

УТВЕРЖДАЮ:
Менеджер по Э и ТО ВР КТК


В.В. Мирошниченко

« 04 » 10 2019 г.

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ
НА ПРОВЕДЕНИЕ КОМПЛЕКСНОГО ОБСЛЕДОВАНИЯ СИСТЕМЫ
ЭЛЕКТРОХИМЗАЩИТЫ НПС АТЫРАУ.**

Согласовано: Ведущий инженер по ЭХЗ КТК



Р.А. Жуков

Исполнитель: Старший инженер по ЭХЗ ВР КТК



Р.П. Ислямов

1. Цель работы:

Оценка противокоррозионной защиты с учетом новых установок катодной защиты, изменением состояния изоляции и общей эффективности работы системы ЭХЗ после проведенной реконструкции, включающая в себя:

- Оценка защищенности подземных коммуникаций, технологического оборудования, резервуаров и протяженности трубопроводов;
- Оценка изменения состояния и качества изоляции;
- Оценка эффективности работы установок катодной защиты;
- Определение оптимального режима работы установок катодной защиты и их резерва мощности;
- Определения влияния подводящих нефтепроводов, водоводов, газопроводов и др. коммуникаций на противокоррозионную защиту НПС;
- Определение скорости коррозии;
- Определение сплошности изоляционного покрытия;
- Определение старения изоляционного покрытия и остаточного срока ресурса;
- Обнаружение и рекомендации по устранению коррозионных повреждений;
- Рекомендации по предупреждению развития коррозионных процессов на трубопроводах НПС;
- Разработка и проведение мероприятий по повышению эффективности защиты, оптимизация работы средств ЭХЗ;

Порядок проведения обследования должен соответствовать РД 39-0147103-372-86 «Инструкция по комплексному обследованию коррозионного состояния МН»

2. Объем работ:

Комплексное коррозионное обследование внутриплощадочных коммуникаций и сооружений НПС Атырау, включая подводящие коммуникации в пределах охранной зоны НПС на УППС 204 км и КУУН 203 км.

Комплексному обследованию системы ЭХЗ НПС «Атырау» подлежат:

1. Основные и вспомогательные технологические коммуникации НПС общей протяженностью 6544,7 м.
2. Установки катодной защиты на НПС – 14 шт.
3. 3 изолирующие вставки, 11 изолирующих фланцев, включая изолирующие фланцы на УППС 204 км.
4. Резервуары хранения нефти 4х20000м³.
5. Резервуары хранения дизельного топлива 2х50 м³.
6. Резервуары хранения дизельного топлива 2х200 м³.
7. Резервуары хранения воды 2х2500м³.
8. Резервуар статического отстоя 1х400м³.
9. Подземные емкости НПС, УППС 204 км и КУУН 203 км, 21 шт., в том числе:
 - Дренажные емкости 100 м³ – 4 шт.;
 - Дренажные емкости 75 м³ – 1 шт.;
 - Дренажные емкости 40 м³ – 13 шт.;
 - Дренажные емкости 8 м³ – 3 шт.
10. Подземный участок газопровода 530 м.

11. Установка катодной защиты на АГРС – 1 шт, 3 изолирующих вставки.
12. Подземные технологические коммуникации АГРС с 1 подземной емкостью.

3. Организация и порядок выполнения работ.

3.1 Общие положения.

Комплексное обследование НПС необходимо выполнять в соответствии с требованиями внутренних нормативных документов КТК и следующих нормативных документов:

- ГОСТ 9.602 – 2016 Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии.
- СТ РК ГОСТ Р 51164-2005. Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии.
- Инструкция по комплексному обследованию коррозионного состояния магистральных нефтепроводов РД 153-39.4-056-00.
- РД 153 39.4-039-99 Нормы проектирования электрохимической защиты магистральных трубопроводов и площадок МН.
- Правила технической эксплуатации нефтепроводной системы КТК ВРД 09.09.14.
- Регламент по организации работ по контролю, техническому обслуживанию и ремонту средств электрохимической защиты нефтепровода КТК ВРД КТК 73.07.2019.
- Правил проведения обследования коррозионного состояния магистральных нефтепроводов ОАО "АК "Транснефть".
- Методики АО ВНИИСТ.

- «Методические указания по диагностическому обследованию состояния коррозии и комплексной защиты подземных трубопроводов от коррозии» ГК "Газпром" 1989г.
- «Методическое руководство по оптимизации параметров и оценке эффективности электрохимической защиты объектов магистрального транспорта газа» ГК "Газпром" 1988г.
- СП 86.13330.2014. Магистральные трубопроводы (актуализированная редакция СНиП III-42-80).
- ВСН 009-88, ВСН 012-88.
- Правил технической эксплуатации магистральных нефтепроводов.
- Правил устройства электроустановок ПУЭ РК 2015.
- РД 153-39.4-145-03 Положение по оценке технического состояния и прогнозированию остаточного срока службы технологических трубопроводов и вспомогательных коммуникаций НПС.
- Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок и другая нормативная документация, действующая на территории республики Казахстан.

4. Предварительная оценка состояния противокоррозионной защиты МН на основе имеющейся технической документации.

4.1 Для определения состояния электрохимической защиты, изоляционных покрытий и коррозионного состояния металла подземных коммуникаций НПС необходима изучить проектную и эксплуатационную документацию с установлением:

- пересечений с другими подземными металлическими сооружениями (трубопроводы, силовые кабели, кабели связи), а также параллельное следование этих сооружений;
- координат отводов, кранов, контрольно-измерительных пунктов;
- средств электрохимической защиты, подводящих нефтяных и газовых трубопроводов и соседних подземных металлических сооружений;
- диаметров трубопроводов;
- толщины стенок труб;
- марки стали;
- типа и конструкции изоляционного покрытия подземных коммуникаций и сооружений;
- время окончания строительства, дату ввода в эксплуатацию подземных коммуникаций и сооружений НПС;
- о литологическом составе и удельном электрическом сопротивлении грунта на площадках и в местах оборудования анодных заземлений.

4.2. Изучение рабочей и эксплуатационной документации (включая рабочие журналы УКЗ и ЭХЗ):

- функциональные характеристики обследуемых нефтепроводов;
- результаты предыдущих обследований нефтепроводов данной НПС;
- рабочие журналы средств ЭХЗ, действующих на НПС и других объектах (в том числе ближайших находящихся за пределами территории НПС или других объектов);
- данные о наличии блуждающих токов и их источников, в том числе индуктивных;
- данные о предыдущих коррозионных отказах, ремонтах и заменах нефтепроводов НПС и других объектов, включая ремонт и замену изоляционных покрытий;
- проектную и исполнительную документацию на нефтепроводы НПС и других объектов;
- данные грунтов (удельные сопротивления, солесодержание, влажность);
- данные измерений блуждающих токов (градиенты потенциалов и векторы блуждающих токов в грунте вдоль и поперек подземных нефтепроводов);
- масштабированный план расположения на территории НПС и других объектов ТНП и ВВП, контуров защитных технологических заземлений, средств ЭХЗ, включая анодные заземления УКЗ, точек дренажа всех средств ЭХЗ, электрических переключателей, шунтирующих изолирующие соединения системы ЭХЗ, контрольно-измерительных и контрольно-диагностических пунктов, а также указание на плане мест, для измерения разности потенциалов труба-земля и градиентов напряжения в земле;
- о ближайших СКЗ на линейной части подводящих и отходящих от НПС и других объектов нефтепроводов;
- масштабированный план расположения на территории НПС и других объектов, подземных коммуникаций трубопроводов промышленной и фекальной канализации, пожарных пенно -

водопроводов, питьевых водопроводов с комплексом средств ЭХЗ, места их пересечений с обследуемыми нефтепроводами;

- масштабированный план расположения на территории НПС и других объектов подземных коммуникаций силовых электрокабелей, металлосвязей контуров заземления и молниезащиты, места их пересечений с обследуемыми нефтепроводами;

- текущие и ретроспективные (не менее чем за 3 года) данные измерения защитных потенциалов нефтепроводов, рабочих режимов (ток защиты, рабочее напряжение) средств ЭХЗ, а также обо всех отключениях средств ЭХЗ (причины, сроки, продолжительность);

- текущие и ретроспективные (не менее чем за 3 года) данные обо всех измерениях градиентов потенциалов земли, вызванных наложенными полями электрических токов (источник электрического поля, место и цель измерений, результаты измерений и их интерпретация);

- перечень участков, на которых защитный потенциал за последние 3 года не достигал уровня, нормированного СТ РК ГОСТ Р 51164-2005 (координаты, степень и продолжительность недозащиты);

- данные о характере, размере и скорости коррозионного износа нефтепроводов, полученные при осмотре их в шурфах различного назначения.

- состояние изоляционного покрытия по результатам предыдущего контроля или комплексного коррозионного обследования (с указанием мест повреждения и относительных размеров дефектов изоляции), а также по данным ВИК в шурфах (если проводилось контрольное шурфование); средняя величина удельного сопротивления изоляционного покрытия согласно режимам работы УКЗ; данные о местах, сроках и объемах ремонта (замены) изоляционного покрытия.

5. Проведение обследования.

5.1. Проведение подготовительных работ

- составление масштабной план – схемы, нанесение на план – схему всех существующих средств ЭХЗ.

- выбор точек измерения потенциалов «труба – земля»,

- установка в точках измерений ПХВ или ПЭ патрубков для расположения в них электродов сравнения при проведении измерений потенциалов «труба – земля»,

- маркировка точек измерений и нанесение их на план – схему,

- переключение всех СКЗ в режим стабилизации по выходному току.

5.2. Проведение электрометрических измерений.

Измерение разности потенциалов «труба-земля», поляризационных (с измерением силы тока в цепи труба - вспомогательный электрод, используемый для измерения поляризационного потенциала по методике ГОСТ 9.602-2016. и естественных образца металла трубы на внутриплощадочных коммуникациях при защитной силе тока каждой УКЗ (в подготовленных точках включая точки дренажа УКЗ, а также в местах выявленных крупных повреждений изоляции).

Выявление и регистрация дефектов изоляционного покрытия

Поиск дефектных мест в изоляции методами:

выносного электрода;

градиента напряжения постоянного тока;

продольного градиента;

поперечного градиента и иное.

Измерение параметров каждой УКЗ – ток, напряжение, сопротивление растекания тока анодного и защитного заземлений, уровень пульсаций выходного тока.

Определение удельного электрического сопротивления грунта в районе точек дренажа УКЗ, анодного заземления и через каждые 10 м по трассам обследуемых коммуникаций в соответствии с приложением 1 ГОСТ 9.602-2016 по симметричной четырехэлектродной схеме с разносом электродов на расстояние, равное глубине залегания трубопроводов.

Определение наличия или отсутствия блуждающих токов. В случае их наличия в зоне действия блуждающих токов выполнить синхронные измерения разности потенциалов труба-земля и поперечного градиента напряжения около трубы,

Проведение измерений потенциалов во всех контрольных точках по «Методике проведения электрометрического обследования подземных коммуникаций пром. площадок» (Газпром, 1999г.) при различных комбинациях, включенных и выключенных СКЗ для определения оптимальных режимов работу УКЗ;

По результатам комплексного обследования проводится выбор мест для шурфовки трубопроводов и подземных емкостей. Подрядчик организует и проводит контрольное шурфование не менее 5 мест для визуально-инструментального контроля состояния изоляции и защищаемого сооружения.

В качестве критериев выбора мест шурфовки учитываются следующие показатели:

Недостаточный защитный потенциал.

Нахождение защищаемого сооружения или коммуникации на уровне грунтовых вод.

Наличие крупных дефектов в изоляции.

Повышенная агрессивность грунтов.

Коррозионная опасность постоянных и переменных токов.

- Проведение визуального и измерительного контроля состояния трубы и изоляционного покрытия в присутствии представителя Заказчика и составление Акта осмотра, в котором отразить данные:

визуального и инструментального контроля, в том числе:

- состояние изоляции (конструкция изоляции, адгезия, сплошность, наличие сквозных дефектов, их конфигурация и площадь, наличие жидкости под покрытием);
- состояние поверхности трубы как в местах оголений, так и под изоляцией (наличие продуктов коррозии, коррозионных поражений и их глубина, и площадь);
- литологический состав грунта, его рН и удельное электрическое сопротивление, уровень грунтовых вод;
- поляризационный потенциал.
- Измерение защитного потенциала по протяженности определяют по поляризационному потенциалу.
- Поляризационный потенциал измеряют по методикам в соответствии с СТ РК ГОСТ Р 51164 и НТД с применением прерывателей тока.
- Сплошные измерения защитного потенциала могут быть выполнены следующим образом:

- методом интенсивных измерений с использованием отключения средств ЭХЗ.
- На основании замеров составляется график распределения защитного потенциала вдоль нефтепровода.

5.3. Определение технического состояния средств ЭХЗ.

- определение сопротивлений внешней цепи установок катодной защиты;
- измерение сопротивления растеканию анодных заземлителей и защитных контуров;
- определение уровня пульсации СКЗ;
- оценка рабочего диапазона регулировки преобразователя катодной защиты и резерва по мощности установок катодной защиты (УКЗ).
- оценка технического состояния преобразователей и соответствие их требованиям ПУЭ.

5.4. Решение расчетных задач по обеспечению коррозионной безопасности

При оценке текущего состояния изоляции и прогнозировании изменения ее параметров решают следующие задачи:

- дают интегральную оценку по сопротивлению ее постоянному току;
- определяют физико-химические свойства изоляции;
- рассчитывают остаточный ресурс изоляции;
- определяют оптимальный срок переизоляции нефтепровода.
- Определение параметров средств ЭХЗ и прогнозирование изменения ее параметров во времени.

Расчеты производятся на основании исходных данных:

- электрических параметров катодных и протекторных установок;
- паспортных характеристик средств ЭХЗ;
- конструктивных и электрических параметров анодных заземлений;
- данных периодического контроля установок ЭХЗ.

Оценка остаточного ресурса элементов установок ЭХЗ производится:

- для установок катодной защиты:
- анодного заземления;
- катодного преобразователя;
- защитного заземления.
- кабельных линий;
- для протекторных установок - протекторов.

Комплексная оценка состояния ЭХЗ нефтепровода осуществляется в соответствии с СТ РК ГОСТ Р 51164-2005 по следующим критериям:

- общая защищенность;
- защищенность трубопровода по протяженности;
- защищенность трубопровода по времени.

5.5. Оценка коррозионного состояния нефтепровода производится с целью выявления наиболее опасных в коррозионном отношении участков нефтепроводов

Оценка производится путем обобщения всех данных обследования и данных по наличию коррозионных повреждений. Сводные данные по коррозионному состоянию заносятся в форму, определяемую НТД по противокоррозионному обследованию.

Коррозионную опасность определяют по сумме баллов, которыми оцениваются влияние различных коррозионных факторов.

6. Камеральная обработка результатов электрометрических измерений.

составление системы линейных уравнений, расчет регрессионных коэффициентов для каждой контрольной точки по «Методике проведения электрометрического обследования подземных коммуникаций промплощадок» (Газпром, 1999г.);

составление математической модели – матрицы, расчет оптимальных режимов УКЗ для обеспечения защитных поляризационных потенциалов не менее минимальных и не более максимальных допустимых значений;

нанесение на карты НПС эквипотенциальных кривых распределения защитного потенциала.

расчет максимальных естественной и остаточной скоростей коррозии.

7. Выводы:

- анализ состояния изоляционного покрытия;
- сравнительную оценку фактических показателей защитного потенциала с нормативными;
- указание на наличие участков нефтепроводов, требующих ремонта изоляционного покрытия;
- вывод о работе всей системы ЭХЗ в целом, предложения о необходимости ремонта средств ЭХЗ;
- оценку влияния блуждающих токов и соседних подземных сооружений;
- рекомендации по улучшению эксплуатационных характеристик ЭХЗ.
- анализ состояния защищенности подземных стальных сооружений НПС;
- анализ технического состояния системы противокоррозионной защиты на обследуемой НПС;
- анализ коррозионного состояния металла трубы в местах шурфовки.
- Расчет остаточного ресурса эксплуатации подземных стальных коммуникаций и сооружений.

8. Рекомендации.

Рекомендации разрабатывают на основании анализа полученных данных о функционировании всех составляющих противокоррозионной защиты.

На основании анализа данных о состоянии изоляционного покрытия и расчетов остаточного ресурса изоляции должны быть выделены участки и сроки ремонта изоляции.

По результатам анализа технического состояния системы электрохимической защиты, на основе данных электрометрических измерений и актов шурфовки обследуемого участка с точки зрения соответствия требованиям СТ РК ГОСТ Р 51164-2005, ГОСТ 9.602-2016:

- разработка предложений по оптимизации работы средств ЭХЗ;
- выдача рекомендации по улучшению качества изоляционного покрытия, очередности выполнения ремонтных работ.

- составление таблиц рекомендуемых эксплуатационных параметров работы установок катодной защиты;
- регулировка СКЗ для оптимального режима работы.

В рекомендациях должны быть определены рекомендуемые сроки выполнения мероприятий.

9. Отчёт и исполнительная документация.

9.1 Отчёт предоставляется на русском и английском языках в двух печатных экземплярах каждый и одном на электронном носителе flash card в формате MS Word, после завершения работ. Электрометрические измерения должны быть представлены в табличной и графической форме в формате Microsoft Excel. Рисунки выполняются в AutoCAD 2013.

9.2 Отчет должен содержать:

- Введение, в котором указывается основание для выполнения работ, общие сведения по нефтепроводу, сведения о проведённых работах, период выполнения работ и т.д.
- Анализ состояния системы электрохимической защиты НС КТК с точки зрения соответствия проекту, требованиям ГОСТ и действующим нормативно-техническим требованиям по защите подземных трубопроводов от коррозии.
- Математическую модель системы пассивной и активной защиты от коррозии обследуемого участка по «Методическому руководству по оптимизации параметров и оценке эффективности электрохимической защиты объектов магистрального транспорта газа» ГГК "Газпром" 1988г.
- Нанесение на планы НПС эквипотенциальных кривых распределения защитного потенциала.
- Оценка эффективности ЭХЗ, выводы и рекомендации по режимам работы устройств электрохимзащиты и оптимизации их работы.
- Электрометрические работы и результаты обследования состояния трубы в шурфах.
- Интегральную оценку состояния изоляционного покрытия.
- Результаты поиска дефектов изоляции подземных трубопроводов с координатами привязки.
- Оценку взаимного влияния подземных трубопроводов НПС и подземных коммуникаций соседних организаций
- Выводы о наличии или отсутствии блуждающих токов на трассе подземных трубопроводов НПС.
- Результаты расчета максимальной естественной и остаточной скоростей коррозии по специальной методике ВНИИСТ.
- Оценку коррозионного состояния трубопровода и оценку остаточного ресурса трубопровода.
- Выводы и рекомендации по совершенствованию противокоррозионной защиты подземных стальных сооружений и коммуникаций НПС.

Вся отчетная и исполнительная документация должна быть оформлена в соответствии с требованиями НТД КТК.

Старший инженер по ЭХЗ Восточного региона КТК



Ислямов Р.П.