мероприятия, труднее принять наиболее правильное решение.

1.2. Почвенная коррозия

Почва – это неоднородный и сложный по составу электролит, химические свойства, которые могут изменяться в широких пределах в зависимости от состава, воздухо и влаго проницаемости, структуры, температуры, показатель кислотности.

В большинстве случаев почву легче оценить как коррозионно-опасную среду через удельное электрическое сопротивление грунта.

При контакте трубы с грунтом образуются микро и макро коррозийные элементы, то есть обязательно будет один анод и один катод, сразу же возникает ток коррозии, так как анод и катод соединены по металлу трубы. В результате потенциалы анодных точек складываются с потенциалами катодных точек и образуется естественный потенциал между трубой и землей.

Микро коррозийные элементы образуются в основном за счет неоднородности микро структур поверхности трубы.

Макро коррозийные элементы образуются в основном за счет неоднородности структуры грунта.

1.3.Коррозия под действием блуждающих токов

Блуждающим током называется, ток от любой электроустановки, которая случайно или преднамеренно использует землю как токопровод.

Источниками блуждающих токов могут быть:

- электрифицированная железная дорога, трамвай, метрополитен;
- линия электропитания постоянного и даже переменного тока;
- внутризаводской транспорт и установки катодной защиты.

По трубе блуждающий ток идет в сторону тяговой подстанции железных дорог и стекая с трубы превращается в ионы металла, а так как скорость растворения железа высока и ток большой, то без защиты на анодных участках трубы образуются сквозные отверстия.

Всегда между анодом и катодом образуется знакопеременная зона в которой будут усиливаться катодные и анодные процессы почвенной коррозии.

К пассивным методам защиты относятся:

- увеличение переходного сопротивления «труба-земля» (изоляция, канализация трубы или нейтрализация активности грунта);
- дренажная защита.

Катодная поляризация поверхности трубопровода – это смещение потенциала на трубе во всех его точках в отрицательную сторону до минимального защитного потенциала, при котором прекращается коррозия. Поляризация выполняется при помощи устройств катодной и дренажной защиты.

Электрический дренаж или отвод блуждающего тока из трубы к отрицательной шине источника блуждающего тока. В этом случае блуждающий ток идет в виде электронов поизолированней перемычке и им можно управлять. В результате на трубе должен быть минимальный защитный потенциал (-0,85 В).

Поляризационный потенциал – потенциал без омической

составляющей.

По ГОСТу Р51164 – 98 установлены следующие минимальные защитные потенциалы, которые представлены в таблице 1.

Таблица 1. Минимальные защитные потенциалы

$E_{Т-З}$ – поляризационный потенциал	$U_{Т-З}$ – с омической составляющей
min = -0,85 В	min = -0,9 В
для грунтов с $\rho_{гр.} \geq$ 20 Ом·м; в слабо засоленных грунтах; или при температуре продукта $\leq$ +20˚ С	
min = -0,95 В	min = -1,05 В
для грунтов с $\rho_{гр.} \leq$ 10 Ом·м; сильно засоленных грунтов, влияние блуждающих токов, при возможной биокоррозии или при температуре газа > +20˚ С.	
min = -0,80 В	
при температуре продукта (газа) не более +5˚ С.	

Максимальный защитный потенциал представлен в таблице 2.

Таблица 2. Максимальные защитные потенциалы

$E_{Т-З}$ – поляризационный потенциал	$U_{Т-З}$ – с омической составляющей
max = -1,1 В	max = -1,5 В
для грунтов с $\rho_{гр.} \leq$ 10 Ом·м; и при температуре продукта (газа) > +60˚С или при подводной прокладке с температурой газа выше + 60˚С.	
max = -1,15 В	max = - 2,5 В - битумная изоляция max = -3,5 В - полимерная изоляция
в других случаях	

Все значения потенциалов даны при измерении их с помощью не поляризующего медно-сульфатного электрода сравнения.

1.4. Коррозионностойкие материалы

Стык труб - чрезвычайно слабое место пластмассового трубопровода. Поэтому есть некоторая уверенность, что трубопроводы из малоуглеродистой и низколегированной стали, повсеместно применяющиеся сейчас, не скоро уступят свое место трубопроводам из пластмассы.

Керамические, стеклянные, железобетонные трубопроводы нашли

свою область применения и с успехом заменяют стальные там, где это можно: безнапорные трубопроводы, химические производства, мелиорация и пр. С малой скоростью корродируют чугунные трубопроводы, которые широко используются в водоснабжении.

В качестве пассивной защиты от коррозии используют изоляционные покрытия.

Для изоляции используется ограниченное число материалов, так как они должны соответствовать следующим требованиям:

- непрерывность – сплошность;
- химическая стойкость;
- электрохимическая стойкость и нейтральность;
- температура устойчивости;
- влагонепроницаемость;
- хорошая прилипаемость или адгезия;
- биологическая стойкость;
- возможность механизации;
- высокая электрическая прочность.

Данным требованиям удовлетворяют: полиэтилен, кремний, органические соединения, битум, полиуретан, эпоксидные краски, стекло, эмали.

При надземной прокладке трубу защищают алюминиевыми, цинковыми, лакокрасочными, стеклоэмалевыми покрытиями или консистентными смазками в зависимости от условий эксплуатации.

По ГОСТу определены от 11 до 21 параметра, по которым оценивается качество изоляционных параметров и норм. Большинство из них определяются в лабораторных условиях перед нанесением изоляции, но есть основные параметры, которые определяются при строительстве и при эксплуатации:

- толщина – измеряется в четырех точках магнитным толщиномером 10% от стыков и участка, в местах сомнения;

- адгезия к стали (адгезия внахлест) – проверяется адгизиметром с вырезом прямоугольника, для мастичных покрытий допускается контроль методом выреза треугольника под углом 60˚ со сторонами 3-5 см;
- прочность при ударе – контроль в местах вызывающих сомнения;
- сплошность изоляции – контролируется трижды: перед укладкой трубы в траншею искровым дефектоскопом с напряжением 5 кВ/мм толщины, для надземных труб 1 кВ/мм толщины;
- проверяется сплошность на засыпанном трубопроводе через 2 недели после укладки с помощью искателя повреждения изоляции, на отсутствие контакта с землей;
- сплошность изоляции оценивают методом катодной поляризации всего участка трубопровода. При хорошей изоляции при наименьшем токе. Сопротивление изоляции или переходное сопротивление «труба-земля» ($R_{T-З}$) – оно измеряется при помощи приборов М-416, Ф-416 на этапе оценки изоляции на участке, на расстоянии min 500 м. Величина $R_{T-З}$ зависит от типа изоляции и материала (конструкции).

Примечание: сопротивление изоляции не должно уменьшаться более чем в 3 раза через 10 лет и более чем в 8 раз через 20 лет эксплуатации.

При нанесении любого покрытия должен проводиться визуальный контроль поверхности с устранением обнаруженных дефектов.

При нанесении полимерных лент и оберток должен быть нахлест при однослойном нанесении не менее 3 см, а при двухслойном покрытии наносимый виток должен перекрывать уложенный на 50% плюс 3 см.

Интегральная оценка выполняется по данным по силе тока установок катодной защиты и по распределению потенциала на всем участке, а так же может выборочно применяя метод катодной поляризации;

Все обнаруженные повреждения изоляции после устранения должны быть отмечены в эксплуатационной документации с указанием мест повреждения с точностью до 1 метра.

2. РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОЙ ЗАЩИТЫ ГАЗОПРОВОДА

2.1. Расчёт средних значений тока поляризации и удельного сопротивления грунта

Для разработки системы электрохимзащиты газопровода от коррозии нам предоставлены труба газопровода диаметром 1420 мм и температурный режим -40…+40℃. Вблизи прохождения трубы отсутствует железнодорожный транспорт и имеется линия электропередачи 10 кВ.

Для выбора и разработки системы нужно определить агрессивность грунта (таблица 3). Основной метод определения проводится по замеру плотности тока поляризации. При использовании этого метода фактически измеряется катодное поляризационное сопротивление $R_к$ стального образца площадью S в грунте, взятом с трассы трубопровода.

Таблица 3. Оценка коррозионной агрессивности грунта

Коррозионная агрессивность	Удельное электрическое сопротивление грунта, , Ом·м	Плотность тока поляризации, $j_{пол}$, А/м^2
Низкая	Свыше 50	До 0,05
Средняя	От 20 до 50	От 0,05 до 0,2
Высокая	До 20	Свыше 0,2

Стальной образец помещают в ячейку с грунтом и катодно поляризуют в течение заданного интервала времени (10-40 мин.), поддерживая катодное смещение потенциала на уровне

$$\Delta U_к = 0{,}1 \text{ В} = \text{const}, \quad (1)$$

после чего фиксируют среднюю плотность тока катодной поляризации $j_{пол}$ и оценивают коррозионную агрессивность по графе 3 таблицы 3.

Удельное катодное поляризационное сопротивление при необходимости вычисляют по формуле 2.

$$P_к = \Delta U_к / j_{пол}. \quad (2)$$

Как следует из таблицы, имея ввиду, что $P_к = 0{,}1 / j_{пол}$, получим, что при $P_к \leq 0{,}5$ Ом·м^2 грунт считается высокоагрессивным, а при $P_к \geq 2$ Ом·м^2 - неагрессивным, т.е. чем меньше $P_к$, тем агрессивнее грунт.

Данный метод моделирует катодный процесс коррозии точнее, поскольку концентрация кислорода у поверхности трубопровода, а именно кислород контролирует величину удельного поляризационного сопротивления $P_к$, не может существенно отличаться.

На схеме рисунка 1 дается многократно опробованная в натурных условиях схема измерения $P_к$.

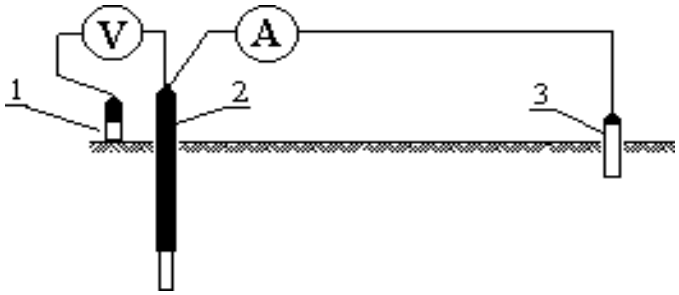

Рисунок 1. Электрическая схема установки для полевого метода катодной поляризации: 1- медносульфатный электрод сравнения; 2 - зонд; 3 – анод.

Измерительный зонд (2) в виде острой шпильки в изолирующей трубке заглубляют на нужную глубину и присоединяют к аноду (3), например, к бруску из протекторного сплава. Включая-выключая токовую цепь, измеряют смещение потенциала зонда и ток поляризации, после чего удельное поляризационное сопротивление вычисляют по формуле 2, где плотность тока определяют по площади рабочей поверхности зонда.

В таблице 4 приводятся сравнительные данные полевых измерений.

Таблица 4. Данные полевых измерений

№ пп	ρ, Ом·м	$j_{пол}$, А/м^2	№ пп	ρ, Ом·м	$j_{пол}$, А/м^2
1	20,3	0,215	15	14,2	0,227
2	29,1	0,155	16	24,5	0,160
3	33,0	0,148	17	26,3	0,280

Продолжение таблицы 4

4	34,7	0,118	18	48,8	0,055
5	30,0	0,091	19	43,2	0,090
6	33,8	0,105	20	20,7	0,254
7	27,3	0,230	21	32,0	0,176
8	30,0	0,150	22	49,8	0,160
9	21,6	0,249	23	33,8	0,094
10	20,7	0,214	24	8,5	0,50
11	43,5	0,180	25	22,7	0,180
12	18,8	0,300	26	21,6	0,249
13	30,0	0,104	27	30,0	0,150
14	59,2	0,064	28	27,3	0,230

Измерения выполнялись стальным электродом-зондом диаметром 5 мм, общей длиной 600 мм, с рабочей (неизолированной) частью длиной 318 мм, что соответствовало площади $S = 5 \cdot 10^{-3}$ м^2 .

Разброс значений $j_{пол}$ неизбежен, поскольку величина поляризационного сопротивления определяется ионным составом вод грунта, а величина ρ - общим солесодержанием.

Вычисляем среднее значение удельное электрическое сопротивление грунта и средний ток поляризации.

$$\rho_{ср} = \frac{\sum \rho\rho_{и}}{NN} = \frac{835,4}{28} = 29,8 \text{ Ом} \cdot \text{м}, \quad (3)$$

$$jj_{пол.ср} = \frac{\sum jj_{пол}}{NN} = \frac{5,128}{28} = 0,1831 \text{ А/м2}. \quad (4)$$

По таблице 3 делаем вывод, что коррозийная активность грунта средняя, поэтому используем нормальный тип изоляции.

2.2. Расчёт типа системы электрохимической защиты газопровода от коррозии

Для электрохимзащиты газопровода применяют катодную или протекторную или дренажную защиту от коррозии.

Катодная защита трубопроводов

Катодная защита подземных сооружений от коррозии достигается наложением электрического поля от внешнего источника тока, обеспечивающего катодную поляризацию сооружения. Поляризация осуществляется током, натекающим на трубу из грунта. Труба при этом является катодом по отношению к грунту. Принципиальная схема катодной защиты показана на рисунке 2.

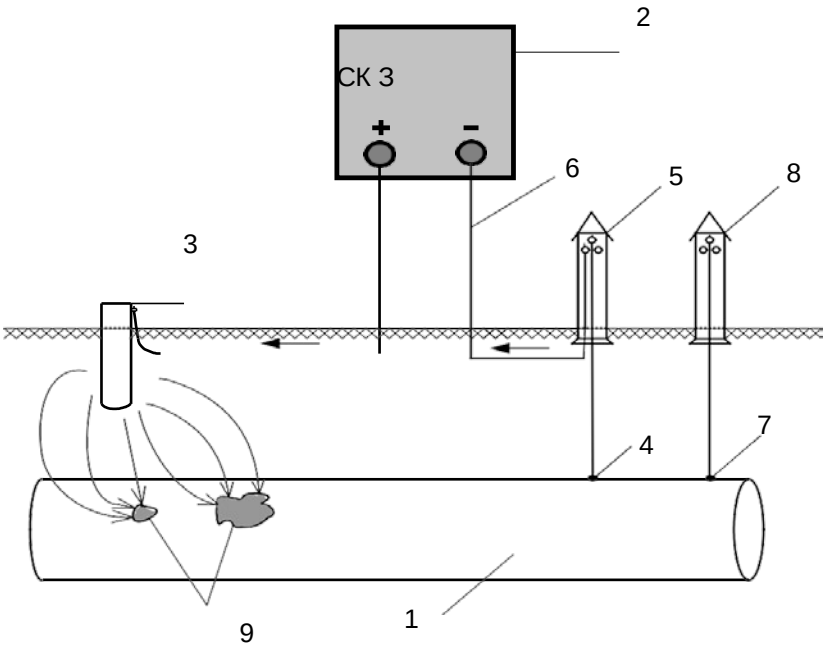

Рисунок 2. Принципиальная схема катодной защиты газопровода.
1 - газопровод; 2- внешний источник постоянного тока; 3 - анодное заземление; 4- контакт дренажного кабеля с газопроводом; 5 - точка дренажа; 6 - дренажный кабель; 7- контакт катодного вывода; 8 - контрольно-измерительный пункт (КИП); 9 - повреждения защитного покрытия.

При катодной защите отрицательный полюс источника постоянного тока 2 подключают к газопроводу 1, а положительный – к искусственно созданному аноду – заземлению 3. При включении источника тока ток от его плюса через анодное заземление стекает в грунт и через повреждённые участки изоляции 9 на трубу. Далее через точку дренажа (ТД) 5 по дренажному кабелю 6 ток возвращается к минусу источника питания. При этом на оголённых участках газопровода начнётся процесс катодной

поляризации.

Краткая характеристика: большее время разложения анода до 35 лет, применяется при любой коррозионной активности почвы, при блуждающих токах, при наличии железной дороги и без, при любом удельном сопротивлении грунта.

Протекторная защита

Протекторная защита – электрохимическая защита с помощью тока гальванической пары.

Принцип протекторной защиты заключается в подавлении тока коррозии при помощи гальванической пары, в которой протектор изготовлен из более активного металла, чем трубопровод. При этом протектор является анодом и разрушается, а трубопровод – катодом и защищается (рисунок 3).

Протекторная защита газопроводов осуществляется, как правило, в грунтах с удельным сопротивлением выше 50 Ом·м.

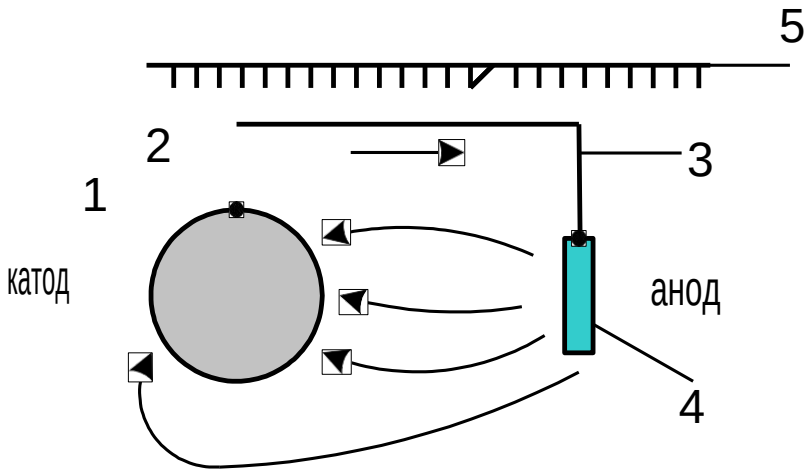

Рисунок 3. Принципиальная схема протекторной защиты:

1 – газопровод; 2 – точка дренажа; 3 – изолированный провод; 4 – протектор;

5 – поверхность земли.

Прежде чем рассматривать устройство протекторов, необходимо рассмотреть такое понятие как стандартные электродные потенциалы. При рассмотрении нормальных равновесных потенциалов металла (т.е.

металлов, помещённых в раствор собственных солей с концентрацией ионов металла,

равной 1 моль/л, взятых при одинаковой температуре), видно, что металлы по величине электродного потенциалов растворе могут быть размещены в ряд по убывающей активности.

За нулевую точку отсчёта, относительно которой измеряются величины стандартных электродных потенциалов, выбран стандартный потенциал водородного электрода. Относительно водорода располагаются все металлы: Li^{+} Rb^{+} K^{+} Ba^{2+} Ca^{2+} Na^{+} Mg^{2+} Al^{3+} Mn^{2+} Zn^{2+} Cr^{3+} Fe^{2+} Cd^{2+} Co^{2+} Ni^{2+} Sn^{2+} P b^{2+} H^{+} Cu^{2+} Ag^{+} Hg^{2+} Au^{3+}.

Металлы, образующие более активные ионы располагаются левее водорода, менее активные после водорода. Чем активнее металл, тем отрицательнее у него стандартный электродный потенциал (таблица 5).

Таблица 5. Электронные потенциалы металлов

Ион металла	Стандартный электродный потенциал ϕ°, В
Mg^{2+}(магний)	-2,34
Al^{3+}(алюминий)	-1,67
Zn^{2+}(цинк)	-0,76
Fe^{2+}(железо)	-0,44
H^{+}(водород)	0,00
Cu^{2+}(медь)	+0,34
Au^{3+}(золото)	+1,42

При соединении двух металлов, занимающих в ряду напряжения разные места, образуется гальванический элемент, в котором роль анода выполняет металл с большим электроотрицательным потенциалом (менее благородный металл).

Если грунт $\rho_{грунта}$ < 10 Ом·м активаторы ставить ненужно. Схемы автоматических протекторных установок показаны на рисунке 4.

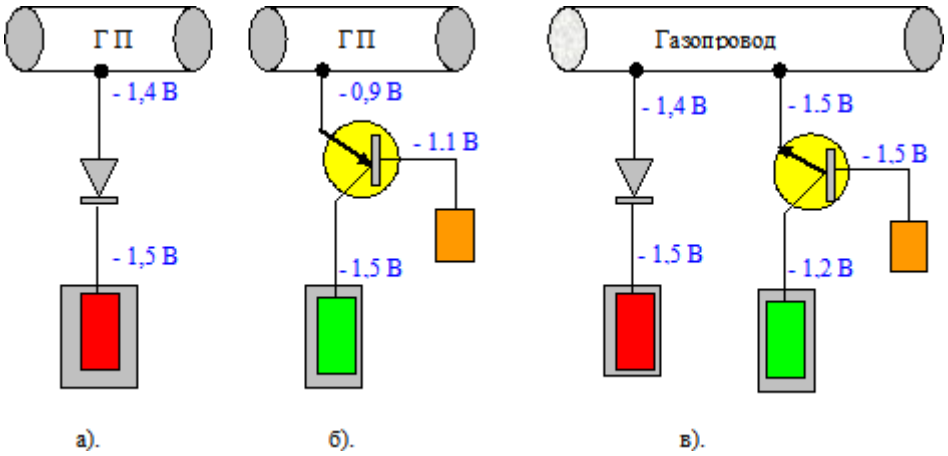

Рисунок 4. Автоматические протекторные установки.

На рисунке 4а изображён односторонний поляризованный протектор на диоде. Эта схема применяется для микро дренажа небольших блуждающих токов. Также эта схема применяется на участках катодной защиты для поддержания определенного потенциала в данной точке трубы и устранения влияния протектора на растекание защитного тока УКЗ.

На рисунке 4б изображена схема с регулятором минимального защитного потенциала на транзисторе типа p-n-p. Транзистор открывается, если потенциал на трубопроводе станет положительнее потенциала управляющего электрода и протектор подает ток на трубу до тех пор пока потенциалы трубы и управляющего электрода не сравняются. Таким образом на трубе поддерживается потенциал управляющего электрода.

На рисунке 4в изображена схема сдвоенного протектора на диоде и транзисторе типа n-p-n. Применяется в знакопеременных зонах трубопровода для отвода небольших блуждающих токов в землю и для ограничения максимальных отрицательных потенциалов на трубе.

Дренажная защита газопровода

Принцип дренажной защиты заключается в отводе блуждающих токов с газопровода в рельсовую часть цепи тяговой подстанции.

Источниками блуждающих токов являются: электрифицированный железнодорожный транспорт, работающий на постоянном токе и

использующий рельсы в качестве обратного провода, а также ЛЭП (линия электропередачи) постоянного тока, электросварка и токи СКЗ относительно других сооружений.

Скорость коррозии трубопровода блуждающими токами может достигать 20 мм в год.

Полупроводниковые УДЗ лучше работают в зонах часто меняющихся потенциалов и может использоваться в схеме усиленного дренажа. При отводе малых токов могут использоваться блоки БДЗ-10, БДЗ-50, которые так же применяются при совместной защите трубопровода и кабеля связи. Схема установки дренажной защиты показана на рисунке 5.

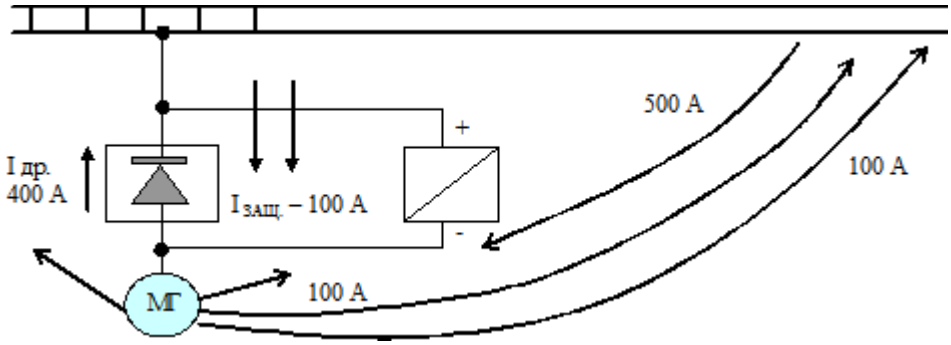

Рисунок 5. Схема установки дренажной защиты.

Рассмотрев все типы электрохимической защиты, делаем вывод, что к нашей схеме установки подходит катодная и протекторная защита. Дренажная система устанавливается только при наличии железнодорожного транспорта, поэтому к данному месту она не подходит.

Рассчитаем катодную установку

Замеры места установки защиты выполнены в данных расчёта протекторной защиты, поэтому используем их.

Длину защитной зоны одной установки катодной защиты

в ычисляют по формуле 16.

$$L_3 = \frac{4}{\alpha(t)} \bullet ln \frac{U_{\text{тзо}}}{k \bullet U}, \qquad (6)$$

где $L_з$ - длина защитной зоны одной УКЗ, м;

k - коэффициент учитывающий взаимовлияние соседних УКЗ (для одиночной УКЗ k = 1, для УКЗ, работающей рядом с соседними, k = 2);

$U_{тзо}$- смещение разности потенциалов труба-земля в точке дренажа, В;

$U_{тзм}$ - максимальное смещение разности потенциалов труба - земля, В.

$U_{тзм} = |U_м|-|U_е|=0,85-0,55=0,3$ В; (7)

$U_{тзо} = |U_о|-|U_е|=1,15-0,55=0,6$ В; (8)

$U_м$ - минимальный защитный потенциал, В (определяют из таблицы 7);

$U_е$ - естественная разность потенциалов труба-земля, В, принимают равным -0,55 В;

$U_о$ - максимальный защитный потенциал, В (определяют из таблицы 6).

Таблица 6. Защитные потенциалы.

Металл сооружения	Значение защитного потенциала, В	
	минимальное $U_{мин}$	максимальное $U_{макс}$
Сталь	- 0,85	- 1,15
Свинец	- 0,70	- 1,30
Алюминий	- 0,85	- 1,40

Продольное сопротивление трубопровода R_m , Ом/м, вычисляют по таблице 7. Труба нашего газопровода имеет размеры 1420х18,7.

Таблица 7. Продольное сопротивление трубы.

Диаметр трубы, D_m , м	Толщина стенки трубы $d_m \cdot 10\text{-}3$, м										
	10,00	10,5	11,0	11,5	12,0	12,5	14,0	15,0	16,0	17,0	20,0
0,72	11,00	10,50	10,00								
0,82	9,63	9,18	8,76	8,39							
1,02	7,72	7,36	7,03	6,72	6,45	6,19	5,54	5,17	4,85	4,57	
1,22			5,86	5,61	5,38	5,17	4,62	4,31	4,05	3,81	3,25
1.42							3,96	3,70	3,47	3,27	2,79
1,62							3,47	3,24	3,04	2,86	2,44

Постоянную распространения тока вдоль трубопровода как функцию времени α(*t*) , 1/м и R из (t), Ом, определяют из таблицы 8 на 30 лет вычисляют по формуле

$$\alpha(t) = \frac{\sqrt{\frac{Rm}{10^{-6}}}}{\sqrt{R_{\text{из}}(t)}} = \frac{\sqrt{\frac{2{,}79 \cdot}{2030}}}{} = 3{,}7 \cdot 10^{-4} \ \frac{1}{\text{м}}. \qquad (9)$$

Таблица 8. Прогнозируемые значения сопротивления изоляционного покрытия трубопровода $R_{из}$ (*t*) через 10, 20 и 30 лет его эксплуатации.

Тип изоляционного покрытия		Прогнозируемое сопротивление изоляции трубопровода $R_{из}$(*t*), Ом·м^2, через		
		10 лет	20 лет	30 лет
Усиленные	Трех, двухслойное полимерные покрытия на основе термореактивных смол и полиолефина; покрытия на основе термоусаживающихся материалов	100000	37500	12150
	Все остальные покрытия, кроме мастичных и полимерно-битумных	33000	12500	4050
	Мастичные и полимерно-битумные покрытия	16700	6250	2030
Все покрытия нормального типа		16700	6250	2030

Вычисляем длину защитной зоны одной установки катодной защиты.

$$L_з = \frac{4}{\alpha(t)} ln \frac{U_{\text{тзо}}}{k \cdot U} = \frac{4}{3{,}7 \cdot 10^{-4}} ln \frac{0{,}6}{1 \cdot 0{,}3} = 7493 \text{ м}. \qquad (10)$$

Количество установок катодной защиты *N*, шт., необходимое для защиты трубопровода длиной *L*, м, вычисляют по формуле

$$NN = \frac{L}{L_з} = \frac{7000}{7493} = 1 \text{ шт}. \qquad (11)$$

Для зоны газопровода длиной 7000 м нужна 1 станция катодной защиты.

Рассчитываем анодный заземлитель

В соответствии с законом Фарадея формула для расчета количества электродов (n) по массе анодного заземлителя имеет вид

$$n = q\ I\ T\ /\ (\ G_{эл}\ \eta\ )\ , \qquad (12)$$

где q - электрохимический эквивалент анодного материала (таблица 9);

$G_{эл}$ - масса одного стержня заземлителя, кг/шт;

η = 0,4...0,6 - коэффициент полезного действия или коэффициент неравномерности растворения заземлителя.

Анодный заземлитель на ток устновки I = 10 А выполнен из ферросилидовых электродов АЗМ-2 массой $G_{эл}$ = 12 кг каждый на срок службы T = 15 лет при скорости растворения ферросилида в коксовой мелочи q = 0,2 кг/(А·год) и к.п.д. η = 0,5. Вычислим требуемое число электродов (n, шт.) по формуле 13.

$$n = 0{,}2 \cdot 10 \cdot 15\ /\ (12 \cdot 0{,}5) = 5 \text{ шт.} \qquad (13)$$

Таблица 9. Электрохимический эквивалент.

Анодный материал	Скорость растворения, q , кг/(А·год)
Сталь	10
Чугун	4...5
Графит	0,8...1,5
Ферросилид	0,1...0.3
Свинец+серебро	0,04...0,08
Магнетит	0.002
Платина	~ 0

Может иметь место несовместимость с рабочим напряжением преобразователя, если сопротивление растеканию одного электрода равно R = 3,6 Ом при ρ = 10 Ом·м и коэффициент взаимовлияния F = 1,4, то напряжение на анодном заземлителе, вычисляемое по закону Ома, составит

$$U = I \cdot R_{заз} = I \cdot F \cdot R\ /\ n = 10 \cdot 1{,}4 \cdot 3{,}6\ /\ 5 = 10 \text{ В}.$$

(14)

Для этого заземлителя любой отечественный преобразователь пригоден, поскольку рабочее напряжение преобразователей обычно не менее $U_н$ = 48 В.

Но у нас среднее удельное электрическое сопротивление грунта в 3 раза больше, т.е. ρ = 29,8 Ом·м, то R возрастет в 3 раза и, следовательно, напряжение на заземлителе должно быть равным U = 30 В, что вполне входит в параметры любой станции катодной защиты с запасом по мощности.

Для подповерхностного анодного заземления вычислим время его срока службы

$$T = \frac{G_3 \cdot k_u}{q_3 \cdot I} = \frac{12 \cdot 5 \cdot 0{,}77}{0{,}2 \cdot 10} = 23 \text{ года}, \qquad (15)$$

где $G_з$ - масса материала электродов заземления (без коксовой засыпки), кг;

$q_з$ - скорость растворения материала электродов анодного заземления, кг/А·год;

k_u - коэффициент использования массы заземлителя (принимают равным 0,77);

I - сила тока, А, стекающего с заземления, за планируемый период эксплуатации заземления.

Выбор станции катодной защиты

Станцию катодной защиты выбираем по климатическому исполнению, по цене, по степени надёжности и обслуживания.

Автоматические выпрямители являются источником тока, используемым для катодной защиты. Катодная защита применяется для исключения возможности почвенной коррозии подземных металлических

элементов – арматуры, резервуаров нефтепродуктов, металлических труб водопроводов и газопроводов. Постоянный ток, вырабатываемый

выпрямителем, подается на защищаемый элемент и приводит к наложению отрицательного потенциала на металлическую деталь. Устройство используется для измерения и автономного поддержания необходимого значения потенциала.

Выбираем выпрямитель В-ОПЕ-63-48-У1 (таблица 10) из всех рассмотренных вариантов.

Таблица 10. Технические характеристики В-ОПЕ.

Наименование параметров	В-ОПЕ-63-48-У1
Выходная номинальная мощность, кВт	3
Номинальный выпрямленный ток, А	63/33
Номинальное выпрямленное напряжение, В	48/96
Коэффициент полезного действия в номинальном режиме не менее, %	88
Коэффициент полезного действия в номинальном режиме не менее, %	88
Коэффициент мощности в номинальном режиме, не менее	0,8
Напряжение однофазной питающей сети, В	220
Номинальная частота питающей сети, Гц	50
Число фаз	1
Диапазон регулировки выпрямленного тока и напряжения, %	0…100
Диапазон регулирования уставки защитного потенциала, В	-0,5…-3,5
Пульсация тока на выходе с фильтром, не более, %	3
Количество автоматических включений, раз	2-6
Стабильность тока или потенциала, %	2,5

Расчёт трансформаторной подстанции

Для осуществления электропитания для станций катодной защиты используют УКЗВ — устройство распределительное катодной защиты высоковольтное (характеристики приведены в таблице приложения А.3). Оно устанавливается на открытом воздухе и используется в системах катодной защиты металлических трубопроводов газа, нефтепродуктов и на других защищаемых промышленных объектах подземного и наземного типов, а также в системах ЭХЗ объектов городского коммунального хозяйства.

В УКЗВ используется трансформатор 10 кВА. Корпус высоковольтной

части представляет собой металлический шкаф без дна. Подача питания на

устройство осуществляется через воздушный ввод от линии электропередач, для чего на крыше установлен кронштейн со штыревыми изоляторами и ограничителями перенапряжений FV1, FV2, служащими для защиты электрических цепей и составных частей устройства от атмосферных (грозовых) перенапряжений. Для ввода питания в верхней части установлены проходные изоляторы Y1 и Y2, к которым одной стороной крепятся две шины. Второй стороной шины крепятся к держателям предохранителей FU1, FU2. Внутри размещены два съёмных предохранителя FU1, FU2, устанавливаемые в держатели предохранителей.

Потребляемая мощность станции катодной защиты 3 кВт. Номинальную мощность трансформаторов $S_{нт}$ определяют по средней нагрузке $S_{ср}$

$$S_{нт} = S \bullet KK_3 = 3 \bullet 0{,}95 = 2{,}85 \text{ кВА}, \quad (16)$$

где NN – число трансформаторов;

KK_3 – коэффициент загрузки трансформатора, для 3 категории потребителя равно 0,95.

Из таблицы 11 выбираем трансформатор ОМП-10/10-У1 с номинальной мощность 10 кВА.

Таблица 11. Характеристики трансформаторов.

Марка трансформатора	Номинальное напряжение трансформатора, кВ		Схема и группа соединения обмоток	Потери х.х., Вт	Потери к.з., Вт	Напряжение к.з., %	Габаритные размеры трансформатора мм			Масса трансформатора кг
	ВН	НН					L	B	H	
ОМП-10/6-У1 (УХЛ1)	6	0,08 0,09 0,23	1/1-0	70	270	3.5	530	600	730	110
ОМП-10/10-У1 (УХЛ1)	10	0,08 0,09 0,23	1/1-0	70	270	3.5	530	600	730	110

Сравниваем расчётную и номинальную мощность.

$$S_H \geq S_{HH}; \quad (17)$$

$$10 \geq 2{,}85. \quad (18)$$

Неравенство показывает что трансформатор выбран верно.

Для коммутации воздушной линии используют разъединитель согласно действующим «Правилам устройства электроустановок». Тип разъединителя – РЛНД1-2- 10Б/400 У1 с приводом ПРНЗ-10 У1 (с двумя блок-замками), который предназначен для линии напряжением 10 кВ.

Для линии питания анодных заземлителей от станции катодной защиты и до трубопровода выбираем кабель по току.

$$I = \frac{P}{U} = \frac{3000}{230} = 13\text{А}, \qquad (19)$$

где PP – мощность потребляемая станцией, кВт.

Но так как наша станция катодной защиты при регулировки может выдавать ток 63 А, то для выбора проводника используем наибольшее значение. Выбираем из таблицы 12 сечение одножильного провода 10 мм^2 для прокладки в земле и током 68 А. Марка провода ВВг 1х10.

Таблица 12. Сечение и ток кабеля.

Сечение токопроводящих жил, мм	Медные жилы проводов и кабелей, А			
	Одножильный		Многожильный	
	На воздухе	В земле	На воздухе	В земле
1,5	22	30	21	27
2,5	30	39	27	36
4	39	50	36	47
6	50	62	46	59
10	68	83	63	79
16	89	107	84	102
25	121	137	112	133
35	147	163	137	158
50	179	194	167	187
70	226	237	211	231
95	280	285	261	279
120	326	324	302	317
150	373	364	346	358
185	431	412	397	405

Расстояние от газопровода до станции катодной защиты 30м, а от станции до анодных заземлителей 200м, поэтому провода нам нужно 230 метров.

3. ПУСКОНАЛАДОЧНЫЕ РАБОТЫ НА УСТАНОВКАХ ЭЛЕКТРОХИМЗАЩИТЫ

Пуск и опробование каждой отдельной установки участка

Для установки катодной защиты:

- проверить качество монтажа;
- измерить сопротивления R_A и $R_{З/З}$;
- в присутствии представителя электроснабжения подключиться к трансформаторной подстанции (без напряжения);
- при отключенном выпрямителе подать напряжение сети;

установить минимальное выходное напряжение в неавтоматическом режиме, проверить правильность подключения к клеммам анода и катода, для чего подключить в точку дренажа милливольтметр;

- включить преобразователь и проверить весь диапазон выходного напряжения;
- испытать УКЗ в максимальном режиме в течении 72 часов;
- установить проектное значение тока и через 24 часа замерить потенциал труба-земля в точке дренажа, он должен быть по проекту;
- остальные УКЗ должны быть отключены;
- по ГОСТу использование УКЗ нужно проводить не ранее чем через 15 дней после монтажа анода, а так же после оттаивания грунта.

Для установки протекторной защиты проверяются акты на скрытые работы, проверяется маркеровка проводов КИП, измеряется естественный потенциал на соседних контрольных точках, подключают протектор и проверяют потенциал, измеряется ток протектора (чтобы рассчитать долговечность) и через 24 часа записываются установившиеся значения

- по ГОСТу испытание УКЗ нужно проводить не ранее чем через 15 дней после монтажа анода, а так же после оттаивания грунта.

Для установки протекторной защиты проверяются акты на скрытые работы, проверяется маркировка проводов КИП, измеряется естественный потенциал на соседних контрольных точках, подключают протектор и проверяют потенциал, измеряется ток протектора (чтобы рассчитать долговечность) и через 24 часа записываются установившиеся значения потенциала и тока установки протекторной защиты.

Для установки дренажной защиты нужно:

- Проверить правильность монтажа;
- Измерить сопротивление $R_{З/З}$;
- определить время суток когда наблюдаются максимальные и минимальные токовые нагрузки тока тяги;
- при минимальных токовых нагрузках измерить потенциалы Т-З и Т-Р;
- при максимальной тяговой нагрузке измерить потенциалы Т-З и Т-Р и рассчитать сопротивление реостата;
- установить рассчитанную величину реостата (≈ 0,05 Ом);
- включить цепь дренажа в присутствии представителя ж/д и измерить потенциал в точке дренажа труба-земля и ток дренажа при максимальной токовой нагрузке.

Пуск и опробование всей системы участка ЭХЗ

Начинают с УКЗ, затем УДЗ, затем УПЗ и ИФС – выдержать 72 часа и проверить потенциал на всех контрольно-измерительных пунктах (КИП).

По ГОСТу все средства ЭХЗ должны включаться в работу в зонах действия блуждающих токов не позднее 1 месяца после укладки и засыпки трубопровода. В остальных случаях не более 3 месяцев. Если предусматриваются более поздние сроки, должна быть построена временная ЭХЗ, которая должна быть включена в работу не позднее 1 месяца на участках с блуждающими токами.

Зона высокой коррозионной активности, которая выявляется в процессе эксплуатации, относятся, участки сооруженные между участками ЭХЗ на которых произошли отказы по коррозионным причинам или обнаружены коррозионные язвы и трещины скорость коррозии которых превышает > 0,3 мм/в год.

К зонам повышенного коррозионного окисления относятся следующие участки:

- засоленные грунты;
- зоны блуждающих токов;
- участки с температурой продукта 30˚С и более;
- в болотистых, черноземных и поливных грунтах;
- на подводных переходах и в поймах рек, на переходах через любые дороги;
- на участках промышленных и бытовых стоков, свалок мусора и шлака;
- на КС, ГРС, УКПГ, промплощадках;
- вертикальные участки сооружений в зоне их выхода на поверхность;
- на пересечении с различными трубопроводами, включая по 350 метров в обе стороны.

4. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СООРУЖЕНИЙ ЭЛЕКТРОХИМЗАЩИТЫ

Технический осмотр и контроль средств ЭХЗ проводят не реже 4 раза в месяц. Для УДЗ и УКЗ не оборудованных средствами дистанционного контроля в зонах с блуждающими токами и на промышленных площадках.

Два раза в месяц на УКЗ вне зоны блуждающих токов, не реже одного раза в квартал на УПЗ защитных кожухов (футляров) и ИФС.

При ТО необходимо выполнять:

- контроль режимов работы;
- измерение защитных потенциалов в точках дренажа;
- профилактическое обслуживание контактных соединений (анодных заземлителей установок ЭХЗ);
- оценка непрерывности работы ЭХЗ по счетчикам;
- оценка состояния ИФС, оценка футляра и отсутствие контакта футляра с трубой (гальванического);
- оценка скорости коррозии металла проникновение водорода в стенку трубы по имеющимися датчикам.

Допускается отключение УКЗ при необходимости проведения регламентных работ не более 80 часов в квартал, но для УДЗ не более 24 часов в квартал.

При проведении опытных и исследовательских работ допускается отключение средств ЭХЗ на суммарный срок не более 10 суток в год, а для УДЗ не более 8 суток в год.

Интегральная оценка должна быть выполнена ежегодно ($I_{УКЗ}$, $I_{УДЗ}$, $I_{УПЗ}$, $E_{Т-З}$ во всех точках). Допускается оценка качества изоляции по величине переходного сопротивления труба-земля (Т-З).

Допускается отключение УКЗ при необходимости проведения регламентных работ не более 80 часов в квартал, но для УДЗ не более 24 часов в квартал.

При проведении опытных и исследовательских работ допускается отключение средств ЭХЗ на суммарный срок не более 10 суток в год, а для УДЗ не более 8 суток в год.

Интегральная оценка должна выполняться ежегодно ($I_{УКЗ}$, $I_{УДЗ}$, $I_{УПЗ}$, $E_{Т-З}$ во всех точках). Допускается оценка качества изоляции по величине переходного сопротивления труба-земля (Т-З).

Локальная оценка по всей протяженности должна проводиться после 1го года эксплуатации методами электрометрии с выбором шурфования наиболее опасных участков.

Дополнительные измерения с шагом не более 10 метров на участках ВКО и ПКО должны проводиться не реже 1 раза в 5 лет.

Коррозионное состояние трубы определяется методом внутритрубной дефектоскопии или комплексным электрометрическим обследованием с контрольным шурфованием для участков ВКО (высокой) один раз в 5 лет, для ПКО (повышенной) один раз в 10 лет, для УКО (умеренной) один раз в 20 лет.

Опасность коррозионного растрескивания под напряжением определяется пропусканием специальных снарядов дефектоскопов или другими специальными методами диагностики.

Шурфование в первую очередь следует проводить на участках определенных при обследовании, а так же на участках с температурой эксплуатации выше +30˚С, в анодных и знакопеременных зонах, на участках с плохой изоляцией и имеющих неполную защиту.

Выборочный контроль при обследовании в шурфах должен выполняться в следующем объеме:

- измерение естественного и поляризационного потенциала;

- определение и описание характера размеров и повреждений изоляции, расположение;
- определение p^H почвы прилегающей к трубе;
- определение количества, глубины, площади, расположение по окружности трубы коррозионных повреждений металла с оформлением акта;
- отбор проб грунта, передача на химический анализ при наличии коррозионных каверн или трещин глубиной более 3 мм за период эксплуатации до 10 лет и глубиной более 2 мм при эксплуатации до 5 лет.

На участках ВКО должно поэтапно внедряться 100% резервирование электроснабжения и защитного тока, а так же коррозионный мониторинг (это КДП и средство дистанционного контроля). Отказы в работе средств ЭХЗ на участках ВКО и ПКО оснащенные средствами дистанционного контроля приравниваются к аварийным и должны устраняться в течении 24 часов.

Все участки катодной защиты на новых газопроводах построенных или реконструируемых после 2000 года, а также на действующих трубопроводах в зонах ПКО и ВКО оборудуются средствами дистанционного контроля.

В анодных и знакопеременных зонах влияния блуждающих токов УКЗ должны работать в автоматическом режиме.

Измерения при эксплуатации УКЗ показаны на рисунке 6.

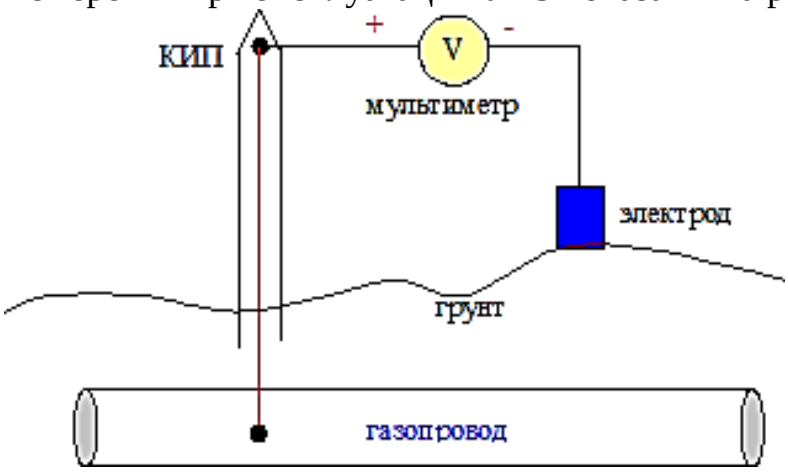

Рисунок 6. Схема измерения защитных потенциалов.

Для измерения потенциала нужно использовать милливольтметры с входным сопротивлением 10 мОм·В, $R_{вх} \geq 10$ мОм·В.

Вольтамперметр М231 имеет $R_{ВХ}$ = 20 кОм·В и его допускают к измерению потенциалов с омической составляющей при условии двух измерений в каждой точке на пределах 1 и 5 В с подсчетом среднеарифметической (рисунок 7).

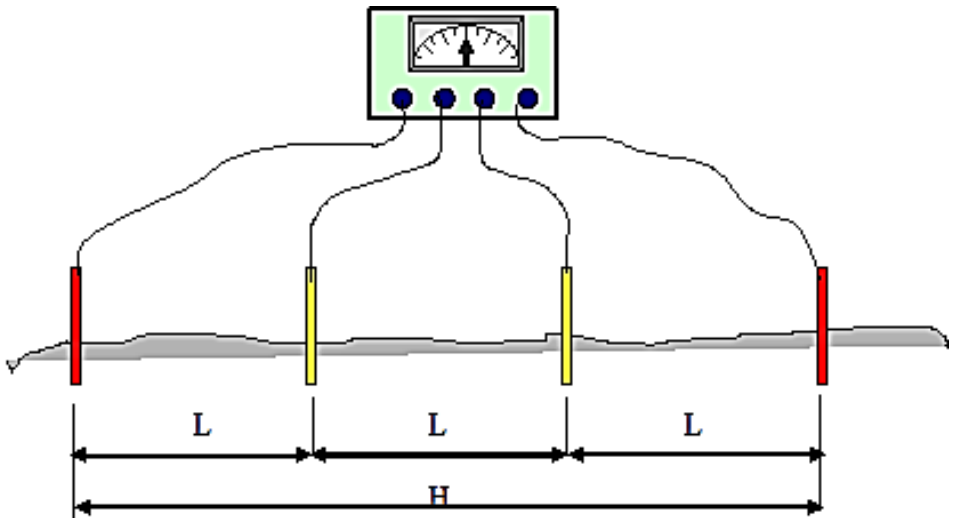

Рисунок 7. Измерение удельного сопротивления грунта.

Измерения производятся по четырех электродной симметричной схеме, расположенной в одну линию, параллельно газопроводу, отступив от последнего на 4-5 метров. Измерения проводят через 50 – 100м.

Расстояние Н, должно равняться глубине залегания нижней образующей трубы газопровода. Расстояния между электродами равны. Глубина забивания электрода в грунт должна составлять 1/20 L.

Расчет удельного сопротивления грунта производится по формуле:

$$\rho = 2 \cdot \pi \cdot R \cdot L, \text{ Ом·м}, \qquad (20)$$

где R - показания прибора;

L - расстояние между электродами.

Используемые приборы М-416, Ф-416, МС-08, М1103, М5203 измерители сопротивления растекания заземлений.

Метод измерения сопротивления цепи устройств катодной защиты показан на рисунке 8.

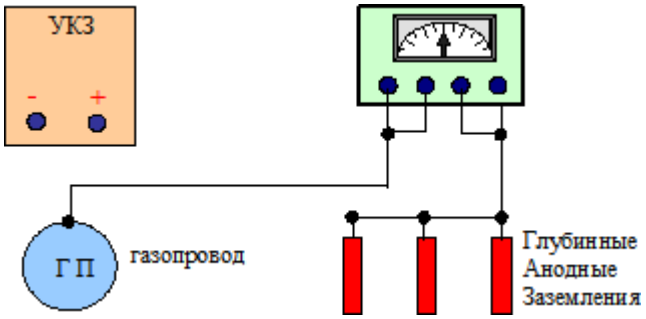

Рисунок 8. Измерение сопротивления цепи УКЗ.

Метод измерения сопротивления растекания анодного зеземлителя показан на рисунке 9.

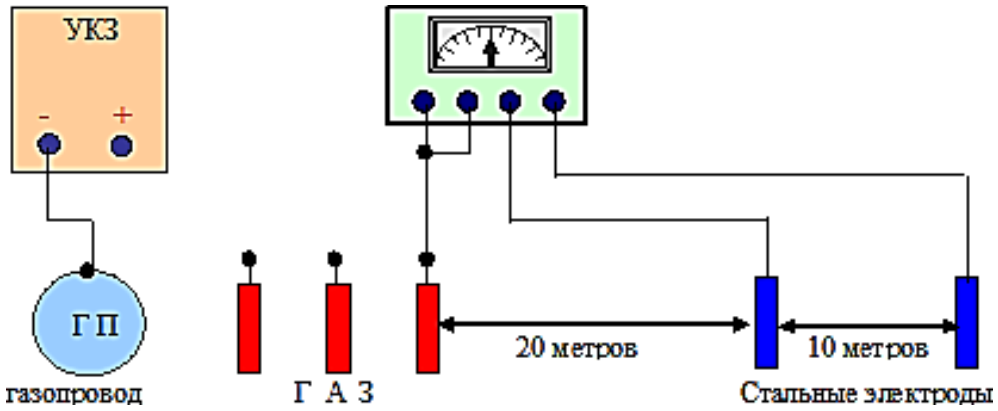

Рисунок 9. Измерение сопротивления растекания ГАЗ.

Метод определения места повреждения горизонтальной шины анода показан на рисунке 10.

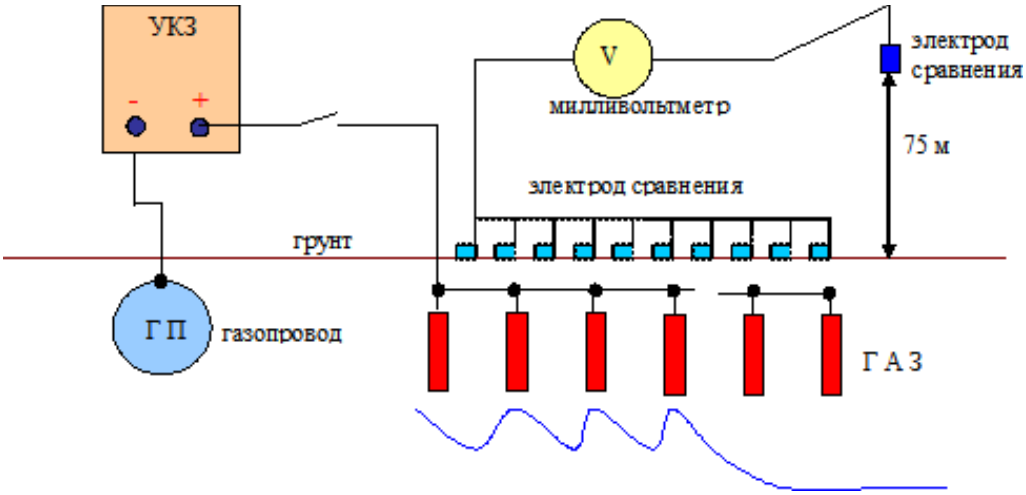

Рисунок 10. Определение места повреждения анода.

Метод измерения переходного сопротивления « труба – земля» изображён на рисунке 11.

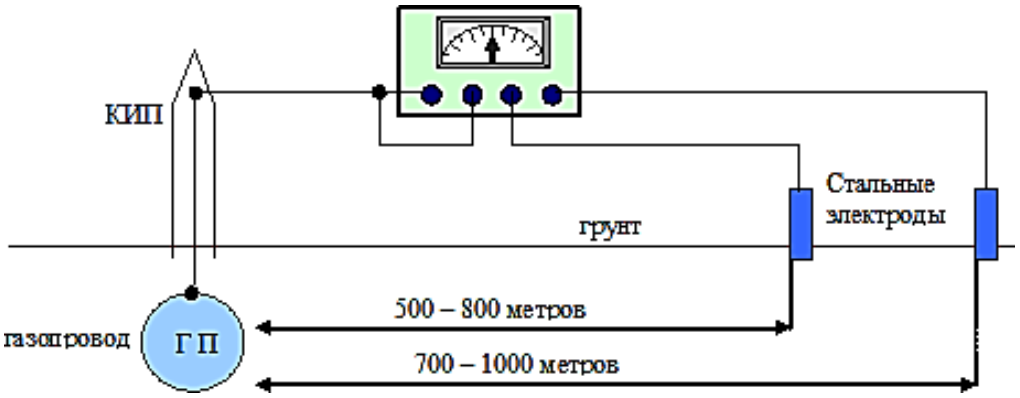

Рисунок 11. Измерение переходного сопротивления Т-3.

Измерения при эксплуатации УДЗ показаны на рисунке 12.

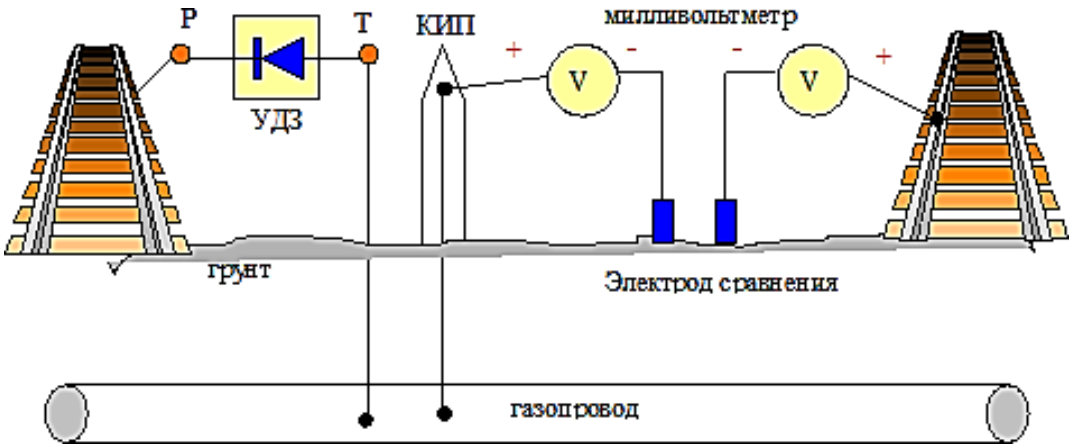

Рисунок 12. Измерение потенциала Т-3 и Р-3.

Эти измерения чаще всего проводят синхронно, чтобы выявить правильность подключения дренажной цепи. Измерение проводиться длительно или в отрезок времени, когда по пути проходит 2 – 3 поезда в разных направлениях, может быть 2 часа, а может быть суточные измерения. Обязательно оцениваются потенциалы при отключенной защите в период минимальной токовой нагрузке железной дороги, измерение защитных потенциалов проводиться при максимальной токовой нагрузке.

Измерение потенциала Т-Р и Т-Ф при отключенной защите показано на рисунке13.

1.

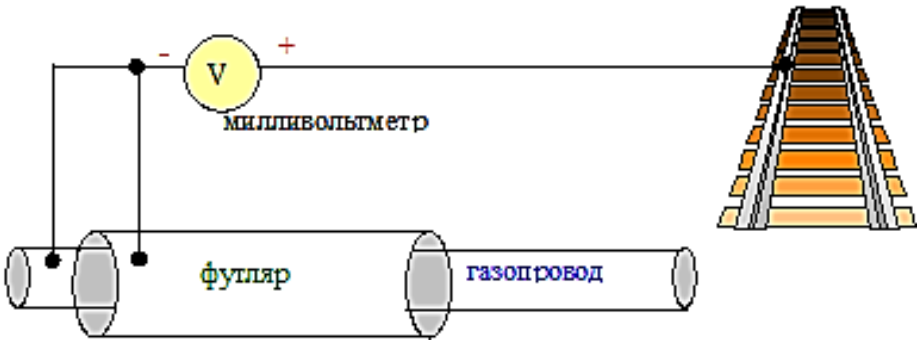

Рисунок 13. Измерение потенциала Т-Р и Т-Ф.

Может быть измерение потенциала между трубой и кабелем связи на совместном КИПе. Так же выполняется измерение сопротивления дренажного кабеля, как показано на рисунке 14.

1.

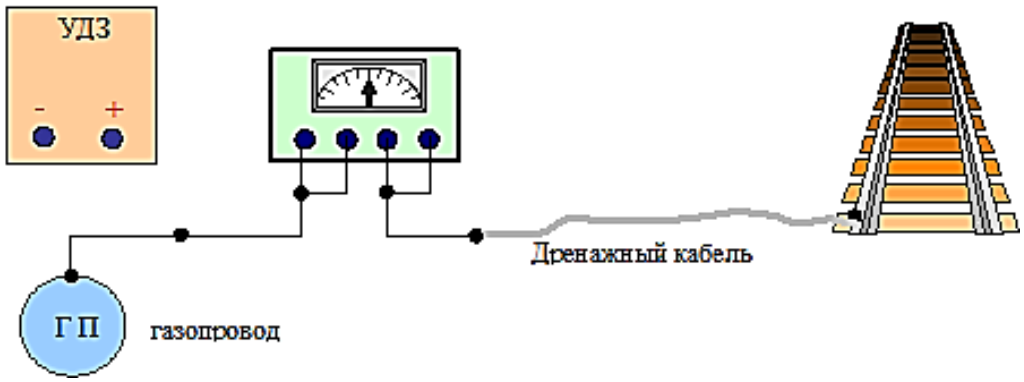

Рисунок 14. Измерение сопротивления дренажного кабеля.

Схема нахождения повреждения на дренажном кабеле показана на рисунке 15.

Все измерения на установках протекторной защиты аналогичны установкам катодной защиты.

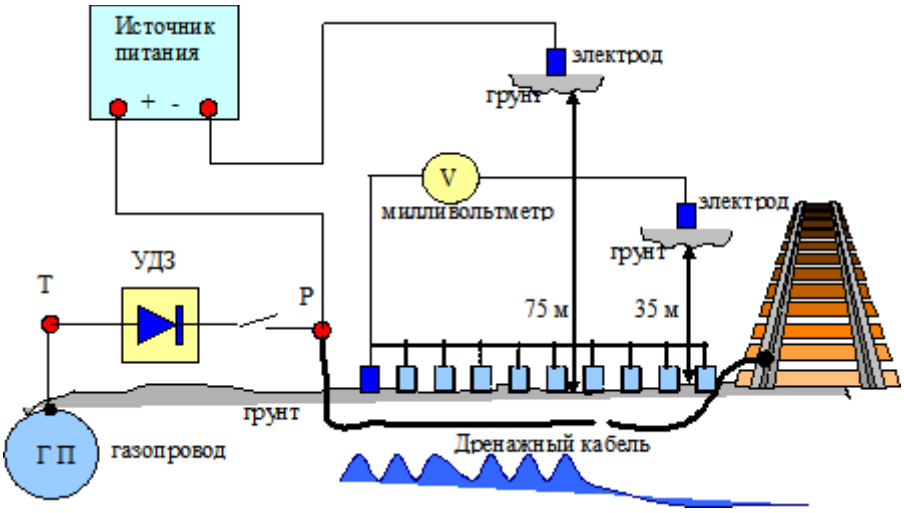

Рисунок 15. Схема нахождения повреждения на дренажном кабеле.

Измерения на изолирующих фланцах производят по схеме на рис. 16.

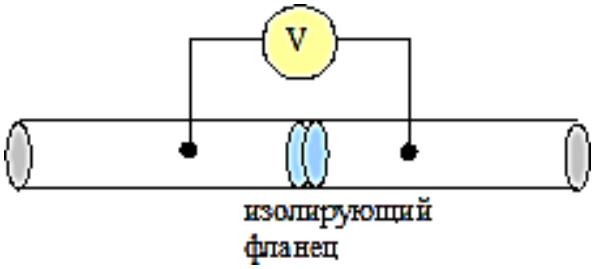

Рисунок 16. Измерение разности потенциалов секций газопровода.

Проверка изоляции фланцев при помощи внешнего источника тока показана на рисунке 17.

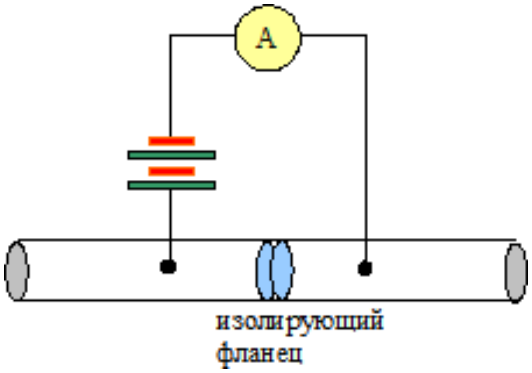

Рисунок 17. Проверка изоляции фланцев.

Так же проводят синхронное измерение разности потенциалов Т-З, как показано на рисунке 18.

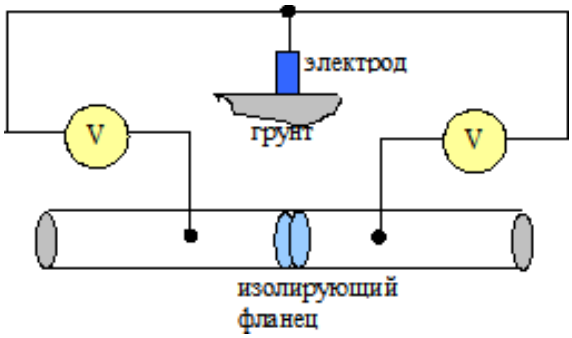

Рисунок 18. Синхронное измерение разности потенциалов.

Проводятся измерения потенциалов с обоих сторон фланца при отключенной перемычке, измеряется сопротивление изоляции фланца, может определяться сила тока, которая отсекается фланцем, или может быть просто проверка исправности фланца по разности потенциала на ней.

4.1. Экономический расчёт

Выбираем грунтовку

Так как у нас труба газопровода находящаяся под давлением диаметром 1420 то выбираем (таблица приложение А.1) трубу 1420х18,7 марки ст17Г1С цена её 62400 рублей за тонну.

Вес 1 метра трубы размером 1420х18,7 составляет 0,63 тонны.

$$М_{тр}=7000\cdot0,63=4410 \text{ т}, \quad (21)$$

где $М_{тр}$ – масса трубы в тоннах.

$$З_{тр}=62400\cdot4410=275184 \text{ тыс. руб.}, \quad (22)$$

где $З_{тр}$ – затраты на трубу (тыс. руб.).

Для изоляции трубы используется праймер марки НК-50. Праймер НК-50 — это каучуково-смоляная наполненная композиция растворённая в бензине. Применяется в конструкциях изоляционных покрытий трубопроводов нормального, усиленного и весьма усиленного типов в соответствии с ГОСТ Р 51 164 - 98, ГОСТ 25812-83, ГОСТ 9.602-89. Предназначен для нанесения на металлические трубопроводы под

полимерные изоляционные ленты для защиты от коррозии металлической поверхности трубопроводов при температуре эксплуатации от -60°С до +60°С.

Стоимость ($Р_{пр)}$ за 1 кг составляет 185 руб., расход ($m_{пр}$) на трубу 1420мм составляет 0,3 кг на 1 погонный метр трубы из приложения таблицы А.2.

$$З_{и1}=L\cdot m_{пр}\cdot Р_{пр}=7000\cdot 0{,}3\cdot 185=388{,}5 \text{ (тыс. руб)}, \quad (23)$$

где $З_{и1}$ – затраты на грунтовку (тыс. руб).

Выбираем полимерно-битумную ленту

Пирма, лента полимерно-битумная, применяется для гидроизоляции на трубопроводах различного назначения и любого диаметра проложенных под землёй. Предназначена защищать трубопровод от агрессивного воздействия окружающей среды. Продлевает срок службы трубопровода без капитального ремонта, что позволяет сэкономить значительные материальные средства.

Стоимость ($Р_{пл)}$ за 1 кг составляет 167 руб., расход ($m_{пл}$) на трубу 1420мм составляет 12 кг на 1 погонный метр трубы и таблицы 5.

$$З_{и2}=L\cdot m_{пл}\cdot Р_{пл}=7000\cdot 12\cdot 167=14028 \text{ (тыс. руб.)}, \quad (24)$$

где $З_{и2}$ – затраты на ленту (тыс. руб.).

Выбираем обёрточную ленту

Лента Полилен 40-ЛИ-63 используется для изоляции стальной поверхности подземных газонефтепродуктопроводов с целью защиты их от коррозии. Стоимость ($Р_{ол)}$ за 1 кг составляет 185 руб., расход ($m_{ол}$)на трубу 1420мм составляет 2 кг на 1 погонный метр трубы и таблицы 5(приложение).

$$З_{и3}=L\cdot m_{ол}\cdot Р_{ол}=7000\cdot 2\cdot 185=2590 \text{ (тыс. руб.)}, \quad (25)$$

где $З_{и3}$ – затраты на обёрточную ленту (тыс. руб.).

Затраты на изоляцию трубы $З_{и}$, тыс. рублей.

$$З_и = З_{и1} + З_{и2} + З_{из} = 357 + 11340 + 2590 = 14287 \text{ (тыс. руб.).} \quad (26)$$

Через 1 километр трубы устанавливаются контрольно-измерительные пункты (КИП) стоимость ($Р_{1кип}$) которых составляет 9 тыс. рублей.

$N=L/1000=7$ (шт.), (27)

где N – количество КИП.

$З_{кип}= N\cdot Р_{1кип}=7\cdot9=63$ (тыс. руб.). (28)

Рассчитываем затраты на протекторную защиту

По расчётам защиты выбран протектор марки ПМ-20У в количестве 7620 штук, стоимость одного ($С_{п1}$) равна 3800 рублей, в комплект поставщик вложил кабеля нужной длины и сечением. Рассчитаем общие затраты ($С_{зп}$) на оборудование.

$$С_{зп} = n \cdot СС_{п1} = 7620 \cdot 3800 = 28956 \text{ тыс. рублей.} \quad (29)$$

Но так как протектор живёт всего 3,8 года, а анодный заземлитель 23 года то вычислим

$$N_{23} = \frac{T_{аз}}{T_{п}} = \frac{23}{3{,}8} = 6 \text{ раз,} \quad (30)$$

где $TT_{аз}$ – время разложения протектора, год;

$TT_{п}$ – время разложения анодного заземлителя, год.

Вычислим общую стоимость оборудования ($С_{зп23}$) на срок 23 года эксплуатации.

$$С_{зп23} = 28956 \bullet 6 = 173736 \text{ тыс. рублей.} \quad (31)$$

Рассчитываем затраты на катодную защиту

Стоимость ($З_{ккз}$) полного комплекта УКЗВ 10/0,23-10 С3 У1 всего 2900 (тыс. руб.).

Следующий этап выбора оборудования - это глубинное анодное заземление марки АЗМ-2.

$$С_{аз} = NN \bullet С_{аз1} = 5 \bullet 15100 = 75{,}5 \text{ тыс. рублей.} \quad (32)$$

Вычислим стоимость провода по формуле

$$С_{пр} = L \bullet CC_1 = 230 \bullet 42 = 9{,}7 \text{ тыс. рублей,} \quad (33)$$

где CC_1 – цена провода за 1 метр, рублей,

L- длина провода, м.

Стоимость ($С_{скз}$) станции катодной защиты В-ОПЕ-63-48-У1 составляет 55 тыс. рублей.

Вычислим общую стоимость затрат на оборудование катодной защиты по формуле

$$С_{кз} = З_{ккз} + С_{аз} + С_{скз} + С_{пр}; \quad (34)$$

$$С_{кз} = 2900 + 75{,}5 + 9{,}7 + 55 = 3040{,}2 \text{ тыс. руб.} \quad (35)$$

Сравнивая стоимость протекторной и катодной защиты делаем вывод, что катодная защита выходит дешевле стоимости и наиболее выгодная для нашего участка защиты.

Пропускная способность магистрального газопровода диаметром 1420 мм. составляет 90 - 100 млрд.м^3 газа в год.

Стоимость 1 кубометра газа в городах России 5 рублей 96 копеек. Получается что 596 млрд. рублей проходит через трубу газопровода каждый

год, что окупает наш проект катодной защиты и приносит прибыль все 23 года.

4.2 Охрана экологии

Экологическая политика предприятия ПАО «Сургутнефтегаз»

Основными стратегическими документами Компании в области экологического менеджмента являются Экологическая политика и Политика по взаимодействию с коренными малочисленными народами Севера.

Акционерное общество опирается на принципы устойчивого развития, учитывает интересы всех сторон, включая жителей территорий, где Компания осуществляет свою деятельность, обеспечивает максимальную эффективность всех бизнес-процессов, при этом большое внимание уделяет развитию социальной сферы, сохранению окружающей среды и ресурсосбережению. Приоритет Компании на протяжении всей истории ее деятельности — уважительное отношение к каждому члену трудового коллектива, соблюдение прав человека.

ПАО «Сургутнефтегаз» в обязательном порядке доводит до сведения каждого работника положения и принципы Экологической политики, которые также распространяются на подрядные и субподрядные организации, выполняющие работы по заказу акционерного общества. Экологическая политика подлежит пересмотру, корректировке и совершенствованию при изменении приоритетов развития и условий деятельности публичного акционерного общества.

Основные принципы Экологической политики ПАО «Сургутнефтегаз»

- Планомерное уменьшение негативного воздействия технологических процессов на окружающую среду, снижение экологических рисков за счет внедрения наилучших доступных технологий, достижений науки и техники.

- Приоритетность мер по предупреждению негативных последствий над мерами по их ликвидации.
- Поддержание уровня промышленной и экологической безопасности, соответствующего современным международным нормам и требованиям.
- Рациональное использование природных ресурсов, основанное на внедрении инновационных природо- и ресурсосберегающих технологий.
- Систематичный контроль за соблюдением требований промышленной и экологической безопасности.
- Сохранение исконной среды обитания, традиционного образа жизни и хозяйствования коренных малочисленных народов Севера (КМНС).
- Экологический мониторинг природной среды в районах деятельности Компании.
- Совершенствование природоохранной деятельности и системы экологического менеджмента на предприятиях Компании.
- Повышение уровня компетентности персонала в вопросах охраны окружающей среды.
- Взаимодействие с заинтересованными сторонами, общественными организациями и СМИ.
- Открытость общественно значимой информации об экологической деятельности Компании.

Основные направления природоохранной деятельности

Гарантией успешной реализации положений Экологической политики ПАО «Сургутнефтегаз» является приоритетное и обязательное исполнение всеми структурными подразделениями Компании комплексных мероприятий программы «Экология», главная задача которой — постоянное планомерное уменьшение влияния производства на окружающую среду.

Основные направления программы «Экология»:

- строительство природоохранных объектов, включая объекты

по охране атмосферного воздуха, обезвреживания и утилизации отходов;

- охрана атмосферного воздуха и предотвращение изменения климата;
- охрана водных ресурсов и рациональное водопользование;
- обезвреживание и утилизация отходов производства;
- охрана, рациональное использование земель;
- мониторинг компонентов природной среды и контроль эксплуатации производственных объектов;
- обеспечение экологической безопасности нефтепромысловых объектов, в том числе трубопроводов;
- экологическое просвещение и профессиональная подготовка персонала;
- действие принципов «зеленого офиса» во всех административных зданиях ПАО «Сургутнефтегаз»;
- сохранение биоразнообразия на территории деятельности Компании;
- проведение научно-исследовательских работ в области охраны окружающей среды.

В числе ключевых аспектов природоохранной деятельности ПАО «Сургутнефтегаз» мероприятия по ремонту и замене трубопроводов, защита нефтепромыслового оборудования и сооружений от коррозии, предупреждение и ликвидация последствий нефтяных загрязнений и отказов оборудования, охрана воздушной среды, утилизация промышленных вод, мероприятия по безопасному обращению с отходами и рекультивации земель, экологический мониторинг, научно-исследовательские работы.

В отчетном году на реализацию природоохранных мероприятий и инвестиции в строительство природоохранных объектов ПАО «Сургутнефтегаз» направило 26,8 млрд руб., план на 2021 год — 28,8 млрд руб.

Оснащенность природоохранными сооружениями и оборудованием

Все объекты ПАО «Сургутнефтегаз», оказывающие негативное воздействие на окружающую среду (ОНВОС), поставлены на учет. Компания эксплуатирует 95 объектов нефтедобычи, 1 объект — по переработке нефти

и 22 объекта по обращению с отходами, отнесенных к I категории ОНВОС. Технологии и оборудование, применяемые на указанных объектах акционерного общества, соответствуют наилучшим доступным технологиям (НДТ), включенным в информационно-технические справочники.

ПАО «Сургутнефтегаз» ежегодно консолидирует интеллектуальные и технологические ресурсы, строит и эксплуатирует природоохранные сооружения, располагает обширным парком техники и оборудования, используемым в целях охраны окружающей среды. В числе этих активов:

- газоперерабатывающий завод;
- 23 газотурбинные и 7 газопоршневых электростанций (ГТЭС, ГПЭС);
- 32 компрессорная станция;
- 3 установки подготовки попутного нефтяного газа (ПНГ);
- 112 установок предварительного сброса воды (УПСВ);
- 6 центров по отмывке нефтезагрязненного грунта;
- 3 центра по обезвреживанию шлама со шламонакопителями, линиями утилизации нефтезагрязненной жидкости и трехфазными сепараторами «Хитер-Тритер»;
- 5 мобильных установок по зачистке резервуаров и первичной отмывке нефтешламов, в том числе трехфазные центрифуги;
- 33 одно- и многосекционных шламонакопителя суммарной вместимостью 81 тыс. м3;
- 10 установок термического обезвреживания нефтешлама суммарной производительностью 70 тыс. м3/год;
- 5 полигонов твердых бытовых и промышленных отходов для размещения отходов производства и потребления суммарной вместимостью 1 924 тыс. м3;
- 22 мобильная установка «Форсаж» для термического обезвреживания твердых нефтесодержащих отходов суммарной производительностью 16,5 тыс. т/год;

- установки по измельчению отходов бумаги производительностью 1 150 кг/ч и невозвратной пластиковой тары производительностью 50 кг/ч;
- установка по переработке шин для утилизации изношенных автомобильных покрышек и камер производительностью 5 тыс. т/год;
- цех по нанесению антикоррозионного покрытия на трубы и соединительные детали трубопроводов производительностью 720 км труб в год и 30 тыс. деталей в год.

Обеспечение экологической безопасности нефтепромысловых сооружений

Мероприятия по снижению риска аварий

ПАО «Сургутнефтегаз» реализует долгосрочную комплексную программу повышения эксплуатационной надежности промысловых трубопроводов (далее — ПТ), что в значительной степени определяет уровень экологической безопасности Компании.

Снижение риска аварий на промысловых трубопроводах обеспечивается внедрением инновационных технологий и методов диагностики, своевременным проведением профилактических мероприятий, заменой трубопроводов, созданием современной методической и технической нормативной базы, регламентирующей эти вопросы.

ПАО «Сургутнефтегаз» применяет системный подход, который основывается на комплексных решениях по оптимальному управлению качеством строительства, безопасной эксплуатацией промысловых трубопроводов.

Входной контроль трубной продукции

Надежность промысловых трубопроводных систем важна на каждом этапе эксплуатации, начиная с входного контроля труб на соответствие требованиям технических условий. Его проходит 100 % труб для нефтепроводов и нефтегазопроводов ПАО «Сургутнефтегаз».

Для обеспечения экологической безопасности трубопроводов в Компании выполняется входной контроль труб как разрушающими, так и неразрушающими методами, что позволяет сохранять высокий уровень качества применяемой трубной продукции. В 2020 году выполнен входной контроль разрушающими методами в объеме 480,7 км (34,8 %), несоответствие труб требованиям технических условий не выявлено.

Мониторинг коррозии промысловых трубопроводов

Мониторинг коррозии, то есть постоянный контроль факторов риска, способствующих коррозии промысловых трубопроводов, позволяет с высокой долей достоверности оценивать техническое состояние трубопровода.

Основной причиной нарушения целостности ПТ остается их коррозионный износ вследствие агрессивного воздействия транспортируемой жидкости, среди других факторов риска — режим перекачки скважинной продукции, температура и состояние поверхности металла трубопровода.

500–700 км промысловых трубопроводов ПАО «Сургутнефтегаз» ежегодно проходят внутритрубную дефектоскопию. Этот метод оперативной диагностики ПТ является наиболее достоверным для индивидуального прогнозирования остаточного ресурса трубопроводов на стадии эксплуатации.

Мониторинг коррозии гравиметрическим методом осуществляется в 261 точках контроля. Этот метод является действенным инструментом управления эффективностью проводимых антикоррозионных мероприятий, позволяющим, в частности, отслеживать и своевременно корректировать режим ингибирования.

На основании полученных данных о состоянии трубопроводов Компанией организовано проведение планово-предупредительного и капитального ремонтов. В 2020 году выполнен капремонт трубопроводов протяженностью 684,8 км.

Ингибиторная защита

Развитие в ПАО «Сургутнефтегаз» системы управления целостностью трубопроводов позволило снизить риск их отказов в 10 раз. Ингибиторы коррозии применяются по технологии непрерывного дозирования с предварительной ударной дозировкой. Система мониторинга ингибирования обеспечивает стабильность качества ингибиторов коррозии — соответствие эталонному образцу на 96-99 %, и стабильность эффективности ингибиторной защиты на уровне 90- 95 %.

В 2020 году в целях защиты от коррозии 1 979 км промысловых трубопроводов использовано 1 603 т ингибиторов. Подача ингибиторов осуществляется 212 блоками дозирования реагентов, которые оснащены приборами автоматического контроля с передачей параметров работы в автоматизированную систему управления технологических процессов «ОКО ЦИТС НГДУ».

Входной контроль качества ингибиторов коррозии осуществляется методом инфракрасной спектрометрии. Качество всех партий ингибиторов коррозии, поступивших в течение года, соответствует эталонному образцу. Развитие системы управления целостностью трубопроводов обеспечивает экологическую безопасность их эксплуатации.

Применение труб с внутренним антикоррозионным покрытием

Одно из важнейших мероприятий, направленных на минимизацию экологических рисков — применение труб повышенной коррозионной стойкости, а особенно — с внутренним антикоррозионным покрытием.

Актуальность применения в трубопроводных системах труб и деталей с внутренним защитным покрытием не подлежит сомнению. ПАО «Сургутнефтегаз» с 2013 года реализует программы по капитальному строительству, реконструкции и капитальному ремонту нефтегазопроводов исключительно с использованием труб с внутренним антикоррозионным

покрытием.

Компания применяет продукцию собственного производства — завода по нанесению внутренних антикоррозионных полимерных покрытий на трубы и соединительные детали трубопроводов. Производство организовано с учетом ведущих современных практик, с применением нового высокотехнологичного оборудования и лучших материалов.

С момента запуска изготовлено более 3 500 км труб и 140 000 соединительных деталей с внутренним антикоррозионным покрытием. В 2020 году было изготовлено 667,7 км труб и более 32 000 соединительных деталей трубопроводов. Защита сварных соединений труб обеспечивается за счет применения защитных втулок собственного производства мощностью более 62 000 штук в год.

В 2020 году объем внедрения в ПАО «Сургутнефтегаз» трубопроводов с внутренним защитным покрытием составляет 844,1 км, в том числе 427,3 км — по плану капитального строительства, 416,8 км — в рамках программы капитального ремонта. Всего в ПАО «Сургутнефтегаз» эксплуатируется промысловых трубопроводов с внутренним защитным покрытием различного назначения более 6,1 тыс.км, в том числе 5,3 тыс.км нефтегазопроводов, что составляет 59 %.

К концу 2021 года объем внедрения нефтегазопроводов с внутренним антикоррозионным покрытием составит более 6 300 км.

Обезвоживание нефти на УПСВ

Один из эффективных методов защиты от коррозии — транспорт обезвоженной нефти. На площадках дожимных насосных станций (ДНС) Компания эксплуатирует установки предварительного сброса воды на базе трехфазных сепараторов типа «Хитер-Тритер».

Особо значимо применение данного оборудования на характерных для районов деятельности ПАО «Сургутнефтегаз» обводненных, болотистых участках, где имеется огромное количество водотоков. Для территории,

на которой ведет нефтедобычу Компания, свойственен высокий уровень заболоченности: на различных участках этот показатель варьируется от 40 до 90 %.

Сегодня в эксплуатации находится 113 дожимных насосных станций, имеющих в своем составе установки предварительного сброса воды. Из них 93 оснащены установками типа «Хитер-Тритер», 6 дожимных насосных станций оснащены установками предварительного сброса воды на базе горизонтальных отстойников типа ОГ-200 и 14 дожимных насосных станций имеют в своем составе и установки типа «Хитер-Тритер» и отстойники типа ОГ-200.

Основным технологическим оборудованием объектов предварительной и товарной подготовки нефти являются аппараты типа «Хитер-Тритер» .

Установки предварительного сброса воды позволяют эффективно отделять попутно добываемую пластовую воду и повторно использовать ее для поддержания пластового давления. Компания рационально использует водные ресурсы, сокращает протяженность трубопроводов и снижает вероятность возникновения рисков аварийных нефтеразливов.

Применение установок предварительного сброса воды позволяет Компании, кроме снижения риска аварий, сокращать металлоемкость и энергопотребление при перекачке нефти по промысловым трубопроводам, сохранять и рационально использовать водные ресурсы.

Охрана и рациональное использование земель Рекультивация земель, охрана лесов

Экосистемный подход позволяет добиваться стабильно высоких результатов при выполнении рекультивации использованных земельных участков. Компания применяет оборудование и материалы, позволяющие минимизировать ущерб и снизить временную нагрузку на почвы во время проведения рекультивации.

После завершения рекультивационных работ специалисты продолжают

вести наблюдение за молодыми растениями, при необходимости — высаживают дополнительные.

В рамках реализации мероприятий, направленных Сургутнефтегазом на охрану лесов от огня, противопожарным инвентарем оснащены все стационарные и мобильные пункты производственных площадок, применяемая техника в обязательном порядке оснащена искрогасителями. Вдоль границ лесных массивов созданы или прочищаются минерализованные полосы суммарной протяженностью 341 км, установлены и обновлены 1 460 противопожарных аншлага, организованы и эксплуатируются 33 пункта сосредоточения противопожарного инвентаря.

ПАО «Сургутнефтегаз» ежегодно выполняет лесовосстановительные мероприятия, в 2020 году высажено 1 820 тысяч саженцев сосны обыкновенной на площади 709 га.

Предупреждение, ликвидация загрязнений

Приоритетным направлением мероприятий по охране земельных ресурсов является предупреждение загрязнений земель нефтью и нефтепродуктами. Своевременная ликвидация таких загрязнений в случае необходимости осуществляется собственными силами Компании.

Для устранения возможных последствий аварий и инцидентов, ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов, последующей реабилитации загрязненных земель акционерное общество обеспечивает постоянную готовность необходимых сил и средств. Комплекс высокоэффективного оборудования включает:

- 166 нефтесборщиков-скиммеров, обеспечивающих сбор нефти разной вязкости в различных погодных и климатических условиях;
- 4 катера-нефтесборщика для сбора нефти на реках и озерах, 6 мелководных тримаранов;
- 78 автономных перекачивающих насосов;
- 13,71 км легкосборных алюминиевых стальных труб;

- 20,67 км переносных, быстроразвертываемых бонов, как облегченных, так и усиленных, берегозащитных, из морозоустойчивого материала;
- сорбентобоноформирующие и сорбентобоноотжимающие машины, сорбентные материалы для формирования бонов многоразового использования;
- 50 переносных емкостей для временного хранения собранной нефти;
- 21 разбрызгиватель для внесения биореагентов и бакпрепаратов;
- 9 установок для производства терморасщепленного графитового сорбента (У-СРТГ) производительностью 30 кг/ч;
- 29 многофункциональных плавающих платформ с навесным оборудованием комплексной очистки водоемов и прибрежной зоны;

Для откачки и транспортировки собранной нефти используются вакуумные самосвалы и автоцистерны российского и импортного производства. Для ведения работ по обвалованию и рыхлению используются гусеничные везде-ходы с экскаватором и другим навесным оборудованием.

Система ПАО «Сургутнефтегаз» по предупреждению и ликвидации разливов нефти является уникальной и соответствует мировым стандартам экологической безопасности в нефтяной отрасли.

Охрана атмосферного воздуха

ПАО «Сургутнефтегаз» является лидером среди предприятий ТЭК России по уровню утилизации попутного нефтяного газа. Мероприятия по охране атмосферного воздуха направлены на сокращение негативного влияния технологических процессов. Это достигается путем снижения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, в том числе за счет рационального использования ПНГ.

В настоящее время акционерным обществом обеспечен рекордный показатель — уровень утилизации попутного нефтяного газа более 99 %, который был достигнут в 2012 году. Рубеж 95 % успешно преодолен

в 2008 году. Компания активно развивает направление переработки ПНГ и его

дальнейшего использования для производства электрической энергии, достигая значительного сокращения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу (свыше 3 млн. т в год).

Охрана водных ресурсов и рациональное водопользование

Компания осуществляет забор воды из поверхностных и подземных водных объектов для производственных, технологических, хозяйственно-бытовых потребностей строго в соответствии с регламентирующими документами, стремится к снижению потребления пресной воды. Водоохранная деятельность Компании направлена на предотвращение загрязнения водных объектов, сбережение и рациональное использование водных ресурсов. По результатам мониторинга компонентов природной среды на лицензионных участках Компании воздействие на окружающую среду характеризуется как допустимое.

Обращение с отходами производства

ПАО «Сургутнефтегаз» применяет инновационные технологии, позволяющие заниматься утилизацией отходов, их обезвреживанием и переработкой. Благодаря собственному производству Компании 100 % образующихся нефтешламов, отработанных масел, автопокрышек с металлическим и тканевым кордом утилизируются и обезвреживаются.

Комплексный подход к решению задач в области обращения с отходами, используемые технологии и применяемое оборудование позволяют Компании поддерживать низкий удельный показатель образования и захоронения отходов (0,021 т и 0,005 т на тонну добытого углеводородного сырья соответственно).

Мониторинг компонентов природной среды и контроль эксплуатации производственных объектов

В ПАО «Сургутнефтегаз» создана система производственного

экологического мониторинга (ПЭМ) — постоянного контроля состояния

окружающей среды и оценки ее состояния, позволяющая своевременно выявлять негативные изменения, которые возникают под воздействием антропогенных и природных факторов.

На лицензионных участках Компании в течение многих лет функционирует наблюдательная сеть экологического мониторинга. В настоящее время площадь территории, на которой выполнены мониторинговые исследования, составляет около 150 тыс. км^2. Сформирована обширная база данных о загрязненности компонентов природной среды лицензионных участков до начала их промышленного освоения (исходная (фоновая) загрязненность) и после ввода месторождений в разработку, при локальном экологическом мониторинге.

Производственный экологический контроль

В год экологии и особо охраняемых природных территорий в акционерном обществе начал работать Экологический совет под председательством первого заместителя генерального директора ПАО «Сургутнефтегаз», осуществляющего руководство всей системой экологического менеджмента Компании. Ее составной частью является производственный экологический контроль (ПЭК).

В акционерном обществе эффективно работает вертикально интегрированная двухуровневая система ПЭК. Задачи Экологического совета Сургутнефтегаза — сократить воздействие технологических процессов на окружающую среду, снизить экологические риски и, рационально использовать природные ресурсы. Одна из основных функций — экологическая оценка, включая прогнозную оценку, планируемой деятельности Компании на особо охраняемых природных территориях.

Организация мероприятий производственного экологического контроля ежегодно осуществляется по плану с обязательной подготовкой. Мероприятия по производственному контролю в области обращения с отходами проводятся и целенаправленно, и в составе комплексных программ, обеспечивающих

соблюдение требований законодательства в области охраны окружающей среды в целом. Порядок инспекционного и экоаналитического контроля установлен нормативно-техническими документами ПАО «Сургутнефтегаз».

Контроль осуществляется на соответствие проверяемых объектов требованиям природоохранного законодательства, нормам экологической безопасности и стандартам организации; соблюдение требований законодательства в области обращения с отходами, экологических, санитарно-эпидемиологических норм, требований в области обращения с отходами, установленных локальными документами Компании, инструкциями по обращению с отходами, проектами нормативов образования отходов и лимитов на их размещение. Указываются предложения по проведению необходимых мероприятий и работ со сроками их исполнения; оформляются акты отбора проб и протоколы, результаты экоаналитического контроля.

Проверка исполнения выданных предложений и предписаний осуществляется без предварительного сообщения проверяемому. Контроль за исполнением предписаний осуществляется каждый месяц, о результатах докладывается на итоговом совещании. Для ряда руководителей структурных подразделений Компании установлены персональные целевые экологические показатели, разработанные на основе результатов ПЭК. Несоблюдение установленных экологических показателей влечет снижение размера вознаграждения руководителям по итогам отчетного месяца.

Итоги ПЭК учитываются, анализируются и обобщаются с целью дальнейшего использования при ведении хозяйственной деятельности ПАО «Сургутнефтегаз».

Экологическое просвещение и профессиональная подготовка персонала

ПАО «Сургутнефтегаз» уделяет первостепенное значение профессиональной подготовке персонала и, в частности, экологическому просвещению работников, что особенно важно для минимизации рисков,

которые могут быть связаны именно с недостаточной квалификацией сотрудников.

В числе критериев выбора победителей экономических соревнований, проводимых среди буровых бригад, коллективов цехов добычи нефти и газа, а также бригад капитального и подземного ремонта скважин — недопущение аварий и брака, качественная работа, отличные показатели эффективности в области экологической безопасности объектов Компании.

Ежегодно специалисты по охране окружающей среды, в задачи которых входит контроль соблюдения на производстве всех природоохранных требований, регламентов, в числе других работников акционерного общества принимают участие в смотре-конкурсе профессионального мастерства «Лучший по профессии», молодые ученые и специалисты — в работе научно-технической конференции ПАО «Сургутнефтегаз».

Для осуществления периодической профессиональной подготовки сотрудников в области обращения с отходами I–IV классов опасности собственными силами ПАО «Сургутнефтегаз» разработаны курсовые программы профессионального обучения для специалистов и руководителей, ответственных за принятие решений при осуществлении хозяйственной и иной деятельности, а также рабочих, допущенных к обращению с отходами. В 2020 году повысили квалификацию по указанному направлению 1 109 сотрудников Компании, в том числе силами ЦПТО — 1 107.

Экологическая культура, понимание важности природоохранной деятельности необходимы на всех уровнях производства, поэтому повсеместно организована разъяснительная работа, направленная на экологическое просвещение коллективов Компании и подрядных организаций. Перед каждой рабочей сменой проводится персональный инструктаж сотрудников, а на территориях с особым режимом хозяйственной деятельности, включая природный парк «Нумто», работники в обязательном порядке изучают специальные памятки и фильмы, в которых отражены основные принципы Экологической политики Компании, правила поведения

на ООПТ

и взаимодействия с представителями коренных малочисленных народов Севера.

Для работников ПАО «Сургутнефтегаз» и подрядных организаций всегда актуальны обязательное соблюдение требований природоохранного законодательства, бережное неравнодушное отношение к окружающей среде, ресурсосбережение, развитие собственных компетенций, повышение качества и эффективности труда.

В акционерном обществе продолжается планомерная работа по повышению квалификации персонала в области охраны окружающей среды и экологической безопасности, направленная на реализацию Экологической политики ПАО «Сургутнефтегаз».

Внедрение принципов «зеленого офиса»

В целях снижения потребления природных ресурсов, экономии электроэнергии и сокращения количества отходов в Компании действуют принципы «зеленого офиса». Экостандарты, позволяющие уменьшить затраты на содержание офисных помещений, поддерживаются во всех административных зданиях ПАО «Сургутнефтегаз».

Принципы «зеленого офиса» реализуются посредством следующих мероприятий:

- использование в системах наружного и внутреннего освещения современных энергосберегающих (светодиодных, индукционных, люминесцентных) ламп и светильников;
- применение электронной пускорегулирующей аппаратуры в люминесцентных световых приборах;
- использование программаторов, датчиков движения в системе внутреннего освещения, фотореле и автоматических выключателей наружного освещения;
- оптимизация режима электрооборудования и теплопотребления зданий;

- замена кондиционеров на мультисистемы;
- внедрение энергоэффективных насосных агрегатов и вентиляторов;
- применение на рабочих местах сетевых фильтров для одновременного выключения нескольких единиц техники по окончании их использования;
- внедрение приборов учета, регуляторов расхода воды, потребления тепла.

ПАО «Сургутнефтегаз» использует систему электронного документооборота. При необходимости печати или копирования документов принтеры, используемые во всех офисах Компании, автоматически настроены для двусторонней черно-белой печати. Все это позволяет существенно сократить объемы потребления бумаги.

Отходы канцелярской деятельности — использованную бумагу, картон и другую макулатуру в офисах Сургутнефтегаза направляют на обработку с помощью собственной установки измельчения и прессования бумаги. Полученное вторсырье является ценным ресурсом, востребованным для дальнейшего применения специализированными предприятиями.

Сохранение биоразнообразия

Сохранение биологического разнообразия — одно из ключевых направлений экологической политики ПАО «Сургутнефтегаз» и неотъемлемая часть комплексной Программы «Экология», направленной на сохранение исходного состояния территории деятельности Компании и минимизацию влияния производства на окружающую среду.

Программа по сохранению биологического разнообразия на территории деятельности ПАО «Сургутнефтегаз» направлена на охрану земель, водных объектов, воспроизводство биологических ресурсов, мониторинг компонентов природной среды, включая изучение биоты, а также мониторинг видов — индикаторов биологического разнообразия.

На территории Ханты-Мансийского автономного округа — Югры

и Республики Саха (Якутия) в целях восстановления водных биологических ресурсов и поддержания биоразнообразия с июня по август 2020 года при содействии Компании выпущено в водные объекты более 47,6 млн мальков и личинок пеляди. Для этого ПАО «Сургутнефтегаз» выделило 78,06 млн руб.

В ходе лесовосстановительных мероприятий в 2020 году высажено 1 820 тысяч саженцев сосны обыкновенной на площади 709 га. Финансирование этого направления программы по сохранению биоразнообразия составило 99,6 млн руб.

В рамках программы по сохранению биоразнообразия в Ханты-Мансийском автономном округе — Югре Компания ведет биологический мониторинг в природном парке «Нумто» с привлечением научных организаций, имеющих богатейший опыт проведения исследований в регионе. Компанией разработаны мероприятия по минимизации экологических рисков в парке «Нумто» при размещении производственных объектов в болотных экосистемах, снижению негативного воздействия хозяйственной деятельности на гидрологию болот, мероприятия по орнитологической безопасности. Ведется регулярный мониторинг гидрологического режима болот с оценкой эффективности работы водопропускных сооружений.

В связи с неблагоприятной эпидемиологической обстановкой и необходимостью соблюдения мер по нераспространению новой коронавирусной инфекции (COVID-19) в 2020 году исследования состояния природной среды проводились силами специалистов в области экологического мониторинга «СургутНИПИнефть» ПАО «Сургутнефтегаз». Результаты исследований подтверждают эффективность природоохранных мероприятий и отсутствие негативного воздействия на чувствительные экосистемы природного парка «Нумто».

В Республике Саха (Якутия) на протяжении 6 лет силами Института биологических проблем криолитозоны Сибирского отделения Российской академии наук осуществляется мониторинг биологических ресурсов и криолитозоны с оценкой техногенного воздействия на окружающую среду

со стороны нефтегазового комплекса. Полученные материалы и рекомендации используются при разработке смягчающих и компенсационных природоохранных мероприятий в проектной документации.

При планировании работ на особо ценных и чувствительных территориях проводится эколого-биологическая оценка участков перспективного освоения, выполняется пространственный анализ экологических рисков. Такие научно- исследовательские работы в пойме Иртыша проводились специалистами Тюменского научного центра Сибирского отделения РАН.

Созданная в геоинформационной системе Компании уникальная база данных с информацией о выявленных местах встречи (произрастания) редких и находящихся под угрозой исчезновения представителей биоты обновляется по мере получения новых результатов исследований.

Поддержка особо охраняемых природных территорий и других территорий с особым режимом хозяйствования

ПАО «Сургутнефтегаз» выполняет требования лицензионных соглашений на право пользования участками недр и ведет производственную деятельность в границах особо охраняемых природных территорий (ООПТ) и других территорий с особым режимом хозяйствования, руководствуясь корпоративной Программой «Экология», направленной на сохранение исходного состояния территории деятельности Компании и минимизацию влияния процесса нефтедобычи на окружающую среду.

ПАО «Сургутнефтегаз» руководствуется Экологической политикой, предусматривающей соблюдение правил и обычаев, принятых в местах проживания представителей коренных малочисленных народов Севера, на территориях традиционного природопользования. Компания обеспечивает максимальную сохранность исконной среды обитания, хозяйствования и промыслов коренного населения.

Для реализации основных принципов в области сохранения этносов

акционерное общество обеспечивает достижение следующих целей и решение

следующих задач:

- минимизация количества и площади промышленных площадок и линейных объектов путем применения наилучших доступных технологий по разведке, добыче и транспортировке нефти и газа;
- сведение к минимуму негативного воздействия на окружающую среду посредством сокращения количества выбросов, сбросов и отходов, полного предотвращения любого техногенного воздействия вне отведенных под промышленные объекты территорий;
- исключение нахождения и передвижения техники и персонала за пределами промышленных площадок и предназначенных для этих целей объектов без соответствующих разрешений;
- организация полевых работ по обследованию территории предполагаемого размещения промышленных площадок на предмет наличия этноархеологических и этнографических объектов, в случае их наличия — перенос производственных объектов за пределы данных зон в соответствии с технологическими возможностями;
- проведение детальных полевых исследований территорий предполагаемого размещения промышленных площадок и учет особенностей экосистем на стадии проектирования объектов для обеспечения последующего восстановления природных функций экосистем, в том числе ресурсных возможностей, способствующих сохранению традиционного образа жизни и промыслов КМНС;
- ограничение несанкционированного проезда на территории традиционного природопользования и ООПТ;
- контроль за соблюдением правил поведения персонала, работающего в границах ООПТ.

Всесторонне поддерживая научную деятельность на территории ООПТ, Компания участвует в реализации проекта геокриологических исследований в парке «Нумто». Программа геокриологического мониторинга разработана сотрудниками БУ ХМАО-Югры «Природный парк «Нумто» и ПАО

«Сургутнефтегаз» совместно. В 2019 году при организационной поддержке Компании сотрудниками Института криосферы Земли Сибирского отделения РАН и Тюменского индустриального университета были пробурены термометрические скважины, установлены термодатчики и автоматические станции слежения за температурой воздуха и измерения высоты снежного покрова. В 2021 году запланированы работы по расширению системы геокриомониторинга, по результатам которого будет сформировано представление о температурном состоянии мерзлых грунтов в естественных условиях, будут определены тенденции его изменения и даны перспективные оценки динамики состояния криолитозоны.

В 2020 году в границах объекта культурного наследия местного значения достопримечательное место «Священное озеро Имлор» и прилегающих к ним территорий продолжен мониторинг компонентов природной среды и производственный экологический контроль объектов Компании. По итогам проверочных мероприятий установлено отсутствие нарушений экологического состояния территории. Все промысловые трубопроводы в районе озера Имлор выполнены только с внутренним антикоррозионным покрытием.

Принятые меры позволяют ПАО «Сургутнефтегаз» обеспечить безаварийную работу и значительно снизить риск возникновения аварий и инцидентов, как следствие — сохранить места обитания охотничье-промысловых видов животных и сбора дикоросов, необходимые для традиционного образа жизни коренного населения.

Для ограничения несанкционированного проезда к местам традиционного проживания коренных жителей, с целью охраны объектов топливно-энергетического комплекса на участках промысловых дорог Компании установлены контрольно-пропускные пункты. Персонал ПАО «Сургутнефтегаз», работая в местах проживания коренных малочисленных народов Севера, руководствуется следующими принципами:

- понимание и соблюдение традиций, обычаев, обрядов, являющихся

составной частью культуры коренных жителей;

- учет опыта партнерства и постоянное совершенствование системы взаимоотношений с представителями КМНС;
- немедленное информирование отдела по работе с коренным населением управления по землепользованию, управления экологической безопасности и природопользования ПАО «Сургутнефтегаз» в случае возникновения взаимного непонимания, угрозы конфликта или нарушения установленных требований;
- обеспечение разрешения конфликтных ситуаций и возникшего недопонимания путем обсуждения и переговоров;
- недопустимость конфликтов работников Компании с коренными жителями;
- обеспечение невмешательства в частную жизнь представителей коренных малочисленных народов Севера;
- следование природоохранным нормам и требованиям.

Проведение научно-исследовательских работ в области охраны окружающей среды

Компания эффективно сотрудничает с научными организациями, многие из которых входят в состав Российской академии наук, а также проводит собственные научные исследования, используя огромный аналитический материал, накопленный в ходе многолетних наблюдений за состоянием окружающей среды.

Акционерное общество длительное время сотрудничает с научными организациями, многие из которых входят в состав Российской академии наук, для получения независимой экспертной оценки состояния природной среды в районе производственной деятельности ПАО «Сургутнефтегаз», разработки и внедрения новых наиболее эффективных технологий, способствующих минимизации воздействия на окружающую среду.

По результатам исследований в области экологической безопасности, экологического мониторинга и эколого-биологической оценки территорий

присутствия Компании за почти четыре десятилетия накоплен обширный аналитический материал, позволяющий выстраивать стратегию и тактику природоохранной деятельности ПАО «Сургутнефтегаз».

Выстраивая стратегию и тактику природоохранной деятельности, Компания использует результаты исследований для принятия управленческих решений, направленных на минимизацию негативного влияния объектов нефтедобычи на окружающую среду.

ПАО «Сургутнефтегаз» входит в число ведущих предприятий отрасли, обладающих современной производственно-технологической базой, позволяющей постоянно внедрять новейшие экологические технологии и рационально использовать природные ресурсы, что подтверждено:

- 2008 году — ПАО «Сургутнефтегаз» признано лауреатом ежегодной премии Министерства природных ресурсов и экологии РФ в номинации «Лучший экологический проект года»;
- в 2009 году — независимое экологическое рейтинговое агентство, учрежденное Международным социально-экологическим союзом, по результатам анализа сведений о природоохранной деятельности ПАО «Сургутнефтегаз» с 2000 года, данных государственной статистики по объемам использования природных ресурсов, загрязнения воды и воздуха, отходов и площади нарушенных земель, включило ПАО «Сургутнефтегаз» в число лидеров российского рейтинга социально-экологически ответственных компаний по итогам 2009 года (5 место);
- в 2012 и 2013 годах — ПАО «Сургутнефтегаз» награждено дипломом «Лучшее предприятие топливно-энергетического комплекса Югры;
- в сфере отношений, связанных с охраной окружающей среды» среди предприятий с добычей нефти более 5 млн т;
- в 2013 году — ПАО «Сургутнефтегаз» названо лауреатом конкурса «100 лучших организаций России. Экология и экологический менеджмент» и победителем акции «Впиши себя в историю Югры в Год охраны окружающей среды»;

- в 2014 году — ПАО «Сургутнефтегаз» возглавило Рейтинг экологической ответственности нефтегазовых компаний России, организатором которого являются Всемирный фонд дикой природы (WWF) и группа «КРЕОН»;
- в 2015 году — ПАО «Сургутнефтегаз» вновь заняло первое место в рейтинге экологической ответственности нефтегазовых компаний России, определяемом с участием Всемирного фонда дикой природы (WWF) и Национального рейтингового агентства, а также признано победителем окружного конкурса ХМАО-Югры «Лучшее нефтегазодобывающее предприятие Югры в сфере отношений, связанных с охраной окружающей среды» в номинации «Предприятия с добычей нефти более 5 миллионов тонн в год»;
- в 2016, 2017 годах ПАО «Сургутнефтегаз» вошло в тройку лидеров рейтинга экологически ответственных нефтегазовых компаний России, заняв почетное третье место;
- в 2017, 2018 годах ПАО «Сургутнефтегаз» стало победителем XIII и XIV Всероссийского конкурса «Лидер природоохранной деятельности в России-2017» в номинации «Лучшая экологически ответственная компания в нефтегазодобыче», в 2019 году — в номинации «Экологический менеджмент и управление отходами в промышленности»;
- в 2018 году экологический менеджмент Компании отмечен дипломом за первое место по результатам рейтинга открытости нефтегазовых компаний России в сфере экологической ответственности. Итоги рейтинга представлены Всемирным фондом природы (WWF) с участием Национального рейтингового агентства;
- в 2019 году по результатам рейтинга открытости нефтегазовых компаний России в сфере экологической ответственности Сургутнефтегаз отмечен дипломом за лидерство в области снижения воздействия на окружающую среду.

- в 2019, 2020 годах в Ханты-Мансийском автономном округе — Югре акционерное общество «Сургутнефтегаз» признано победителем конкурса

«Лучшее нефтегазодобывающее предприятие Югры в сфере отношений, связанных с охраной окружающей среды» в номинации «Предприятия с добычей нефти более 5 миллионов тонн в год»;

- В 2020 году Общество заняло второе место в рейтинге открытости экологической информации нефтегазовых компаний, составляемым Всемирным фондом природы (WWF) и Национальным рейтинговым агентством.

Управление рисками и возможностями, связанными с изменением климата

ПАО «Сургутнефтегаз» активно занимается повышением энергетической эффективности производства, сокращением вредных выбросов парниковых газов от сжигания ПНГ, выполнением мероприятий по восстановлению лесов, созданием надежных и гарантированных источников энергии для обеспечения непрерывности своих технологических операций и исключения возможных перебоев в энергоснабжении в случае серьезных последствий в изменении климата.

Сургутнефтегаз направляет значительные усилия на поддержание надежности и повышение промышленной и экологической безопасности производственных сооружений и оборудования с целью повышения их устойчивости к возможным климатическим изменениям, сокращению потерь и ущерба российской экономике от опасных природных явлений. Акционерное общество учитывает собственные риски, с повышенным вниманием относится к мировой тенденции глобального потепления, которая в северных регионах может привести к ущербу для строений и коммуникаций, другим негативным последствиям, связанным с возможной деградацией вечной мерзлоты, увеличением количества осадков, затопляемости

территорий деятельности Компании.

С учетом вероятных последствий климатических изменений ПАО «Сургутнефтегаз» занимается проектированием объектов капитального строительства в северных регионах с вечномерзлыми грунтами и проводит другие мероприятия, чтобы повысить уровень промышленной и экологической безопасности объектов, не допустить повреждения строений и коммуникаций в случае деградации вечной мерзлоты.

4.3. Разработка инструкции по определению мест повреждения газопровода методом дефектоскопии

Область применения

Настоящая Инструкция распространяется на оценку дефектов труб и соединительных деталей трубопроводов при ремонте и диагностировании объектов магистральных газопроводов диаметром до 1420 мм с избыточным давлением газа свыше 1,18 МПа (12 кгс/см^2) до 9,8 МПа (100 кгс/см^2) включительно. Действие настоящей Инструкции не распространяется на оценку дефектов труб и соединительных деталей трубопроводов при ремонте и диагностировании объектов компрессорных станций и станций подземного хранения газа, кроме шлейфов, узлов подключения и межцеховых технологических коммуникаций.

Настоящая Инструкция устанавливает требования к методам и объемам неразрушающего контроля, нормам оценки соответствия труб и соединительных деталей трубопроводов, технологиям диагностирования и методам их ремонта.

Настоящая Инструкция предназначена для дочерних обществ и организаций ПАО «Сургутнефтегаз», а также подрядных организаций, выполняющих работы по диагностированию и ремонту магистральных газопроводов, в том числе при капитальном ремонте с применением метода переизоляции.

Общие положения

Инструкция регламентирует взаимоотношения между организациями, участвующими в выполнении комплекса работ по дефектоскопии магистральных газопроводов, а также порядок проведения этих работ.

Инструкция распространяется на работы по дефектоскопии магистральных газопроводов, выполняемой с помощью снарядов дефектоскопов, фиксирующих при прохождении внутри газопровода геометрические его параметры (овальность, сужения, вмятины, углы поворота) с помощью профильных снарядов, а также коррозионные повреждения внутренней и наружной поверхности металла труб и внутренние дефекты стенок трубопровода (расслоения, неметаллические включения) с помощью снарядов дефектоскопов.

Инструкция устанавливает требования к обследуемому участку магистрального газопровода (в дальнейшем — к объекту) и средствам дефектоскопии, а также к обеспечению этих работ средствами связи, проездами, транспортом и т.д., режиму работы газопровода в момент проведения дефектоскопии и к организации работ по дефектоскопии

Инструкция содержит основные требования по организации проведения работ по дефектоскопии и технике безопасности.

Организация работ по дефектоскопии магистральных газопроводов

Основными юридическими сторонами при подготовке газопроводов и проведении работ по дефектоскопии являются газотранспортное предприятие и специальное управление дефектоскопии магистральных трубопроводов, именуемое в дальнейшем «Управление дефектоскопии».

Газотранспортное предприятие обязано провести анализ готовности участка газопровода к проведению дефектоскопии, выполнить необходимый комплекс работ по подготовке объекта в соответствии с предъявляемыми техническими требованиями, согласовать режимы транспорта газа с ЦДУ и обеспечить проведение работ в соответствии с требованиями по организации

работ, изложенными в соответствующих документах и настоящей инструкции.

Управление дефектоскопии обязано выполнить комплекс работ, начиная с подготовки средств дефектоскопии к работе и транспортировке их на объект до выдачи результатов анализа состояния трубы заказчику.

При проведении работ разрешение на ту или иную операцию дефектоскопии, связанную с работой газопровода, безопасностью работ, обеспечением нормального функционирования технологического оборудования дается ответственным представителем заказчика, который назначается приказом соответствующего газотранспортного предприятия.

Контроль за соблюдением необходимого режима работы и технологии при проведении работ осуществляется руководителем бригады управления дефектоскопии, назначенным начальником управления.

Порядок проведения работ

Процесс дефектоскопии участков газопроводов должен начинаться с общего анализа готовности участка газопровода к дефектоскопии, исходя из требований, предъявляемых к обследуемому участку газопровода.

Анализ готовности участка газопровода к дефектоскопии осуществляется газотранспортным предприятием (своими силами или субподрядной организацией) с привлечением к рассмотрению результатов анализа представителей управления дефектоскопии.

В объем анализа должны входить:

- наличие и готовность соответствующих камер к осуществлению запуска и приема очистного поршня и снарядов;

- анализ результатов прохождения очистных поршней на каждом участке газопроводов, подвергающихся дефектоскопии;

- наличие и степень готовности погрузочно-разгрузочных площадок для запасовки и приема средств дефектоскопии с помощью большегрузной транспортной и подъемной техники;

- анализ трассы газопровода (повороты, полнопроходность кранов уклоны и подъемы, наличие отводов, диаметры и даты выполнения врезок);

- анализ транспортных путей вдоль газопровода, прогнозирование их состояния на запланированный период дефектоскопии;

- анализ технологических режимов и их прогнозирование на запланированный период дефектоскопии.

По результатам анализа газотранспортным предприятием и управлением дефектоскопии уточняется программа дефектоскопии газопроводов объединения с учетом минимизации пробега транспортной техники, сроков дефектоскопии и разрабатывается и утверждается инструкция.

Результаты анализа являются основой для комплекса мероприятий, осуществляемых газотранспортным предприятием для подготовки объектов региона к дефектоскопии.

В случае выявления недоработок, устраняемых в оперативном порядке (в течение 3-5 дней) газотранспортное предприятие обеспечивает 100% готовность объекта к дефектоскопии, которая заканчивается пропуском очистного поршня (в соответствии с опросным листом).

По результатам пропуска очистного поршня газотранспортное предприятие сообщает управлению дефектоскопии о готовности участка газопровода к дефектоскопии.

Газотранспортным предприятием и управлением дефектоскопии издается совместный приказ о проведении работ. Приказом назначаются ответственные руководители работ по проведению дефектоскопии участка газопровода:

- ответственный руководитель работ на предприятии из числа лиц объединения,

- ответственные руководители за проведение работ на подведомственных участках из числа руководителей управления.

Ответственный руководитель работ на предприятии отвечает за обеспечение безопасного проведения работ, за правильность и полноту принятых мер безопасности, достаточную квалификацию лиц, назначенных руководителями работ на отдельных участках.

Ответственные за проведение работ на отдельных участках отвечают за подготовку объекта к проведению работ, правильность и полноту выполнения мер безопасности, предусмотренных нарядом-допуском, за достаточную квалификацию лиц, назначенных исполнителями работ, за полноту и качество их инструктажа, за соблюдение технологии и мер безопасности подчиненным персоналом.

Коэффициенты повреждений приведены в таблице 13 и ремонтные операции приведены в таблице 14. Если значение К больше двух то такой участок трубы вырезается и заменяется новой.

Таблица 13. Коэффициенты размера повреждений.

Геометрические параметры дефекта		Ширина дефекта, мм				
		<100	100-200	200-300	300-400	>400
Максимальная глубина дефекта, мм	<1	1	2	3	4	5
	1-2	2	4	6	8	10
	2-3	3	6	9	12	15
	3-4	4	8	12	16	20
	>4	5	10	15	20	25

Таблица 14. Ремонтные операции при значения К.

Наименование ремонтной операции	Значения К
Дополнительное обследование трубы, контролируемая шлифовка стресс - коррозионных дефектов	2
Контролируемая шлифовка поверхностных дефектов	1
Контролируемая шлифовка коррозионных дефектов	0,3
Заварка полости образовавшаяся после вышлифовки дефекта	2

Допускается

По решению Заказчика, согласованному с Исполнителем, не оценивать состояние «геометрии» трубы с помощью профильного снаряда на участке, где труба проложена в подвижных грунтах и есть опасность заклинивания снаряда-шаблона и снаряда-дефектоскопа, первым после очистного поршня пропускать профильный снаряд.

Согласование и обеспечение технологических режимов транспорта газа с ЦДУ во время пропуска снарядов для обеспечения требуемой скорости их движения осуществляется газотранспортным предприятием. Обеспечение скорости движения снарядов в установленном диапазоне необходимо для получения качественной информации о дефектах трубы, исключения излишнего износа снарядов и исключения неоправданных потерь газа при
«холостых» пропусках снарядов.

Результаты дефектоскопии предоставляются Заказчику в виде таблиц дефектов с привязкой их координат и трасс участка газопровода.

По полученной информации от профильного снаряда и снаряда дефектоскопа газотранспортное предприятие осуществляет проверку достоверности полученных результатов путем выборочной контрольной шурфовки дефектных мест на трубопроводе. Контрольная шурфовка должна осуществляться в присутствии представителя управления дефектоскопии.

По окончании дефектоскопии в недельный срок изоляция газопровода в шурфах должна быть восстановлена, шурфы засыпаны.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе рассмотрены виды коррозии и защиты от неё, рассчитана скорость распадения металла под действием агрессивной среды и доказано, что антикоррозийная защита эффективна. В современное время разрабатываются новые методы защиты металлов от коррозии. С помощью защиты продлевается срок службы металлических изделий, но так как устройства защиты стоят не дёшево. Катодные установки стараются установить в тех местах, где остановка производственного процесса повлечёт за собой большие убытки. Особенно активно электрохимическую защиту используют предприятия связанные с добычей и транспортировкой нефти и природного газа.

Коррозия у нас бывает: электрохимическая, химическая, биокоррозия, коррозионная эрозия, кавитационная коррозия, фреттинг–коррозия, механохимическая коррозия, электрокоррозия. В этом списке кроме коррозии металлов присутствует и коррозия биоорганизмов, но так как этот вид больше связан с живыми организмами то мы бессильны. В окружающем нас пространстве миллиарды микроорганизмов, мы находимся в их среде и живём среди них, поэтому целесообразно искать компромиссы между тем чтоб их использовать во благо человека. Эти плюсы взаимодействий хорошо показаны в электрохимической защите газопровода от коррозии. Человек научился посредством расщепления одного металла восстанавливать другой, используя небольшой потенциал полезности одного металла в другой. При этом он следит, чтобы процесс протекал с правильным направлением и в результате этой деятельности он сохраняет свои труды в целости и получает большую прибыль.

Во многих производственных процессах идёт загрязнение и уничтожение окружающей среды. Но смотря как работают средства защиты от коррозии, позволяя не вмешиваться в биологические процессы

окружающей среды много и много лет. Поэтому человеку есть куда и к чему стремиться, и в будущем он будет придумывать и реализовывать наиболее совершенные средства защиты. В завершении темы работы хотелось бы напомнить какие средства электрохимической защиты газопровода были рассмотрены.

К пассивным методам защиты относятся:

- увеличение переходного сопротивления «труба-земля» (изоляция, канализация трубы или нейтрализация активности грунта);
- дренажная защита.

К пассивным методам защиты относят электрические методы катодной и протекторной защиты. На практике всегда применяют комплексную защиту, представляющую собой пассивные и активные методы защиты трубопровода от коррозии. Для увеличения переходного сопротивления трубопровод-грунт применяют изоляционные покрытия с высокими диэлектрическими свойствами. Что позволяет добиться наилучшего эффекта для достижение большего срока службы металла и антикоррозийной стойкости.

Цель выпускной квалификационной работы достигнута. Разработаны системы электрохимической защиты. Разработана система под определённый участок газопровода. Рассчитаны системы протекторной и катодной защиты и рассчитаны их экономические затраты.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Экологическая политика на предприятии ПАО «Сургутнефтегаз» https://www.surgutneftegas.ru/responsibility/ecology/ - 2021.

2. Акользин П.А. Коррозия и защита металла теплоэнергетического оборудования. – Москва: Энергоиздат., 2012.-304 с.

3. Бибиков Н.Н., Люблинский Е.Я., Поварова Л.В. Электрохимическая защита морских судов от коррозии. – Ленинград: Судостроение, 1971.

4. Бэкман В, Швенк В. Катодная защита от коррозии: Справочник. – Москва: Металлургия, 1984. -495 с.

5. Гутман Э.М. Механохимия металлов и защита от коррозии. – Москва: Металлургия, 1981.-270 с.

6. Дизенко Е.И., Новоселов В.Ф. и др. Противокоррозионная защита трубопроводов и резервуаров. – Москва: Недра, 1978. -199 с.

7. Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии. ГОСТ 9.602-89. – Москва: Издательство стандартов. 1991.

8. Защита подземных металлических сооружений от коррозии: Справочник. / И.В.Стрижевский, А.Д.Белоголовский и др. – Москва: Стройиздат, 2012. -303 с.

9. Закон РФ "Об охране окружающей природной среды" от 19 декабря 2012 г.

10. Инструкция по защите городских подземных трубопроводов от коррозии. РД 153-39.4-091-01. АКХ им. К. Д. Памфилова. – Москва: Воениздат,2002.-202 с.

11. Инструкция по контролю состояния изоляции законченных строительством участков трубопроводов катодной поляризацией / Глазов Н.П., Ловачев В.А. и др. – Москва: ВНИИСТ. 2015.-40 с.

12. Иванов В.Т., Газизов Р.Р. Методы граничных интегральных уравнений и их приложения. – Уфа: Башгосуниверситет, 1990.-85 с.

13. Иоссель Ю.Я., Кленов Г.Э. Математические методы расчета электрохимической коррозии и защиты металлов: Справочник. – Москва: Металлургия, 2013. –272 с.

14. Коррозия и защита судов: Справочник / Е.Я.Люблинский, В.Д.Пирогов и др. – Ленинград: Судостроение, 1987.-375 с.

15. Кеше Г. Коррозия металлов. – Москва: Металлургия. 1984. – 400 с.

16. Люблинский Е.Я. Электрохимическая защита от коррозии. – Москва: Металлургия, 1987.-97 с.

17. Люблинский Е.Я. Протекторная защита морских судов и сооружений от коррозии. – Ленинград: Судостроение,1979.-188 с.

18. Маттсон Э. Электрохимическая коррозия. – Москва: Металлургия, 2012.

19. Методические рекомендации по количественной оценке состояния магистральных газопроводов с коррозионными дефектами, их ранжирования по степени опасности и определению остаточного ресурса.ВРД-39.10-004-99. ПО «Спецнефтегаз». – Москва: ВНИИГАЗ. 2012.-50 с.

20. Москвин В.М., Иванов Ф.М., Алексеев С.Н., Гузеев Е.А. Коррозия бетона и железобетона, методы их защиты. – Москва: Строй издат,1980. – 536с.

21. Муниц Н.М. Защита силовых кабелей от коррозии. – Москва: Энергоиздат., 2014. -176 с.

22. Никольский К.К. Коррозия и защита от нее подземных металлических сооружений связи. – Москва: Радио и связь, 1984.-208 с.

23. Никитенко Е.А. Электрохимическая коррозия и защита магистральных газопроводов. – Москва: Недра, 1972. -120 с.

24. Палашов В.В. Расчет полной катодной защиты. – Москва: Недра, 2013.-136 с.

25. Плудек В. Защита от коррозии на стадии проектирования. – Москва: Мир, 1980.-438 с.

26. Руководство по эксплуатации средств противокоррозионной защиты трубопроводов / Хмельницкий Б.И., Петров Н.А., Соколов А.С. – Москва: ВНИИГАЗ. 2014.-118 с.

27. Ткаченко В.Н. Методы расчета и проектирования электрохимической защиты трубопроводных сетей от подземной коррозии. – Москва: ВНИИОЭНГ. Деп.6.04.88. №1532-НГ-137 с.

28. Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии. ГОСТ 25812-83. – Москва: Издательство стандартов. 2013.

29. Улиг Г.Г., Реви Р.У. Коррозия и борьба с ней. Введение в коррозионную науку и технику. – Ленинград: Химия, 1989.-456 с.

30. Цикерман Л.Я. Диагностика коррозии трубопроводов с применением ЭВМ. – Москва: Недра. 2012. – 320 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ

Таблица А.1. Стоимость трубы.

Наименование	Марка	Цена руб/т
Труба 1420х14	ст 3сп5,10706-76	62400
Труба 1420х14	ст 20,10706-76	62400
Труба 1420х15,7	ст 17Г1С	62400
Труба 1420х15,7	ст 3сп5,10706-76	62400
Труба 1420х18,7	ст 20,10706-76	62400
Труба 1420х18,7	ст 17Г1С	62400

Таблица А.2. Расход изоляционных материалов.

Диаметр труб, ДУ, мм	Расход ленты на 1 пог. метр трубы, кг	Расход праймера на 1 пог. метр трубы, кг	Расход оберточной ПЭ-ленты на 1 пог. метр трубы, кг
89	1,24	0,028	-
108	1,5	0,034	-
159	2, 2	0,05	-
219	2, 9	0,069	0,518
325	4,4	0,10	0,75
426	5,9	0,133	1,0
530	7,5	0,166	1,245
630	8,9	0,198	1,485
720	10,2	0,226	1,7
820	11,6	0,257	1,93
1420	12	0,3	2

Таблица А.3. Характеристики УКЗВ 10/0,23-10 С3 У1

Наименование характеристики	Значение параметров
Мощность силового трансформатора устройств, кВА	10
Номинальное напряжение устройств, кВ - на стороне высокого напряжения (ВН) - на стороне низкого напряжения (НН)	 6; 10 0,23
Номинальный ток главной цепи устройств, А, не более - на стороне высокого напряжения, 6 или 10 кВ (ВН) - на стороне низкого напряжения (НН)	 1,7; 1 50
Ток динамической стойкости УКЗВ, Ка - при номинальном напряжении на стороне ВН - 6 кВ - при номинальном напряжении на стороне ВН - 10 кВ	 21 32
Ток термической стойкости УКЗВ, кА - при номинальном напряжении на стороне ВН - 6 кВ - при номинальном напряжении на стороне ВН - 10 кВ	 8 12,5
Время действия тока термической стойкости УКЗВ, с	1
Номинальное напряжение питания вспомогательных цепей устройств, однофазное, переменное, В	220
Способ обслуживания главных цепей устройств	Одностороннее
Способ обслуживания вспомогательных цепей внутри низковольтного отсека устройств	Двустороннее
Рабочая температура окружающей среды, о - для климатического исполнения У - для климатического исполнения УХЛ	 от минус 45 до +45 от минус 60 до +40
Относительная влажность, при температуре окружающей среды +25оС, %, не более	98
Высота над уровнем моря, м, не более	1000
Степень защиты оболочки устройств, по ГОСТ 14254-96, сверху, боковая поверхность / снизу	IP43 / IP31
Количество преобразователей катодной защиты, (ПКЗ), размещаемых в устройстве	1, 2
Номинальная выходная мощность преобразователей катодной защиты (ПКЗ), размещаемых в устройстве, кВт	0,3 - 5,0
Количество блоков совместной защиты (БСЗ), размещаемых в устройстве	1, 2
Количество устройств автоматического включения резервного преобразователя (АВРП)	1