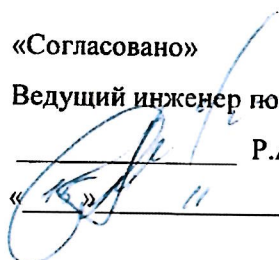


«Согласовано»

Ведущий инженер по ЭХЗ АО «КТК-Р»


Р.А. Жуков

« 15 » 11 2021 г.

«Утверждаю»

Менеджер по Э и ТО АО «КТК-К»


В.В. Мирошниченко

« 16 » 11 2021 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

**НА ПРОВЕДЕНИЕ КОМПЛЕКСНОГО КОРРОЗИОННОГО
ОБСЛЕДОВАНИЯ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОХИМЗАЩИТЫ
НПС «АТЫРАУ».**

2021 г.

СОДЕРЖАНИЕ:

№	Содержание	Стр.
1	ОБЪЕКТ ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ	2
2	СРОКИ ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ	2
3	ОБЪЕМ РАБОТ	2
4	ОРГАНИЗАЦИЯ И ПОРЯДОК ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ	3
4.1	Предварительная оценка состояния противокоррозионной защиты МН на основе имеющейся технической документации.	3
4.2	Проведение обследования.	5
5	ТРЕБОВАНИЯ К ПЕРСОНАЛУ	8
6	ТРЕБОВАНИЯ К ТРАНСПОРТНЫМ И СПЕЦИАЛЬНЫМ СРЕДСТВАМ.	8
7	ТРЕБОВАНИЯ ОТ, ПБ И ООС.	9
8	ТРЕБОВАНИЯ К СТРАХОВАНИЮ.	9
9	ТРЕБОВАНИЯ К ОТЧЕТНОЙ И ИСПОЛНИТЕЛЬНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ.	10
6	НОРМАТИВНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ.	11

1. ОБЪЕКТ ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ

Нефтепроводная система АО «КТК-К».
НПС «Атырау».

2. СРОКИ ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ

Август-декабрь 2022 года

3. ОБЪЕМ РАБОТ

Комплексному обследованию системы ЭХЗ НПС «Атырау» подлежат:

1. Основные и вспомогательные технологические коммуникации НПС общей протяженностью 6544,7 м.
2. Установки катодной защиты на НПС – 17 шт,
3. 2 изолирующие вставки, 10 изолирующих фланцев, включая изолирующие фланцы и вставки на УППС 204 км.
4. Резервуары хранения нефти 4х20000 м³.
5. Резервуары хранения дизельного топлива 2х200 м³.
6. Резервуары хранения воды 2х2500 м³.
7. Резервуар статического отстоя 1х400 м³.
8. Подземные емкости НПС, УППС 204 км и КУУН 203 км, 21 шт., в том числе:
 - Дренажные емкости 100 м³ – 4 шт.;
 - Дренажные емкости 75 м³ – 1 шт.;
 - Дренажные емкости 40 м³ – 13 шт.;
 - Дренажные емкости 8 м³ – 3 шт.
9. Подземный участок газопровода 530 м.
10. Установка катодной защиты на АГРС – 1 шт, 3 изолирующих вставки.
11. Подземные технологические коммуникации АГРС с 1 подземной емкостью 5,5 м³.

Цель работ:

Оценка противокоррозионной защиты с учетом новых установок катодной защиты, изменением состояния изоляции и общей эффективности работы системы ЭХЗ после проведенной реконструкции, включающая в себя:

- Оценка защищенности подземных коммуникаций, технологического оборудования, резервуаров и протяжённости трубопроводов;
- Оценка изменения состояния и качества изоляции;
- Оценка эффективности работы установок катодной защиты;
- Определение оптимального режима работы установок катодной защиты и их резерва мощности;
- Определения влияния подводящих нефтепроводов, водоводов, газопроводов и др. коммуникаций на противокоррозионную защиту НПС;
- Определение скорости коррозии;
- Определение сплошности изоляционного покрытия;
- Определение старения изоляционного покрытия и остаточного срока ресурса;
- Обнаружение и рекомендации по устранению коррозионных повреждений;
- Рекомендации по предупреждению развития коррозионных процессов на трубопроводах НПС;
- Разработка и проведение мероприятий по повышению эффективности защиты, оптимизация работы средств ЭХЗ;

Порядок проведения обследования должен соответствовать РД 39-0147103-372-86 «Инструкция по комплексному обследованию коррозионного состояния МН»

4. ОРГАНИЗАЦИЯ И ПОРЯДОК ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ

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

4.1.1. Для определения состояния электрохимической защиты, изоляционных покрытий и коррозионного состояния металла подземных коммуникаций НПС необходима изучить проектную и эксплуатационную документацию с установлением:

- пересечений с другими подземными металлическими сооружениями (трубопроводы, силовые кабели, кабели связи), а также параллельное следование этих сооружений;
- координат отводов, кранов, контрольно- измерительных пунктов;
- средств электрохимической защиты, подводящих нефтяных и газовых трубопроводов и соседних подземных металлических сооружений;
- диаметров трубопроводов;
- толщины стенок труб;
- марки стали;
- типа и конструкции изоляционного покрытия подземных коммуникаций и сооружений;
- время окончания строительства, дату ввода в эксплуатацию подземных коммуникаций и сооружений НПС;
- о литологическом составе и удельном электрическом сопротивлении грунта на площадках и в местах оборудования анодных заземлений.

4.1.2. Изучение рабочей и эксплуатационной документации:

- функциональные характеристики обследуемых нефтепроводов:

- результаты предыдущих обследований нефтепроводов данной НПС;
- полевые журналы средств ЭХЗ, действующих на НПС и других объектах (в том числе ближайших находящихся за пределами территории НПС или других объектов);
- данные о наличии блуждающих токов и их источников, в том числе индуктивных;
- данные о предыдущих коррозионных отказах, ремонтах и заменах нефтепроводов НПС и других объектов, включая ремонт и замену изоляционных покрытий;
- проектную и исполнительную документацию на нефтепроводы НПС и других объектов;
- данные грунтов (удельные сопротивления, солесодержание, влажность);
- данные измерений блуждающих токов (градиенты потенциалов и векторы блуждающих токов в грунте вдоль и поперек подземных нефтепроводов);
- масштабированный план расположения на территории НПС и других объектов ТНП и ВНП, контуров защитных технологических заземлений, средств ЭХЗ, включая анодные заземления УКЗ, точек дренажа всех средств ЭХЗ, электрических перемычек, шунтирующих изолирующие соединения системы ЭХЗ, контрольно-измерительных и контрольно-диагностических пунктов, а также указание на плане мест, для измерения разности потенциалов труба-земля и градиентов напряжения в земле;
- о ближайших СКЗ на линейной части подводящих и отходящих от НПС и других объектов нефтепроводов;
- масштабированный план расположения на территории НПС и других объектов, подземных коммуникаций трубопроводов промышленной и фекальной канализации, пожарных пенно-водопроводов, питьевых водопроводов с комплексом средств ЭХЗ, места их пересечений с обследуемыми нефтепроводами;
- масштабированный план расположения на территории НПС и других объектов подземных коммуникаций силовых электрокабелей, металлосвязей контуров заземления и молниезащиты, места их пересечений с обследуемыми нефтепроводами;
- текущие и ретроспективные (не менее чем за 3 года) данные измерения защитных потенциалов нефтепроводов, рабочих режимов (ток защиты, рабочее напряжение) средств ЭХЗ, а также обо всех отключениях средств ЭХЗ (причины, сроки, продолжительность);
- текущие и ретроспективные (не менее чем за 3 года) данные обо всех измерениях градиентов потенциалов земли, вызванных наложенными полями электрических токов (источник электрического поля, место и цель измерений, результаты измерений и их интерпретация);
- перечень участков, на которых защитный потенциал за последние 3 года не достигал уровня, нормированного СТ РК ГОСТ Р 51164-2005 (координаты, степень и продолжительность недозащиты);
- данные о характере, размере и скорости коррозионного износа нефтепроводов, полученные при осмотре их в шурфах различного назначения.
- состояние изоляционного покрытия по результатам предыдущего контроля или комплексного коррозионного обследования (с указанием мест повреждения и относительных размеров дефектов изоляции), а также по данным ВИК в шурфах (если проводилось контрольное шурфование); средняя величина удельного сопротивления изоляционного покрытия согласно режимам работы УКЗ; данные о местах; сроках и объемах ремонта (замены) изоляционного покрытия.

4.2. Проведение обследования.

4.2.1. Проведение подготовительных работ:

- составление масштабной план – схемы, нанесение на план – схему всех существующих средств ЭХЗ.
- выбор точек измерения потенциалов «труба – земля»,
- установка в точках измерений ПХВ или ПЭ патрубков для расположения в них электродов сравнения при проведении измерений потенциалов «труба – земля»,
- маркировка точек измерений и нанесение их на план – схему,
- переключение всех СКЗ в режим стабилизации по выходному току.

4.2.2. Проведение электрометрических измерений.

Измерение разности потенциалов «труба-земля», поляризационных (с измерением силы тока в цепи труба - вспомогательный электрод, используемый для измерения поляризационного потенциала по методике ГОСТ 9.602-2016. и естественных образца металла трубы на внутриплощадочных коммуникациях при защитной силе тока каждой УКЗ (в подготовленных точках включая точки дренажа УКЗ, а также в местах выявленных крупных повреждений изоляции).

Выявление и регистрация дефектов изоляционного покрытия

Поиск дефектных мест в изоляции методами:

выносного электрода;

градиента напряжения постоянного тока;

продольного градиента;

поперечного градиента и иное.

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

Определение удельного электрического сопротивления грунта в районе точек дренажа УКЗ, анодного заземления и через каждые 10 м по трассам обследуемых коммуникаций в соответствии с приложением 1 ГОСТ 9.602-2016 по симметричной четырехэлектродной схеме с разном расположением электродов на расстояние, равное глубине залегания трубопроводов.

Определение наличия или отсутствия блуждающих токов. В случае их наличия в зоне действия блуждающих токов выполнить синхронные измерения разности потенциалов труба-земля и поперечного градиента напряжения около трубы,

Проведение измерений потенциалов во всех контрольных точках выполнить согласно «Методика проведения электрометрического обследования подземных коммуникаций промплощадок» (Газпром, 1999г.) при различных комбинациях, включенных и выключенных СКЗ для определения оптимальных режимов работы УКЗ;

По результатам комплексного обследования проводится выбор мест для шурфовки трубопроводов и подземных емкостей. Подрядчик организует и проводит контрольное шурфование не менее 5 мест для визуально-инструментального контроля состояния изоляции и защищаемого сооружения.

В качестве критериев выбора мест шурфовки учитываются следующие показатели:

Недостаточный защитный потенциал.

Нахождение защищаемого сооружения или коммуникации на уровне грунтовых вод.

Наличие крупных дефектов в изоляции.

Повышенная агрессивность грунтов.

Коррозионная опасность постоянных и переменных токов.

- Проведение визуального и измерительного контроля состояния трубы и изоляционного покрытия в присутствии представителя Заказчика и составление Акта осмотра, в котором отразить данные:

визуального и инструментального контроля, в том числе:

- состояние изоляции (конструкция изоляции, адгезия, сплошность, наличие сквозных дефектов, их конфигурация и площадь, наличие жидкости под покрытием);
- состояние поверхности трубы как в местах оголений, так и под изоляцией (наличие продуктов коррозии, коррозионных поражений и их глубина, и площадь);
- литологический состав грунта, его pH и удельное электрическое сопротивление, уровень грунтовых вод;
- поляризационный потенциал.
- Измерение защитного потенциала по протяженности определяют по поляризационному потенциалу.
- Поляризационный потенциал измеряют по методикам в соответствии с СТ РК ГОСТ Р 51164 и НТД с применением прерывателей тока.
- Сплошные измерения защитного потенциала могут быть выполнены следующим образом:
- методом интенсивных измерений с использованием отключения средств ЭХЗ.
- На основании замеров составляется график распределения защитного потенциала вдоль нефтепровода.

4.2.3. Определение технического состояния средств ЭХЗ.

- определение сопротивлений внешней цепи установок катодной защиты;
- измерение сопротивления растеканию анодных заземлителей и защитных контуров;
- определение уровня пульсации СКЗ;
- оценка рабочего диапазона регулировки преобразователя катодной защиты и резерва по мощности установок катодной защиты (УКЗ).
- оценка технического состояния преобразователей и соответствие их требованиям ПУЭ.

4.2.4. Решение расчетных задач по обеспечению коррозионной безопасности

При оценке текущего состояния изоляции и прогнозировании изменения ее параметров решают следующие задачи:

- дают интегральную оценку по сопротивлению ее постоянному току;
- определяют физико-химические свойства изоляции;
- рассчитывают остаточный ресурс изоляции;
- определяют оптимальный срок переизоляции нефтепровода.
- Определение параметров средств ЭХЗ и прогнозирование изменения ее параметров во времени.

Расчеты производятся на основании исходных данных:

- электрических параметров катодных и протекторных установок;
- паспортных характеристик средств ЭХЗ;
- конструктивных и электрических параметров анодных заземлений;
- данных периодического контроля установок ЭХЗ.

Оценка остаточного ресурса элементов установок ЭХЗ производится:

- для установок катодной защиты;
- анодного заземления;
- катодного преобразователя;
- защитного заземления.
- кабельных линий;
- для протекторных установок - протекторов.

Комплексная оценка состояния ЭХЗ нефтепровода осуществляется в соответствии с СТ РК ГОСТ Р 51164-2005 по следующим критериям:

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

4.2.5. Оценка коррозионного состояния нефтепровода производится с целью выявления наиболее опасных в коррозионном отношении участков нефтепроводов

Оценка производится путем обобщения всех данных обследования и данных по наличию коррозионных повреждений. Сводные данные по коррозионному состоянию заносятся в форму, определяемую НТД по противокоррозионному обследованию.

Коррозионную опасность определяют в соответствии с разделом 5, ГОСТ 9.602-2016.

4.2.6. Камеральная обработка результатов электрометрических измерений.

составление системы линейных уравнений, расчет регрессионных коэффициентов для каждой контрольной точки по «Методике проведения электрометрического обследования подземных коммуникаций промплощадок» (Газпром, 1999г.);

составление математической модели – матрицы, расчет оптимальных режимов УКЗ для обеспечения защитных поляризационных потенциалов не менее минимальных и не более максимальных допустимых значений;

нанесение на карты НПС эквипотенциальных кривых распределения защитного потенциала.

расчет максимальных естественной и остаточной скоростей коррозии.

4.2.7. Выводы:

- анализ состояния изоляционного покрытия;
- сравнительную оценку фактических показателей защитного потенциала с нормативными;
- указание на наличие участков нефтепроводов, требующих ремонта изоляционного покрытия;

- вывод о работе всей системы ЭХЗ в целом, предложения о необходимости ремонта средств ЭХЗ;
- оценку влияния блуждающих токов и соседних подземных сооружений;
- рекомендации по улучшению эксплуатационных характеристик ЭХЗ.
- анализ состояния защищенности подземных стальных сооружений НПС;
- анализ технического состояния системы противокоррозионной защиты на обследуемой НПС;
- анализ коррозионного состояния металла трубы в местах шурфовки.
- Расчет остаточного ресурса эксплуатации подземных стальных коммуникаций и сооружений.

4.2.8. Рекомендации.

Рекомендации разрабатывают на основании анализа полученных данных о функционировании всех составляющих противокоррозионной защиты.

На основании анализа данных о состоянии изоляционного покрытия и расчетов остаточного ресурса изоляции должны быть выделены участки и сроки ремонта изоляции.

По результатам анализа технического состояния системы электрохимической защиты, на основе данных электрометрических измерений и актов шурфовки обследуемого участка с точки зрения соответствия требованиям СТ РК ГОСТ Р 51164-2005, ГОСТ 9.602-2016:

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

В рекомендациях должны быть определены рекомендуемые сроки выполнения мероприятий.

5. ТРЕБОВАНИЯ К ПЕРСОНАЛУ.

- Персонал Подрядной организации должен быть обучен и аттестован в области промышленной безопасности при проведении работ на опасном производственном объекте.
- Пройти теоретическое и производственное обучение по охране труда.
- Пройти проверку знаний норм охраны труда по своей профессии и видам поручаемых работ; получить удостоверение с результатами проверки знаний.

К работе по комплексному коррозионному обследованию объекта может быть допущен специально подготовленный квалифицированный персонал, прошедший предварительный медицинский осмотр и получивший положительное заключение о пригодности к работе, обучение и проверку знаний норм охраны труда, а также инструктажи по безопасности производства работ.

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».

7. 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»
- Инструкция № 101 по организации безопасного проведения работ на объектах КТК посредством оформления «Общего наряда допуска»;
- Инструкция № 107 по организации безопасного проведения земляных работ на объектах АО «КТК»;
- ВРД 111-12.12 «Правила безопасности при эксплуатации Нефтепроводной системы КТК»
- ВРД КТК 09-09-14* Правил технической эксплуатации нефтепроводной системы КТК (версия 2.0);
- И КТК «Положение о порядке применения подрядчиками требований КТК в области охраны труда, промышленной безопасности и охраны окружающей среды», утвержден 28.07.2009г. дата введение в действие – 17.08.2009г;
- Требования к безопасности нефтегазопромыслового, бурового, геологоразведочного и геофизического оборудования.

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. В течение всего периода проведения работ, индивидуального испытания оборудования и комплексного обследования ведет «Журнал производства работ», в который заносятся:

- эксплуатационные параметры функционирования оборудования ЭХЗ НПС;
- Проведенные работы, выявленные неисправности и несоответствия НТД;
- Условия проведения работ, мероприятия по обеспечению безопасного их производства с указанием ответственных лиц заказчика и подрядчика.

Журнал производства работ ведется в произвольной форме.

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

9.3. Финальный отчет должен содержать:

- Введение, в котором указывается основание для выполнения работ, общие сведения по нефтепроводу, сведения о проведенных работах, период выполнения работ и т.д.
- Анализ состояния системы электрохимической защиты НС КТК с точки зрения соответствия проекту, требованиям ГОСТ и действующим нормативно-техническим требованиям по защите подземных трубопроводов от коррозии.
- 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" 1988г.
- Нанесение на планы НПС эквипотенциальных кривых распределения защитного потенциала.
- Оценка эффективности ЭХЗ, выводы и рекомендации по режимам работы устройств электрохимзащиты и оптимизации их работы.
- Электрометрические работы и результаты обследования состояния трубы в шурфах.
- Интегральную оценку состояния изоляционного покрытия.
- Результаты поиска дефектов изоляции подземных трубопроводов с координатами привязки.
- Оценку взаимного влияния подземных трубопроводов НПС и подземных коммуникаций соседних организаций
- Выводы о наличии или отсутствии блуждающих токов на трассе подземных трубопроводов НПС.
- Результаты расчета максимальной естественной и остаточной скоростей коррозии по специальной методике ВНИИСТ.
- Оценку коррозионного состояния трубопровода и оценку остаточного ресурса трубопровода.
- Выводы и рекомендации по совершенствованию противокоррозионной защиты подземных стальных сооружений и коммуникаций НПС.

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

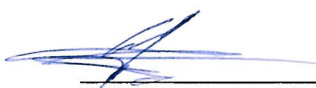
10. НОРМАТИВНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ.

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

- ГОСТ 9.602 – 2016 Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии.
- СТ РК ГОСТ Р 51164-2005. Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии.
- Инструкция по комплексному обследованию коррозионного состояния магистральных нефтепроводов РД 153-39.4-056-00.
- РД 153 39.4-039-99 Нормы проектирования электрохимической защиты магистральных трубопроводов и площадок МН.
- Правила технической эксплуатации нефтепроводной системы КТК ВРД 09.09.14.
- Регламент по организации работ по контролю, техническому обслуживанию и ремонту средств электрохимической защиты нефтепровода КТК ВРД КТК 73.07.2019.
 - Правил проведения обследования коррозионного состояния магистральных нефтепроводов ОАО "АК "Транснефть".
 - Методики АО ВНИИСТ.
 - «Методические указания по диагностическому обследованию состояния коррозии и комплексной защиты подземных трубопроводов от коррозии» ГГК "Газпром" 1989г.
 - «Методическое руководство по оптимизации параметров и оценке эффективности электрохимической защиты объектов магистрального транспорта газа» ГГК "Газпром" 1988г.
 - СП 86.13330.2014. Магистральные трубопроводы (актуализированная редакция СНиП III-42-80).
 - ВСН 009-88, ВСН 012-88.
 - Правил технической эксплуатации магистральных нефтепроводов.
 - Правил устройства электроустановок ПУЭ РК 2015.
 - РД 153-39.4-145-03 Положение по оценке технического состояния и прогнозированию остаточного срока службы технологических трубопроводов и вспомогательных коммуникаций НПС.
 - Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок и другая нормативная документация, действующая на территории республики Казахстан.

Составил:

Старший инженер по ЭХЗ ВР КТК



Файзуллин Ш.Р.