

Согласовано:

Начальник службы ЭХЗ АО «КТК-Р»



Р.А. Жуков

« 16 » 02 2024 г.

Согласовано:

Менеджер по ТО линейной части

нефтепровода АО «КТК-К»

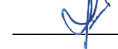


А.М. Батыргалиев

« 19 » 02 2024 г.

Утверждаю:

Менеджер по Э и ТО АО «КТК-К»



В.В. Мирошниченко

« 19 » февраля 2024 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

НА ПРОВЕДЕНИЕ КОМПЛЕКСНОГО КОРРОЗИОННОГО ОБСЛЕДОВАНИЯ И РЕМОНТА СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОХИМЗАЩИТЫ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА «ТЕНГИЗ-НОВОРОССИЙСК» НА УЧАСТКЕ 0-452 КМ

Разработано:	Отдел	Специалист
	Э и ТО ВР	Файзуллин Ш.Р.

СОДЕРЖАНИЕ:

№	Содержание	Стр.
1	ОБЪЕКТ ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ	3
2	СРОКИ ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ	3
3	ОБЪЕМ РАБОТ	3
4	ОРГАНИЗАЦИЯ И ПОРЯДОК ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ	6
4.1	Общие положения	6
4.2	Организация и проведение работ	6
5	ПРОВЕДЕНИЕ КОМПЛЕКСНОГО ОБСЛЕДОВАНИЯ И РЕМОНТА	7
5.1	Сбор исходной информации	7
5.2	Проведение электрометрических работ	8
5.3	Подготовительные работы по результатам комплексного коррозионного обследования	10
5.4	Основные работы по результатам комплексного коррозионного обследования	12
5.5	Перечень основных работ выполняемых подрядной организацией при ремонте средств ЭХЗ	14
5.6	Обеспечение лабораторного обследования с применением неразрушающего и разрушающего контроля качества нанесения изоляционных покрытий и материалов на защищаемые системой ЭХЗ сооружения	14
6	ТРЕБОВАНИЯ К ТРАНСПОРТНЫМ И СПЕЦИАЛЬНЫМ СРЕДСТВАМ	15
7	ТРЕБОВАНИЯ ОТ, ПБ И ООС	15
8	ТРЕБОВАНИЯ К СТРАХОВАНИЮ	16
9	ТРЕБОВАНИЯ К ОТЧЕТНОЙ И ИСПОЛНИТЕЛЬНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ	17
10	НОРМАТИВНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ	18
11	ПРИЛОЖЕНИЯ	19

Техническое задание разработано для проведения работ с предоставлением часовых ставок, единичных расценок и сметных расчётов в соответствии с НДЦС РК 8.01-08-2022 для заключения рамочного договора на проведение комплексного коррозионного обследования и ремонта системы электрохимической защиты линейной части магистрального нефтепровода «Тенгиз-Новороссийск» на участке 0-452 км.

1. ОБЪЕКТ ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ

Нефтепроводная система АО «КТК-К». Участок нефтепровода 0/217-452 км

2. СРОКИ ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ

Начало работ – в соответствии с условиями Договора. Завершение работ – в соответствии с утвержденным графиком выполнения работ (приложение к Договору). Сдача исполнительной документации в течение 30 дней с момента физического завершения работ.

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.

3. ОБЪЕМ РАБОТ

Участки нефтепровода DN1000 мм 0 – 130/217 км, 130/217 – 217/217 км, 204-452 км, участок нефтепровода DN700 мм 216,678/217-МШК (УУН) 203 км, общей протяженностью 465,088 км.

3.1. Исходные данные объекта:

Характеристика объекта

Объектом обследования является магистральный нефтепровод «Тенгиз – Новороссийск», Восточный регион КТК, участок 0 - 452 км Ду 1000 мм и ответвление 216/217км - МШК (УУН) 203км Ду700 мм. Трасса нефтепровода проходит по территории Атырауской области. Общее направление трассы с востока на запад. С 0 по 130/217 км трасса проходит в общем направлении с юга на север. От 130/217 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.

3.1.1. Участок трассы 0...130/217 км

Трасса нефтепровода от 0 до 40 км проходит в одном техническом коридоре с существующими коммуникациями (газопровод ТШО Ду 1000 мм, нефтепровод «КазТрансОйл» Ду700 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.

3.1.2. Участок трассы 130/217...217/217 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 217/217 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.

3.1.3. Участок трассы 204...452 км

От НПС «Атырау» до 452км нефтепровод проходит по Прикаспийской низменности, в условиях полупустыни с отметками земли в пределах -22 ... -27 метров. От 300км до 363км 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 275км 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 «Макад – Северный Кавказ».

3.1.4. Участок нефтепровода DN700 мм, ответвление 216,678/217-МШК (УУН) 203 км

Трасса нефтепровода проходит по землям Махамбетского района Атырауской области, вблизи НПС «Атырау», от переходного тройника DN1000-700 в районе 216,678/217 км, и идет в подземном положении до входа на МШК (УУН) 203 км, где переходит в надземное положение, до магистрального шарового крана DN700 техн. № V0203-XV-0001.

3.2 Применяемые трубы

На участке 0–130/217 км нефтепровод выполнен из Ду 1000 мм в соответствии с тех. требованиями СРС 95020, СРС 95002, (Челябинский трубопрокатный завод).

На участке 130/217...217/217 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.

На участке 216/217км - МШК (УУН) 203км нефтепровод выполнен из труб: Ду 700 мм – 720x9 мм 10Г2ФБЮ К60 ГОСТ 52079-2003 ОАО "ВМЗ", г. Выкса

3.3 Изоляция трубопровода

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

0 – 130/217 км – изоляция заводского исполнения, трехслойный экструдированный полиэтилен. Изоляция сварных стыков выполнена манжетами ТИАЛ-М.

130/217 – 217/217 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.

216/217км - МШК (УУН) 203км - наружное защитное трехслойное покрытие усиленного типа на основе экструдированного полиэтилена (грунтовочный слой Skotchkote 226N, адгезионный слой АТИ-06-2С, основной слой 153-10К) толщиной не менее 3,0 мм ТУ 1390-020-45657335-2010, термоусаживающая манжета ТИАЛ-М 720-450.3,5 ТУ 2293-002-58510788-2004

3.4 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 500 м и 1000 м, а также на всех переходах авто и железных дорог, в точках дренажа СКЗ и МЭХЗВ.

4. ОРГАНИЗАЦИЯ И ПОРЯДОК ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ.

4.1. 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.

4.2. Организация и проведение работ.

4.2.1. 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.

4.2.2. 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.

4.2.3. 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.

5. ПРОВЕДЕНИЕ КОМПЛЕКСНОГО ОБСЛЕДОВАНИЯ И РЕМОНТА.

5.1. Сбор исходной информации.

5.1.1. 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, содержащим краткое описание объекта обследований и перечень дефектов с координатами).
- 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.

5.2. Проведение электрометрических работ.

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

5.2.2. Определить глубину залегания трубопровода с шагом – 100 метров.

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

5.2.4. 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)

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

5.2.6. 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.5.2.24). 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).

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

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

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

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

5.2.11. 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.

5.2.12. 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.

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

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

5.2.15. Оценка КПД затрат электроэнергии установок ЭХЗ.

5.2.16. 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.

5.2.17. Определить координаты границ зон защиты установок ЭХЗ.

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

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

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

5.2.21. 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.

5.2.22. Определить состояние поляризационных ячеек.

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

5.2.24. 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.

5.2.25. 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 рН 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.

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

5.2.27. 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).

5.2.28. Определение планово-высотного положения точек измерений в п. 5.2.1, 5.2.2, 5.2.4, 5.2.5, 5.2.16, 5.2.17, 5.2.18 и 5.2.23 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).

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

5.3. Подготовительные работы по результатам комплексного коррозионного обследования.

До начала работ необходимо:

5.3.1. Предоставить сведения об ответственных за выполнение работ, ответственных за подготовку к проведению работ (направить по электронной почте, либо предоставить в печатном виде):

- копии протоколов аттестации по промышленной безопасности – с пунктами аттестации в зависимости от вида выполняемых работ;
- копии протоколов по охране труда;

- копии протоколов по пож. тех. минимуму; с отрывом от производства для ответственных выполняющих огневые работы на объектах;
- копии протоколов на группу допуска по электробезопасности;
- копию приказа о назначении ОВР, ОППР;
- при планировании проведения работ на высоте: копию протокола о присвоении группы по безопасности работы на высоте (3 группа), копии паспортов на средства подмащивания (леса, вышки-тура), ПС.
- дополнительно представить при прохождении вводного инструктажа по ОТ оригиналы удостоверений по вышеуказанным направлениям (не обязательно представление удостоверения подтверждения аттестации по промышленной безопасности).

5.3.2. Предоставить сведения об исполнителях планируемых работ (направить по электронной почте, либо представить в печатном виде):

- копии протоколов по охране труда;
- копии протоколов аттестации по промышленной безопасности по профессиям подконтрольным РТН (в зависимости от вида выполняемых работ);
- копии протоколов по пож. тех. минимуму; с отрывом от производства для выполняющих огневые работы на объектах (сварщики и пр.);
- копии протоколов на группу допуска по электробезопасности (при проведении работ в электроустановках, с электроинструментом и пр.);
- при планировании проведения работ на высоте: копию протокола о присвоении группы по безопасности работы на высоте (1,2 группа);
- распоряжение, письмо о направлении работников на объект для проведения работ.
- дополнительно представить при прохождении вводного инструктажа по ОТ оригиналы удостоверений по вышеуказанным направлениям.

5.3.3. Предоставить письмо на имя Регионального менеджера ВР АО «КТК-К» на оформление Разрешения на проведение работ в охранной зоне объекта МН.

5.3.4. Представить на согласование План производства работ.

5.3.5. Оформить наряд – допуск в зависимости от вида выполняемых работ в соответствии с требованиями:

- «Инструкция № 104 по организации контроля воздушной среды на объектах КТК»;
- «Инструкция № 105 по организации безопасного проведения огневых работ на взрывопожароопасных объектах КТК»;
- «Инструкция № 106 по организации безопасного проведения работ с применением грузоподъемных кранов на объектах КТК»;
- «Инструкция № 107 по организации безопасного проведения земляных работ на объектах КТК»;
- «Инструкция №108 по организации безопасного проведения газоопасных работ на объектах КТК»;
- «Инструкция №109 по организации безопасного проведения работ на высоте на объектах КТК».

5.3.6. Представить паспорта и/или формуляры (при необходимости по требованию Заказчика) на все применяемое оборудование, инструменты, приспособления и т. д. при выполнении работ, подтверждающие регистрацию в органах надзора (при необходимости), своевременное прохождение технического обслуживания и технического освидетельствования.

5.3.7. Обеспечить прохождение персоналом подрядчика вводного инструктажа организуемых Заказчиком.

5.3.8. Обеспечить наличие и применение сертифицированных спец. одежды и СИЗ в соответствии с требованиями объекта строительства (спец. одежда для выполнения конкретных видов работ, спец. обувь с металлическим мыском, каска защитная, очки защитные, перчатки для выполнения конкретных видов работ, для применения при работе на высоте пояс предохранительный лямочного (тип Д) и иные СИЗ в соответствии с требованиями к выполняемым работам.

5.3.9. Обеспечить наличие на объектах проведения работ достаточного количества знаков безопасности, ограждающих конструкций, средств оказания первой доврачебной помощи, первичных средств пожаротушения.

5.3.10. Выполнить подготовительные мероприятия, установленные разрешительной документацией на проведение работ на объектах АО «КТК-К».

Указанный список может быть дополнен в зависимости от вида планируемых на объектах работ.

5.4. Основные работы по результатам комплексного коррозионного обследования.

При выполнении работ на объекте подрядная организация обязана:

5.4.1. Все этапы работ выполнять по согласованию с представителями эксплуатирующей организации – ВР АО «КТК-К», с оформлением соответствующей разрешительной документации.

5.4.2. Оформлять наряды-допуски на проведение ремонтных и строительно-монтажных (в том числе земляных, огневых и газоопасных) работ по устройству и сооружению систем, конструкций и оборудования с применением системы выдачи нарядов-допусков АО «КТК-К».

5.4.3. При оформлении разрешительной документации указывать мероприятия по обеспечению мер безопасности на основе существующих рисков при производстве конкретных видов работ.

5.4.4. Обеспечить проведение работникам инструктажей на рабочем месте (целевых, первичных, повторных, внеплановых) в соответствии с требованиями Законодательства по охране труда.

5.4.5. Информировать начальника смены НПС по радиостанции или по телефону о:

- прибытии на место проведения работ;
- факте начала и времени начала работ;
- наличии (возможном) и степени выявленных опасных производственных факторов;
- неисправности в работе оборудования или конструкций элементов нефтепровода или охранной зоны нефтепровода.
- времени окончания работ и выводе персонала и техники.

5.4.6. Выполнять на ежедневной основе комплекс мер по устройству защитного и сигнального ограждения с обеспечением границ зон воздействия рисков знаками безопасности.

5.4.7. Обеспечить применение на обязательной основе персоналом, производящим работы на объектах нефтепровода КТК установленных средств индивидуальной защиты и спец. защитных приспособлений в соответствии с политиками КТК и требованиями Законодательства.

5.4.8. Обеспечить наличие на месте проведения работ первичных средств

пожаротушения, при необходимости, если такое требование изложено в наряде-допуске, выставить заправленный и оснащённый пожарный ход (автоцистерну) с полным боевым расчётом.

5.4.9. При производстве работ пользоваться производственными инструкциями по ОТ по конкретным профессиям и видам работ, а также инструкциями по:

- ВРД КТК 35.12.2023 Регламент организации производства работ в охранной зоне КТК-К»;
- СТП КТК 33.06.2022 Процедура по организации и проведению огневых, газоопасных, земляных и других работ повышенной опасности с оформлением нарядов-допусков на их подготовку и проведение;
- Инструкцией № 104 по организации контроля воздушной среды на объектах КТК;
- Инструкцией № 105 по организации безопасного проведения огневых работ на взрывопожароопасных объектах КТК»;
- Инструкцией № 106 по организации безопасного проведения работ с применением грузоподъёмных кранов на объектах КТК»;
- Инструкцией № 107 по организации безопасного проведения земляных работ на объектах КТК»;
- Инструкцией №108 по организации безопасного проведения газоопасных работ на объектах КТК;
- Инструкцией №109 по организации безопасного проведения работ на высоте на объектах КТК;
- ВРД КТК 77.07.2022 «Правила пожарной безопасности при эксплуатации нефтепроводной системы АО «Каспийский Трубопроводный Консорциум»
- а также другими НТД в области охраны труда, промышленной безопасности, пожарной безопасности и охране окружающей среды РК, АО «КТК-К».

5.4.10. В случае появления резкого запаха нефти или наличия нефти в зоне производства работ необходимо:

- прекратить работы;
- вывести персонал и технику из опасной зоны на безопасное расстояние (не менее 100 метров);
- немедленно сообщить начальнику смены
- принять меры к недопущению посторонних лиц в опасную зону.

5.4.11. Соблюдать требования политики КТК в области охраны труда, промышленной безопасности и охраны окружающей среды.

5.4.12. Выполнять только ту работу, которая указана в наряде-допуске в месте, обозначенном в наряде-допуске.

5.4.13. Приступать к работам только по указанию начальника смены.

5.4.14. Не допускать посторонних лиц в зону работ.

5.4.15. Не допускать проведение работ при отсутствии у работников предписанных СИЗ для отдельных видов работ.

5.4.16. Не поручать работу необученным и посторонним лицам.

5.4.17. Соблюдать правила перемещения в помещении и на территории организации, пользоваться только установленными проходами.

5.4.18. При проведении работ на высоте обеспечить постоянное крепление к страховочной привязи работников.

5.4.19. Не допускать проведение работ при отсутствии ОВР.

5.4.20. Во время регламентных перерывов передвигаться по территории бригадно в сопровождении ОВР.

5.4.21. Запрещено нахождение на территории подобъекта не относящегося к деятельности работника.

5.4.22. Отключать мобильные телефоны при нахождении в зоне действия запрещающих знаков.

5.4.23. Запретить проведение фото- и видеосъёмки на объектах КТК без наличия специально оформленного разрешения.

5.4.24. Обеспечить ежедневный контроль за техническим состоянием предохранительной привязи, инструментов и приспособлений используемых в производстве работ.

5.4.25. Обеспечить соблюдения требований производственной санитарии на рабочих местах.

5.5. Перечень основных работ выполняемых подрядной организацией при ремонте средств ЭХЗ:

- разработка и согласование ППР, страхование гражданской ответственности, оформление разрешительных документов, мобилизация персонала, перебазировка оборудования и техники к месту работ;
- замена станции катодной защиты;
- замена глубинных и протяжённых анодных заземлителей;
- замена и подключение кабельных линий, в том числе подключение к заземляющему устройству;
- припайка катодных выводов с восстановлением изоляционного покрытия;
- замена протекторных установок;
- замена контрольно-измерительных пунктов, в том числе с блоками совместной защиты;
- замена стационарных электродов сравнения;
- замена устройств защиты трубопроводов от наведённых переменных токов;
- электрометрические измерения и наладка средств ЭХЗ (предоставляется отчёт);
- демобилизация персонала и техники.

5.6. Обеспечение лабораторного обследования с применением неразрушающего и разрушающего контроля качества нанесения изоляционных покрытий и материалов на защищаемые системой ЭХЗ сооружения:

- фотофиксация отдельных ключевых моментов в период проведения работ: состояние изоляционного покрытия после вскрытия участка трубопровода; состояние тела трубы после снятия изоляционного покрытия; после абразивоструйной очистки; нанесение изоляционных материалов.

- проверка качества подготовленной поверхности трубопровода на шероховатость, обеспыливание, обезжиривание после абразивоструйной очистки;
- контроль за соблюдением технологии нанесения изоляционных материалов, согласно утверждённой технологической карты;
- проверка сплошности изоляционного покрытия искровым дефектоскопом, в том числе прилегающей части вскрытых участков трубопровода;
- выборочная проверка адгезии нанесённых изоляционных материалов к телу трубопровода и в местах нахлёста изоляции;
- проверка толщины нанесённого изоляционного покрытия;
- определение сопротивления изоляции трубопровода в соответствии с пунктом 5.2.14.;
- контроль сплошности изоляционного покрытия засыпанного трубопровода, системой контроля качества изоляции приборами типа РСМх, Корд- ИПИ.

6. ТРЕБОВАНИЯ К ТРАНСПОРТНЫМ И СПЕЦИАЛЬНЫМ СРЕДСТВАМ.

Техническое состояние должно соответствовать ТР ТС 018/2011 «О безопасности колесных транспортных средств».

Перед началом работ все транспортные и специальные средства представляются на инспекцию сотрудникам АО «КТК-К».

6. ТРЕБОВАНИЯ ОТ, ПБ И ООС.

Работы проводятся в соответствии с ППР при соблюдении следующих Правил, РД и Инструкций:

- Положение о системе управления промышленной безопасностью, охраной окружающей среды и труда АО КТК;
- ВРД КТК 34.09.2014 «Регламент организации производства работ в охранной зоне нефтепровода»;
- СТП КТК 33.06.2022 Процедура по организации и проведению огневых, газоопасных, земляных и других работ повышенной опасности с оформлением нарядов-допусков на их подготовку и проведение;
- Инструкцией № 104 по организации контроля воздушной среды на объектах КТК;
- Инструкцией № 105 по организации безопасного проведения огневых работ на взрывопожароопасных объектах КТК»;
- Инструкцией № 106 по организации безопасного проведения работ с применением грузоподъёмных кранов на объектах КТК»;
- Инструкцией № 107 по организации безопасного проведения земляных работ на объектах КТК»;
- Инструкцией №108 по организации безопасного проведения газоопасных работ на объектах КТК;
- Инструкцией №109 по организации безопасного проведения работ на высоте на объектах КТК;

- ВРД 111-12.2019 «Правила безопасности при эксплуатации нефтепроводной системы КТК».

Все отходы, образовавшиеся в результате деятельности Подрядчика по работам настоящего ТЗ на территории Компании, принадлежат Подрядчику с момента образования таких отходов. Исключением являются отходы, содержащие нефть Компании и отходы демонтажа, если они являются основными средствами, не снятыми с баланса Компании. Подрядчик обязан поддерживать чистоту и своевременно производить уборку, накопление в самостоятельно установленных им закрытых емкостях и удаление всех отходов, принадлежащих ему, обеспечивать нормативное санитарное состояние на рабочей площадке. Подрядчик обязан выполнить весь комплекс работ по учету и обращению со своими отходами самостоятельно, от своего имени, по собственным нормативно-разрешительным документам и без дополнительных затрат для Компании, в соответствии с действующим законодательством РК, а также осуществить все расчеты и платежи, связанные с негативным воздействием на окружающую среду, возникшие в результате и в ходе выполнения работ. По окончании работ площадка производства работ должна быть очищена, все отходы и емкости удалены с территории объекта.

8. ТРЕБОВАНИЯ К СТРАХОВАНИЮ.

Без ограничения каких-либо из своих обязательств по Договору или применимому законодательству Исполнитель оформляет за свой счет в страховых компаниях, согласованных с Компанией, нижеуказанные договоры страхования:

- Договор страхования гражданской ответственности перед третьими лицами за причинение вреда жизни, здоровью или имуществу третьих лиц, покрывающего деятельность Исполнитель по Договору, на сумму не менее 1 000 000 (один миллион) долларов США за любое из происшествий;
- В случае применения Исполнителем транспортных средств для выполнения работ/оказания услуг по Договору, помимо обязательного страхования ответственности владельца транспортных средств в соответствии с требованиями применимого законодательства, дополнительно заключить договор страхования ответственности владельца транспортных средств на сумму не менее 1 000 000 (Один миллион) долларов США по каждому страховому случаю.

Исполнитель заключает договоры страхования, предусмотренные настоящим Приложением, на весь срок действия Договора. В случае заключения договоров страхования на срок меньший, чем срок действия Договора, Исполнитель обязан своевременно продлять действие договоров страхования на первоначальных условиях или заключать новые договоры страхования без изменения объема страхового покрытия и страховых сумм. До начала выполнения работ и предоставления услуг по Договору Исполнитель обязан предоставить Компании документы:

- подтверждающие оформление предусмотренных настоящим Приложением договоров страхования с указанием объема покрытия, франшиз и условий страхования;
- подтверждающие оплату страховых премий.

Исполнитель не вправе приступать к оказанию услуг/выполнению работ до предоставления Компании документов, подтверждающих заключение необходимых договоров страхования. Компания вправе приостановить платежи по Договору, в случае непредставления Исполнителем документов, подтверждающих заключение необходимых договоров страхования и оплату страховых премий.

9. ТРЕБОВАНИЯ К ОТЧЕТНОЙ И ИСПОЛНИТЕЛЬНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ.

9.1 Обеспечить предоставление предварительного отчёта по электрометрическим измерениям, содержащим краткое описание объекта обследований и перечень дефектов с координатами с указанием приоритета по их устранению.

9.2. Предоставить исполнительную документацию по результатам лабораторного обследования контроля качества нанесения изоляционных покрытий и материалов на защищаемые системой ЭХЗ сооружения.

9.3. Финальный отчёт и исполнительная документация по проведённым работам предоставляются 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. Графические документы выполняются в AutoCAD 2013.

9.4. Отчет должен содержать следующую информацию, но не ограничиваться ею:

- 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 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 5.2.24-5.2.25. данного ТЗ. Внести в подраздел сравнительный анализ с ретроспективными данными КО 2023 г.
- 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. 5.2.28. 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.

10. НОРМАТИВНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ.

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

- ГОСТ 9.602 – 2016 Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии.
- СТ РК ГОСТ Р 51164-2005. Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии.
- РД 153 39.4-039-99 Нормы проектирования электрохимической защиты магистральных трубопроводов и площадок МН.
- Правила технической эксплуатации нефтепроводной системы КТК ВРД 09.07.2023.
- Регламент по организации работ по контролю, техническому обслуживанию и ремонту средств электрохимической защиты нефтепровода КТК ВРД КТК 73.07.2019.
- Правил проведения обследования коррозионного состояния магистральных трубопроводов ОАО "АК "Транснефть".
- Методики АО ВНИИСТ.
- «Методические указания по диагностическому обследованию состояния коррозии и комплексной защиты подземных трубопроводов от коррозии» ГГК "Газпром" 1989г.
- «Методическое руководство по оптимизации параметров и оценке эффективности электрохимической защиты объектов магистрального транспорта газа» ГГК "Газпром" 1988г.
- СН РК 3.05-101-2013. Магистральные трубопроводы
- ВСН 009-88, ВСН 012-88.
- Правил технической эксплуатации магистральных трубопроводов.
- Правил устройства электроустановок ПУЭ РК 2015.
- Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок и другая нормативная документация, действующая на территории республики Казахстан.

11. ПРИЛОЖЕНИЯ

11.1 Шаблон таблиц NIMA (Базовая библиотека NIMA IM_DCVG-CIPS.xlsx)

Составил:

Старший инженер по ЭХЗ АО «КТК-К»



Файзуллин Ш.Р.