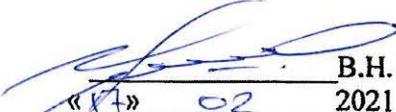


Согласовано/Agreed  
Ведущий инженер по ЭХЗ АО КТК – Р

  
\_\_\_\_\_ Р. А. Жуков  
«17» 02 2021 г.

Утверждаю / Approved  
Менеджер по Э и ТО ЦР АО КТК - Р

  
\_\_\_\_\_ В.Н. Грошев  
«17» 02 2021 г.

Согласовано/Agreed  
Нач. станции НПС «А-НПС-4А» АО КТК-Р

  
\_\_\_\_\_ И.С. Иванов  
«17» 02 2021 г.

**Техническое задание  
по комплексному обследованию противокоррозионной защиты НПС «А – НПС – 4А».**

**1. Целью настоящей работы является:**

- Оценка защищенности подземных коммуникаций: установок катодной защиты, технологического оборудования, резервуаров и протяженности трубопроводов.
- Оценка изменения состояния и качества изоляции.
- Оценка общей эффективности работы систем ЭХЗ.
- 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.
  - Обнаружение и устранение коррозионных повреждений.
  - Рекомендации по предупреждению развития коррозионных процессов на трубопроводах НПС.
- Разработка и проведение мероприятий по повышению эффективности защиты, оптимизации работы средств ЭХЗ

**1.2. Общие положения.**

Комплексное обследование необходимо выполнять в соответствии с требованиями нормативных документов КТК-Р и следующих нормативных документов:

- Методики АО ВНИИСТ.
- «Методическим указаниям по диагностическому обследованию состояния коррозии и комплексной защиты подземных трубопроводов от коррозии» ГГК "Газпром" 1989г.
- ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии»
- ГОСТ ИСО 9.602-2016. ЕСЗКС. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии.
- ВРД КТК 73.07.2019
- СНиП III-42-80, ВСН 009-88, ВСН 012-88.
- Правил технической эксплуатации магистральных нефтепроводов.
- Правил устройства электроустановок.

- Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей и другой нормативной документацией, действующей на территории Российской Федерации.
- NACE SP0207-2007

**2. Объем работ:** Комплексное коррозионное обследование внутриплощадочных коммуникаций и сооружений НПС «А – НПС – 4А», включая подводящие коммуникации в пределах охранной зоны каждой НПС.

Обследованию подлежат,

- по НПС «А – НПС – 4А»:

Основные технологические и вспомогательные коммуникации НПС подземной прокладки:

1. Трубопровод Ø1020. L= 439 м.
2. Трубопровод Ø820. L= 61 м.
3. Трубопровод Ø720. L=202 м.
4. Трубопровод Ø530. L= 143 м.
5. Трубопровод Ø159. L= 191 м.
6. Трубопровод Ø89. L= 94 м.
7. Защитные кожуха на переходах нефтепровода через автодороги -11 шт.

Подземные емкости:

1. Емкости на площадке диз. топлива V=25 м<sup>3</sup> - 2 шт, V=12,5 м<sup>3</sup> - 1 шт.
2. Емкости площадки ССВД V=100 м<sup>3</sup> - 4 шт.
3. Дренажные ёмкости V=40 м<sup>3</sup> - 2 шт.
4. Пром. дождевых стоков V=40 м<sup>3</sup> - 2 шт.
5. Емкость уловленной нефти V=5 м<sup>3</sup> - 1 шт.
6. Емкости бытовых стоков V=16 м<sup>3</sup> - 2 шт.

Резервуары надземной установки:

1. Резервуары дизельного топлива 1000 м<sup>3</sup> – 2 шт.
2. Резервуары противопожарного запаса воды 400 м<sup>3</sup> - 2 шт.

Оборудование ЭХЗ:

1. Установки катодной защиты НПС – 3 шт.
2. БДРМ – 4 шт.
3. Глубинные анодные заземления ГАЗ – 5 шт.
4. СКИП – 30 шт.
5. Изолирующие вставки нефтепровода – 2 шт.
6. Изолирующие фланцы на газопроводе – 1 шт.

### **3. Предварительная оценка состояния противокоррозионной защиты МН на основе имеющейся технической документации.**

3.1 Для определения состояния электрохимической защиты, изоляционных покрытий и коррозионного состояния металла подземных коммуникаций НПС необходимо 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.

### 3.2. 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 ВНП, контуров защитных технологических заземлений, средств ЭХЗ, включая анодные заземления УКЗ, точек дренажа всех средств ЭХЗ, электрических перемычек, шунтирующие 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, металlosвязей 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 ГОСТ Р 51164-98 (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.

#### 4. Проведение обследования.

##### 4.1. Проведение подготовительных работ:

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

- выбор точек измерения потенциалов «труба – земля»,

- установка временных из ПВХ или ПЭ точек измерения 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.

##### 4.2. 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) на внутривысотоочных 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 производят следующими методами:

- выносного электрода;

- градиента напряжения постоянного тока;

- продольного градиента;

- поперечного градиента.

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

Определение удельного электрического сопротивления грунта в районе точек дренажа УКЗ, анодного заземления и через каждые 50 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.

Выполнить картирование токов подземных коммуникациях в различных режимах работы системы ЭХЗ НПС с привязкой к масштабной сетке площадки НПС.

По результатам картирования токов определить локальные места снижения защиты подземных коммуникаций НПС с привязкой к масштабной сетке площадки НПС.

Проведение измерений потенциалов во всех контрольных точках по «Методике проведения электрометрического обследования подземных коммуникаций пром. площадок» (Газпром, 2009г.) при различных комбинациях, включенных и выключенных СКЗ;

По результатам комплексного обследования выбор мест для шурфовки трубопроводов и подземных емкостей. Подрядчик организует и проводит контрольное шурфование в необходимом количестве, но не менее 5 мест шурфования для одной НПС.

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);
- рН грунта и удельное электрическое сопротивление, уровень грунтовых вод;
- поляризационный потенциал.
- Проведение поэтапного фотографирования работ в местах вскрытия.
- Измерение защитного потенциала труба - земля.
- На переходах через автомобильные, железные дороги и пересекаемые коммуникации определить отсутствие или наличие электролитического контакта и металлической связи кожуха и трубы. Определить эффективность защиты трубы и кожуха по обеспечению защитных потенциалов по ГОСТ Р 51164-98, дополнение к ВСН 009-88. При наличии контакта «кожух-труба» определить место контакта.
- Комплексная оценка состояния ЭХЗ нефтепровода осуществляется в соответствии с ГОСТ Р 51164-98 (п.6.4.5).

Сплошные измерения защитного потенциала могут быть выполнены следующим образом: методом выносного электрода;

методом интенсивных измерений с использованием отключения средств ЭХЗ.

На основании замеров составляется план схема эквипотенциальных кривых распределения защитного потенциала по площадке НПС.

#### **а. Определение технического состояния средств ЭХЗ.**

- определение сопротивлений внешней цепи установок катодной защиты;
- измерение сопротивления растеканию тока анодных заземлителей;
- определение уровня пульсации СКЗ;
- оценка рабочего диапазона регулировки преобразователя катодной защиты и резерва по мощности установок катодной защиты (УКЗ).
- оценка стабильности выходного тока УКЗ по результатам суточных замеров;
- оценка состояния преобразователей, состояния силовых клемм и контактов с защитным заземлением и соответствие их требованиям ПУЭ.

#### **4.3. 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;

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.
- для протекторных установок - протекторов.

Комплексная оценка состояния ЭХЗ нефтепровода осуществляется в соответствии с ГОСТ Р 51164-98 (п.6.4.5) по следующим критериям:

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

#### **4.4. 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.

#### **5. Камеральная обработка результатов электрометрических измерений.**

- составление системы линейных уравнений, расчет регрессионных коэффициентов для каждой контрольной точки по «Инструкция по электрометрическому обследованию подземных технологических трубопроводов компрессорных станций» (Газпром, 2009г.);
  - 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.
    - расчет максимальных естественной и остаточной скоростей коррозии.

#### **6. 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 восстановлению проектных характеристик ЭХЗ.
- анализ состояния защищенности МН;
- анализ технического состояния системы противокоррозионной защиты на обследуемой НПС;
- анализ коррозионного состояния металла трубы в местах шурфовки;

#### **6. 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 ГОСТ Р 51164-98, 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;
- разработка мероприятий по повышению эффективности защиты. В рекомендациях должны быть определены рекомендуемые сроки выполнения мероприятий;
- регулировка СКЗ для оптимального режима работы.

Составил: ст. инженер по ЭХЗ ЦР КТК – Р Урусов А.Б.

Подпись: \_\_\_\_\_



Согласовано/Agreed  
Ведущий инженер по ЭХЗ АО КТК – Р

  
Р.А. Жуков  
«\_\_» \_\_\_\_\_ 2021 г.

Утверждаю / Approved  
Менеджер по Э и ТО ЦР АО КТК – Р

  
В.Н. Грошев  
«20» 05 2021 г.

Согласовано/Agreed  
Нач. станции НПС «А-НПС-5А» АО КТК-Р

  
Костомаров Н.Н.  
«\_\_» \_\_\_\_\_ 2021 г.

**Техническое задание**  
по комплексному обследованию противокоррозионной защиты НПС «А – НПС – 5А».

**1. Целью настоящей работы является:**

- Оценка защищенности подземных коммуникаций: установок катодной защиты, технологического оборудования, резервуаров и протяженности трубопроводов.
- Оценка изменения состояния и качества изоляции.
- Оценка общей эффективности работы систем ЭХЗ.
- 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 подземных трубопроводов.
- Рекомендации по предупреждению развития коррозионных процессов на трубопроводах НПС.
- Разработка мероприятий по повышению эффективности защиты, оптимизации работы средств ЭХЗ

**1.2. Общие положения.**

- Порядок проведения обследования должен соответствовать РД 39-0147103-372-86 «Инструкция по комплексному обследованию коррозионного состояния МН»
- Комплексное обследование необходимо выполнять в соответствии с требованиями нормативных документов КТК-Р и следующих нормативных документов.
  - Методики АО ВНИИСТ.
  - «Методическим указаниям по диагностическому обследованию состояния коррозии и комплексной защиты подземных трубопроводов от коррозии» ГТК "Газпром" 1989г.
  - ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии»
  - ГОСТ ИСО 9.602-2016. ЕСЗКС. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии.
  - ВРД КТК 73.07.2019
  - СНиП Ш-42-80, ВСН 009-88, ВСН 012-88.
  - Правил технической эксплуатации магистральных нефтепроводов.
  - Правил устройства электроустановок.

- Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей и другой нормативной документацией, действующей на территории Российской Федерации.

- NACE SP0207-2007

2. **Объем работ:** Комплексное коррозионное обследование внутриплощадочных коммуникаций и сооружений НПС «А – НПС – 5А», включая подводящие коммуникации в пределах охранной зоны каждой НПС.

Обследованию подлежат,

- по НПС «А – НПС – 5А»:

Основные технологические и вспомогательные коммуникации НПС подземной прокладки:

1. Трубопровод Ø1020. L= 531 м.
2. Трубопровод Ø820. L= 126 м.
3. Трубопровод Ø159. L= 357 м.
4. Трубопровод Ø108. L= 120 м.
5. Защитные кожуха на пересечении трубопровода с автодорогами – 15 шт.

Подземные емкости:

1. Емкости площадки ССВД V=100 м<sup>3</sup> - 4 шт.
2. Пром. дождевых стоков V=40м<sup>3</sup> - 2 шт.
3. Дренажная емкость не очищенных сточных вод V = 25 м<sup>3</sup> - 2 шт.
4. Емкость уловленной нефти V=5 м<sup>3</sup> - 1 шт.
5. Емкости бытовых стоков V=16 м<sup>3</sup> - 2 шт.

Резервуары надземной установки:

1. Резервуары противопожарного запаса воды 300 м<sup>3</sup> - 2 шт.

Оборудование ЭХЗ:

1. Установки катодной защиты НПС –4 шт.
2. БДРМ – 4 шт.
3. Глубинные анодные заземления ГАЗ – 5 шт.
4. СКИП – 39 шт.
5. Изолирующие вставки нефтепровода – 2 шт.

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

3.1 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.

3.2. 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 ГОСТ Р 51164-98 (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.

#### **4. Проведение обследования.**

##### **4.1. Проведение подготовительных работ:**

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

- выбор точек измерения потенциалов «труба – земля»,
- установка временных из ПХВ или ПЭ точек измерения 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.

#### 4.2. 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) 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 производят следующими методами:
- выносного электрода;
- градиента напряжения постоянного тока;
- продольного градиента;
- поперечного градиента.

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

Определение удельного электрического сопротивления грунта в районе точек дренажа УКЗ, анодного заземления и через каждые 50 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.

Выполнить картирование токов подземных коммуникациях в различных режимах работы системы ЭХЗ НПС с привязкой к масштабной сетке площадки НПС.

По результатам картирования токов определить локальные места снижения защиты подземных коммуникаций НПС с привязкой к масштабной сетке площадки НПС.

Проведение измерений потенциалов во всех контрольных точках по «Методике проведения электрометрического обследования подземных коммуникаций пром. площадок» (Газпром, 2009г.) при различных комбинациях, включенных и выключенных СКЗ.

По результатам комплексного обследования выбор мест для шурфовки трубопроводов и подземных емкостей. Подрядчик организует и проводит контрольное шурфование в необходимом количестве, но не менее 5 мест шурфования для одной НПС.

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);
- рН грунта и удельное электрическое сопротивление, уровень грунтовых вод;

- поляризационный потенциал.
- Проведение поэтапного фотографирования работ в местах вскрытия.
- Измерение защитного потенциала труба - земля.
- На переходах через автомобильные, железные дороги и пересекаемые коммуникации определить отсутствие или наличие электролитического контакта и металлической связи кожуха и трубы. Определить эффективность защиты трубы и кожуха по обеспечению защитных потенциалов по ГОСТ Р 51164-98, дополнение к ВСН 009-88. При наличии контакта «кожух-труба» определить место контакта.
- Комплексная оценка состояния ЭХЗ нефтепровода осуществляется в соответствии с ГОСТ Р 51164-98 (п.6.4.5).

Сплошные измерения защитного потенциала могут быть выполнены следующим образом:  
методом выносного электрода;

методом интенсивных измерений с использованием отключения средств ЭХЗ.

На основании замеров составляется план схема эквипотенциальных кривых распределения защитного потенциала по площадке НПС.

## 5.2. Определение технического состояния средств ЭХЗ.

- определение сопротивлений внешней цепи установок катодной защиты;
- измерение сопротивления растеканию тока анодных заземлителей;
- определение уровня пульсации СКЗ;
- оценка рабочего диапазона регулировки преобразователя катодной защиты и резерва по мощности установок катодной защиты (УКЗ).
  - оценка стабильности выходного тока УКЗ по результатам суточных замеров;
  - оценка состояния преобразователей, состояния силовых клемм и контактов с защитным заземлением и соответствие их требованиям ПУЭ.

## 4.3. 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;

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.
- для протекторных установок - протекторов.

Комплексная оценка состояния ЭХЗ нефтепровода осуществляется в соответствии с ГОСТ Р 51164-98 (п.6.4.5) по следующим критериям:

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

#### **4.4. 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.

#### **5. Камеральная обработка результатов электрометрических измерений.**

- составление системы линейных уравнений, расчет регрессионных коэффициентов для каждой контрольной точки по «Инструкция по электрометрическому обследованию подземных технологических трубопроводов компрессорных станций» (Газпром, 2009г.);
  - 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.
    - расчет максимальных естественной и остаточной скоростей коррозии.

#### **6. 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 восстановлению проектных характеристик ЭХЗ.
- анализ состояния защищенности МН;
- анализ технического состояния системы противокоррозионной защиты на обследуемой НПС;
- анализ коррозионного состояния металла трубы в местах шурфовки;

#### **6. 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 ГОСТ Р 51164-98, 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;
  - разработка мероприятий по повышению эффективности защиты. В рекомендациях должны быть определены рекомендуемые сроки выполнения мероприятий;
  - регулировка СКЗ для оптимального режима работы.

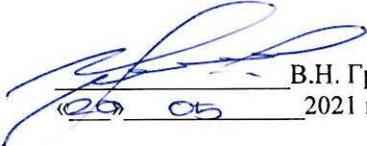
Составил: ст. инженер по ЭХЗ ЦР КТК – Р Урусов А.Б.

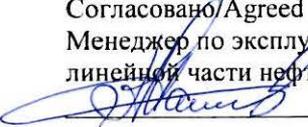
Подпись: 

Согласовано/Agreed  
Ведущий инженер по ЭХЗ АО КТК – Р

  
\_\_\_\_\_ Р.А. Жуков  
«\_\_» \_\_\_\_\_ 2021 г.

Утверждаю / Approved  
Менеджер по Э и ТО ЦР АО КТК - Р

  
\_\_\_\_\_ В.Н. Грошев  
«\_\_» \_\_\_\_\_ 2021 г.

Согласовано/Agreed  
Менеджер по эксплуатации и ТО  
линейной части нефтепровода АО КТК-Р  
  
\_\_\_\_\_ П.Г. Пастушков  
«\_\_» \_\_\_\_\_ 2021 г.

Согласовано/Agreed  
Начальник службы ЗК АЛПУМГ  
  
\_\_\_\_\_ В.П. Кидаев  
«\_\_» \_\_\_\_\_ 2021 г.

**Техническое задание  
по комплексному обследованию противокоррозионной защиты газопровода отвода от  
газопровода «Магат – Северный Кавказ» до НПС: «А – НПС – 4А».**

**1. Целью настоящей работы является:**

- Оценка защищенности подземных коммуникаций: установок катодной защиты, технологического оборудования, резервуаров и протяженности трубопроводов.
- Оценка изменения состояния и качества изоляции.
- Оценка общей эффективности работы систем ЭХЗ.
- Определение оптимального режима работы установок катодной защиты и их резерва мощности.
- Определения влияния подводящих нефтепроводов, водоводов, газопроводов и др. коммуникаций на противокоррозионную защиту газопровода и АГРС.
- Определение скорости коррозии.
- Обнаружение и устранение повреждений изоляционного покрытия и коррозионных повреждений металла трубопровода.
- Рекомендации по предупреждению развития коррозионных процессов на трубопроводах газопровода и АГРС.
- Разработка и проведение мероприятий по повышению эффективности защиты, оптимизации работы средств ЭХЗ
- Порядок проведения обследования должен соответствовать РД 39-0147103-372-86 «Инструкция по комплексному обследованию коррозионного состояния МН»
- Прогноз коррозионного состояния МГ.

**1.2. Общие положения.**

- Комплексное обследование необходимо выполнять в соответствии с требованиями нормативных документов КТК-Р и следующих нормативных документов.
- Методики АО ВНИИСТ.
- «Методическим указаниям по диагностическому обследованию состояния коррозии и комплексной защиты подземных трубопроводов от коррозии» ГТК "Газпром" 1989г.

- ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии»
- ГОСТ ИСО 9.602-2016. ЕСЗКС. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии.
- Правил проведения обследования коррозионного состояния магистральных нефтепроводов ОАО "АК "Транснефть".
- ВРД КТК 73.07.2019
- NACE SP0207-2007
- СНиП III-42-80, ВСН 009-88, ВСН 012-88.
- Правил технической эксплуатации магистральных нефтепроводов.
- Правил устройства электроустановок.
- Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей,
- Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей и другой нормативной документацией, действующей на территории Российской Федерации.

**2. Объем работ:** Комплексное коррозионное электрохимзащиты газопровода отвода газопровода отвода от газопровода «Макад – Северный Кавказ» до НПС: «А – НПС – 4А».

**Обследованию подлежат:**

- по газопроводу отводу от газопровода «Макад – Северный Кавказ» до НПС: «А – НПС – 4А».

**Основные технологические и вспомогательные коммуникации подземной прокладки:**

1. Трубопровод Ø150. L= 200 м.
2. Трубопровод Ø100. L= 450 м.
3. Трубопровод Ø80. L= 763 м.

**Подземные емкости:**

1. Емкость дренажная V=1,5 м<sup>3</sup> - 1 шт.
2. Емкость противопожарного запаса воды V=63 м<sup>3</sup> - 2 шт.
3. Конденсатосборник V=1,5 м<sup>3</sup> - 1 шт.

**Оборудование ЭХЗ:**

1. Установки катодной защиты АГРС – 1 шт.
2. БДРМ – 1 шт.
3. Глубинные анодные заземления ГАЗ – 1 шт.
4. СКИП – 16 шт.
5. Изолирующие вставки – 5 шт.
6. Протекторная защита – 6 установок.

### **3. Предварительная оценка состояния противокоррозионной защиты газопровода на основе имеющейся технической документации.**

3.1 Для определения состояния электрохимической защиты, изоляционных покрытий и коррозионного состояния металла подземных коммуникаций сооружений газопровода и АГРС 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 газопровода и АГРС;
- о литологическом составе и удельном электрическом сопротивлении грунта на площадках и в местах оборудования анодных заземлений.

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

- функциональные характеристики обследуемых нефтепроводов;
- результаты предыдущих обследований нефтепроводов данного газопровода и АГРС;
- рабочие журналы средств ЭХЗ, действующих на газопроводе и АГРС и других объектах (в том числе ближайших находящихся за пределами территории газопровода и АГРС или других объектов);
- данные о наличии блуждающих токов и их источников, в том числе индуктивных;
- данные о предыдущих коррозионных отказах, ремонтах и заменах газопровода и трубопроводов АГРС и других объектов, включая ремонт и замену изоляционных покрытий;
- проектную и исполнительную документацию на нефтепроводы газопровода и АГРС 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 газопровода и АГРС и других объектов ТНП и ВНП, 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 газопровода и АГРС и других объектов нефтепроводов;
- масштабированный план расположения на территории газопровода и АГРС 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 газопровода и АГРС 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 ГОСТ Р 51164-98 (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.

#### 4. Проведение обследования.

##### 4.1. 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 асбоцементных (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.

##### 4.2. 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). и естественных образца металла трубы на внутривысотных 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 производят следующими методами:
- выносного электрода;
- градиента напряжения постоянного тока;
- продольного градиента;
- поперечного градиента.

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

Определение удельного электрического сопротивления грунта в районе точек дренажа УКЗ, анодного заземления и через каждые 50 м по трассам обследуемых коммуникаций в соответствии с приложением 1 ГОСТ 9.602-2005 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;

По результатам комплексного обследования выбор мест для шурфовки трубопроводов и подземных емкостей. Подрядчик организует и проводит контрольное шурфование в необходимом количестве, но не менее 5 мест шурфования для одной газопровода и АГРС.

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 ГОСТ Р 51164 и НТД.

Сплошные измерения защитного потенциала могут быть выполнены следующим образом: методом выносного электрода;

методом интенсивных измерений с использованием отключения средств ЭХЗ.

На основании замеров составляется график распределения защитного потенциала вдоль нефтепровода.

#### **4.2. Определение технического состояния средств ЭХЗ.**

- определение сопротивлений внешней цепи установок катодной защиты;
- измерение сопротивления растеканию анодных заземлителей;
- определение уровня пульсации СКЗ;
- оценка рабочего диапазона регулировки преобразователя катодной защиты и резерва по мощности установок катодной защиты (УКЗ).
- оценка стабильности выходного тока УКЗ по результатам суточных замеров;
- оценка состояния преобразователей, состояния силовых клемм и контактов с защитным заземлением и соответствие их требованиям ПУЭ.

#### **4.3. 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;

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.
- для установок дренажной защиты:
- дренажа;
- дренажной линии;

- для протекторных установок - протекторов.

Комплексная оценка состояния ЭХЗ нефтепровода осуществляется в соответствии с ГОСТ Р 51164-98 по следующим критериям:

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

#### **4.4. 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.

#### **5. 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;
- расчет максимальных естественной и остаточной скоростей коррозии.

#### **6. 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 восстановлению проектных характеристик ЭХЗ.
- анализ состояния защищенности МН;
- анализ технического состояния системы противокоррозионной защиты на обследуемой газопровода и АГРС;
- анализ коррозионного состояния металла трубы в местах шурфовки.

#### **6. 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 ГОСТ Р 51164-98, 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.

#### **7. Отчет и исполнительная документация.**

7.1 Отчёт предоставляется на русском и английском языках в двух печатных экземплярах каждый и одном на электронном носителе 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 .

7.1 Отчет должен содержать, но не ограничиваясь этим:

- 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.
- Нанесение на карты крановых узлов 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. Выполнить отдельным подразделом с учетом п 4.2.23-4.2.24. данного ТЗ. Внести в подраздел сравнительный анализ с ретроспективными данными КО 2017г.
- Подготовить презентацию интегральной оценки по участкам. Размеры участков согласовать с заказчиком.
- Результаты поиска дефектов изоляции нефтепровода с координатами привязки.
- Оценку взаимного влияния нефтепровода КТК и подземных коммуникаций соседних организаций
- Выводы о наличии или отсутствии блуждающих токов на трассе нефтепровода КТК.
- 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 нефтепровода.
- Рекомендации по снижению влияния на систему ЭХЗ НПС, контуров заземления.
- Каталог координат и высотных отметок всех точек измерения из п. 4.2.27. Система координат – МСК соответствующего субъекта РФ (МСК-30 для Астраханской области, МСК-08 для Республики Калмыкия), в Балтийской системе высот. Формат – таблицы MS Excel
- Приложение, шаблон таблиц NIMA (Базовая библиотека NIMA IM\_DCVG-CIPS.xlsx).

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

Составил: ст. инженер по ЭХЗ ЦР КТК – Р Урусов А.Б.

Подпись: \_\_\_\_\_



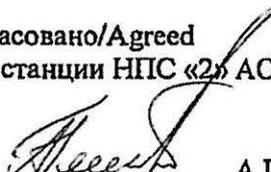
Согласовано/Agreed  
Ведущий инженер по ЭХЗ АО КТК – Р

  
Р.А. Жуков  
«15» 02 2021 г.

Утверждаю / Approved  
Менеджер по Э и ТО ЦР АО КТК

  
В.Н. Грошев  
«17» 02 2021 г.

Согласовано/Agreed  
Нач. станции НПС «2» АО КТК-Р

  
А.И. Пашко  
«15» 02 2021 г.

**Техническое задание  
по комплексному обследованию противокоррозионной защиты НПС «2».**

**1. Целью настоящей работы является:**

- Оценка защищенности подземных коммуникаций: установок катодной защиты, технологического оборудования, резервуаров и протяженности трубопроводов.
- Оценка изменения состояния и качества изоляции.
- Оценка общей эффективности работы систем ЭХЗ.
- 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.
- Обнаружение и устранение коррозионных повреждений.
- Рекомендации по предупреждению развития коррозионных процессов на трубопроводах НПС.
- Разработка и проведение мероприятий по повышению эффективности защиты, оптимизации работы средств ЭХЗ

**1.2 Общие положения.**

- Порядок проведения обследования должен соответствовать РД 39-0147103-372-86 «Инструкция по комплексному обследованию коррозионного состояния МН»
- Комплексное обследование необходимо выполнять в соответствии с требованиями нормативных документов КТК-Р и следующих нормативных документов.
- Методики АО ВНИИСТ.
- «Методическим указаниям по диагностическому обследованию состояния коррозии и комплексной защиты подземных трубопроводов от коррозии» ГТК "Газпром" 1989г.
- ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии»
- ГОСТ ИСО 9.602-2016. ЕСЗКС. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии.
- ВРД КТК 73.07.2019

- Правил технической эксплуатации магистральных нефтепроводов.
- Правил устройства электроустановок.
- NACE SP0207-2007
- Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей,
- Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей и другой нормативной документацией, действующей на территории Российской Федерации.

2. Объем работ: Комплексное коррозионное обследование внутривысотоочных коммуникаций и сооружений НПС «2», включая подводящие коммуникации в пределах охранной зоны каждой НПС.

Обследованию подлежат,

- по НПС «2»:

Основные технологические и вспомогательные коммуникации НПС подземной прокладки:

1. Трубопровод Ø1020. L= 346,77 м.
2. Трубопровод Ø820. L= 116,24 м.
3. Трубопровод Ø720. L= 117,47 м
4. Трубопровод Ø530. L= 14,2 м
5. Трубопровод Ø273. L= 15,37 м
6. Трубопровод Ø219. L= 13,26 м
7. Трубопровод Ø159. L= 378,76 м.
8. Трубопровод Ø108. L= 334,63 м.
9. Трубопровод Ø89. L= 84,57 м.
10. Трубопровод Ø57. L= 128,11 м
11. Защитные кожуха на пересечении нефтепровода с автодорогами -15 шт.

Подземные емкости:

1. Емкости площадки ССВД V=100 м<sup>3</sup> - 4 шт. (VE-C002 A/B/C/D).
2. Дренажная емкость неочищенных производственно-дождевых стоков V=25м<sup>3</sup> - 2 шт. (VE-I001A/B).
3. Подземная дренажная емкость очищенных стоков V = 16 м<sup>3</sup> - 1 шт. (VE-I003).
4. Сборник уловленной нефти V=5 м<sup>3</sup> - 1 шт. (VE-I002).
5. Емкость подземная накопительная V=16 м<sup>3</sup> - 1 шт. (VE-H001).
6. Дренажная ёмкость V=40м<sup>3</sup> - 2 шт. (VE-C001A/B).
7. Емкость для полива V=50 м<sup>3</sup> - 1 шт. (ТК-Н101).

Резервуары надземной установки:

1. Резервуары противопожарного запаса воды 300 м<sup>3</sup> - 2 шт. (ТК-G001A/B).

Оборудование ЭХЗ:

1. Установки катодной защиты НПС – 3 шт.
2. БДРМ – 3 шт.
3. Глубинные анодные заземления ГАЗ – 5 шт.
4. СКИП – 40 шт.
5. Изолирующие вставки нефтепровода – 2 шт.
6. Протекторная защита кожухов на пересечении с автодорогами - 4 шт.
7. Протекторная защита подземной емкости для поливочной воды – 1 шт.

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

3.1 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.

### 3.2. 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 ГОСТ Р 51164-98 (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.

#### 4. Проведение обследования.

##### 4.1. Проведение подготовительных работ:

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

- выбор точек измерения потенциалов «труба – земля»,

- установка временных из ПХВ или ПЭ точек измерения 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.

##### 4.2. 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) 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 производят следующими методами:

- выносного электрода;

- градиента напряжения постоянного тока;

- продольного градиента;

- поперечного градиента.

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

Определение удельного электрического сопротивления грунта в районе точек дренажа УКЗ, анодного заземления и через каждые 50 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.

Выполнить картирование токов подземных коммуникациях в различных режимах работы системы ЭХЗ НПС с привязкой к масштабной сетке площадки НПС.

По результатам картирования токов определить локальные места снижения защиты подземных коммуникаций НПС с привязкой к масштабной сетке площадки НПС.

Проведение измерений потенциалов во всех контрольных точках по «Методике проведения электрометрического обследования подземных коммуникаций пром. площадок» (Газпром, 2009г.) при различных комбинациях, включенных и выключенных СКЗ;

По результатам комплексного обследования выбор мест для шурфовки трубопроводов и подземных емкостей. Подрядчик организует и проводит контрольное шурфование в необходимом количестве, но не менее 5 мест шурфования для одной НПС.

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);
- рН грунта и удельное электрическое сопротивление, уровень грунтовых вод;
- поляризационный потенциал.
- Проведение поэтапного фотографирования работ в местах вскрытия.
- Измерение защитного потенциала труба - земля.
- На переходах через автомобильные, железные дороги и пересекаемые коммуникации определить отсутствие или наличие электролитического контакта и металлической связи кожуха и трубы. Определить эффективность защиты трубы и кожуха по обеспечению защитных потенциалов по ГОСТ Р 51164-98, дополнение к ВСН 009-88. При наличии контакта «кожух-труба» определить место контакта.
- Комплексная оценка состояния ЭХЗ нефтепровода осуществляется в соответствии с ГОСТ Р 51164-98 (п.6.4.5).

Сплошные измерения защитного потенциала могут быть выполнены следующим образом: методом выносного электрода;

методом интенсивных измерений с использованием отключения средств ЭХЗ.

На основании замеров составляется план схема эквипотенциальных кривых распределения защитного потенциала по площадке НПС.

#### **а. Определение технического состояния средств ЭХЗ.**

- определение сопротивлений внешней цепи установок катодной защиты;
- измерение сопротивления растеканию тока анодных заземлителей;
- определение уровня пульсации СКЗ;
- оценка рабочего диапазона регулировки преобразователя катодной защиты и резерва по мощности установок катодной защиты (УКЗ);
- оценка стабильности выходного тока УКЗ по результатам суточных замеров;
- оценка состояния преобразователей, состояния силовых клемм и контактов с защитным заземлением и соответствие их требованиям ПУЭ.

#### **4.3. 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;

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.
- для протекторных установок - протекторов.

Комплексная оценка состояния ЭХЗ нефтепровода осуществляется в соответствии с ГОСТ Р 51164-98 (п.6.4.5) по следующим критериям:

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

#### **4.4. 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.

#### **5. Камеральная обработка результатов электрометрических измерений.**

- составление системы линейных уравнений, расчет регрессионных коэффициентов для каждой контрольной точки по «Инструкция по электрометрическому обследованию подземных технологических трубопроводов компрессорных станций» (Газпром, 2009г.);
- 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.

#### **6. 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 восстановлению проектных характеристик ЭХЗ.
- анализ состояния защищенности МН;
- анализ технического состояния системы противокоррозионной защиты на обследуемой НПС;
- анализ коррозионного состояния металла трубы в местах шурфовки;

#### **6. 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 ГОСТ Р 51164-98, 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;
- разработка мероприятий по повышению эффективности защиты. В рекомендациях должны быть определены рекомендуемые сроки выполнения мероприятий;
- регулировка СКЗ для оптимального режима работы.

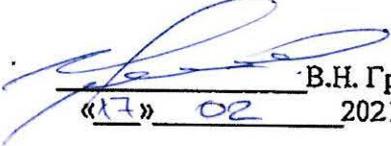
Составил: ст. инженер по ЭХЗ ЦР КТК – Р Урусов А.Б.

Подпись: 

Согласовано/Agreed  
Ведущий инженер по ЭХЗ АО КТК – Р

  
«15» 02 2021 г. Р.А. Жуков

Утверждаю / Approved  
Менеджер по Э и ТО ЦР АО КТК - Р

  
«17» 02 2021 г. В.Н. Грошев

Согласовано/Agreed  
Нач. станции НПС «3» АО КТК-Р

  
«15» 02 2021 г. АО КТК - Р  
Сорокин/С. Ф.  
Начальник НПС

### Техническое задание по комплексному обследованию противокоррозионной защиты НПС «3».

#### 1. Целью настоящей работы является:

- Оценка защищенности подземных коммуникаций: установок катодной защиты, технологического оборудования, резервуаров и протяженности трубопроводов.
- Оценка изменения состояния и качества изоляции.
- Оценка общей эффективности работы систем ЭХЗ.
- 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.
- Обнаружение и устранение коррозионных повреждений.
- Рекомендации по предупреждению развития коррозионных процессов на трубопроводах НПС.
- Разработка и проведение мероприятий по повышению эффективности защиты, оптимизации работы средств ЭХЗ.

#### 1.2. Общие положения.

- Комплексное обследование необходимо выполнять в соответствии с требованиями нормативных документов КТК-Р и следующих нормативных документов.
- Методики АО ВНИИСТ.
- «Методическим указаниям по диагностическому обследованию состояния коррозии и комплексной защиты подземных трубопроводов от коррозии» ГГК "Газпром" 1989г.
- ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии»
- ГОСТ ИСО 9.602-2016. ЕСЗКС. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии.
- Правил проведения обследования коррозионного состояния магистральных нефтепроводов ОАО "АК "Транснефть".
- ВРД КТК 73.07.2019
- СНиП III-42-80, ВСН 009-88, ВСН 012-88.
- Правил технической эксплуатации магистральных нефтепроводов.

- Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей
- NACE SP0207-2007
- Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей и другой нормативной документацией, действующей на территории Российской Федерации.

**2. Объем работ:** Комплексное коррозионное обследование внутриплощадочных коммуникаций и сооружений НПС «З», включая подводящие коммуникации в пределах охранной зоны каждой НПС.

Обследованию подлежат,

- по НПС «З»:

Основные технологические и вспомогательные коммуникации НПС подземной прокладки:

1. Трубопровод Ø1020. L= 310,335 м.
2. Трубопровод Ø820. L= 102,49 м.
3. Трубопровод Ø159. L= 454,22 м.
4. Трубопровод Ø108. L= 406,316 м.
5. Защитные кожухи на пересечении нефтепровода автомобильных дорог – 11 шт.

Подземные емкости:

1. Емкости площадки ССВД V=100 м<sup>3</sup> - 4 шт.
2. Емкости площадки дренажных емкостей V=40м<sup>3</sup> - 2 шт.
3. Дренажная емкость не очищенных сточных вод V = 25 м<sup>3</sup> - 2 шт.
4. Емкость уловленной нефти V=5 м<sup>3</sup> - 1 шт.
5. Емкости бытовых стоков V=16 м<sup>3</sup> - 1 шт.
6. Накопительные емкость V=16м<sup>3</sup> - 1 шт.

Резервуары надземной установки:

1. Резервуары противопожарного запаса воды 300 м<sup>3</sup> - 2 шт.

Оборудование ЭХЗ:

1. Установки катодной защиты НПС – 4 шт.
2. БДРМ – 4 шт.
3. Глубинные анодные заземления ГАЗ – 8 шт.
4. СКИП – 37 шт.
5. Изолирующие вставки нефтепровода – 2 шт.

### **3. Предварительная оценка состояния противокоррозионной защиты МН на основе имеющейся технической документации.**

3.1 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.

### **3.2. 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, металlosвязей 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 ГОСТ Р 51164-98 (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.

## **4. Проведение обследования.**

### **4.1. Проведение подготовительных работ:**

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

- выбор точек измерения потенциалов «труба – земля»,

- установка временных из ПХВ или ПЭ точек измерения 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.

#### 4.2. 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) на внутривысотоочных 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 производят следующими методами:

- выносного электрода;

- градиента напряжения постоянного тока;

- продольного градиента;

- поперечного градиента.

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

Определение удельного электрического сопротивления грунта в районе точек дренажа УКЗ, анодного заземления и через каждые 50 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.

Выполнить картирование токов подземных коммуникациях в различных режимах работы системы ЭХЗ НПС с привязкой к масштабной сетке площадки НПС.

По результатам картирования токов определить локальные места снижения защиты подземных коммуникаций НПС с привязкой к масштабной сетке площадки НПС.

Проведение измерений потенциалов во всех контрольных точках по «Методике проведения электрометрического обследования подземных коммуникаций пром. площадок» (Газпром, 2009г.) при различных комбинациях, включенных и выключенных СКЗ;

По результатам комплексного обследования выбор мест для шурфовки трубопроводов и подземных емкостей. Подрядчик организует и проводит контрольное шурфование в необходимом количестве, но не менее 5 мест шурфования для одной НПС.

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);
- рН грунта и удельное электрическое сопротивление, уровень грунтовых вод;
- поляризионный потенциал.
- Проведение поэтапного фотографирования работ в местах вскрытия.
- Измерение защитного потенциала труба - земля.
- На переходах через автомобильные, железные дороги и пересекаемые коммуникации определить отсутствие или наличие электролитического контакта и металлической связи кожуха и трубы. Определить эффективность защиты трубы и кожуха по обеспечению защитных потенциалов по ГОСТ Р 51164-98, дополнение к ВСН 009-88. При наличии контакта «кожух-труба» определить место контакта.
- Комплексная оценка состояния ЭХЗ нефтепровода осуществляется в соответствии с ГОСТ Р 51164-98 (п.6.4.5).

Сплошные измерения защитного потенциала могут быть выполнены следующим образом:  
методом выносного электрода;

методом интенсивных измерений с использованием отключения средств ЭХЗ.

На основании замеров составляется план схема эквипотенциальных кривых распределения защитного потенциала по площадке НПС.

#### **в. Определение технического состояния средств ЭХЗ.**

- определение сопротивлений внешней цепи установок катодной защиты;
- измерение сопротивления растеканию тока анодных заземлителей;
- определение уровня пульсации СКЗ;
- оценка рабочего диапазона регулировки преобразователя катодной защиты и резерва по мощности установок катодной защиты (УКЗ).
- оценка стабильности выходного тока УКЗ по результатам суточных замеров;
- оценка состояния преобразователей, состояния силовых клемм и контактов с защитным заземлением и соответствие их требованиям ПУЭ.

#### **4.3. 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;

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.
- для протекторных установок - протекторов.

Комплексная оценка состояния ЭХЗ нефтепровода осуществляется в соответствии с ГОСТ Р 51164-98 (п.6.4.5) по следующим критериям:

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

#### **4.4. 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.

#### **5. Камеральная обработка результатов электрометрических измерений.**

- составление системы линейных уравнений, расчет регрессионных коэффициентов для каждой контрольной точки по «Инструкция по электрометрическому обследованию подземных технологических трубопроводов компрессорных станций» (Газпром, 2009г.);
  - 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.
    - расчет максимальных естественной и остаточной скоростей коррозии.

#### **6. 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 восстановлению проектных характеристик ЭХЗ.
- анализ состояния защищенности МН;
- анализ технического состояния системы противокоррозионной защиты на обследуемой НПС;
- анализ коррозионного состояния металла трубы в местах шурфовки;

#### **6. 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.

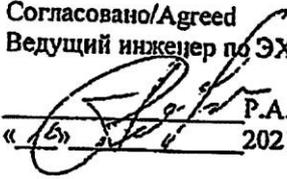
По результатам анализа технического состояния системы электрохимической защиты, на основе данных электрометрических измерений и актов шурфовки обследуемого участка с точки зрения соответствия требованиям ГОСТ Р 51164-98, ГОСТ 9.602-2016:

- 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;
- разработка мероприятий по повышению эффективности защиты. В рекомендациях должны быть определены рекомендуемые сроки выполнения мероприятий;
  - регулировка СКЗ для оптимального режима работы.

Составил: ст. инженер по ЭХЗ ЦР КТК – Р Урусов А.Б.

Подпись: 

Согласовано/Agreed  
Ведущий инженер по ЭХЗ АО КТК – Р

  
Р.А. Жуков  
« 16 » 2021 г.

Согласовано/Agreed  
Начальник НПС-5 АО КТК-Р

  
Гофман К.Ю.  
« 16 » 2021 г.

Утверждаю / Approved  
Менеджер по Э и ТО ЦР АО КТК - Р

  
А.А. Дмитриев  
« 30 » 2021 г.

### Техническое задание по комплексному обследованию электрохимической защиты НПС-5

#### 1. Целью настоящей работы является:

- Оценка эффективности защиты подземных коммуникаций НПС.
- Оценка изменения состояния и качества изоляции.
- Оценка состояния и эффективности работы систем ЭХЗ.
- 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.
- Обнаружение и устранение дефектов изоляционного покрытия.
- Рекомендации по предупреждению развития коррозионных процессов на трубопроводах НПС.
- Разработка и проведение мероприятий по повышению эффективности защиты, оптимизации работы средств ЭХЗ.

#### 1.2. Общие положения.

- Комплексное обследование необходимо выполнять в соответствии с требованиями нормативных документов КТК-Р и следующих нормативных документов.
- Методики АО ВНИИСТ.
- «Методическим указаниям по диагностическому обследованию состояния коррозии и комплексной защиты подземных трубопроводов от коррозии» ГТК "Газпром" 1989г.
- ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии»
- ГОСТ ИСО 9.602-2016. ЕСЗКС. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии.
- РД-29.200.00-КТН-047-14 Обследование коррозионного состояния магистральных нефтепроводов и продуктопроводов.
- РД-29.200.00-КТН-048-14 Обследование коррозионного состояния технологических трубопроводов и резервуаров.
- ВРД КТК 73.07.2019

- СНиП III-42-80, ВСН 009-88, ВСН 012-88.
- Правил технической эксплуатации магистральных нефтепроводов.
- Правил устройства электроустановок.
- Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей
- NACE SP0207-2007
- Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей и другой нормативной документацией, действующей на территории Российской Федерации.

2. Объем работ: Комплексное коррозионное обследование внутриплощадочных коммуникаций и сооружений НПС-5, включая подводящие коммуникации в пределах охранной зоны каждой НПС.

Обследованию подлежат,

- по НПС-5:

Основные технологические и вспомогательные коммуникации НПС подземной прокладки:

1. Общая протяжённость технологических нефтепроводов - 1174,2 м.
2. Общая протяжённость вспомогательных нефтепроводов - 175,212 м.

Подземные емкости:

1. Емкости площадки ССВД  $V=100 \text{ м}^3$  - 4 шт.
2. Емкости площадки дренажных емкостей  $V=40 \text{ м}^3$  - 2 шт.
3. Дренажная емкость не очищенных сточных вод  $V = 40 \text{ м}^3$  - 2 шт.
4. Емкость уловленной нефти  $V=5 \text{ м}^3$  - 1 шт.
5. Емкости бытовых стоков  $V=16 \text{ м}^3$  - 1 шт.
6. Накопительные емкость  $V=16 \text{ м}^3$  - 1 шт.

Резервуары надземной установки:

1. Резервуары противопожарного запаса воды  $300 \text{ м}^3$  - 2 шт.

Оборудование ЭХЗ:

1. Установки катодной защиты НПС и узла подключения НПС – 4 шт.
2. БДРМ – 5 шт.
3. Глубинные анодные заземления ГАЗ – 5 шт.
4. Установки протекторной защиты – 7 шт.
5. СКИП – 39 шт.
6. Изолирующие вставки нефтепровода – 2 шт.

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

3.1 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.

### 3.2. 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, металlosвязей 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 ГОСТ Р 51164-98 (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.

## 4. Проведение обследования

### 4.1. Проведение подготовительных работ:

- составление масштабной план – схемы, нанесение на план – схему всех существующих средств ЭХЗ.
- выбор точек измерения потенциалов «труба – земля»,
- установка временных из ПХВ или ПЭ точек измерения 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.

### 4.2. 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) на внутривысотоочных 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 производят следующими методами:
  - выносного электрода;
  - градиента напряжения постоянного тока;
  - продольного градиента;
  - поперечного градиента.
- Измерение параметров каждой УКЗ – ток, напряжение, сопротивление растеканию тока анодного и защитного заземлений, уровень пульсаций и стабильности выходного тока.  
Определение удельного электрического сопротивления грунта в районе точек дренажа УКЗ, анодного заземления и через каждые 50 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.  
Выполнить картирование токов подземных коммуникациях в различных режимах работы системы ЭХЗ НПС с привязкой к масштабной сетке площадки НПС.  
По результатам картирования токов определить локальные места снижения защиты подземных коммуникаций НПС с привязкой к масштабной сетке площадки НПС.  
Проведение измерений потенциалов во всех контрольных точках по «Методике проведения электрометрического обследования подземных коммуникаций пром. площадок» (Газпром, 2009г.) при различных комбинациях, включенных и выключенных СКЗ;  
По результатам комплексного обследования выбор мест для шурфовки трубопроводов и подземных емкостей. Подрядчик организует и проводит контрольное шурфование в необходимом количестве, но не менее 5 мест шурфования для одной НПС.  
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);
- рН грунта и удельное электрическое сопротивление, уровень грунтовых вод;
- поляризационный потенциал.
- Проведение поэтапного фотографирования работ в местах вскрытия.
- Измерение защитного потенциала труба - земля.
- На переходах через автомобильные, железные дороги и пересекаемые коммуникации определить отсутствие или наличие электролитического контакта и металлической связи кожуха и трубы. Определить эффективность защиты трубы и кожуха по обеспечению защитных потенциалов по ГОСТ Р 51164-98, дополнение к ВСН 009-88. При наличии контакта «кожух-труба» определить место контакта.
- Комплексная оценка состояния ЭХЗ нефтепровода осуществляется в соответствии с ГОСТ Р 51164-98 (п.6.4.5).

Сплошные измерения защитного потенциала могут быть выполнены следующим образом: методом выносного электрода;

методом интенсивных измерений с использованием отключения средств ЭХЗ.

На основании замеров составляется план схема эквипотенциальных кривых распределения защитного потенциала по площадке НПС.

#### 4.3. Определение технического состояния средств ЭХЗ.

- определение сопротивлений внешней цепи установок катодной защиты;
- измерение сопротивления растеканию тока анодных заземлителей;
- определение уровня пульсации СКЗ;
- оценка рабочего диапазона регулировки преобразователя катодной защиты и резерва по мощности установок катодной защиты (УКЗ).
- оценка стабильности выходного тока УКЗ по результатам суточных замеров;
- оценка состояния преобразователей, состояния силовых клемм и контактов с защитным заземлением и соответствие их требованиям ПУЭ.

#### 4.4. 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;

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.

- для протекторных установок - протекторов.

Комплексная оценка состояния ЭХЗ нефтепровода осуществляется в соответствии с ГОСТ Р 51164-98 (п.6.4.5) по следующим критериям:

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

**4.5. 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 в соответствии с разделом 5, ГОСТ 9.602-2016.

#### **5. Камеральная обработка результатов электрометрических измерений.**

- составление системы линейных уравнений, расчет регрессионных коэффициентов для каждой контрольной точки по «Инструкция по электрометрическому обследованию подземных технологических трубопроводов компрессорных станций» (Газпром, 2009г.);
  - 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.
  -

#### **6. 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 восстановлению проектных характеристик ЭХЗ.
- анализ состояния защищенности МН;
- анализ технического состояния системы противокоррозионной защиты на обследуемой НПС;
- анализ коррозионного состояния металла трубы в местах шурфовки;

#### **7. 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 ГОСТ Р 51164-98, 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;

- разработка мероприятий по повышению эффективности защиты. В рекомендациях должны быть определены рекомендуемые сроки выполнения мероприятий;
- регулировка СКЗ для оптимального режима работы.

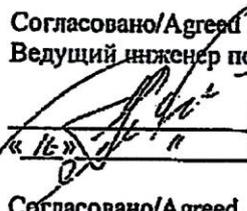
Финальный отчёт предоставляется на русском и английском языках в двух печатных экземплярах каждый и одном на электронном носителе flash card в формате MS Word, после завершения работ. Электрометрические измерения должны быть представлены в табличной и графической форме в формате Microsoft Excel. Рисунки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

Составил: старший инженер по ЭХЗ ЗР КТК – Р Андреев О.А.

Подпись: \_\_\_\_\_



Согласовано/Agreed  
Ведущий инженер по ЭХЗ АО КТК – Р

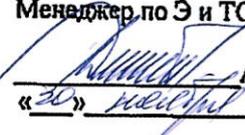
  
Р.А. Жуков  
«16» \_\_\_\_\_ 2021 г.

Согласовано/Agreed  
Начальник НПС-5 АО КТК-Р

  
Москатов П.Г.  
«18» \_\_\_\_\_ 2021 г.

  
Петренко Т.А.

Утверждаю / Approved  
Менеджер по Э и ТО ЦР АО КТК – Р

  
А.А. Дмитриев  
«20» \_\_\_\_\_ 2021 г.

### Техническое задание по комплексному обследованию электрохимической защиты НПС-8

1. Целью настоящей работы является:
- Оценка эффективности защиты подземных коммуникаций НПС.
  - Оценка изменения состояния и качества изоляции.
  - Оценка состояния и эффективности работы систем ЭХЗ.
  - 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.
  - Обнаружение и устранение дефектов изоляционного покрытия.
  - Рекомендации по предупреждению развития коррозионных процессов на трубопроводах НПС.
  - Разработка и проведение мероприятий по повышению эффективности защиты, оптимизации работы средств ЭХЗ.

#### 1.2. Общие положения.

- Комплексное обследование необходимо выполнять в соответствии с требованиями нормативных документов КТК-Р и следующих нормативных документов.
- Методики АО ВНИИСТ.
- «Методическим указаниям по диагностическому обследованию состояния коррозии и комплексной защиты подземных трубопроводов от коррозии» ГТК "Газпром" 1989г.
- ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии»
- ГОСТ ИСО 9.602-2016. ЕСЗКС. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии.
- РД-29.200.00-КТН-047-14 Обследование коррозионного состояния магистральных нефтепроводов и продуктопроводов.
- РД-29.200.00-КТН-048-14 Обследование коррозионного состояния технологических трубопроводов и резервуаров.
- ВРД КТК 73.07.2019
- СНиП III-42-80, ВСН 009-88, ВСН 012-88.

- Правил технической эксплуатации магистральных нефтепроводов.
- Правил устройства электроустановок.
- Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей
- NACE SP0207-2007
- Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей и другой нормативной документацией, действующей на территории Российской Федерации.

2. Объем работ: Комплексное коррозионное обследование внутриплощадочных коммуникаций и сооружений НПС-8, включая подводящие коммуникации в пределах охранной зоны каждой НПС.

Обследованию подлежат,

- по НПС-8:

Основные технологические и вспомогательные коммуникации НПС подземной прокладки:

1. Общая протяжённость технологических нефтепроводов - 1378,046 м.
2. Общая протяжённость вспомогательных нефтепроводов - 205,409 м.

Подземные емкости:

1. Емкости площадки ССВД  $V=100 \text{ м}^3$  - 5 шт.
2. Емкости площадки дренажных емкостей  $V=40 \text{ м}^3$  - 2 шт.
3. Дренажная емкость не очищенных сточных вод  $V=40 \text{ м}^3$  - 2 шт.
4. Емкость уловленной нефти  $V=5 \text{ м}^3$  - 1 шт.
5. Емкости бытовых стоков  $V=8 \text{ м}^3$  - 1 шт.
6. Накопительные емкость  $V=16 \text{ м}^3$  - 1 шт.

Резервуары надземной установки:

1. Резервуары противопожарного запаса воды  $700 \text{ м}^3$  - 2 шт.

Оборудование ЭХЗ:

1. Установки катодной защиты НПС и узла подключения НПС - 3 шт.
2. БДРМ - 5 шт.
3. Глубинные анодные заземления ГАЗ - 6 шт.
4. Установки протекторной защиты - 5 шт.
5. СКИП - 40 шт.
6. Изолирующие вставки нефтепровода - 2 шт.

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

3.1 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.

### 3.2. 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 ГОСТ Р 51164-98 (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.

## 4. Проведение обследования

### 4.1. Проведение подготовительных работ:

- составление масштабной план – схемы, нанесение на план – схему всех существующих средств ЭХЗ.
- выбор точек измерения потенциалов «труба – земля»,
- установка временных из ПХВ или ПЭ точек измерения 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.

### 4.2. 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) 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 производят следующими методами:
    - выносного электрода;
    - градиента напряжения постоянного тока;
    - продольного градиента;
    - поперечного градиента.
  - Измерение параметров каждой УКЗ – ток, напряжение, сопротивление растеканию тока анодного и защитного заземлений, уровень пульсаций и стабильности выходного тока.
- Определение удельного электрического сопротивления грунта в районе точек дренажа УКЗ, анодного заземления и через каждые 50 м по трассам обследуемых коммуникаций в соответствии с приложением 1 ГОСТ 9.602-2016 по симметричной четырехэлектродной схеме с разномом 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.
- Выполнить картирование токов подземных коммуникациях в различных режимах работы системы ЭХЗ НПС с привязкой к масштабной сетке площадки НПС.
- По результатам картирования токов определить локальные места снижения защиты подземных коммуникаций НПС с привязкой к масштабной сетке площадки НПС.
- Проведение измерений потенциалов во всех контрольных точках по «Методике проведения электрометрического обследования подземных коммуникаций пром. площадок» (Газпром, 2009г.) при различных комбинациях, включенных и выключенных СКЗ;
- По результатам комплексного обследования выбор мест для шурфовки трубопроводов и подземных емкостей. Подрядчик организует и проводит контрольное шурфование в необходимом количестве, но не менее 5 мест шурфования для одной НПС.

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);
- рН грунта и удельное электрическое сопротивление, уровень грунтовых вод;
- поляризационный потенциал.
- Проведение поэтапного фотографирования работ в местах вскрытия.
- Измерение защитного потенциала труба - земля.
- На переходах через автомобильные, железные дороги и пересекаемые коммуникации

определить отсутствие или наличие электролитического контакта и металлической связи кожуха и трубы. Определить эффективность защиты трубы и кожуха по обеспечению защитных потенциалов по ГОСТ Р 51164-98, дополнение к ВСН 009-88. При наличии контакта «кожух-труба» определить место контакта.

- Комплексная оценка состояния ЭХЗ нефтепровода осуществляется в соответствии с ГОСТ Р 51164-98 (п.6.4.5).

Сплошные измерения защитного потенциала могут быть выполнены следующим образом: методом выносного электрода;

методом интенсивных измерений с использованием отключения средств ЭХЗ.

На основании замеров составляется план схема эквипотенциальных кривых распределения защитного потенциала по площадке НПС.

#### 4.3. Определение технического состояния средств ЭХЗ.

- определение сопротивлений внешней цепи установок катодной защиты;
- измерение сопротивления растеканию тока анодных заземлителей;
- определение уровня пульсации СКЗ;
- оценка рабочего диапазона регулировки преобразователя катодной защиты и резерва по мощности установок катодной защиты (УКЗ).
- оценка стабильности выходного тока УКЗ по результатам суточных замеров;
- оценка состояния преобразователей, состояния силовых клемм и контактов с защитным заземлением и соответствие их требованиям ПУЭ.

#### 4.4. 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;

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.

- для протекторных установок - протекторов.

Комплексная оценка состояния ЭХЗ нефтепровода осуществляется в соответствии с ГОСТ Р 51164-98 (п.6.4.5) по следующим критериям:

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

4.5. 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 в соответствии с разделом 5, ГОСТ 9.602-2016.

5. Камеральная обработка результатов электрометрических измерений.

- составление системы линейных уравнений, расчет регрессионных коэффициентов для каждой контрольной точки по «Инструкция по электрометрическому обследованию подземных технологических трубопроводов компрессорных станций» (Газпром, 2009г.);
- 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.

#### 6. 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 восстановлению проектных характеристик ЭХЗ.
- анализ состояния защищенности МН;
- анализ технического состояния системы противокоррозионной защиты на обследуемой НПС;
- анализ коррозионного состояния металла трубы в местах шурфовки;

#### 7. 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 ГОСТ Р 51164-98, ГОСТ 9.602-2016:

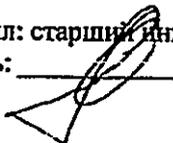
- разработка предложений по оптимизации работы средств ЭХЗ;
- выдача рекомендации по улучшению качества изоляционного покрытия, очередности выполнения ремонтных работ.
- составление таблиц рекомендуемых эксплуатационных параметров работы установок катодной защиты;

- разработка мероприятий по повышению эффективности защиты. В рекомендациях должны быть определены рекомендуемые сроки выполнения мероприятий;
- регулировка СКЗ для оптимального режима работы.

Финальный 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.

Составил: старший инженер по ЭХЗ ЗР КТК – Р Андреев О.А.

Подпись: \_\_\_\_\_



Согласовано/Agreed  
Ведущий инженер по ЭХЗ АО КТК – Р  
Р.А. Жуков  
«    »      2021 г.

Утверждаю / Approved  
Менеджер по Э и ТО ЦР АО КТК-Р  
В.Н. Грошев  
«20» 05 2021 г.

Согласовано/Agreed  
Менеджер по эксплуатации и ТО  
линейной части нефтепровода АО КТК-Р  
Пастушков П.Г.  
«    »      2021 г.

**Техническое задание  
по комплексному обследованию противокоррозионной защиты трубопровода на  
участке 452 – 952 км.**

**1. Цель работы:**

Оценка качества электрохимической защиты нефтепровода. Определение оптимального режима работы установок катодной защиты и их резервных возможностей.

Определение состояния изоляционного покрытия и интегральной величины его сопротивления, оценка интегральной величины площади дефектов. Расчет переходного сопротивления «труба-земля».

Определение скорости старения (деградации) изоляционного покрытия.

Определение остаточного ресурса изоляционного покрытия, поиск сквозных повреждений в изоляционном покрытии и оценка степени защищенности металла трубопровода катодной защитой по величинам поляризационных потенциалов и по результатам применения технологии «интенсивных измерений». При выявлении мест повреждения изоляции их устранение.

Определения влияния параллельно проходящих и пересекающих нефтепровод трубопроводов, водоводов и прочих коммуникаций на состояние защищенности нефтепровода КТК от коррозии.

Определение глубины заложения трубопроводов.

Определение скорости коррозии на обследуемых участках.

Получение рекомендаций по улучшению качества электрохимической защиты с учетом изменением состояния изоляции и предупреждению развития коррозионных процессов на нефтепроводе.

**Объем работ:**

Участок нефтепровода 452-952 км.

**2. Исходные данные объекта:**

## **2.1. Характеристика объекта**

Объектом обследования является магистральный нефтепровод «Тенгиз – Новороссийск» Центрального региона КТК. Участок 452-952 км Ду 1020 мм. Трасса нефтепровода проходит по территории Астраханской области и Республики Калмыкия. Общее направление трассы с юго - востока на запад.

## **2.2. Участок трассы 452 - 952 км**

Географически начало обследуемого участка расположено на территории Енотаевского района Астраханской области. Далее трасса пересекает Наримановский и Лиманский районы Астраханской области, Черноземельский и Ики – Бурульский районы Республики Калмыкия. Заканчивается, обследуемый участок, в Ики – Бурульском районе Республики Калмыкия.

Трасса нефтепровода проложена в равнинной и слабо холмистой местности на своём протяжении пересекает: р. Большой Ашулук, р. Ахтуба, водный переход через Волго-Ахтубинскую пойму с малыми водотоками, р. Волга, р. Ички –Барча, Черноземельский канал и р. Маныч. Грунт не однородный. Подводный переход через: р. Большой Ашулук, р. Ахтуба, р. Ички –Барча, Черноземельский канал и р. Маныч выполнены траншейными методами. Переход через р. Волга выполнен методом ГНБ. Подводный переход через Черноземельский канал выполнен в защитном кожухе 1220x15,4 мм, длина перехода 27 м. На участке трубопровода 452 – 952 км. расположены следующие пересечения: кабельных линий связи 19 шт, 4 шт. нефтепровода, 8 шт. газопроводов, 3 шт. водопроводов подземных, 1 шт. водопровода наземного исполнения, 12 шт. автодорог. В своём составе ЛЧ МН на участке 452 – 952 км. содержит две площадки УППС (устройства приёма и пуска очистного устройства). УППС территориально размещены рядом с НПС Астраханская (на 578 км) и НПС Комсомольская на (754) км и 4 узла подключения к НПС на НПС А-НПС4А (463 км), А-НПС 5А (674 км), НПС 2 (845 км) и НПС 3(на 941км).

Резервные (законсервированные) переходы через р. Волга – 2 шт. с системой протекторной защиты.

## **2.3. Применяемые трубы**

На участке нефтепровод выполнен из спиралешовных и прямошовных труб диаметром 1020 мм с толщиной стенки 9,0-14,0 мм из стали марки 17Г1С, 17Г1СУ, X-65, 5LX65.

## **2.4. Изоляция трубопровода**

Изоляция нефтепровода – пяти типов: полиуретан, полиэтилен, полипропилен, эпоксидное покрытие, экструдированный полиэтилен. Изоляция сварных стыков выполнена манжетами. Тип изоляции – нормального или усиленного типа, заводского и трассового исполнения.

## **2.5. Система электрохимической защиты**

Система ЭХЗ КТК-Р на участке 452 – 952 км линейной части состоит из станций катодной защиты типа «Сигнал» СКЗ-ИП-МН4Р, установленных в шелтерах крановых узлов 463, 573, 755, 780, 805, 825, 845, 872, 896, 920, 941, 951км, а так же СКЗ типа В- ОПЕ – ТМ установленных в железобетонных блок боксах УКЗВ на 455км, 470км, 478 км, 485км, 492км, 499км, 506км, 513км, 521 км, 527км, 533км, 542 км, 551 км, 558км, 566 км, 578 км, 582 км, 593 км, 605 км, 616 км, 626 км, 647 км, 656 км, 636 км, 663 км, 670 км, 677 км, 685 км, 691 км, 699 км, 707 км, 714 км, 720 км, 725 км, 733 км, 739 км, 748 км, 754км. На переходах через авто и железные дороги расположены установки протекторной защиты, состоящие из

протекторных групп с магниевыми протекторами ПМ –20 У установленных в 2007 г.  
Контроль защищенности нефтепровода обеспечивается на 1064 шт СКИП, установленных на площадках крановых узлов, пересечениях с подземными коммуникациями и на линейной части с интервалом 500~ 1000 м.

Электроизолирующих вставок 8 шт;

Электроизолирующих фланцев – 12 шт.;

Поляризационных ячеек РСРН/РСР – 20шт.

### **3. Организация и порядок выполнения работ.**

#### **3.1 .Общие положения.**

Комплексное обследование необходимо выполнять в соответствии с требованиями нормативных документов КТК-Р и следующих нормативных документов.

- 
- ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии»
- ГОСТ 9.602-2016. ЕСЗКС. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии.
- РД-29.200.00-КТН-0212-20 Обследование коррозионного состояния линейной части магистрального нефтепровода.
- ВРД КТК 73.07.2019
- СНиП III-42-80, ВСН 009-88, ВСН 012-88.
- NACE SP0207-2007
- Правил технической эксплуатации магистральных нефтепроводов.
- Правил устройства электроустановок.
- Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей.
- Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок и другой нормативной документацией, действующей на территории Российской Федерации.

#### **3.2. Организация и проведение работ.**

**3.2.1.** Администрация Исполнителя своим приказом из своего штатного состава назначает Руководителя работ и состав бригад с указанием: должностей и фамилий руководителей групп и специалистов; сроков начала и окончания работ.

##### **3.2.2. Руководитель работ;**

- контролирует проведение работ и обеспечивает безопасные условия, координирует действие всех подразделений (бригад) участвующих в обследовании и наладке оборудования ЭХЗ;
- контролирует поступление на объекты исполнительной, эксплуатационной и нормативно-технической документации;
- разрабатывает и согласовывает календарный график проведения работ;
- координирует план-график производства работ с Заказчиком в соответствии с заключённым договором;
- обеспечивает Исполнителей работ приборами, специальным инструментом, приспособлениями и другим сервисным оборудованием;

- подтверждает подписями (визирует) факт исполнения определённого этапа работ для производства взаиморасчётов между заказчиком и подрядчиком.
- в течение всего периода проведения работ, индивидуального испытания оборудования и комплексного обследования ведёт «Журнал производства работ», в который заносятся:
  - эксплуатационные параметры функционирования оборудования ЭХЗ нефтепровода;
  - условия проведения работ, мероприятия по обеспечению безопасного их производства с указанием ответственных лиц заказчика и подрядчика.
 Журнал производства работ ведётся в произвольной форме.

**3.2.3.** Для проведения работ заказчик по просьбе подрядчика, по возможности предоставляет следующую техническую документацию:

- проектную и исполнительную документацию со всеми внесенными в нее в установленном порядке изменениями, возникшими при проведении строительно-монтажных работ;
- акты приемки строительно-монтажных работ;
- акты приемки (справки), в том числе и на скрытые работы, на каждое устройство ЭХЗ в отдельности (на прокладку кабеля, анодное заземление, обустройство КИП, перемычек, контактных устройств, к которым прилагаются схемы расположения устройств с привязками);
- технические паспорта и инструкции по эксплуатации оборудования ЭХЗ (завода-изготовителя), приборов и средств автоматизации;
- копии материалов обследований состояния ЭХЗ и диагностики изоляционного покрытия на участках нефтепровода за предыдущие годы.

## **4. Проведение комплексного обследования.**

### **4.1. Сбор исходной информации.**

**4.1.1.** Для определения выполнения полевых работ необходима информация о состоянии электрохимической защиты, изоляционных покрытиях и коррозионном состоянии металла нефтепроводов. Для чего требуется изучить проектную и эксплуатационную документацию с данными:

- о пересечениях нефтепровода с автомобильными и железными дорогами;
- о пересечениях с другими подземными металлическими сооружениями (трубопроводы, силовые кабели, кабели связи), а также параллельное следование этих сооружений;
- о координатах отводов, подводных переходов, крановых узлов, контрольно-измерительных пунктов;
- о средствах электрохимической защиты нефтепровода и соседних подземных металлических сооружений, режимы работы средств ЭХЗ;
- о характеристиках трубопроводов;
- о характеристиках изоляционного покрытия трубопровода и т.д.
- о времени окончания строительства, датах ввода в эксплуатацию данного участка трубопровода;

- результаты испытаний изоляции методом катодной поляризации и данные о сроках ввода в эксплуатацию электрохимической защиты и её параметрах;
- результаты внутритрубной диагностики.
- результаты весенне-осенних замеров за последние 3 года (предоставляются после направления предварительного отчета по электрометрическим измерениям).
- о литологическом составе и удельном электрическом сопротивлении грунта вдоль трассы и в местах оборудования анодных заземлений и протекторов (по проекту и результаты измерений в процессе всего периода эксплуатации).
- распределение по участкам коррозионной опасности грунтов.

Собранные данные в кратком формате заносятся в отчет и делаются предварительные выводы.

## 4.2. Проведение электрометрических работ.

4.2.1. Измерить удельное электрическое сопротивление грунта на глубине залегания нефтепровода с шагом измерения – 100 м и в местах расположения анодных заземлителей на глубине их заложения.

4.2.2. Определить глубину залегания трубопровода с шагом – 100 метров, указать места недостаточного заглубления.

4.2.3. Произвести проверку наличия блуждающих токов по всему обследуемому участку.

4.2.4. Определение мест повреждения изоляционного покрытия (ИП) выполняется с использованием метода DCVG/CIPS (метод измерения градиента напряжения постоянного тока/метод выносного электрода) сухопутной части МН, подводной части - интегрально. Зафиксировать местоположения дефектов изоляции по координатам GPS и с привязкой к километровым пикетам, маркерам, СКИП и опорам ВЛ. (Приложение, шаблон таблиц NIMA, Базовая библиотека NIMA IM\_DCVG-CIPS.xlsx)

4.2.5. Локализация эпицентров дефектов ИП измерениями продольного и поперечного градиентов при включенных и отключенных средствах ЭХЗ с шагом измерения вдоль нефтепровода не более 1 м.

4.2.6. Провести расчет возможных размеров выявленных повреждений изоляции. Нанести на чертежи трассы обнаруженные дефекты в изоляции с их точной привязкой. Обнаруженные дефекты изоляции вскрыть, провести ВИК и ДДК в присутствии представителей Заказчика (см. п.4.2.23). Провести ремонт изоляции (локально, до 2 метров в шурфе), составить акты по ремонту и приложить их к отчетной документации. Котлованы по окончании диагностики закрыть. Все материалы поставки подрядчика (система холодного нанесения DENSOLEN).

4.2.7. Провести измерения для интегральной оценки сопротивления изоляции субучастков (от СКИП до СКИП, от СКИП до задвижки и т.д.) в пределах обследуемого участка.

4.2.8. Провести анализ данных и расчет скорости коррозии по полученным данным в шурфах и данным ВТД.

4.2.9. В местах пересечения или сближения нефтепровода с линиями электропередачи 110 кВ и более, определить по методике ГОСТ 9.602-2016 коррозионную опасность переменных токов.

**4.2.10.** Провести контроль влияния соседних (посторонних) сооружений на распределение токов защитных установок МН.

**4.2.11.** На переходах через автомобильные, железные дороги и пересекаемые коммуникации определить отсутствие или наличие электролитического контакта и металлической связи кожуха и трубы. Определить эффективность защиты трубы и кожуха по обеспечению защитных потенциалов по ГОСТ Р 51164-98, дополнение к ВСН 009-88. При наличии контакта «кожух-труба» определить место контакта.

**4.2.12.** Определить техническое состояние установок катодной защиты (в т.ч. БСЗ, БДР и т.д.).

**4.2.13.** Измерить сопротивление растекания тока анодного и защитного заземлений каждой УКЗ, оценить техническое состояние анодов и их остаточный ресурс.

**4.2.14.** На основе результатов измерения потенциала нефтепроводов и токов установок ЭХЗ рассчитать сопротивление изоляции и плотность защитного тока участков нефтепровода от УКЗ до УКЗ.

**4.2.15.** Оценка КПД затрат электроэнергии установок ЭХЗ.

**4.2.16.** Произвести картографирование тока в местах подключения дренажного катодного кабеля УКЗ к нефтепроводу и в местах пересечения со сторонними коммуникациями, а также на расстоянии 1000 м в обе стороны от пересечения/подключения. Определить направления тока в нефтепроводе и величину тока. Измерения отобразить на плане трассы и в табличном виде.

**4.2.17.** Определить координаты границ зон защиты установок ЭХЗ.

**4.2.18.** Провести контроль состояния и работоспособности контрольно-измерительных и контрольно-диагностических пунктов в точках дренажа УКЗ.

**4.2.19.** Определить состояние установок протекторной защиты.

**4.2.20.** Оценить наличие и состояние контрольно-измерительных пунктов, наличие и состояние (работоспособность) стационарных медно-сульфатных электродов сравнения в них.

**4.2.21.** Определить состояние поляризационных ячеек.

**4.2.22.** Оценить степень влияния контуров заземления крановых узлов (КУ) на систему ЭХЗ.

**4.2.23.** По результатам комплексного обследования должны быть выбраны места для шурфовки трубопровода (50 шт). Места шурфования согласовать с Заказчиком. В качестве критериев выбора мест шурфовки следует учитывать следующие показатели:

- Недостаточный защитный потенциал.
- Наличие крупных дефектов в изоляции.
- Нахождение трубопровода на уровне грунтовых вод.
- Повышенная агрессивность грунтов.
- Максимальная скорость естественной и/или остаточной скоростей коррозий.
- Коррозионная опасность постоянных и/или переменных токов.

Подрядчик должен получить разрешения у владельцев земель на проведение работ по шурфованию (временный землеотвод), организовать и произвести вскрытие трубопровода контрольными шурфами в местах выявления дефектов изоляции.

**4.2.24.** При обследовании трубы в шурфе составляется акт, в котором отражаются 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);
- Отбор грунта (в каждом шурфе) шурфах с последующим определением литологического состава грунта, его pH и удельное электрическое сопротивление, влажности и коррозионной агрессивности, в соответствии с ГОСТ 26423-85, ГОСТ 28268-99 и др.
- поляризационный потенциал (и потенциалы на двух соседних КИП).
- При обнаружении крупных дефектов изоляции, так же проводится ДДК стенки трубопровода в месте дефекта.
- Проведение поэтапного фотографирования работ в местах вскрытия.

**4.2.25.** Провести измерения на изолирующих фланцах / вставках с прогнозом срока безопасной эксплуатации.

**4.2.26.** При проведении электрометрических работ должны быть использованы измерительные средства, прошедшие государственную поверку.

**4.2.27.** Комплексная оценка состояния ЭХЗ нефтепровода осуществляется в соответствии с ГОСТ Р 51164-98 (п.6.4.5) и на основе наземного диагностического обследования и выборочного обследования в шурфах с использованием метода DCVG/CIPS (метод измерения градиента напряжения постоянного тока/метод выносного электрода).

**4.2.28.** Определение планово-высотного положения точек измерений в пп. 4.2.1, 4.2.2, 4.2.4, 4.2.5, 4.2.16, 4.2.17, 4.2.18 и 4.2.22 произвести двухчастотными приемниками GPS/Glonass в дифференциальном режиме, с дециметровой точностью (режим RTK). Для привязки использовать пункты государственной геодезической сети (ГГС) и грунтовые реперы, установленные на линейной части КТК (предоставляется Заказчиком).

## **5. Отчет и исполнительная документация.**

**5.1** Финальный отчет 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.

**5.2** Отчет должен содержать, но не ограничиваясь этим:

- Введение, в котором указывается основание для выполнения работ, общие сведения по нефтепроводу, сведения о проведенных 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.
- Нанесение на карты крановых узлов 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. Выполнить отдельным подразделом с учетом п 4.2.23-4.2.24. данного ТЗ. Внести в подраздел сравнительный анализ с ретроспективными данными КО 2017г.
- Подготовить презентацию интегральной оценки по участкам. Размеры участков согласовать с Заказчиком.
- Результаты поиска дефектов изоляции нефтепровода с координатами привязки.
- Оценку взаимного влияния нефтепровода КТК и подземных коммуникаций соседних организаций
- Выводы о наличии или отсутствии блуждающих токов на трассе нефтепровода КТК.
- Результаты расчета скорости коррозии в шурфах за период эксплуатации трубопровода, в соответствии с требованиями НТД.
- Оценку коррозионного состояния трубопровода и оценку остаточного ресурса трубопровода.
- Выводы и рекомендации по совершенствованию противокоррозионной защиты нефтепровода.
- Рекомендации по снижению влияния на систему ЭХЗ НПС, контуров заземления.
- Каталог координат и высотных отметок всех точек измерения из п. 4.2.27. Система координат – МСК соответствующего субъекта РФ (МСК-30 для Астраханской области, МСК-08 для Республики Калмыкия), в Балтийской системе высот. Формат – таблицы MS Excel
- Приложение, шаблон таблиц NIMA (Базовая библиотека NIMA IM\_DCVG-CIPS.xlsx).

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

Составил: ст. инженер по ЭХЗ ЦР КТК – Р Урусов А.Б.

Подпись: \_\_\_\_\_



Согласовано/Agreed  
Ведущий инженер по ЭХЗ АО КТК – Р  
Р.А. Жуков  
«30» ноября 2021 г.

Утверждаю / Approved  
Менеджер по Э и ТО ЗР АО КТК-Р  
А.А. Дмитриюков  
«30» ноября 2021 г.

Согласовано/Agreed  
Менеджер по эксплуатации и ТО  
линейной части нефтепровода АО КТК-Р  
Проскурнин А.И.  
«01» декабря 2021 г.

**Техническое задание  
по комплексному обследованию противокоррозионной защиты трубопровода на  
участке 952 – 1206 км.**

**1. Цель работы:**

Оценка качества электрохимической защиты нефтепровода. Определение оптимального режима работы установок катодной защиты и их резервных возможностей.

Оценка технического состояния средств ЭХЗ и степени резервирования.

Определение состояния изоляционного покрытия и интегральной величины его сопротивления, оценка интегральной величины площади дефектов. Расчет переходного сопротивления «труба-земля».

Определение скорости старения (деградации) изоляционного покрытия.

Определение остаточного ресурса изоляционного покрытия, поиск сквозных повреждений в изоляционном покрытии и оценка степени защищенности металла трубопровода катодной защитой по величинам поляризационных потенциалов и по результатам применения технологии «интенсивных измерений».

Определения влияния параллельно проходящих и пересекающих нефтепровод трубопроводов, водоводов и прочих коммуникаций на состояние защищенности нефтепровода КТК от коррозии.

Определение глубины заложения трубопроводов.

Определение скорости коррозии на обследуемых участках.

Получение рекомендаций по улучшению качества электрохимической защиты с учетом изменением состояния изоляции и предупреждению развития коррозионных процессов на нефтепроводе.

**Объем работ:**

Участок нефтепровода 952 – 1206 км.

**2. Исходные данные объекта:**

## **2.1. Характеристика объекта**

Объектом обследования является магистральный нефтепровод «Тенгиз – Новороссийск» Западного региона КТК. Участок 952-1206 км Ду 1020 мм. Трасса нефтепровода проходит по территории Ставропольского края. Общее направление трассы с востока на запад.

## **2.2. Участок трассы 952-1206 км**

Объект обследования - нефтепровод "Тенгиз - Новороссийск" 953-1206 км. Нефтепровод построен в 2000 году. Эксплуатирующая организация АО «КТК-Р». Нефтепровод проложен по территории Апанасенковского, Ипатовского, Труновского, Изобильненского, Новоалександровского районов Ставропольского края в направлении с востока на запад. Нефтепровод проходит по степной местности и сельскохозяйственным угодьям. Пересекает озеро Маныч, реки Калаус, Айгурка, Малую Кугульту, левую ветвь Правоегорлыкского канала, Терновка, Ташла, Егорлык, Расшеватка. Отметки земли изменяются от 28 до 200 м над уровнем моря.

Участки МН на 1019, 1042, 1103, 1110, 1135, 1192 км выполнены методом ГНБ.

На участке ЛЧ МН протяжённостью 254 км расположена площадка УППС (устройства приёма и пуска очистного устройства) на 1013 км. УППС территориально размещена рядом с НПС-4. Узел подключения к НПС-5 расположен на 1138 км.

По ходу нефтепровода расположены следующие пересечения коммуникаций подземного исполнения: кабельных линий связи 3 шт., газопроводов 27 шт., водопроводов 23 шт.

Нефтепровод пересекает 39 автомобильных дорог и две не электрифицированные железные дороги. Места пересечений защищены стальными футлярами диаметром 1220 мм.

## **2.3. Применяемые трубы**

Нефтепровод выполнен из прямошовных труб диаметром 1016 мм с толщиной стенки 10,5-20,7 мм из стали марки X 65 по API 5L. Изготовитель - Волжский трубный завод.

## **2.4. Изоляция трубопровода**

Изоляция нефтепровода - экструдированный полиэтилен и полипропилен. Изоляция сварных стыков выполнена манжетами CANUSA GTS-65. Тип изоляции - нормального или усиленного типа заводского исполнения. Имеются участки с эпоксидным изоляционным покрытием.

## **2.5. Система электрохимической защиты**

Система ЭХЗ КТК-Р на участке 952 – 1206 км линейной части состоит из станций катодной защиты типа «Сигнал» СКЗ-ИП-МН4Р, установленных в шелтерах крановых узлов 953, 990, 1018, 1019, 1031, 1042, 1045, 1046, 1077, 1098, 1102, 1113, 1114, 1117, 1138, 1159, 1165, 1192, 1193 км. На переходах через авто и железные дороги расположены установки протекторной защиты, состоящие из протекторных групп с магниевыми протекторами ПМ – 20 У.

Контроль защищенности нефтепровода обеспечивается на 390 шт КИП, установленных на площадках крановых узлов, пересечениях с подземными коммуникациями и на линейной части с интервалом 500~ 1000 м.

Электроизолирующих вставок 4 шт;

Устройство защиты от наведённого переменного тока – 1 шт;

Поляризационных ячеек РСРН/РСР – 20 шт.

### **3. Организация и порядок выполнения работ.**

#### **3.1 .Общие положения.**

Комплексное обследование необходимо выполнять в соответствии с требованиями нормативных документов КТК-Р и следующих нормативных документов.

- 
- ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии»
- ГОСТ 9.602-2016. ЕСЗКС. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии.
- РД-29.200.00-КТН-0212-20 Обследование коррозионного состояния линейной части магистрального нефтепровода.
- ВРД КТК 73.07.2019
- СНиП III-42-80, ВСН 009-88, ВСН 012-88.
- NACE SP0207-2007
- Правил технической эксплуатации магистральных нефтепроводов.
- Правил устройства электроустановок.
- Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей.
- Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок и другой нормативной документацией, действующей на территории Российской Федерации.

#### **3.2. Организация и проведение работ.**

**3.2.1.** Администрация Исполнителя своим приказом из своего штатного состава назначает Руководителя работ и состав бригад с указанием: должностей и фамилий руководителей групп и специалистов; сроков начала и окончания работ.

##### **3.2.2. Руководитель работ;**

- контролирует проведение работ и обеспечивает безопасные условия, координирует действие всех подразделений (бригад) участвующих в обследовании и наладке оборудования ЭХЗ;
- контролирует поступление на объекты исполнительной, эксплуатационной и нормативно-технической документации;
- разрабатывает и согласовывает календарный график проведения работ;
- координирует план-график производства работ с Заказчиком в соответствии с заключённым договором;
- обеспечивает Исполнителей работ приборами, специальным инструментом, приспособлениями и другим сервисным оборудованием;
- подтверждает подписями (визирует) факт исполнения определённого этапа работ для производства взаиморасчётов между заказчиком и подрядчиком.

- в течение всего периода проведения работ, индивидуального испытания оборудования и комплексного обследования ведет «Журнал производства работ», в который заносятся:
  - эксплуатационные параметры функционирования оборудования ЭХЗ нефтепровода;
  - условия проведения работ, мероприятия по обеспечению безопасного их производства с указанием ответственных лиц заказчика и подрядчика.
 Журнал производства работ ведется в произвольной форме.

**3.2.3.** Для проведения работ заказчик по просьбе подрядчика, по возможности предоставляет следующую техническую документацию:

- проектную и исполнительную документацию со всеми внесенными в нее в установленном порядке изменениями, возникшими при проведении строительно-монтажных работ;
- акты приемки строительно-монтажных работ;
- акты приемки (справки), в том числе и на скрытые работы, на каждое устройство ЭХЗ в отдельности (на прокладку кабеля, анодное заземление, обустройство КИП, перемычек, контактных устройств, к которым прилагаются схемы расположения устройств с привязками);
- технические паспорта и инструкции по эксплуатации оборудования ЭХЗ (завода-изготовителя), приборов и средств автоматизации;
- копии материалов обследований состояния ЭХЗ и диагностики изоляционного покрытия на участках нефтепровода за предыдущие годы.

## **4. Проведение комплексного обследования.**

### **4.1. Сбор исходной информации.**

**4.1.1.** Для определения выполнения полевых работ необходима информация о состоянии электрохимической защиты, изоляционных покрытиях и коррозионном состоянии металла нефтепроводов. Для чего требуется изучить проектную и эксплуатационную документацию с данными:

- о пересечениях нефтепровода с автомобильными и железными дорогами;
- о пересечениях с другими подземными металлическими сооружениями (трубопроводы, силовые кабели, кабели связи), а также параллельное следование этих сооружений;
- о координатах отводов, подводных переходов, крановых узлов, контрольно-измерительных пунктов;
- о средствах электрохимической защиты нефтепровода и соседних подземных металлических сооружений, режимы работы средств ЭХЗ;
- о характеристиках трубопроводов;
- о характеристиках изоляционного покрытия трубопровода и т.д.
- о времени окончания строительства, датах ввода в эксплуатацию данного участка трубопровода;
- результаты испытаний изоляции методом катодной поляризации и данные о сроках ввода в эксплуатацию электрохимической защиты и её параметрах;

- результаты внутритрубной диагностики.
- результаты весенне-осенних замеров за последние 3 года (предоставляются после направления предварительного отчета по электрометрическим измерениям).
- о литологическом составе и удельном электрическом сопротивлении грунта вдоль трассы и в местах оборудования анодных заземлений и протекторов (по проекту и результаты измерений в процессе всего периода эксплуатации).
- распределение по участкам коррозионной опасности грунтов.

Собранные данные в кратком формате заносятся в отчет и делаются предварительные выводы.

## 4.2. Проведение электрометрических работ.

**4.2.1.** Измерить удельное электрическое сопротивления грунта на глубине залегания нефтепровода с шагом измерения – 100 м и в местах расположения анодных заземлителей на глубине их заложения.

**4.2.2.** Определить глубину залегания трубопровода с шагом – 100 метров, указать места недостаточного заглубления

**4.2.3.** Произвести проверку наличия блуждающих токов по всему обследуемому участку.

**4.2.4.** Определение мест повреждения изоляционного покрытия (ИП) выполняется с использованием метода DCVG/CIPS (метод измерения градиента напряжения постоянного тока/метод выносного электрода) сухопутной части МН, подводной части - интегрально. Зафиксировать местоположения дефектов изоляции по координатам GPS и с привязкой к километровым пикетам, маркерам, СКИП и опорам ВЛ. (Приложение, шаблон таблиц NIMA, Базовая библиотека NIMA IM\_DCVG-CIPS.xlsx)

**4.2.5.** Локализация эпицентров дефектов ИП измерениями продольного и поперечного градиентов при включенных и отключенных средствах ЭХЗ с шагом измерения вдоль нефтепровода не более 1 м.

**4.2.6.** Провести расчет возможных размеров выявленных повреждений изоляции. Нанести на чертежи трассы обнаруженные дефекты в изоляции с их точной привязкой. Обнаруженные дефекты изоляции вскрыть, провести ВИК и ДДК в присутствии представителей Заказчика (см. п.4.2.23). Провести ремонт изоляции (локально, до 2 метров в шурфе), составить акты по ремонту и приложить их к отчетной документации. Котлованы по окончании диагностики закрыть. Все материалы поставки подрядчика (система холодного нанесения DENSOLEN).

**4.2.7.** Провести измерения для интегральной оценки сопротивления изоляции субучастков (от СКИП до СКИП, от СКИП до задвижки и т.д.) в пределах обследуемого участка.

**4.2.8.** Провести анализ данных и расчет скорости коррозии по полученным данным в шурфах и данным ВТД.

**4.2.9.** В местах пересечения или сближения нефтепровода с линиями электропередачи 110 кВ и более, определить по методике ГОСТ 9.602-2016 коррозионную опасность переменных токов.

**4.2.10.** Провести контроль влияния соседних (посторонних) сооружений на распределение токов защитных установок МН.

**4.2.11.** На переходах через автомобильные, железные дороги и пересекаемые коммуникации определить отсутствие или наличие электролитического контакта и металлической связи кожуха и трубы. Определить эффективность защиты трубы и кожуха по обеспечению защитных потенциалов по ГОСТ Р 51164-98, дополнение к ВСН 009-88. При наличии контакта «кожух-труба» определить место контакта.

**4.2.12.** Определить техническое состояние установок катодной защиты (в т.ч. БСЗ, БДР и т.д.).

**4.2.13.** Измерить сопротивление растекания тока анодного и защитного заземлений каждой УКЗ, оценить техническое состояние анодов и их остаточный ресурс.

**4.2.14.** На основе результатов измерения потенциала нефтепроводов и токов установок ЭХЗ рассчитать сопротивление изоляции и плотность защитного тока участков нефтепровода от УКЗ до УКЗ.

**4.2.15.** Оценка КПД затрат электроэнергии установок ЭХЗ.

**4.2.16.** Произвести картографирование тока в местах подключения дренажного катодного кабеля УКЗ к нефтепроводу и в местах пересечения со сторонними коммуникациями, а также на расстоянии 1000 м в обе стороны от пересечения/подключения. Определить направления тока в нефтепроводе и величину тока. Измерения отобразить на плане трассы и в табличном виде.

**4.2.17.** Определить координаты границ зон защиты установок ЭХЗ.

**4.2.18.** Провести контроль состояния и работоспособности контрольно-измерительных и контрольно-диагностических пунктов в точках дренажа УКЗ.

**4.2.19.** Определить состояние установок протекторной защиты.

**4.2.20.** Оценить наличие и состояние контрольно-измерительных пунктов, наличие и состояние (работоспособность) стационарных медно-сульфатных электродов сравнения в них.

**4.2.21.** Определить состояние поляризационных ячеек.

**4.2.22.** Оценить степень влияния контуров заземления крановых узлов (КУ) на систему ЭХЗ.

**4.2.23.** По результатам комплексного обследования должны быть выбраны места для шурфовки трубопровода (12 шт). Места шурфования согласовать с Заказчиком. В качестве критериев выбора мест шурфовки следует учитывать следующие показатели:

- Недостаточный защитный потенциал.
- Наличие крупных дефектов в изоляции.
- Нахождение трубопровода на уровне грунтовых вод.
- Повышенная агрессивность грунтов.
- Максимальная скорость естественной и/или остаточной скоростей коррозий.
- Коррозионная опасность постоянных и/или переменных токов.

Подрядчик должен получить разрешения у владельцев земель на проведение работ по шурфованию (временный землеотвод), организовать и произвести вскрытие трубопровода контрольными шурфами в местах выявления дефектов изоляции.

**4.2.24.** При обследовании трубы в шурфе составляется акт, в котором отражаются 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);
- Отбор грунта (в каждом шурфе) шурфах с последующим определением литологического состава грунта, его рН и удельное электрическое сопротивление, влажности и коррозионной агрессивности, в соответствии с ГОСТ 26423-85, ГОСТ 28268-99 и др.
  - поляризационный потенциал (и потенциалы на двух соседних КИП).
  - При обнаружении крупных дефектов изоляции, так же проводится ДДК стенки трубопровода в месте дефекта.
  - Проведение поэтапного фотографирования работ в местах вскрытия.

**4.2.25.** Провести измерения на изолирующих фланцах / вставках с прогнозом срока безопасной эксплуатации.

**4.2.26.** При проведении электрометрических работ должны быть использованы измерительные средства, прошедшие государственную поверку.

**4.2.27.** Комплексная оценка состояния ЭХЗ нефтепровода осуществляется в соответствии с ГОСТ Р 51164-98 (п.6.4.5) и на основе наземного диагностического обследования и выборочного обследования в шурфах с использованием метода DCVG/CIPS (метод измерения градиента напряжения постоянного тока/метод выносного электрода).

**4.2.28.** Определение планово-высотного положения точек измерений в пп. 4.2.1, 4.2.2, 4.2.4, 4.2.5, 4.2.16, 4.2.17, 4.2.18 и 4.2.22 произвести двухчастотными приемниками GPS/Glonass в дифференциальном режиме, с дециметровой точностью (режим RTK). Для привязки использовать пункты государственной геодезической сети (ГГС) и грунтовые реперы, установленные на линейной части КТК (предоставляется Заказчиком).

## **5. Отчет и исполнительная документация.**

**5.1** Финальный отчет предоставляется на русском языке в двух печатных экземплярах и английском языке в одном печатном экземпляре и по одному 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.

**5.2** Отчет должен содержать, но не ограничиваясь этим:

- Введение, в котором указывается основание для выполнения работ, общие сведения по нефтепроводу, сведения о проведенных 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.
- Нанесение на карты крановых узлов 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. Выполнить отдельным подразделом с учетом п 4.2.23-4.2.24. данного ТЗ. Внести в подраздел сравнительный анализ с ретроспективными данными КО 2017г.
- Подготовить презентацию интегральной оценки по участкам. Размеры участков согласовать с Заказчиком.
- Результаты поиска дефектов изоляции нефтепровода с координатами привязки.
- Оценку взаимного влияния нефтепровода КТК и подземных коммуникаций соседних организаций
- Выводы о наличии или отсутствии блуждающих токов на трассе нефтепровода КТК.
- Результаты расчета скорости коррозии в шурфах за период эксплуатации трубопровода, в соответствии с требованиями НТД.
- Оценку коррозионного состояния трубопровода и оценку остаточного ресурса трубопровода.
- Выводы и рекомендации по совершенствованию противокоррозионной защиты нефтепровода.
- Рекомендации по снижению влияния на систему ЭХЗ НПС, контуров заземления.
- Каталог координат и высотных отметок всех точек измерения из п. 4.2.27. Система координат – МСК соответствующего субъекта РФ (МСК-26 для Ставропольского края), в Балтийской системе высот. Формат – таблицы MS Excel
- Приложение, шаблон таблиц NIMA (Базовая библиотека NIMA IM\_DCVG-CIPS.xlsx).  
Вся отчетная и исполнительная документация должна быть оформлена в соответствии с требованиями НТД КТК.

Составил: старший инженер по ЭХЗ ЗР КТК – Р Андреев О.А.

Подпись: \_\_\_\_\_



**Согласовано:**

Менеджер по техническому обслуживанию  
береговых сооружений и резервуарного парка

 Куюмджян В.С.

« 18 » 11 2021г.

**Утверждено:**

Зам. Регионального менеджера по береговым  
сооружениям и резервуарному парку

 Паньков Н.И.

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_ 2021г.

Ведущий инженер по ЭХЗ

 Жуков Р.А.

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_ 2021г.

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ № \_\_\_\_**

Комплексное обследование электрохимической защиты  
Морского Терминала АО "КТК-Р" в 2022 году.

**1. Цель оказания услуг**

- 1.1. Оценка качества электрохимической защиты подземных стальных коммуникаций, вертикальных резервуаров и подземных ёмкостей Морского Терминала (МТ).
- 1.2. Определение состояния изоляционного покрытия всех технологических трубопроводов и интегральной величины его сопротивления на участке соединительного трубопровода РП-БС, оценка интегральной величины площади дефектов. Расчет переходного сопротивления «труба-земля».
- 1.3. Определение скорости старения (деградации) изоляционного покрытия.
- 1.4. Определение остаточного ресурса изоляционного покрытия, поиск сквозных повреждений в изоляционном покрытии и оценка степени защищенности металла трубопровода катодной защитой по величинам поляризационных потенциалов и по результатам применения технологии «интенсивных измерений». Определение глубины заложения трубопроводов.
- 1.5. Проверка соответствия противокоррозионной защиты МТ требованиям государственных стандартов.
- 1.6. Оценка эффективности работы системы ЭХЗ МТ.
- 1.7. Определение оптимальных режимов работы средств ЭХЗ и расчёт их резерва по мощности и по времени.
- 1.8. Оценка влияния системы электрического заземления на систему ЭХЗ МТ.
- 1.9. Определение скорости коррозии и расчёт остаточного ресурса трубопроводов.
- 1.10. Выявление причины взаимного влияния системы ЭХЗ объектов Резервуарного Парка Морского Терминала на работу системы ЭХЗ на участке 1476-1495 км линейной части нефтепровода Западного Региона АО «КТК-Р»
- 1.11. Разработка мероприятий и рекомендаций по предупреждению развития коррозионных процессов на МТ.
- 1.12. Разработка мероприятий по повышению эффективности защиты, оптимизации работы средств ЭХЗ.

**2. Объект услуг**

Внутриплощадочные коммуникации и сооружения Резервуарного Парка (РП), Береговых Сооружений (БС) МТ, включая подводящие и соединительные коммуникации в пределах охранной зоны расположены в 15 км от г. Новороссийска Краснодарского края. Система ЭХЗ МТ обеспечивает защиту следующего оборудования:

- 2.1. Основные технологические коммуникации подземной прокладки - 40700 м.
- 2.2. Система подземных соединительных трубопроводов РП, БС, артезианских скважины – 35200 м.
- 2.3. Установки катодной защиты (УКЗ) - 51 шт.
- 2.4. Установки протекторной защиты подземных емкостей – 5 шт.
- 2.5. Установки протекторной защиты патронов на пересечениях с автодорогами – 5 шт.
- 2.6. Изолирующие фланцы - 24
- 2.7. Изолирующие вставки – 3 шт.
- 2.8. Поляризациянные ячейки – 107 шт.
- 2.9. Резервуары хранения нефти РВСПК 100 000м.куб.– 10 шт. х 100 000 м3.
- 2.10. Резервуары хранения дизельного топлива – 1 шт. х 200 м3, 2 шт. х 400 м3
- 2.11. Резервуары хранения воды пожаротушения – 2шт. х 3500 м3, 2шт. х 17500 м3.
- 2.12. Резервуары хранения питьевой воды – 2шт. х 30 м3, 2шт. х 15 м3.
- 2.13. Многоцелевой резервуар – 1шт. х 9500 м3.
- 2.14. Подземные дренажные емкости – 4 шт.
- 2.15. Подземные емкости санитарных стоков – 5 шт.
- 2.16. Надземные емкости необработанной воды – 2 шт.
- 2.17. Опорные конструкции Гавани вспомогательных судов Береговых Сооружений:
  - 2.17.1. Подъездной эстакады – оболочки диаметром 7м - 8 шт.
  - 2.17.2. Непосредственно Гавани (укрытия) вспомогательных судов – оболочки диаметром 15м - 16 шт.

### 3. Общие положения.

Комплексное обследование необходимо выполнять в соответствии с требованиями нормативных документов АО "КТК-Р" и следующих нормативных документов:

- 3.1. ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии».
- 3.2. ГОСТ ИСО 9.602-2016. ЕСЗКС. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии.
- 3.3. Методики АО ВНИИСТ.
- 3.4. «Методические указания по диагностическому обследованию состояния коррозии и комплексной защиты подземных трубопроводов от коррозии» ГГК "Газпром" 1989 г.
- 3.5. «Методическое руководство по оптимизации параметров и оценке эффективности электрохимической защиты объектов магистрального транспорта газа» ГГК "Газпром".
- 3.6. Правил проведения обследования коррозионного состояния магистральных нефтепроводов ОАО "АК "Транснефть".
- 3.7. ВРД КТК 73.07.2019
- 3.8. СП 86.13330.2014 Магистральные трубопроводы
- 3.9. ВСН 009-88, ВСН 012-88.
- 3.10. СНиП III-42-80, ВСН 009-88, ВСН 012-88.
- 3.11. NACE SP0207-2007
- 3.12. Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов.
- 3.13. Правила устройства электроустановок.
- 3.14. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей,
- 3.15. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок
- 3.16. Другие нормативные документы, действующие на территории Российской Федерации.

#### 4. Организация проведения работ.

- 4.1. Исполнитель своим приказом из своего штатного состава назначает Руководителя работ и состав бригад с указанием: должностей и фамилий руководителей групп и специалистов; сроков начала и окончания работ.
- 4.2. Руководитель работ;
- контролирует проведение работ и обеспечивает безопасные условия, координирует действие всех подразделений (бригад) участвующих в обследовании и наладке оборудования ЭХЗ;
  - контролирует поступление на объекты исполнительной, эксплуатационной и нормативно-технической документации;
  - разрабатывает и согласовывает календарный график проведения работ;
  - координирует план-график производства работ с заказчиком в соответствии с заключённым договором;
  - обеспечивает Исполнителей работ приборами, специальным инструментом, приспособлениями и другим сервисным оборудованием;
  - подтверждает подписями (визирует) факт исполнения определённого этапа работ для производства взаиморасчётов между заказчиком и подрядчиком.
  - в течение всего периода проведения работ, индивидуального испытания оборудования и комплексного обследования ведёт «Журнал производства работ», в который заносятся:
  - эксплуатационные параметры функционирования оборудования ЭХЗ нефтепровода;
  - условия проведения работ, мероприятия по обеспечению безопасного их производства с указанием ответственных лиц заказчика и подрядчика.

#### 5. Предварительная оценка состояния противокоррозионной защиты МТ на основе имеющейся технической документации.

Изучение объекта на основании проектной и исполнительной документации:

- 5.1. Время начала и окончания строительства объектов МТ;
- 5.2. Технологические и вспомогательные подземные трубопроводы: назначение, диаметр, общая длина, марка стали и толщина стенки;
- 5.3. Тип и конструкция изоляционного покрытия трубопроводов;
- 5.4. Конструкция, диаметр, марка стали и толщина стенки подземных и наземных резервуаров;
- 5.5. Координаты расположения отводов, отдельно стоящих задвижек и площадок с задвижками, пересечений с другими подземными металлическими сооружениями (трубопроводы, силовые кабели, кабели связи), а также параллельное следование этих сооружений;
- 5.6. Планы расположения объектов, коммуникаций, средств ЭХЗ на территории МТ: анодные заземления, точки дренажа, шунтирующих и изолирующих соединений системы ЭХЗ, контрольно-измерительных и контрольно-диагностических пунктов;
- 5.7. Литологическом состав грунта и удельное электрическое сопротивление грунта на площадке и в местах расположения анодных заземлений.
- 5.8. Паспорта и рабочие журналы средств ЭХЗ МТ и ближайших установок катодной защиты на линейной части магистральной нефтепроводной системы (МН) Компании;
- 5.9. Планы расположения силовых электрических кабелей, контуров заземления и молниезащиты, мест их пересечений с защищаемыми трубопроводами;
- 5.10. Текущие и ретроспективные данные об изменении защитных потенциалов нефтепроводов, рабочих режимов (ток защиты, рабочее напряжение) средств ЭХЗ, а также обо всех отключениях средств ЭХЗ (причины, сроки, продолжительность).
- 5.11. Составление масштабного плана МТ с нанесением на план средств ЭХЗ и точек измерений. Разработка программы измерений.

## 6. Проведение основных измерений.

- 6.1. Определение глубины залегания трубопроводов с шагом 50 м, а также на углах поворотов и отводов трубопроводов.
- 6.2. Определение коррозионной агрессивности грунта:
- 6.3. Измерение удельного электрического сопротивления грунта в местах прокладки коммуникаций на глубине 3 м и в местах расположения анодных заземлителей (на глубине от 1 до 88 м) на площадках РП, БС, артезианских скважин, системы подземных соединительных трубопроводов РП-БС. Шаг измерений 50 м (восток-запад) и 100 м (север-юг);
- 6.4. Отбор проб грунта и определение рН и удельное электрическое сопротивление, влажности и коррозионной агрессивности грунта на площадке БС - 2 места, РП - 3 места, площадки артезианских скважин – 2 места.
- 6.5. Измерение на СКИП (станциях тестирования), технологическом оборудовании, резервуарах и подземных ёмкостях распределения защитных (с омической составляющей) и поляризационных потенциалов на МТ при различных вариантах включения/отключения УКЗ МТ.
- 6.6. Детальное измерение градиентными методами распределения потенциалов (методом выносного электрода, зондированием, анализом формы волны) на площадках РП, БС, артезианских скважин, системы подземных соединительных трубопроводов РП, БС, артезианских скважин МТ с шагом 2-5 м при различных включениях УКЗ.
- 6.7. Локализация эпицентров дефектов ИП измерениями продольного и поперечного градиентов при включенных и отключенных средствах ЭХЗ с шагом измерения вдоль трубопроводов не более 1 м.
- 6.8. Определение мест повреждения изоляционного покрытия (ИП) участка соединительного трубопровода РП-БС диаметром 1420 мм выполняется с использованием метода DCVG/CIPS (метод измерения градиента напряжения постоянного тока/метод выносного электрода). Зафиксировать местоположения дефектов изоляции по координатам GPS и с привязкой к километровым пикетам, маркерам, СКИП и опорам ВЛ. (шаблон таблиц NIMA, Базовая библиотека NIMA IM\_DCVG-CIPS.xlsx).
- 6.9. Провести расчет возможных размеров выявленных повреждений изоляции. Нанести на чертежи трассы обнаруженные дефекты в изоляции с их точной привязкой. Обнаруженные дефекты изоляции вскрыть, провести ВИК и ДДК в присутствии представителей заказчика.
- 6.10. По результатам комплексного обследования должны быть выбраны места для шурфовки трубопровода (5 шт). Места шурфования согласовать с заказчиком. В качестве критериев выбора мест шурфовки следует учитывать следующие показатели:
  - Недостаточный защитный потенциал.
  - Наличие крупных дефектов в изоляции.
  - Нахождение трубопровода на уровне грунтовых вод.
  - Повышенная агрессивность грунтов.
  - Максимальная скорость естественной и/или остаточной скоростей коррозий.
  - Коррозионная опасность постоянных и/или переменных токов.
- 6.11. При обследовании трубы в шурфе составляется акт, в котором отражаются 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);
  - Отбор грунта (в каждом шурфе) шурфах с последующим определением литологический состав грунта, его рН и удельное электрическое сопротивление, влажности и коррозионной агрессивности;
  - поляризационный потенциал (и потенциалы на двух соседних КИП).

- При обнаружении крупных дефектов изоляции, так же проводится ДДК стенки трубопровода в месте дефекта.
  - Проведение поэтапного фотографирования работ в местах вскрытия.
- 6.12. Провести измерения для интегральной оценки сопротивления изоляции субучастков (от СКИП до СКИП, от СКИП до задвижки и т.д.) в пределах обследуемого участка. Определить общее электрическое сопротивление соединительного нефтепровода РП-БС
  - 6.13. Определить наличие и влияния переменных и постоянных блуждающих токов на всех обследуемых участках.
  - 6.14. В местах пересечения или сближения нефтепровода с линиями электропередачи 110 кВ и более, определить по методике ГОСТ 9.602-2016 коррозионную опасность переменных токов.
  - 6.15. На переходах через автомобильные дороги и пересекаемые коммуникации определить отсутствие или наличие электролитического контакта и металлической связи кожуха и трубы. Определить эффективность защиты трубы и кожуха по обеспечению защитных потенциалов по ГОСТ Р 51164-98, дополнение к ВСН 009-88. При наличии контакта «кожух-труба» определить место контакта.
  - 6.16. Оценить техническое состояние средств ЭХЗ:
  - 6.17. Произвести внешний осмотр средств ЭХЗ, обратив особое внимание на соответствие их состояния требованиям ПУЭ и ГОСТ;
  - 6.18. Выполнить измерения сопротивлений растеканию тока анодных заземлителей.
  - 6.19. На каждой установке катодной защиты определить диапазон регулирования режимов работы, резервирование и границы защитной зоны. Определить техническое состояние питающих, дренажных и измерительных линий. Оценить техническое состояние анодов и их остаточный ресурс.
  - 6.20. Оценить состояние контрольно-измерительных пунктов, наличие и состояние датчиков скорости коррозии, работоспособность стационарных электродов сравнения.
  - 6.21. Оценить техническое состояние изолирующих фланцевых соединений (изолирующих вставок), оценка их работоспособности.
  - 6.23. Оценить техническое состояние протекторной защиты кожухов через автодороги и коммуникации.
  - 6.24. Определить работоспособность поляризационных ячеек.
  - 6.25. Определить влияния параллельно проходящих и пересекающих нефтепровод технологических коммуникаций и их влияние на противокоррозионную защиту.
  - 6.26. Определить экранирующее влияние контуров защитных заземлений, вспомогательных трубопроводов и грозозащиты на эффективность работы системы ЭХЗ МТ.
  - 6.27. Нанести на сжатый профиль привязку к системе координат ГИС оборудования системы ЭХЗ и мест повреждения изоляционного покрытия трубопровода (принятая в КТК СК-63. Система высот – Балтийская 1977).
  - 6.28. При проведении электрометрических работ должны быть использованы измерительные средства, прошедшие государственную поверку.
  - 6.29. Комплексная оценка состояния ЭХЗ соединительного нефтепровода осуществляется в соответствии с ГОСТ Р 51164-98 (п.6.4.5) и на основе наземного диагностического обследования и выборочного обследования в шурфах с использованием метода DCVG/CIPS (метод измерения градиента напряжения постоянного тока/метод выносного электрода).
7. Выявление причины взаимного влияния системы ЭХЗ объектов Резервуарного Парка Морского Терминала на работу системы ЭХЗ на участке 1476-1495 км линейной части нефтепровода Западного Региона АО «КТК-Р».

Для устранения взаимного влияния систем электрохимической (катодной) защиты линейной части нефтепровода ЗР и площадки РП МТ, в соответствии с требованиями

нормативной документации, на фланцевом соединении входящего трубопровода площадки РП установлен изолирующий комплект фланцевого соединения (ИФС), предусмотренный документацией первичной проектной стадии 2000г.

Измерения защитного потенциала систем катодной защиты технологических объектов линейной части нефтепровода ЗР и площадок РП МТ, выполняемые в процессе текущей эксплуатации оборудования, выявили наличие металлической связи между металлоконструкциями, цепями заземления и кабельными линиями технологических объектов площадки РП МТ и линейной части нефтепровода ЗР.

Отсутствует возможность регулирования параметров установок катодной защиты на участке 1476-1495 км линейной части нефтепровода ЗР.

- 7.1. Определить наличие металлической связи между металлоконструкциями, цепями заземления и кабельными линиями технологических объектов площадки РП и ЛЧ;
- 7.2. Выполнить обследование (измерения) фланцевого соединения входящего трубопровода площадки РП;
- 7.3. Обработка результатов электрометрических измерений по выявлению взаимного влияния систем электрохимической (катодной) защиты на участке 1476-1495 км линейной части нефтепровода ЗР и площадки РП МТ;
- 7.4. Проведение необходимых исследований, для подтверждения результативности предлагаемых мероприятий по устранению взаимного влияния систем электрохимической (катодной) защиты на участке 1476-1495 км линейной части нефтепровода ЗР и площадки РП МТ, которые не влияют на целостность и работу оборудования (не требующих останова нефтепровода);

## 8. Анализ результатов измерений и разработка рекомендаций

- 8.1. Построение плана площадок МТ с отображением результатов измерения защитных и поляризационных потенциалов.
- 8.2. Построение эквипотенциальных кривых защитного потенциала с привязкой к координатам.
- 8.3. Оценка защищённости коммуникаций, резервуаров и ёмкостей, имеющимися средствами ЭХЗ. Расчет оптимальных режимов работы средств ЭХЗ и аварийных режимов при отказе одной из УКЗ.
- 8.4. Расчёт максимальной естественной и остаточной скорости коррозии
- 8.5. Анализ состояния изоляционного покрытия подземных трубопроводов и емкостей.
- 8.6. Анализ состояния защищённости от коррозии объектов МТ и технического состояния системы ЭХЗ МТ.
- 8.7. Разработка рекомендаций по эффективному использованию существующих средств ЭХЗ и составление мероприятий с указанием сроков и мест ремонта изоляции или совершенствованию системы ЭХЗ.
- 8.8. Разработка рекомендаций по устранению взаимного влияния систем электрохимической (катодной) защиты на участке 1476-1495 км линейной части нефтепровода ЗР и площадки РП МТ;

## 9. Завершение работ. Требование к отчету.

- 9.1. Результатом проведения обследования оборудования является технический отчет по комплексному обследованию
- 9.2. Отчет предоставляется после завершения полевых работ на русском и английском языке в двух печатных экземплярах одним на электронном носителе в формате MS Word. Электрометрические измерения должны быть представлены в табличной и графической форме в формате Microsoft Excel. Рисунки выполняются в AutoCAD.

Отчет должен содержать, но не ограничиваясь этим:

- 9.3. Введение, в котором приводятся общие сведения о параметрах трубопроводов и их изоляционном покрытии, параметрах резервуаров, технические характеристики средств электрохимической защиты;
- 9.4. Анализ технического состояния системы электрохимической защиты с точки зрения соответствия ГОСТам и действующей нормативно-технической документации по защите подземных трубопроводов, резервуаров и ёмкостей от коррозии;
- 9.5. Выводы о коррозионном состоянии трубопроводов и резервуаров. Соответствие защитных свойств изоляционного покрытия требованиям ГОСТ Р 51164-98. Прогноз изменения параметров изоляционного покрытия и режимов работы установок ЭХЗ во времени. Рекомендации по срокам и участкам ремонта изоляционного покрытия;
- 9.6. Выводы об эффективности ЭХЗ и рекомендации по совершенствованию противокоррозионной защиты нефтепроводов, оптимизации режимов работы установок и сроках ремонта средств ЭХЗ;
- 9.7. Результаты поиска дефектов изоляции нефтепровода с координатами привязки.;
- 9.8. Рекомендации по количеству и месту расположения дополнительных средств ЭХЗ в случае необходимости.
- 9.9. План коммуникаций площадки с трубопроводами, резервуарами, средствами ЭХЗ и привязкой точек измерений;
- 9.10. План площадок МТ с линиями эквипотенциальных кривых защитного потенциала;
- 9.11. Таблицы с данными о режимах работы установок катодной защиты и соответствующими результатами измерения потенциалов;
- 9.12. Таблицы и графики результатов измерения влияния блуждающих токов;
- 9.13. Таблицы и графики с данными поиска мест повреждения изоляции;
- 9.14. Таблицы и графики результатов измерения защитного и поляризационного потенциалов;
- 9.15. Рекомендации по снижению влияния на систему ЭХЗ МТ контуров заземления;
- 9.16. Диаграммы распределения потенциалов при различных режимах работы УКЗ;
- 9.17. Приложение, шаблон таблиц NIMA (Базовая библиотека NIMA IM\_DCVG-CIPS.xlsx) для участка соединительного трубопровода РП-БС.
- 9.18. Перечень используемых при обследованиях приборов и аппаратуры с указанием метрологических характеристик и сроков поверки.

## 10. Ответственность подрядчика.

- 10.1. Исполнитель, по завершению работ, выполняет очистку рабочих мест и прилегающих территорий от остатков производства работ и других посторонних предметов. Все отходы, образовавшиеся в результате деятельности Исполнителя по работам настоящего ТЗ на территории АО «КТК-Р», принадлежат Исполнителю с момента образования отходов;
- 10.2. Исполнитель обязан выполнить весь комплекс работ по учету и обращению с отходами самостоятельно, от своего имени, без дополнительных затрат для АО «КТК-Р», в соответствии с действующим законодательством РФ, а также осуществить все расчеты и платежи, связанные с негативным воздействием на окружающую среду, возникшие в результате и в ходе выполнения данных работ.

Составлено:

Старший инженер ЭХЗ и АКЗ МТ  Дорошенко И.В.

« 11 » 11 2021г.

Метаданные

**Трубопровод** The name of the pipeline as defined by Client  
**Участок т/п** The name of the pipeline section as defined by Client.

Набор данных **Наземные обследования | Измерения параметров протекторной защиты**

Дата 20.08.2020

Обязательный параметр (да/нет)	Can removed / Можно исключить	Optional / Опционально	Optional / Опционально	Optional / Опционально	Optional / Опционально	Optional / Опционально	Optional / Опционально	Optional / Опционально	Optional / Опционально	Optional / Опционально	Optional / Опционально	Optional / Опционально	Optional / Опционально	Optional / Опционально	Optional / Опционально	Optional / Опционально	Optional / Опционально	Optional / Опционально	Optional / Опционально	
Где используется параметр (расчеты логические выражения визуализация / дашборды)	Just / visualization. / Только	Optional / Опционально	Optional / Опционально	Optional / Опционально	Optional / Опционально	Optional / Опционально	Optional / Опционально	Optional / Опционально	Optional / Опционально	Optional / Опционально	Optional / Опционально	Optional / Опционально	Optional / Опционально	Optional / Опционально	Optional / Опционально	Optional / Опционально	Optional / Опционально	Optional / Опционально	Optional / Опционально	
Наименование параметра	Client Name / Наименование заказчика	Nominal Diameter / Ду	External Coating / Наружное покрытие	Installation Year / Год монтажа	Survey Operator / Оператор изысканий	Inspection Date / Дата инспекции	CIPS Identifier (Reading Number) / Идентификатор CIPS (номер для чтения)	Log Distance / Зарегистрированное расстояние	Latitude / Широта	Longitude / Долгота	Mobile CIPS On / Мобильный CIPS вкл	Mobile CIPS Off / Мобильный CIPS выкл	Static CIPS On / Статический CIPS вкл	Static CIPS Off / Статический CIPS выключен	Comment / Комментарий	Pipeline Name / Наименование трубопровода	Section Name / Наименование секции	Indication Type / Вид индикации		
Тип параметра	String / Текстовый	Double / Числовой	String / Текстовый	Date Time / Дата Время	String / Текстовый	Date Time / Дата Время	Guid / Глобальный уникальный идентификатор	Double / Числовой	Double / Числовой	Double / Числовой	Double / Числовой	Double / Числовой	Double / Числовой	Double / Числовой	String / Текстовый	String / Текстовый	String / Текстовый	String / Текстовый		
Формат		2 Digits / 2-разрядное		Date / Дата		Date / Дата		3 Digits Visualized / 3-разрядное отображение	Angular Measure / 8 Digits / Угловой замер / 8-разрядн	Angular Measure / 8 Digits / Угловой замер / 8-разрядн	Voltage / Напряжение	Voltage / Напряжение	Voltage / Напряжение	Voltage / Напряжение						
Ед. измерения		mm / мм						m / м	°	°	mV / мВ	mV / мВ	mV / мВ	mV / мВ						

User input not from inspection /  
 Данные вводятся пользователем не

YES / DA	YES / DA
For and categorization. / Для дашбордов и категоризации критериев.	For Dashboard and criteria categorization. / Для дашбордов и категоризации критериев.
Minimum (Under Protected Criteria) / Минимум (критерий недост. защиты)	Maximum (Over Protected Criteria) / Максимум (критерий сверхзащиты)
Double / Числовой	Double / Числовой

mV / мВ

mV / мВ