

Согласовано:

Начальник службы ЭХЗ

АО «КТК-Р»

Р.А. Жуков

« 23 » мая 2025 г.

Утверждаю:

Главный инженер по Э и ТО

АО «КТК-К»

В.В. Мирошниченко

« 27 » мая 2025 г.

Согласовано:

Заместитель главного инженера по Э и ТО

линейной части нефтепровода

АО «КТК-К»

Р.Г. Уалиев

« 26 » мая 2025 г.

Согласовано:

Заместитель главного инженера

по Э и ТО НПС

АО «КТК-К»

А.М. Батыргалиев

« 26 » мая 2025 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

ПО РЕМОНТУ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОХИМЗАЩИТЫ НПС ИСАТАЙ И ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА «ТЕНГИЗ- НОВОРОССИЙСК» НА УЧАСТКЕ 0-452 КМ

Разработано:	Служба	Старший инженер по ЭХЗ
	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 ПРОВЕДЕНИЯ РЕМОНТНЫХ РАБОТ	5
4.1	Сбор исходной информации	5
4.2	Подготовительные работы	5
4.3	Основные объёмы работ	7
4.4	Основные объёмы ремонтных работ оборудования ЭХЗ НПС Исатай	9
4.5	Основные объёмы ремонтных работ оборудования ЭХЗ ЛЧ МН	9
4.6	Проведение электрометрических измерений по результатам выполненных ремонтных работ	10
4.7	Обеспечение лабораторного обследования с применением неразрушающего и разрушающего контроля качества нанесения изоляционных покрытий и материалов на защищаемые системой ЭХЗ сооружения	10
5	ТРЕБОВАНИЯ К ТРАНСПОРТНЫМ И СПЕЦИАЛЬНЫМ СРЕДСТВАМ	11
6	ТРЕБОВАНИЯ ОТ, ПБ И ООС	11
7	ТРЕБОВАНИЯ К СТРАХОВАНИЮ	12
8	ТРЕБОВАНИЯ К ОТЧЕТНОЙ И ИСПОЛНИТЕЛЬНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ	13

Техническое задание разработано в целях проведения ремонта системы электрохимической защиты линейной части магистрального нефтепровода «Тенгиз-Новороссийск» на участке 0-452 км и НПС «Исатай» с заключением рамочного договора сроком на 2025-2026 годы.

1. ОБЪЕКТ ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ

Нефтепроводная система АО «КТК-К». НПС «Исатай», участок нефтепровода «Тенгиз-Новороссийск» 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:

Ремонт оборудования электрохимической защиты НПС «Исатай» и линейной части магистрального нефтепровода 0-452 км по результатам комплексного коррозионного обследования.

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. Технологические трубопроводы НПС «Исатай» общей протяженностью 1504 м.

3.1. Исходные данные объекта:

Характеристика объекта

Объектом проведения ремонтных работ 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 – 720х9 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

3.4.1. Система ЭХЗ НПС Исатай состоит из четырёх станции катодной защиты следующих типов: В-ОПЕ-ТМ-1-42-24-У1, В-ОПЕ-ТМ-1-100-48-У1 и ПКЗ-АР-Е2-4К-1,25-У1 в количестве двух штук; два клеммных шкафа для подключения анодных и дренажных кабельных линий; глубинных анодных заземлителей в количестве 18 штук; протекторных установок в количестве 20 штук; контрольно-измерительных пунктов в количестве 21 штуки; блоков диодно-резисторных в количестве 12 штук.

3.4.2. 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 контрольно-измерительные пункты (КИП) 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 ПРОВЕДЕНИЯ РЕМОНТНЫХ РАБОТ.

4.1. Сбор исходной информации.

4.1.1. Для выполнения ремонтных работ предоставить проектную и исполнительную документацию по объекту.

4.2. Подготовительные работы.

До начала работ необходимо:

4.2.1. 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, ОПР;

- 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).
- 4.2.2. 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.
- 4.2.3. Предоставить письмо на имя Регионального менеджера ВР АО «КТК-К» на оформление Разрешения на проведение работ в охранной зоне объекта МН.
- 4.2.4. Представить на согласование План производства работ.
- 4.2.5. 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.
- 4.2.6. Предоставить 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.
- 4.2.7. Обеспечить прохождение персоналом подрядчика вводного инструктажа организуемых Заказчиком.
- 4.2.8. 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 ляточного (тип Д) и иные СИЗ в соответствии с требованиями к выполняемым работам.

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

4.2.10. 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.

4.3. Основные объёмы работ.

При выполнении работ на объекте подрядная организация обязана:

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

4.3.1. 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».

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

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

4.3.4. 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.

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

4.3.6. 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.

4.3.7. 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.

4.3.8. 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 грузоподъемных 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».

4.3.9. 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.

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

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

4.3.12. Приступать к работам только по указанию начальника смены.

4.3.13. Не допускать посторонних лиц в зону работ.

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

4.3.15. Не поручать работу необученным и посторонним лицам.

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

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

4.3.18. Не допускать проведение работ при отсутствии ОВР.

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

4.3.20. Запрещено нахождение на территории подобъекта не относящегося к деятельности

работника.

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

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

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

4.3.24. Обеспечить соблюдения требований производственной санитарии на рабочих местах.

4.4. Основные объёмы ремонтных работ оборудования ЭХЗ НПС «Исатай»:

4.4.1. Разработка и согласование ППР, страхование гражданской ответственности, оформление разрешительных документов, мобилизация персонала (командировочные, проживание и другие прочие затраты), получение материала со склада Базы логистики «Атырау», перебазировка оборудования и техники к месту производства работ;

4.4.2. Замена анодного заземлителя в точках 2.1. и 2.2. СКЗ №2- 2 комплекта по 12 блоков. В каждой точке по 3 скважины глубиной 11 м. и размещением по 4 блока анодного заземлителя в каждой скважине;

4.4.3. Припайка катодных выводов КИП-УЗТ в двух точках методом «Pinbrazing» с восстановлением изоляционного покрытия. Подрядчиком предоставляется аппарат для дуговой штифтовой пайки с соответствующим расходным материалом: наконечники, изоляторы и патроны.

4.4.4. Замена протекторных установок в количестве 5 штук: кожух под подъездной автодорогой КИП №29;

4.4.5. Замена стальных СКИП на пластиковые контрольно-измерительные пункты с блоками совместной защиты в количестве 9 штук: КИП №10, №11, №12, №13, №18, №19, №26, №29, №32;

4.4.6. Замена стационарных электродов сравнения в количестве 22 штук: КШ №1, КШ №2, КИП № 2,1-D3, КИП № 2,2-D5, КИП № 2,2-D6, КИП № 2,2-D7, КИП № 2,2-D8, КИП № 3,1-D9, КИП № 10, КИП № 11, КИП № 13, КИП № 18, КИП № 19, КИП № 29, КИП № 32, КИП-УЗТ, КИП № 4-D14, КИП № 26;

4.4.7. Электрометрические измерения и наладка средств ЭХЗ (предоставляется отчёт);

4.4.8. Демобилизация персонала и техники.

4.5. Основные объёмы ремонтных работ оборудования ЭХЗ линейной части магистрального нефтепровода:

4.5.1. Разработка и согласование ППР, страхование гражданской ответственности, оформление разрешительных документов, мобилизация персонала (командировочные, проживание и другие прочие затраты), получение материала со склада Базы логистики «Атырау», перебазировка оборудования и техники к месту производства работ;

4.5.2. Замена неисправных электродов сравнения в количестве 205 шт. на дистанции МН 203,500 - 443,505 км.

4.5.3. Замена протекторных установок в количестве 25 шт. на следующих дистанциях МН, км: 219,401- 219,507 (кожух под Ж.Д. «Атырау-Астрахань»); 276,454 – 276,526 (кожух под автодорогой «Атырау-Астрахань»); 289,720- 290 (кожух под автодорогой к НПС «Исатай»).

4.5.4. Устранение пульсации тока, более 3% с заменой блока конденсаторов на основных и резервных СКЗ в количестве 13 шт.: №1 на 13 км (2 шт.); №2 на 38 км (2 шт.); №3 на 68 км (2 шт.); №4 на 91 км (2 шт.); №5 на 120 км (2 шт.); №9 на 172 км (2 шт.); №12 на 209 км МН. Материалы для проведения ремонта предоставляются подрядчиком.

4.5.5. Установка и подключение КИП с БСЗ на пересечении с нефтепроводом НКОК на дистанции МН 203,829 км с припайкой катодных выводов в двух точках на каждом нефтепроводе. Пайку катодных выводов выполнить методом «Pinbrazing», оборудование и расходные материалы предоставляются подрядчиком.

4.5.6. Монтаж глубинных анодных заземлителей в количестве трёх комплектов по 16 блоков с прокладкой кабельных линий на трёх участках, СКЗ: №3 на 66 км; №11 на 192 км; №14 на 206 км. В каждой точке по 4 скважины глубиной 11 м. и размещением по 4 блока анодного заземлителя в каждой скважине;

4.5.7. Восстановление приварок катодных выводов к трубопроводу методом «Pinbrazing» в КИП: 0,851 км; 7,565 км; 21,5 км; 32,490 км; 36 км; 110,442 км; 195,529 км; 197,000 км. Подрядчиком предоставляется аппарат для дуговой штифтовой пайки с соответствующим расходным материалом: наконечники, изоляторы и патроны.

4.5.8. Электрометрические измерения и наладка средств ЭХЗ (предоставляется отчёт);

4.5.9. Демобилизация персонала и техники.

4.6. Проведение электрометрических измерений по результатам выполненных ремонтных работ.

4.6.1. Выполнить проверку установок катодной защиты в различных режимах управления и стабилизации выходных параметров. Измерить рабочие режимы защитных установок (напряжение, ток, сопротивление дренажной цепи), проверить степень резервирования и запаса мощности.

4.6.2. Измерить сопротивление растекания тока анодного заземлителя УКЗ.

4.6.3. Провести контроль состояния и работоспособности контрольных выводов в контрольно-измерительных и контрольно-диагностических пунктах.

4.6.4. Провести измерения собственных потенциалов стационарных электродов сравнения.

4.6.5. Проверить работоспособность установок протекторной защиты.

4.6.6. Оценить работоспособность контрольно-измерительных пунктов, состояние стационарных медно-сульфатных электродов сравнения, датчиков потенциала. Проверить собственные потенциалы стационарных электродов сравнения в КИП.

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

4.7. 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.

5. 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 111.09.2024 «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.

7. 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.

8. ТРЕБОВАНИЯ К ИСПОЛНИТЕЛЬНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ.

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

8.2. 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.

8.3. 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.
- Электрометрические работы и результаты проверки установленного оборудования.

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

Составил:

Старший инженер по ЭХЗ АО «КТК-К»



Файзуллин Ш.Р.