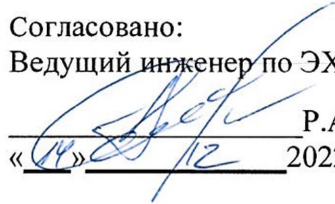


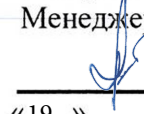
Согласовано:

Ведущий инженер по ЭХЗ АО КТК – Р


Р.А. Жуков
« 04 » 12 2022 г.

Утверждаю:

Менеджер по Э и ТО ВР АО КТК-К


В.В. Мирошниченко
« 19 » декабря 2022 г.

Согласовано:

Менеджер по ТО линейной части
нефтепровода АО КТК-К


Батыргалиев А.М.
« 19 » 12 2022 г.

**Техническое задание
на проведение комплексного коррозионного обследования
линейной части нефтепровода на участке 0-452 км.**

1. Цель работы:

Оценка защищенности нефтепровода с учетом установок катодной защиты и изменением состояния изоляции.

Определение оптимального режима работы установок катодной защиты и их резервных возможностей.

Определения влияния параллельно проходящих нефтепроводов, водоводов и др. коммуникаций на противокоррозионную защиту нефтепровода КТК.

Определение экранирующего влияния контуров защитных заземлений крановых узлов на работу системы ЭХЗ нефтепровода.

Интегральная оценка состояния изоляционного покрытия нефтепровода.

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». Выявление мест повреждения изоляции и их устранение.

Измерение переходного сопротивления «труба-земля».

Определение глубины залегания трубопровода.

Определение скорости коррозии и расчет остаточного ресурса трубопровода на обследуемых участках.

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

Объем работ:

Участок нефтепровода 0-452 км.

Объем работ:

Участки нефтепровода 0 – 130 км, 130 – 452 км, общей протяженностью 466 км.

1. Исходные данные объекта:**2.1 Характеристика объекта**

Объектом обследования является магистральный нефтепровод «Тенгиз – Новороссийск», Восточный регион КТК, участок 0 - 452 км Ду 1000 мм. Трасса нефтепровода проходит по территории Атырауской области. Общее направление трассы с востока на запад. С 0 по 130 км трасса проходит в общем направлении с юга на север. От 130 км до г. Атырау трасса проходит в направлении с юго-востока на северо-запад, далее поворачивая в западном направлении в сторону г. Астрахань.

В географическом отношении трасса нефтепровода расположена в Прикаспийской низменности.

2.1.1 Участок трассы 0...130 км

Трасса нефтепровода от 0 до 40 км проходит в одном техническом коридоре с существующими коммуникациями (газопровод ТШО Ду 1000 мм, нефтепровод «КазТрансОйл» Ду 700 мм, ВЛ-10кВ КТК), далее проходит до 130 км, пересекая на 84 км р. Эмба. Участок построен и сдан в эксплуатацию в 2008-2010 гг. Отметки земли на данном участке изменяются от минус 26 м до минус 22 метров.

2.1.2 Участок трассы 130...204/217 км

Трасса нефтепровода проходит в одном техническом коридоре с существующими коммуникациями (нефтепровод «Узень – Атырау – Самара», ВЛ-10кВ, водовод Ду 1000 мм, принадлежащие АО «КазТрансОйл»). На 208 км нефтепровод пересекает реку Урал, переход выполнен подводным. На 204/217 км нефтепровод подходит к НПС «Атырау» КТК-К и НПС «Атырау» КТО. Отметки земли на данном участке изменяются от минус 24 м до минус 12 метров.

2.1.3 Участок трассы 204...452 км

От НПС «Атырау» до 452 км нефтепровод проходит по Прикаспийской низменности, в условиях полупустыни с отметками земли в пределах -22 ... -27 метров. От 300 км до 363 км нефтепровод идет в западном направлении по степной равнине. После перехода через протоку Баксай трасса поворачивает на юго-запад и проходит по бугристой местности до 420 км. Высота бугров достигает 7...10 м, ширина – 200...700 м, протяженность от 0,5 до 8 км. От 363 км до 452 км трасса нефтепровода проходит в зоне полупустынь, среди барханных песков, пересекаемых многочисленными соровыми участками. От 204 км до 275 км трасса нефтепровода проходит параллельно нефтепроводу «Мартыши – Атырау» и водоводу

«Астрахань – Мангышлак», далее до 358 км параллельно водоводу «Астрахань – Мангышлак», а на 439 км имеет пересечение с газопроводом «Мака́т – Северный Кавказ».

2.2 Применяемые трубы

На участке 0–130 км нефтепровод выполнен из Ду 1000 мм в соответствии с тех. требованиями СРС 95020, СРС 95002, (Челябинский трубопрокатный завод).

На участке 116...204 км нефтепровод выполнен из труб Ду1000 мм в соответствии с тех. требованиями СРС 95020, СРС 95002, (Челябинский трубопрокатный завод).

На участках 204...452 км нефтепровод выполнен из труб:

Ду 1000 мм – ТУ14-3-721-78 (Волжский трубный завод)

Ду 1000 мм – ТУ14-3-1226-83 (Челябинский трубный завод)

Ду 1000 мм – ТУ14-3-1138-82 (Новомосковский трубный завод).

Толщина стенки трубопровода Ду 1000 мм находится в пределах 9,5...12 мм.

2.3 Изоляция трубопровода

Изоляция нефтепровода – усиленная, соответствует номерам 1 и 13 по ГОСТ 51164-98. На участках:

0 – 130 км – изоляция заводского исполнения, трехслойный экструдированный полиэтилен. Изоляция сварных стыков выполнена манжетами ТИАЛ-М.

116 – 204/217 км изоляция заводского исполнения, трехслойный экструдированный полиэтилен. Изоляция сварных стыков выполнена манжетами ТИАЛ-М

204...452 км – изоляция битумная мастика БиКаз, обертка ДРЛ, Терма-Л.

2.4 Система электрохимической защиты

Система ЭХЗ КТК-К на участках 0 – 130 км, 130-217 км и 204 – 452 км линейной части состоит из 14-ти станций катодной защиты типа «ПТМ» СКЗ-ИП-МН4Р, установленных в шелтерах линейных узлов 116 км, 217 км, 225 км, 242 км, 258 км, 278 км, 292 км, 318 км, 344 км, 363 км, 390 км, 408 км, 425 км, 444 км, 23-ти установок МЭХЗВ, расположенных на 13, 38, 66, 91, 120, 141, 152, 172, 182 км трассы с новой системой координат, 206, 212, 220, 235, 248, 268, 282, 305, 335, 351, 377, 400, 427, 434 км трассы со старой системой координат, 2 УКЗН, расположенных на территориях линейных узлов 192, 209 км, также 21-й протекторной группы, состоящих из протекторов типа ПМ-20У, установленных на переходах автодорог 0,4 км, 1,8 км, 7 км, 21,8 км, 29,7 км, 30,4 км, 161 км, 161,1 км, 196 км, 206 км, 216,6 км, 204 км, 205 км, 215 км, 275 км, 276 км, 314 км, 316 км и на переходах железных дорог 32,3 км, 194 км, 219 км, 357 км. Вдоль нефтепровода установлены СКИПы совместно с километровыми указателями с интервалами 1000 м, а также на всех переходах авто и железных дорог, в точках дренажа СКЗ и МЭХЗВ.

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.

- «Методическим указаниям по диагностическому обследованию состояния коррозии и комплексной защиты подземных трубопроводов от коррозии» ГГК "Газпром".

- «Методическое руководство по оптимизации параметров и оценке эффективности электрохимической защиты объектов магистрального транспорта газа» ГГК "Газпром".
- РД-29.200.00-КТН-0212-20 Обследование коррозионного состояния линейной части магистрального нефтепровода.
- СТ РК ГОСТ Р 51164-2005 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии»
- ГОСТ 9.602-2016. Единая система защиты от коррозии и старения. 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.
- NACE SP0207-2007.
- ГОСТ 34182-2017.
- Правил технической эксплуатации магистральных нефтепроводов.
- Правил устройства электроустановок.
- Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей,
- Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок потребителей и другой нормативной документацией, действующей на территории Республики Казахстан.

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).

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.

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 Компании (см. п.4.2.24). Провести ремонт изоляции (локально, до 2 метров в шурфе), составить акты по ремонту и приложить их к отчетной документации. Котлованы по окончании диагностики закрыть. Провести рекультивацию. 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. Проверка их работоспособности в различных режимах управления и стабилизации выходных параметров. Измерить рабочие режимы защитных установок (напряжение, ток, сопротивление дренажной цепи) и оценить степень их резервирования и запаса мощности. Определить уровень пульсации УКЗ.

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. Провести измерения собственных потенциалов стационарных электродов сравнения в точках дренажа УКЗ.

4.2.20. Определить состояние и работоспособность установок протекторной защиты. Оценка степени их резервирования и запаса по мощности.

4.2.21. Оценить наличие и работоспособность контрольно-измерительных пунктов, наличие и состояние стационарных медно-сульфатных электродов сравнения, датчиков потенциала в них. Проверить собственные потенциалы стационарных электродов сравнения на КИП.

4.2.22. Определить состояние поляризационных ячеек.

4.2.23. Оценить степень влияния контуров заземления КУ на систему ЭХЗ.

4.2.24. По результатам комплексного обследования должны быть выбраны места для шурфовки трубопровода. В качестве критериев выбора мест шурфовки следует учитывать следующие показатели:

- Недостаточный защитный потенциал.
- Нахождение трубопровода на уровне грунтовых вод.
- Наличие крупных дефектов в изоляции.
- 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 крупных дефектов изоляции (не менее 20 шурфов).

Подрядчик проводит визуально-инструментальный контроль состояния трубы и изоляционного покрытия в присутствии представителя Заказчика.

4.2.25. 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);
- литологический состав грунта, его pH и удельное электрическое сопротивление, уровень грунтовых вод;
- поляризационный потенциал (и потенциалы на двух соседних КИП).
- Изображение шурфа, включая поверхность земли;
- Изображение дефекта с приложением масштабной линейки;
- Изображение процесса измерения адгезии АКП;
- На каждом изображении должна быть установлена дата и время съемки;
- При обнаружении крупных дефектов изоляции, так же проводится ДДК стенки трубопровода в месте дефекта.

Произвести отбор проб грунта (2 - 3 кг) в экстремально опасных точках в каждом шурфе, помещая пробу в двойной полиэтиленовый мешок с биркой привязки к трассе трубопровода и определить (по специальной методике) в лабораторных условиях скорость коррозии без защиты и остаточную скорость коррозии при реальном потенциале в месте шурфования.

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

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 п. 4.2.1, 4.2.2, 4.2.4, 4.2.5, 4.2.16, 4.2.17, 4.2.18 и 4.2.23 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-К. Система координат - EPSG 28409 (проекция Гаусса-Крюгера, зона 9), система высот - EPSG 5705 (Балтийская система высот).

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

5. Отчет и исполнительная документация.

5.1 Финальный отчёт предоставляется на русском и английском языках в двух печатных экземплярах каждый и одном на электронном носителе flash card в формате MS Word и PDF, 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 следующую информацию, но не ограничиваться ею:

- 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 СТ РК и действующим нормативно-техническим требованиям по защите подземных трубопроводов от коррозии.
- Математическую модель системы пассивной и активной защиты от коррозии обследуемого участка по «Методическому руководству по оптимизации параметров и оценке эффективности электрохимической защиты объектов магистрального транспорта газа» ГГК "Газпром".
- Нанесение на карты крановых узлов эквипотенциальных кривых распределения защитного потенциала.
- Оценка эффективности ЭХЗ, определение причин коррозии МТ, 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 4.2.24-4.2.25. данного ТЗ. Внести в подраздел сравнительный анализ с ретроспективными данными КО 2018г.
- 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.
- Оценку коррозионного состояния трубопровода и оценку остаточного ресурса трубопровода.
- Выводы и рекомендации по совершенствованию противокоррозионной защиты нефтепровода. Срок до капитального ремонта средств ЭХЗ.
- Рекомендации по снижению влияния на систему ЭХЗ, контуров заземления.
- Каталог координат и высотных отметок всех точек измерения из п. 4.2.28. Система координат - EPSG 28409 (проекция Гаусса-Крюгера, зона 9), система высот - EPSG 5705 (Балтийская система 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 ВР КТК-К Файзуллин Ш.Р.

Подпись: 

14.12.2022