


**УТВЕРЖДАЮ:**  
Менеджер по Э и ТО ВР КТК

  
В.В. Мирошниченко

« 04 » 10 2019 г.

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

Согласовано: Ведущий инженер по ЭХЗ КТК



Р.А. Жуков

Исполнитель: Старший инженер по ЭХЗ ВР КТК



Р.П. Ислямов

## 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»

## Объем работ:

Комплексное коррозионное обследование внутриплощадочных коммуникаций и сооружений НПС Тенгиз, включая подводящие коммуникации в пределах охранной зоны НПС.

Комплексному обследованию системы ЭХЗ НПС «Тенгиз» подлежат:

1. Основные и вспомогательные технологические коммуникации НПС, включая УЗСОД 0 км - 3864 м.
2. Установки катодной защиты НПС – 6 шт;
3. 4 изолирующих фланца и 1 вставка (между УЗСОД и ЛЧ).
4. Резервуары хранения нефти 4х20000м<sup>3</sup>.
5. Резервуары хранения дизельного топлива 2х16 м<sup>3</sup>.
6. Резервуары хранения воды 2х2500м<sup>3</sup>.
7. Подземные емкости НПС и УЗСОД, 9 шт, в том числе:
  - ~~Противокоррозионные емкости 75 м<sup>3</sup> – 3 шт.~~
  - Дренажные емкости 40 м<sup>3</sup> – 2 шт;
  - Дренажные емкости 25м<sup>3</sup> – 3 шт.
  - Дренажная емкость 12,5 м<sup>3</sup> – 1 шт.
  - Дренажная емкость 8 м<sup>3</sup> – 1 шт.
8. Водоводы - 650 м.

## 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» ГГК "Газпром" 1989г.
- «Методическое руководство по оптимизации параметров и оценке эффективности электрохимической защиты объектов магистрального транспорта газа» ГГК "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 перемычек, 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» ГК "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

Требованиям ВНИИСТ

Старший инженер по ЭХЗ Восточного региона КТК



Ислямов Р.П.