

Российская Федерация
Ханты-Мансийский автономный округ - Югра
Нижневартовск

Акционерное общество
«Научно - проектная и инженерно - экономическая компания»

АО «НПИИЭК»

СРО-П-020-26082009

«Обустройство куста скважин № 2а Тагринского месторождения»

Проектная документация

Раздел 4 «Здания, строения и сооружения, входящие в
инфраструктуру линейного объекта»

Часть 10 «Требования к обеспечению безопасной
эксплуатации линейного объекта»

22-0025-ИЛО10

Том 4.10

2024

Содержание

Обозначение	Наименование	Примечание
22-0025-ИЛО10.С	Содержание тома	2
22-0025-ИЛО10.ТЧ	Текстовая часть	3

Всего листов: 64

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	Недок	Подп.	Дата	22-0025-ИЛО10.С			
Разработал	Федорова				08.04.24	Содержание тома	Стадия	Лист	Листов
Нач.отдела	Кайгородов				08.04.24		П		1
Н.контроль	Ерофеева				08.04.24		АО «НПИИЭК»		
ГИП	Левинцова				08.04.24				

Содержание

- 1. Назначение и описание объекта капитального строительства линейного объекта 2
- 2. Краткая характеристика линейного объекта 3
- 3. Требования к способам проведения мероприятий по техническому обслуживанию линейного объекта, при которых исключается угроза нарушения безопасности линейного объекта или недопустимого ухудшения параметров среды обитания человека 15
- 4. Сведения о минимальной периодичности осуществления проверок, осмотров и освидетельствований состояния линейного объекта, его строительных конструкций, технологического оборудования и устройств 27
- 5. Сведения о значениях эксплуатационных нагрузок на строительные конструкции, технологическое оборудование и устройства, которые недопустимо превышать в процессе эксплуатации линейного объекта 51
- 6. Организационно-технические мероприятия по обеспечению пожарной безопасности в процессе эксплуатации линейного объекта 56
- 7. Сведения о сроках эксплуатации линейного объекта и его частей 57
- 8. Сведения о нормативной периодичности выполнения работ по капитальному ремонту линейного объекта, необходимых для обеспечения безопасной эксплуатации такого объекта, в том числе отдельных элементов и конструкций ... 58
- 9. Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта 59
- 10. Описание решений по организации ремонтного хозяйства, его оснащенности 60
- 11. Перечень сокращений, условных обозначений, символов, единиц и терминов 61
- 12. Перечень технических регламентов и нормативных документов 62

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

						22-0025-ИЛО10.ТЧ					
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	«Требования к обеспечению безопасной эксплуатации линейного объекта»			Стадия	Лист	Листов
Разработал	Федорова			08.04.24	П				1	62	
Нач.отдела	Кайгородов			08.04.24	Текстовая часть			АО «НПИИЭК»			
Н.контроль	Ерофеева			08.04.24							
ГИП	Левинцова			08.04.24							

1. Назначение и описание объекта капитального строительства линейного объекта

Район работ в административном отношении находится в Ханты-Мансийском автономном округе – Югра Тюменской области в Нижневартовском районе, Тагринский лицензионный участок. Ближайший населенный пункт – г.Радужный, расположенный в 47 км на юго-запад от проектируемой кустовой площадки №2а. Ближайшими к району работ лицензионными участками являются Калиновский, Варьеганский, Колтогорский.

Функциональное назначение объекта «Обустройство куста скважин №2а Тагринского месторождения»: добыча, сбор и транспорт нефти.

Обустройство скважин предназначено для добычи газонасыщенной обводненной нефти со скважин.

Нефтегазосборные трубопроводы предназначены для подачи продукции скважин на ДНС-1 Тагринского месторождения по проектируемому и существующим нефтегазопроводам.

Продукция:

- нефть (совместно с нефтью попутный нефтяной газ и пластовая вода), подача на ДНС-1 Тагринского месторождения.

Согласовано		

Инд. № подл.	
Подп. и дата	
Взам. Инв. №	

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

22-0025-ИЛО10.ТЧ

Лист

2

2. Краткая характеристика линейного объекта

Площадочные объекты

Оборудование на кустовой площадке №2а размещено в соответствии с технологической схемой.

Набор оборудования, необходимого для эксплуатации скважин на кустовой площадке №2а представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Экспликация оборудования и сооружений на проектируемой кустовой площадке №2а

Номер по ГП	Наименование	Кол-во, шт.
1.1-1.19	Устье добывающей скважины	19
2.1	Измерительная установка ИУ-1 (ИУ 40-12-1500)	1
2.2	Измерительная установка ИУ-2 (ИУ 40-8-1500)	1
3	Блок дозирования реагента	1
4.1, 4.2	Блок автоматики	2
5.1, 5.2	Емкость дренажная ЕД-1, ЕД-2, V=25м3	2
6.1, 6.2	Площадка под КТПН, ТМПН, СУ и БА	2
6.1.1-6.1.13 6.2.1- 6.2.7	Секция под ТМПН и СУ	20
6.1.14,6.1.15 6.2.8	КТПН	3
7.1, 7.2	Площадка для размещения пожарной техники	2
8.1-8.19	Площадка обслуживания добывающих скважин	19
ПМ1, ПМ2	Прожекторная мачта с молниеотводом	2
МО1, МО2	Молниеотвод	2

На кустовой площадке №2а число проектируемых добывающих скважин- 19 шт.

Количество скважин на кустовой площадке должно быть не более 24 шт. в соответствии с п.6.1.18 [СП 231.1311500.2015](#).

Размещение проектируемых скважин на кустовой площадке №2а предусмотрено двумя группами по 12 скважин и по 7 скважин. Расположение скважин на кусте принято в ряд. Расстояние между скважинами 9,0 м. Расстояние между группами скважин – 18,0 м.

Согласовано		
Взам. Инв. №		
Подп. и дата		
Инв. № подл.		

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

Расстояние между скважинами принято согласно схеме разбуривания куста скважин, предоставленной Заказчиком.

Для обеспечения безопасности работ на скважинах с газовым фактором выше 800 м³/т предусмотрены следующие решения:

- измерительные установки ИУ-1, 2, к которым подключаются выкидные трубопроводы от проектируемых добывающих скважин, имеют диапазон номинальных значений дебита, подключенных к установке скважин, 4-400 м³/сут. (для одной скважины), газовый фактор, (при нормальных условиях) рабочей среды - до 1000 м³/т.

- пропускная способность огнепреградителя Ду100, установленного на свечах рассеивания дренажных емкостей ЕД-1, 2, составляет 230 м³/ч.

Кустовая площадка №2а имеет два въезда от внутрипромысловой автодороги. Технологическое оборудование и сооружения на кустовой площадке размещено с обеспечением необходимых по нормам проходов, проездов, противопожарных разрывов.

Монтаж и эксплуатация блочного оборудования должны осуществляться в соответствии с технической документацией и требованиями завода-изготовителя.

Технологические блок-боксы полной заводской готовности расположены на свайном основании, площадки обслуживания подняты на высоту, чтоб не занесло снегом. Блоки измерительных установок, блок установки дозирования химреагентов выполнены в блочном исполнении в блок-боксе. Блок-боксы имеют электрическое отопление, вентиляцию, освещение.

Блок УДХ-1 состоит из двух отсеков: технологического отсека и отсека управления, смонтированных на одной раме и под единой крышей. Отсеки разделены воздушной перегородкой.

Все несущие и ограждающие конструкции блоков выполнены из негорючих материалов (НГ).

В блоках категории А полы выполнены герметичными искробезопасными (п. 6.5.45, 6.5.46 [СП 4.13130.2013](#)). Для предотвращения растекания ЛВЖ и ГЖ за пределы помещений по периметру блоках категории А с использованием ЛВЖ и ГЖ предусмотрены бортики, а в дверных проемах пороги высотой не менее 0,15 м с пандусами (п. 6.10.5.20 [СП 4.13130.2013](#)).

В блоках категории А предусмотрены легкосбрасываемые конструкции (п. 6.2.6 [СП 4.13130.2013](#)).

В блоках категории А объемом до 500 м³ категорий А без постоянного присутствия производственного персонала предусмотрена естественная вытяжная вентиляция из верхней зоны, рассчитанная на однократный воздухообмен, и вытяжная механическая вентиляция периодического действия, рассчитанная на удаление из нижней зоны 8-кратного объема воздуха по полному объему помещения (п. 6.13.2.4 [ГОСТ Р 58367-2019](#)).

Включение периодической вентиляции в блоках производится автоматически от газоанализаторов при достижении 10% от нижнего предела взрывоопасности, во всех других случаях включение периодической вентиляции производится нажатием кнопки, расположенной у входной двери снаружи, за 10 мин. до входа персонала в помещение.

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Проектом предусмотрено автоматическое отключение электроприемников, установленных в блоках категории А при пожаре. В блоках категории А предусмотрено включение вентиляторов при 10% НКПВ, а также предусматривается отключение технологического оборудования блока при 50% НКПВ.

Расстояния между сооружениями приняты из условия удобства монтажа, ремонта и обслуживания.

Монтаж и эксплуатация блочного оборудования должны осуществляться в соответствии с технической документацией и требованиями завода-изготовителя. Высота фундамента блока (конструкцию в строительной части проекта) выбрана исходя из условий технологического процесса, удобства монтажа и обслуживания. На аппаратах и на эстакадах предусмотрены площадки обслуживания.

Свободная высота эстакад для трубопроводов над проездами и проходами принята не менее:

- для пешеходных дорог – 2,2 м.;
- для автомобильных дорог – 5,0 м.

Для сохранения температуры, предотвращения образования ледяных, гидратных пробок выкидные трубопроводы, нефтегазопроводы прокладываются подземно (п. 6.2.3.6 ГОСТ-58367-2019). При этом учитывался опыт строительства, эксплуатации кустовых площадок на объектах Западно-Сибирского нефтегазового комплекса с прокладкой данных труб в подземном исполнении.

Расстояния по горизонтали (в свету) от подземных трубопроводов до опор эстакад принято не менее 1,0 м (п. 6.10 СП 18.13330.2019).

При пересечении подземных трубопроводов в свету принято не менее 200 мм (п. 6.12 СП 18.13330.2019).

В свету между выкидными трубопроводами при подземной прокладке в одной траншее расстояние между осями труб принято не менее 400 мм в свету согласно п.10.1.32 ГОСТ 32569-2013 для диаметров труб до 300 мм включительно.

Глубина заложения подземных трубопроводов принято не менее 0,6 м от поверхности земли до верхней части трубы.

Технологические трубопроводы Н1, Н19, Д1, Г16 проложены подземно согласно п.6.2.3.6 ГОСТ Р 58367-2019. Технологические трубопроводы Н52, Н53 и Р1 проложены надземно на низких несгораемых опорах на расстоянии от поверхности земли до низа трубы не менее 0,5 м согласно п.10.1.5, 10.1.19 ГОСТ 32569-2013.

Технологические трубопроводы на кусте №2а проложены на отметках (низ трубопровода):

- Н1 – на отметке минус 1,2 м, минус 2,0 м, минус 1,7 м;
- Н19 – на отметке минус 1,0 м;
- Н52 – на отметке плюс 1,0 м;
- Р1 – на отметке плюс 1,0 м, плюс 2,3 м;
- Д1, Г16– на отметке минус 1,425 м (минимальная отметка).

Подземные выкидные трубопроводы Н19, нефтегазопровод от измерительных установок Н1 проложены без уклона (допускается по п. 10.1.4 ГОСТ 32569-2013, п.

Согласовано		
	Взам. Инв. №	
	Подп. и дата	
Инв. № подл.		

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	22-0025-ИЛО10.ТЧ	Лист 5

115 Руководства по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», утвержденного приказом Ростехнадзора от 27.12.2012 № 784) с мероприятиями по опорожнению трубопроводов.

Предусмотрены мероприятия, обеспечивающие их опорожнение при останове трубопроводов: опорожнение выкидных трубопроводов, производится вытеснением через измерительную установку в дренажную линию. Подача азота для вытеснения нефти из выкидной линии подается через обвязку фонтанной арматуры.

На надземной части нефтегазопровода, на дренажной линии в измерительной установке предусмотрена запорная арматура для присоединения съёмных трубопроводов или гибких шлангов для возможности опорожнения участков в случае аварии или при проведении ремонтных работ.

Согласно п. 10.1.4 [ГОСТ 32569-2013](#) трубопровод реагента Р1 проложен с уклоном 0,002 в сторону закачки в нефтегазопровод, дренажные трубопроводы Д1 и трубопровод сброса с предохранительного клапана Г16 проложены с уклоном 0,003 в сторону подземной дренажной емкости.

Трубопроводная арматура размещена в местах, доступных для удобного и безопасного ее обслуживания.

Прокладка технологических трубопроводов обеспечивает:

- возможность использования предусмотренных проектом подъемно-транспортных средств и непосредственного контроля за техническим состоянием, для этого предусмотрен подъезд автомашин и автокранов к эстакадам;
- разделение на технологические узлы и блоки с учетом производства монтажных и ремонтных работ с применением средств механизации;
- возможность выполнения всех видов работ по контролю, термической обработке сварных швов и испытанию;
- изоляцию и защиту трубопроводов от коррозии, атмосферного и статического электричества;
- предотвращение образования ледяных и других пробок в трубопроводе;
- наименьшую протяженность трубопроводов;
- исключение провисания и образования застойных зон;
- возможность самокомпенсации температурных деформаций трубопроводов;
- возможность беспрепятственного перемещения подъемных механизмов, оборудования и средств пожаротушения.

Основное функциональное назначение проектируемых внутренних дорог – обеспечение перевозок производственных и хозяйственных грузов и подъезда специального (грузоподъемного, пожарного и пр.) автотранспорта к сооружениям при эксплуатации, в аварийных ситуациях и для производства ремонтно-строительных работ.

Транспортная схема на кустовой площадке принята кольцевая. Кустовая площадка имеет два въезда.

Согласовано				
	Взам. Инв. №			
	Подп. и дата			
	Инв. № подл.			

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

На въездах на кустовую площадку предусмотрены площадки для стоянки пожарной техники, размером 20x20 м с покрытием из щебня h=0,30 м по ГОСТ 8267-93*, расположенные за пределами обвалования площадки.

Ширина проездов принята 4,0 м с покрытием из щебня h=0,30 м по ГОСТ 8267-93*.

Противопожарные расстояния между зданиями, сооружениями и наружными установками, обеспечивающие пожарную безопасность объектов капитального строительства приняты:

– Въезд на территорию объекта и выезд (Статья 98 ФЗ РФ [№ 123-ФЗ от 22 июля 2008г.](#) «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» (в ред. Федерального закона [от 10.07.2012 № 117-ФЗ](#)).

– К зданиям, сооружениям и строениям по всей их длине обеспечен подъезд пожарных автомобилей с одной стороны при ширине здания, сооружения не более 18 метров (ст. 98 п. 4 Федеральный закон РФ [№ 123-ФЗ от 22 июля 2008г.](#)).

– Предусмотрены автомобильные проезды шириной не менее 3,5м с разворотной площадкой не менее 15,0x15,0 м (ст.98 п. 6, 8 Федеральный закон РФ [№ 123-ФЗ от 22 июля 2008г.](#)).

– Ширина ворот автомобильных въездов на площадке предприятия принята по наибольшей ширине применяемых автомобилей плюс 1,5 м, но не менее 4,5 м [СП 18.13330.2019](#).

– Противопожарные разрывы между блок - боксами и другими объектами устанавливаются в соответствии с требованиями приложения 2, 3 ФНП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных Приказом Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору [от 15.12.2020 № 534, СП 4.13130.2013](#).

– Противопожарные расстояния между энергетическими сооружениями и взрывоопасными установками приняты по [ПУЭ](#) с учетом данных по относительной плотности попутного газа (0,678 – газ легкий):

1) от добывающей скважины:

- до площадки под КТПН, ТМПН и станции управления, до аппаратного блока – 45,37 м (25 м в соответствии с разделом VII [ПУЭ](#)),

от площадки под КТПН, ТМПН и станции управления:

- до блока технологического измерительной установки – 15 м (не менее 15 мм в соответствии с п.7.3.84 [ПУЭ](#)).

Для размещения пожарной техники на въезде на кустовую площадку имеются площадки размером 20x20 м. В местах установки передвижной пожарной техники должны быть оборудованы и обозначены места заземления. Места заземления передвижной пожарной техники определяются специалистами строящихся объектов совместно с представителями пожарной охраны и обозначаются знаками заземления.

Место присоединения, определяемое представителями пожарной охраны совместно с энергетиками, оборудуется металлической стойкой, со знаком

Согласовано		
Взам. Инв. №		
Подп. и дата		
Инв. № подл.		

заземления, соединенной с заземлителем. Стойка выполняется из металлической трубы диаметром 108 мм, высотой 1,5 м.

Территория площадки имеет наружное освещение в темное время суток для быстрого нахождения мест размещения пожарного инвентаря, а также подъездов к входам в здания и сооружения. Места размещения (нахождения) средств пожарной безопасности и специально оборудованные места для курения должны быть обозначены знаками пожарной безопасности (согласно [ГОСТ 12.4.026-2015](#)), в том числе знаком пожарной безопасности "Не загромождать".

Сигнальные цвета и знаки пожарной безопасности должны соответствовать требованиям нормативных документов по пожарной безопасности.

Согласно п. 6.7.3.1 ГОСТ Р 58367-19 на площадках измерительных установок, устьев нагнетательных и водозаборных скважин для подъема пластовой воды из сеноманского горизонта, компрессорных воздуха, узла замера газа, других аналогичных объектах, а также на площадках устьев нефтяных скважин (одиночных и расположенных на кустах скважин) сбор и канализирование поверхностных (дождевых) стоков не проводят. Система водоотведения в данной проектной документации не разрабатывается.

Линейные объекты

По объекту «Обустройство куста скважин №2а Тагринского месторождения» предусматривается строительство нефтегазопровода согласно заданию на проектирование.

Основные параметры проектируемых промыслового трубопровода приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Основные параметры промысловых трубопроводов

Наименование участка	Диаметр, толщина стенки трубопровода, мм	Длина, м	Давление рабочее, текущее МПа	Давление расчетное, МПа
Нефтегазосборный трубопровод «Куст 2а - т. вр.»	219x8	2347,0	3,18	4,0
Нефтегазосборный трубопровод «т.вр. - т.вр.к.406б»	219x8	1892,0	2,85	4,0
Нефтегазосборный трубопровод «т.вр. к.406б - т.вр.к.406»	219x8	2771,0	2,75	4,0
Нефтегазосборный трубопровод «т.вр. - т.вр.к.407б	219x8	2544,0	2,85	4,0

Промысловые трубопроводы запроектированы в соответствии с требованиями СП 284.1325800-2016.

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Информация о начале и конце трасс проектируемых трубопроводов приведена в таблице 3.

Таблица 3 – Подключение проектируемого трубопровода

Наименование участка	Начало трассы	Конец трассы
Нефтегазосборный трубопровод «Куст 2а - т. вр.»	Проектируемый нефтегазосбор с куста скважин №2а	Узел 2 – проектируемый арматурный узел подключения к.407б, к.2а. узел отключающей арматуры на р. Мохтикъяун
Нефтегазосборный трубопровод «т.вр. - т.вр.к.406б»	Узел 1 – проектируемый арматурный узел. Соответствует узлу 1 нефтегазосборного трубопровода " Куст 2а – т.вр.»	Узел 3 – проектируемый арматурный узел подземной врезки безогневым методом без остановки перекачки рабочей среды в действ. нефтегазопровод Ø219х8мм "к. 406б – т.вр." Совмещен с узлом отключающей арматуры на р. Тагръеган
Нефтегазосборный трубопровод «т.вр. к.406б - т.вр.к.406»	Узел 1 – проектируемый арматурный узел. Соответствует узлу 3 нефтегазосборного трубопровода " т.вр. – т.вр.к.406б»	Узел 2 – проектируемый арматурный узел подземной врезки безогневым методом без остановки перекачки рабочей среды в действ. нефтегазопровод Ø219х8мм "к. 406б – т.вр."
Нефтегазосборный трубопровод «т.вр. - т.вр.к.407б	Узел 1 – проектируемый арматурный узел. Соответствует узлу 1 нефтегазосборного трубопровода " Куст 2а – т.вр.»	Узел 2 – проектируемый арматурный узел. Узел подключения к.407б, ш.22-16

Объекты проектирования:

Нефтегазосборный трубопровод «Куст 2а – т. вр.»

Начало трассы – площадка куста скважин №2а. Конец трассы – УЗА-2. Протяженность трассы составляет 2347 м. Основное направление трассы северо-западное. Проектируемая трасса проходит частично по суходольной, частично по заболоченной территории. Суходольная часть покрыта почвенно-растительным слоем, из леса произрастает сосна высотой 8 м. Заболоченная часть покрыта низкорослым лесом (сосна, береза) высотой 4-6 м. Проектируемая трасса не пересекает существующие подземные трубопроводы, воздушные линии электропередачи. По трассе встречены водные преграды. На ПК3+38,63-ПК3+71,03, ПК4+18,98-ПК4+23,55, ПК18+35,11-ПК8+64,90 трасса пересекает воду. На ПК18+91,07-ПК19+3,19 трасса пересекает реку Мохтикъяун глубиной 1,6 м. Проектом по трассе предусмотрено 2 узла запорной арматуры: УЗА-1 на ПК17+67, УЗА-2 на ПК23+47. Абсолютные отметки высот по трассе изменяются от 74,41 до 85,44 м БС. Категория рельефа – равнинный, с углами наклона до 2°.

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

22-0025-ИЛО10.ТЧ

Лист

9

Нефтегазосборный трубопровод «т.вр. – т.вр.к.406б»

Начало трассы – УЗА-2. Конец трассы – УЗА-4. Протяженность трассы составляет 1892 м. Основное направление трассы юго-западное. Проектируемая трасса проходит частично по суходольной, частично по заболоченной территории. Суходольная часть покрыта почвенно-растительным слоем, из леса произрастает береза высотой 8-12 м. Заболоченная часть покрыта низкорослым лесом (сосна, береза) высотой 4-8 м. Проектируемая трасса не пересекает существующие подземные трубопроводы, воздушные линии электропередачи. На ПК15+14,67-ПК15+31,62 трасса пересекает реку Тагръеган глубиной 1,84 м. Проектом по трассе предусмотрено 3 узла запорной арматуры: УЗА-2 на ПК0, УЗА-3 на ПК14, УЗА-4 на ПК18+92. Абсолютные отметки высот по трассе изменяются от 74,45 до 78,82 м БС. Категория рельефа – равнинный, с углами наклона до 2°.

Нефтегазосборный трубопровод «т.вр.к.406б – т.вр.к.406б»

Начало трассы – УЗА-4. Конец трассы – УЗА-5. Протяженность трассы составляет 2771 м. Основное направление трассы северо-западное. Проектируемая трасса проходит частично по суходольной, частично по заболоченной территории. Суходольная часть покрыта почвенно-растительным слоем, из леса произрастает сосна высотой 7 м. Заболоченная часть покрыта низкорослым лесом (сосна) высотой 4 м. Проектируемая трасса не пересекает существующие подземные трубопроводы, воздушные линии электропередачи. По трассе встречены водные преграды. На ПК11+25,73-ПК11+55,20, ПК11+68,42-ПК11+94,48, ПК16+24,50-ПК16+41,05, ПК16+55,26-ПК16+83,06, ПК16+90,63-ПК17+6,37, ПК17+25,38-ПК17+43,22, ПК17+54,81-ПК17+63,53, ПК17+76,98-ПК17+90,68, ПК18+7,39-ПК18,09, ПК19+30,65-ПК19+47,18, ПК19+72,94-ПК20+3,31, ПК21+16,62-ПК21+29,45, ПК21+55,17-ПК21+69,31, ПК23+73,17-ПК23+89,35, ПК24+4,48-ПК24+22,89, ПК26+74,38-ПК27+0,44, ПК27+31,04-ПК27+46,67 трасса пересекает воду. Проектом по трассе предусмотрено 2 узла запорной арматуры: УЗА-4 на ПК0, УЗА-5 на ПК27+71. Абсолютные отметки высот по трассе изменяются от 77,60 до 81,23 м БС. Категория рельефа – равнинный, с углами наклона до 2°.

Нефтегазосборный трубопровод «т.вр. – т.вр.к.407б»

Начало трассы – УЗА-2. Конец трассы – УЗА-6. Протяженность трассы составляет 2544 м. Основное направление трассы северо-западное. Проектируемая трасса проходит частично по суходольной, частично по заболоченной территории. Суходольная часть покрыта почвенно-растительным слоем, из леса произрастает сосна высотой 7 м. Заболоченная часть покрыта низкорослым лесом (сосна) высотой 7 м. Проектируемая трасса не пересекает существующие подземные трубопроводы, воздушные линии электропередачи, водные преграды. На ПК25+8,55-ПК25+19,90 трасса пересекает существующую автомобильную дорогу на куст 407б. Проектом по трассе предусмотрено 2 узла запорной арматуры: УЗА-2

Согласовано

Инд. № подл. Подп. и дата. Взам. Инв. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

на ПК0, УЗА-6 на ПК25+44. Абсолютные отметки высот по трассе изменяются от 78,35 до 89,41 м БС. Категория рельефа – равнинный, с углами наклона до 2°.

Необходимый уровень конструктивной надежности промышленных трубопроводов обеспечивается путем категорирования трубопроводов и его участков в зависимости от назначения и определения коэффициентов надежности, характеризующих назначение и условия работы трубопроводов, применяемые для трубопроводов материалы и действующие на него нагрузки.

Промысловые трубопроводы запроектированы в соответствии с требованиями СП 284.1325800.2016.

Промысловые трубопроводы в зависимости от диаметра подразделяются на классы, согласно п. 5.3 СП 284.1325800.2016:

- III класс - трубопроводы с условным диаметром менее DN 300.

Проектируемый нефтегазосборный трубопровод относится к нефтегазопроводам III класса. Категория проектируемого нефтегазопровода согласно п. 6.2 табл. 1 СП 284.1325800.2016 – III.

Таблица 4 - Категория и класс проектируемого трубопровода

Наименование участка	Диаметр, толщина стенки трубопровода, мм	Класс трубопровода	Категория трубопровода	Категория участка трубопровода
Нефтегазосборный трубопровод «Куст 2а - т. вр.»	219x8	III	III	II
Нефтегазосборный трубопровод «т.вр. - т.вр.к.406б»	219x8	III	III	II
Нефтегазосборный трубопровод «т.вр. к.406б - т.вр.к.406»	219x8	III	III	II
Нефтегазосборный трубопровод «т.вр. - т.вр.к.407б»	219x8	III	III	II

Допускается повышать категорию трубопровода и (или) участка трубопровода при чередовании по трассе трубопровода участков различных категорий или при обеспечении более высокого уровня надежности и безопасности (п. 6.2 СП 284.1325800.2016).

Промысловые трубопроводы и их участки подразделяются на категории, которые определяются их назначением и характеризуются объемом неразрушающего контроля сварных соединений и величиной испытательного давления.

Категория участков промышленных трубопроводов определяется по условиям прокладки, в зависимости от категории трубопровода и в соответствии с таблицей 2 СП 284.1325800.2016.

Таблица 5 – Категория участков проектируемого трубопровода

Согласовано		
Взам. Инв. №		
Подп. и дата		
Инв. № подл.		

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата
------	--------	------	------	-------	------

Наименование участка	Категория участка
1	2
Нефтегазопровод	
Переходы через водные преграды: - несудоходные шириной зеркала воды в межень до 25 м в русловой части;	II
Пересечения с подземными коммуникациями в пределах 20 м по обе стороны от пересекаемой коммуникации	II
Узлы линейной запорной арматуры (участки длиной не менее 15 м в каждую сторону от узлов запорной арматуры)	II
Переходы через автомобильные дороги общего пользования IV категории, внутренние площадочные автомобильные дороги промышленных предприятий, включая участки по обе стороны дороги длиной 25 м каждый от подошвы насыпи или бровки выемки земляного полотна дороги	II
Переход через болото II, III типа	II
Пересечения с воздушными линиями электропередачи на расстоянии 1000м в обе стороны от пересечения	II

Таблица 6 - Характеристика проектируемых трубопроводов

Наименование участка	Диаметр, толщина стенки трубопровода, мм	Марка стали труб и деталей	Внутреннее антикоррозийное покрытие и наружное антикоррозийное покрытие подземной части	Наружное антикоррозийное покрытие надземной части (узлы задвижек)	Теплоизоляционный материал, Покровный слой
1	2	3	4	5	6
Нефтегазосборный трубопровод «Куст 2а - т. вр.»	219x8	Класс прочности не менее K52	С наружным заводским трехслойным покрытием на основе экструдированного полиэтилена в заводских условиях	Два слоя эмали ПФ-115 ГОСТ 6465-76* по двум слоям грунтовки ГФ-017 ТУ 6-27-7-89	Маты минераловатные прошивные марки М-100 ГОСТ 21880-2011 - негорючие. Покровный слой сталь тонколистовая оцинкованная по ГОСТ 14918-2020 толщиной 0,5 мм
Нефтегазосборный трубопровод «т.вр. - т.вр.к.406б»	219x8				
Нефтегазосборный трубопровод «т.вр. к.406б - т.вр.к.406»	219x8				
Нефтегазосборный трубопровод «т.вр. - т.вр.к.407б»	219x8				

Нефтегазосборные трубопроводы запроектированы из труб стальных бесшовных нефтегазопроводных повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости класса прочности K52 диаметром 219x8 мм.

Согласовано			
	Взам. Инв. №		
	Подп. и дата		
Инв. № подл.			

В качестве основной марки стали трубопроводов принята сталь 13ХФА, альтернативные марки стали трубопровода 05ХГБ, 20А, 20С, 09ГСФ и другие с классом прочности не менее К52.

Трассы нефтегазосборных трубопроводов проектируется в существующем и проектируемом коридоре коммуникаций. Параллельно проходят трассы автодороги, ВЛ6кВ и действующие нефтегазопроводы.

Строительство осуществляется в одну нитку.

Способ прокладки трубопроводов принят подземный.

Исходя из условий защиты нефтегазопровода от механических повреждений, а также руководствуясь требованиями п. 9.3.1 СП 284.1325800.2016, глубина заложения до верха трубы принимается не менее:

- на минеральных грунтах - 0,8 м.
- на болотах - 0,6 м.

Переходы трубопроводов через воду запроектированы без защитных футляров, на переходах через р. Мохтикьяун и р. Тагръеган предусмотрена установка защитных футляров в соответствии с требованиями п. 891 ФНП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных Приказом Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 № 534. Необходимость установки защитных кожухов в местах прокладки промысловых трубопроводов через ручьи, болота и озера устанавливается по согласованию с владельцами данных участков.

Согласно п.10.2.6 СП 284.1325800.2016 прокладка трубопровода через водные преграды выполнена с заглублением в дно пересекаемых водных преград. Величина заглубления устанавливается с учетом возможных деформаций русла и перспективных дноуглубительных работ. Проектная отметка верха трубопровода принята на 0,5 м ниже прогнозируемого предельного профиля размыва русла водоема, определяемого на основании инженерных изысканий с учетом возможных деформаций русла в течение 25 лет после окончания строительства перехода, но не менее 1 м от естественных отметок дна водоема.

В состав трубопровода входят узлы линейной запорной арматуры.

Запорная арматура расставлена, исходя из условия равнобезопасности участков и требований охраны окружающей среды.

Предусматривается установка запорной арматуры в следующих случаях (п.9.2.2 СП 284.1325800.2016) и с учетом п. 888 ФНП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных Приказом Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 № 534:

- в точке подключения кустовой площадки (арматура с электроприводом в составе кустовой площадки);
- в точке подключения проектируемого трубопровода в существующий коллектор;
- в точках переподключения проектируемого трубопровода к действующим трубопроводам (перемычки);
- на переходах через водные преграды.

Согласовано		
Взам. Инв. №		
Подп. и дата		
Инв. № подл.		

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

Таблица 7 – Расположение и назначение арматурных узлов

Наименование участка	Диаметр	Арматурные узлы	ПК
Нефтегазосборный трубопровод «Куст 2а - т. вр.»	219х8	Узел 1 – проектируемый арматурный узел отключающей арматуры на р. Мохтикьяун (начало перехода)	ПК17+67
		Узел 2 – проектируемый арматурный узел. Узел подключения к.407б, к.406б Узел отключающей арматуры на р. Мохтикьяун (конец перехода) Соответствует узлу 1(ПК0+00) нефтегазосборного трубопровода «т.вр. - т.вр.к.406б» и узлу 1 (ПК0+03,34) нефтегазосборного трубопровода «т.вр. - т.вр.к.407б	ПК23+45,68
Нефтегазосборный трубопровод «т.вр. - т.вр.к.406б»	219х8	Узел 1 – проектируемый арматурный узел. Соответствует узлу 2 (ПК23+45,68) нефтегазосборного трубопровода «Куст 2а - т. вр.» и узлу 1 (ПК0+03,34) нефтегазосборного трубопровода «т.вр. - т.вр.к.407б	ПК0+00 (н.тр.)
		Узел 2 – проектируемый арматурный узел отключающей арматуры на р. Тагръеган (начало перехода)	ПК13+96,70
		Узел 3 – проектируемый арматурный узел подключения к сущ. нефтепроводу "к.406б-т.вр." подземной врезкой безогневым методом без остановки перекачки рабочей сред. Совмещен с узлом отключающей арматуры на р. Тагръеган (конец перехода). Соответствует узлу 1 (ПК0+01,32) нефтегазосборного трубопровода «т.вр. к.406б- т.вр.к.40б»	ПК18+91,05
Нефтегазосборный трубопровод «т.вр. к.406б - т.вр.к.40б»	219х8	Узел 1 – проектируемый арматурный узел Узел подключения к проект. нефтесбору "т.вр. - т.вр.к.406б" узел 3 ПК18+91,05.	ПК0+01,32
		Узел 2 – проектируемый арматурный узел подземной врезки безогневым методом без остановки перекачки рабочей среды в действ. нефтегазопровод Ø273х8мм "Куст 404б - точка врезки"	ПК27+71 (к.тр.)
Нефтегазосборный трубопровод «т.вр. - т.вр.к.407б	219х8	Узел 1 – проектируемый арматурный узел. Соответствует узлу 1 (ПК0+01,32) нефтегазосборного трубопровода «т.вр. к.406б- т.вр.к.40б» и узлу 1(ПК0+00) нефтегазосборного трубопровода «т.вр. - т.вр.к.406б»	ПК0+03,34
		Узел 2 – узел подключения к.407б, ш.22-16. нефтегазопровод Ø273х8мм "Куст 404б - точка врезки"	ПК25+44 (к.тр.)

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	Нодок	Подп.	Дата
------	--------	------	-------	-------	------

22-0025-ИЛО10.ТЧ

Лист

14

3. Требования к способам проведения мероприятий по техническому обслуживанию линейного объекта, при которых исключается угроза нарушения безопасности линейного объекта или недопустимого ухудшения параметров среды обитания человека

В задачи технического обслуживания зданий (сооружений) входят:

- текущее обслуживание, включающее в себя подготовку линейного объекта, его элементов и систем к сезонной эксплуатации;
- система ремонтного обслуживания, включающая в себя текущие и капитальные ремонты.

В состав работ по текущему обслуживанию входят:

- исправление незначительных неисправностей, выявленных в ходе осмотров;
- проведение регламентных работ по регулировке и наладке систем инженерно- технического обеспечения, в том числе при подготовке к сезонной эксплуатации;
- проведение работ по подготовке линейного объекта к сезонной эксплуатации;
- санитарное содержание прилегающей территории линейного объекта;
- уборка снега;
- обеспечение работоспособности систем (станций) мониторинга технического состояния и динамического поведения конструкций и прилегающих грунтов (если такие системы установлены).

Различают два основных метода обслуживания:

- по ресурсу (профилактическое обслуживание) - плановое обслуживание с планированием мероприятий по ресурсу инженерного оборудования и конструктивных элементов: нормативный срок службы по наработке в машина-часах, по числу отказов и др.;
- по состоянию (предупредительное обслуживание) - плановое обслуживание с планированием мероприятий по значениям фактических (текущих) параметров технического состояния элементов инженерного оборудования и конструктивных элементов зданий (сооружений).

Техническое обслуживание зданий, строений и сооружений, и систем инженерно-технического обеспечения предусматривает комплекс организационно-технических мероприятий:

- по поддержанию исправного и работоспособного состояния строительных конструкций путем устранения их незначительных неисправностей;

Согласовано		
Изм. № подл.		
Подп. и дата		
Взам. Инв. №		

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	22-0025-ИЛО10.ТЧ	Лист 15

- обеспечению установленных параметров и режимов работы, наладке и регулированию инженерных систем;
- осуществлению работ по подготовке к весенне-летнему и осенне-зимнему периодам года.

Проектируемые сооружения должны эксплуатироваться в предусмотренных проектной документацией пределах нагрузок, параметров микроклимата помещений (температуры, влажности, скорости движения воздуха, чистоты воздуха) и на основании производственных (заводских) инструкций по эксплуатации этих сооружений.

В целях защиты строительных конструкций сооружений от воздействия не предусмотренных проектной документацией нагрузок не допускается:

- не предусмотренные проектной документацией установка, подвеска и крепление технологического оборудования и передаточных устройств, дополнительные нагрузки могут быть допущены только после разработки проектной документации;
- превышения предельной нагрузки на полы, площадки (на стенах, колоннах и других хорошо видимых элементах сооружений должны быть сделаны надписи, указывающие величину допустимых нагрузок);
- изменения нагрузки от временных устройств и приспособлений, необходимых для производства ремонтных работ.

Для защиты строительных конструкций сооружений от воздействия климатических факторов (дождь, снег, переменный режим увлажнения и высыхания, замораживания и оттаивания) необходимо:

- содержать в исправном состоянии покрытия кровель, гидроизолирующие покрытия, защитно-отделочные покрытия (штукатурку, облицовку, лакокрасочные и другие покрытия);
- содержать в исправном состоянии все устройства для отвода атмосферных и талых вод;
- своевременно удалять снег с покрытий зданий;
- не допускать скопления снега у стен зданий;
- содержать в исправном состоянии ограждающие конструкции и конструктивные элементы зданий: стены, покрытия, заполнения проемов;
- предохранять на зиму от промерзания фундаменты мелкого заложения, каналы, трубопроводы и проводить мероприятия против промерзания и выпучивания грунтов оснований.

Трубопроводная арматура, используемая в проекте, разработаны и изготовлены специализированными предприятиями по нефтепромысловому оборудованию. Все оборудование, трубопроводы и арматура проходят заводское испытание и соответствуют требованиям Ростехнадзора по промышленной безопасности.

Материалы технологического оборудования, трубопроводов и строительных конструкций приняты с учетом низких температур окружающего воздуха.

Согласовано		
Взам. Инв. №		
Подп. и дата		
Инв. № подл.		

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	22-0025-ИЛО10.ТЧ

Технические средства, технологические процессы, материалы и химические вещества, средства индивидуальной и коллективной защиты работников, в том числе иностранного производства, используемые в производственных процессах нефтегазовой промышленности, должны соответствовать требованиям охраны труда, установленным в Российской Федерации, и иметь сертификаты соответствия.

Все технологическое оборудование, работающее под давлением, оснащено предохранительными клапанами, выбранными с учетом требований Федеральных норм и правил «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением» (приказ РТН от 15.12.2020 N 536).

На всех технологических площадках, где возможно образование взрывоопасных смесей, предусмотрен контроль загазованности со световой и звуковой аварийной сигнализацией.

Системы инженерно-технического обеспечения

Мероприятия по безопасной эксплуатации технологического оборудования и трубопроводов

В период эксплуатации трубопроводов рекомендуется осуществлять постоянный контроль за состоянием трубопроводов и их элементов (сварных швов, фланцевых соединений, арматуры), антикоррозионной защиты и изоляции, дренажных устройств, компенсаторов, опорных конструкций и т.д. с ежесменными записями в оперативном (вахтовом) журнале.

Надзор за правильной документацией трубопроводов ежедневно рекомендуется осуществлять лицом, назначенным ответственным за безопасную эксплуатацию трубопроводов, периодически – службой технического надзора совместно с руководством цеха и лицом, ответственным за безопасную эксплуатацию трубопроводов, но не реже чем один раз в 12 месяцев.

При периодическом контроле рекомендуется проверять:

- техническое состояние трубопроводов наружным осмотром и неразрушающим контролем в местах повышенного коррозионного и эрозионного износа, нагруженных участков и т.п.;
- устранение замечаний по предыдущему обследованию и выполнение мер по безопасной эксплуатации трубопроводов;
- полноту и порядок ведения технической документации по обслуживанию, эксплуатации и ремонту трубопроводов.

Результаты периодического контроля трубопроводов оформляются актом, один экземпляр которого передают начальнику цеха владельца трубопровода.

Трубопроводы, подверженные вибрации, а также фундаменты под опорами и эстакадами для этих трубопроводов в период эксплуатации рекомендуется

Согласовано		
Взам. Инв. №		
Подп. и дата		
Инв. № подл.		

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

тщательно осматривать с применением приборного контроля за амплитудой и частотой вибрации.

Выявленные при этом дефекты в целях обеспечения безопасности рекомендуется полностью устранять.

Сроки осмотров в зависимости от конкретных условий и состояния трубопроводов рекомендуется указывать в документации, но не реже одного раза в 3 месяца.

Наружный осмотр трубопроводов, проложенных открытым способом, при периодическом контроле допускается проводить без снятия изоляции. В обоснованных случаях проводится частичное или полное удаление изоляции.

Наружный осмотр трубопроводов, уложенных в непроходимых каналах или в земле, рекомендуется производить путем вскрытия отдельных участков длиной не менее 2 м. Число участков устанавливается в зависимости от условий эксплуатации.

В целях безопасности, в случаях, если при наружном осмотре обнаружены неплотности разъемных соединений, давление в трубопроводе рекомендуется снижать до атмосферного, температуру горячих трубопроводов снижать до 60 °С, а дефекты устранять с соблюдением мер безопасности.

При обнаружении дефектов, устранение которых связано с огневыми работами, трубопровод рекомендуется в целях безопасности остановить и подготовить к проведению ремонтных работ в соответствии с нормативно-технической документацией по промышленной безопасности.

При наружном осмотре рекомендуется проверять наличие вибрации трубопроводов, а также состояние:

- изоляции и покрытий;
- сварных швов;
- фланцевых и муфтовых соединений, крепежа и устройств для установки приборов;
- опор;
- компенсирующих устройств;
- дренажных устройств;
- арматуры и уплотнений;
- реперов для замера остаточной деформации;
- сварных тройниковых соединений, гибов и отводов.

Мероприятия по безопасной эксплуатации промысловых трубопроводов

При эксплуатации трубопроводов одной из основных обязанностей обслуживающего персонала является наблюдение за состоянием трасс, элементов трубопровода, линейных сооружений, находящихся на поверхности земли.

Для обхода и обслуживания трасс проектируемых промысловых трубопроводов используется существующий обслуживающий персонал ПАО НК «РуссНефть».

Согласовано					
	Изм. №				
	Взам. Инв. №				
	Подп. и дата				
	Инв. № подл.				

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

Периодичность осмотра трасс трубопроводов путем обхода, объезда устанавливается руководством ПАО НК «РуссНефть».

При обходах, объездах должны соблюдаться соответствующие правила и требования промышленной безопасности, охраны труда.

При осмотре трассы должно быть обращено особое внимание на:

- выявление и предотвращение производства посторонних работ;
- нахождение посторонней техники в охранной зоне трубопроводов;
- выявление оголений, размывов трубопровода и т. п.;
- появление незаконных переездов;
- состояние сооружений по трассе трубопровода (узлов запорной арматуры, автоподъездов к линейным узлам, сигнальных знаков).

Мероприятия по безопасной эксплуатации систем водоснабжения и канализации

Безопасная эксплуатация систем водоснабжения и канализации должна обеспечиваться соблюдением требований действующих правил технической эксплуатации, строительных норм и правил, правил Госгортехнадзора России, санитарных норм и правил и других нормативно-технических документов.

Надзор за состоянием водопроводной сети должен осуществляться при обходе трасс трубопроводов путем осмотра и проверки действия сооружений и оборудования сети.

В состав работ по технической эксплуатации канализационных сетей входят: наблюдение за работой самотечной сети и напорными водопроводами, профилактическая прочистка и промывка сети; устранение засорений и ликвидация аварий, текущей капитальный ремонты, контроль за новым строительство и участие в приемке сооружений, лабораторный контроль сточных вод и ведение технической документации.

Наружные сети канализации необходимо осматривать. Различают два вида осмотров канализационной сети: наружный (поверхности- без спуска в колодцы) и технический (глубокий - со спуском в колодец).

Перед спуском в колодец необходимо установить наличие газа. Проверка осуществляется с помощью газоанализатор посредством опускания в колодец зажженной лампы ЛБВК, пламя которой при наличии в колодце сероводорода и метана уменьшается, при парах бензина и эфира - увеличивается, при наличии углекислоты - гаснет. Запрещается производить проверку наличия газа по запаху опусканием в колодец горящих предметов.

Удаление газа можно осуществлять путем естественного (не менее 2 ч) проветривания колодцев или принудительного нагнетания свежего воздуха вентилятором, при этом после проветривания необходимо вторично произвести проверку наличия в колодце вредных газов. Независимо от результатов проверки запрещается спускаться в колодец и работать в нем без предохранительного пояса и горячей лампы ЛБВК. В случае затухания лампы рабочий должен немедленно

Согласовано		
Взам. Инв. №		
Подп. и дата		
Инв. № подл.		

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	22-0025-ИЛО10.ТЧ

достаточную профессиональную подготовку и предусмотренные в установленном порядке разрешительные документы на осуществление данного вида работ, и проведение постоянной работы по повышению его квалификации.

Техническое обслуживание систем должно осуществляться как регламентированное техническое обслуживание.

Техническое обслуживание и ремонт СА и КИП производится с периодичностью, установленной действующей Системой планово-предупредительных ремонтов оборудования и рекомендациями завода-изготовителя.

Техническое обслуживание СА и КИП - не реже одного раза в квартал, текущий ремонт - не реже одного раза в год, кроме приборов систем контроля и защиты по загазованности и приборов по технике безопасности. Периодическое техническое обслуживание этих приборов должно проводиться ежемесячно, а текущий их ремонт - не реже двух раз в год.

Капитальный ремонт СА и КИП выполняется не реже одного раза в 5 лет.

Работы по регулировке и ремонту систем автоматизации, противоаварийных защит и сигнализации должны производиться с соблюдением правил техники безопасности, пожарной безопасности и промсанитарии действующие на объекте. Общие требования при техническом обслуживании СА и КИП:

- ежедневный контроль за работой и исправностью СА и КИП;
- периодическое техническое обслуживание и ремонт СА и КИП;
- внеочередные проверки СА и КИП;
- устранение появившихся неисправностей;
- плановые работы по усовершенствованию и улучшению показателей работы СА и КИП, выполняемые на основе анализа состояния технических устройств и новых технических требований к ним;
- поверки СИ;
- сбор, систематизация и анализ данных о дефектах СА и КИП и их элементов.

Мероприятия по безопасной эксплуатации систем автоматической противопожарной защиты зданий и сооружений

Установки пожарной автоматики, вводимые в эксплуатацию, должны соответствовать проектно-сметной документации (акты обследования), требованиям стандартов и других, действующих нормативно-технических документов, а технические средства - иметь сертификаты соответствия и отвечать требованиям документации заводов - изготовителей.

На каждом объекте должно быть организовано проведение технического обслуживания и планово-предупредительных ремонтов (ТО и ППР) установок пожарной автоматики с момента ввода их в эксплуатацию.

Согласовано		
Взам. Инв. №		
Подп. и дата		
Инв. № подл.		

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

На объектах должны быть разработаны Инструкции по эксплуатации примененных установок пожарной автоматики для обслуживающего персонала и Инструкции для дежурного (оперативного) персонала.

Установки пожарной автоматики должны находиться постоянно в дежурном режиме работы.

К местам размещения технических средств пожарной автоматики должен быть обеспечен свободный доступ для проверки их работоспособности, проведения ТО и ППР.

Ответственность обслуживающего и оперативного персонала оговаривается в должностных инструкциях.

Каждый случай отказов установок пожарной автоматики должен быть учтен в эксплуатационном журнале, расследован администрацией объекта совместно с обслуживающей организацией и представителем государственного пожарного надзора, оформлен актом комиссии.

Копия акта и материалы работы комиссии должны быть направлены в местный (территориальный) отдел государственного пожарного надзора.

На объектах все виды работ по ТО и ППР, а также по содержанию установок пожарной автоматики должны выполняться собственными специалистами объекта, прошедшими соответствующую подготовку, или по договору с организациями, имеющими лицензию органов управления Государственной противопожарной службы на право выполнения работ по монтажу, наладке и техническому обслуживанию установок пожарной автоматики.

На каждом объекте должен быть назначен для эксплуатации и содержания в технически исправном состоянии установок пожарной автоматики приказом руководителя следующий персонал:

- лицо, ответственное за эксплуатацию установок пожарной автоматики;
- специалисты, прошедшие обучение, для выполнения работ по ТО и ППР установок пожарной автоматики (при отсутствии договора со специализированной организацией);
- оперативный (дежурный) персонал для контроля за состоянием установок, а также вызова пожарной охраны в случае возникновения пожара.

Контроль за соблюдением регламентов ТО и ППР, своевременностью и качеством выполнения работ специализированной организацией должен быть возложен на лицо, ответственное за эксплуатацию установок пожарной автоматики.

Лицо, ответственное за эксплуатацию установок пожарной автоматики, обязано обеспечить:

- приемку работ по ТО и ППР в соответствии с графиком и календарным планом работ по договору;
- поддержание установок пожарной автоматики в исправном и работоспособном состоянии путем проведения своевременного ТО и ППР;

Согласовано		
	Взам. Инв. №	
	Подп. и дата	
	Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

- обучение обслуживающего и дежурного персонала, а также инструктаж лиц, работающих в защищаемых помещениях, действиям при срабатывании пожарной автоматики;
- разработку необходимой эксплуатационной и ее ведение;
- информацию в соответствующие органы управления Государственной противопожарной службы о всех случаях отказов и срабатывания установок;
- своевременное предъявление рекламаций:
 - заводам - изготовителям - при поставке некомплектных, некачественных или не соответствующих нормативно-технической документации приборов и оборудования установок пожарной автоматики;
 - монтажным организациям - при обнаружении некачественного монтажа или отступлений при монтаже от проектной документации, не согласованных с разработчиком проекта и органом государственного пожарного надзора;
 - обслуживающим организациям - за несвоевременное и некачественное проведение ТО и ППР установок и средств пожарной автоматики.

Обслуживающий персонал объекта или представитель специализированной организации обязаны знать устройство и принцип работы установки пожарной автоматики на объекте, знать и выполнять требования настоящих Правил, Инструкции по эксплуатации этой установки.

Лица, обнаружившие неисправность установок, обязаны немедленно сообщить об этом дежурному персоналу, а последний - лицу, ответственному за эксплуатацию системы, которое обязано принять меры по устранению выявленных неисправностей.

Обслуживающий персонал объекта или представитель обслуживающей организации, осуществляющие ТО и ППР установок пожарной автоматики, должны производить регламентные работы в установленные сроки и вести соответствующую эксплуатационную документацию, приведенную в приложениях к настоящим Правилам.

Запрещается в процессе эксплуатации отключать установки пожарной автоматики, а также вводить изменения в принятую схему защиты без корректировки проектно-сметной документации, не согласованные с территориальным органом управления Государственной противопожарной службы.

Администрация объектов обязана обеспечить в период выполнения работ по ТО и ППР, проведение которых связано с отключением установок, пожарную безопасность защищаемых установками помещений компенсирующими мерами, поставка в известность об этом органы управления Государственной противопожарной службы и, при необходимости, вневедомственной охраны.

Оперативный (дежурный) персонал должен знать:

- инструкцию для оперативного (дежурного персонала);

Согласовано		
Взам. Инв. №		
Подп. и дата		
Инв. № подл.		

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	22-0025-ИЛО10.ТЧ	Лист 23

- тактико-технические характеристики приборов и оборудования установок пожарной автоматики, смонтированных на предприятии, и принцип их действия;
- наименование, назначение и местонахождение защищаемых (контролируемых) установками помещений;
- порядок пуска установки пожарной автоматики в ручном режиме;
- порядок ведения оперативной документации;
- порядок контроля работоспособного состояния установки пожарной автоматики на объекте;
- порядок вызова пожарной охраны.

До назначения на самостоятельную работу обслуживающий персонал обязан пройти производственное обучение на специализированных курсах, организуемых (и при участии) Государственной противопожарной службы на местах.

Персонал, прошедший обучение на специализированных курсах, сдает зачеты по изучаемым вопросам. Успешно сдавшим зачеты выдается квалификационное удостоверение, дающее его владельцу право обслуживать установки пожарной автоматики на объекте. На объекте издается приказ о допуске сдавшего зачет к обслуживанию имеющихся установок.

Периодичность прохождения обучения обслуживающим персоналом устанавливается один раз в 5 лет.

На объекте, эксплуатирующем установку пожарной автоматики, должна быть следующая документация:

- а) проектно-сметная документация (акт обследования);
- б) исполнительская документация и схемы, акты скрытых работ (при их наличии), испытаний и замеров;
- в) акт приемки установки в эксплуатацию;
- г) паспорта на технические средства имеющейся установки;
- д) ведомость смонтированного оборудования;
- е) паспорта на зарядку баллонов установки газового и техническую документацию на системы аэрозольного пожаротушения;
- ж) инструкцию по эксплуатации установки пожарной автоматики;
- з) регламент работ;
- и) план-график ТО и ППР;
- к) журнал учета работ по ТО и ППР установки пожарной автоматики;
- л) график дежурства оперативного (дежурного) персонала;
- м) журнал сдачи-приемки дежурства оперативным персоналом;
- н) журнал учета неисправностей установки;
- о) журнал взвешивания баллонов с огнетушащим составом установки газового пожаротушения;
- п) должностные инструкции дежурного персонала, ответственного лица за ТО и ППР и обслуживающего персонала, договор со специализированной организацией на ТО и ППР (при наличии).

Согласовано			
	Взам. Инв. №		
	Подп. и дата		
	Инв. № подл.		

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	22-0025-ИЛО10.ТЧ

Техническую документацию по п. а) - е) разрабатывает монтажно-наладочная организация (по договоренности с Заказчиком); по п. з) - п) - Заказчик с привлечением к разработке обслуживающей организации (при наличии договора с ней).

Техническая документация, разрабатываемая администрацией объекта, должна пересматриваться не реже одного раза в 3 года и корректироваться при изменении условий эксплуатации установок. При этом в журнале учета необходимо вносить соответствующие сведения об изменениях с указанием даты пересмотра и подписью ответственного лица.

Технические средства, входящие в состав установок пожарной (охранно-пожарной) сигнализации, должны соответствовать требованиям действующих стандартов, норм, правил, технических условий, быть без дефектов и иметь сертификат соответствия.

Приемно-контрольные приборы пожарной (охранно-пожарной) сигнализации должны устанавливаться в недоступных для посторонних лиц местах, исключающих несанкционированный доступ к их органам управления и монтажным устройствам, и быть опломбированы.

После окончания монтажно-наладочных работ, ремонта или замены отдельных технических средств установки пожарной автоматики должны быть испытаны в дежурном режиме работы в течение 72-х часов.

Мероприятия по безопасной эксплуатации сетей электроснабжения, электрооборудования, электроосвещения, заземления, молниезащиты

Все работы по техническому ремонту и техобслуживанию оборудования выполняются в соответствии с ГРЭС ППР.

Периодичность и продолжительность всех видов ремонта, а также продолжительность ежегодного простоя в ремонте для отдельных видов электрооборудования соответствуют действующим отраслевым нормам и указаниям заводов-изготовителей.

Вводимое после ремонта оборудование должно испытываться в соответствии с нормами испытания электрооборудования.

Ремонтно-профилактические работы на технических средствах АСТУЭ, АСДУЭ выполняются в соответствии с утвержденными графиками. Осмотр оборудования и средств КТС – 1 раз в квартал, проверка – 1 раз в полгода.

Вывод из работы средств диспетчерской связи и систем телемеханики оформляется оперативной заявкой.

Персонал службы РЗА, осуществляющий техническое обслуживание устройств РЗАиТ, должен периодически осматривать все панели и пульта управления, панели (шкафы) релейной защиты, электроавтоматики, телемеханики, сигнализации. При этом особое внимание обращается на правильность положения переключающих устройств (контактных накладок, рубильников ключей управления и др.) и крышек испытательных блоков, а также на соответствие их положения схемам и режимам работы электрооборудования.

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

22-0025-ИЛО10.ТЧ

Лист

25

Изм. Кол.уч Лист Недок Подп. Дата

Оперативный персонал должен осуществлять: контроль правильности положения переключающих устройств на панелях (шкафах) РЗАиТ и управления, крышек испытательных блоков, а также исправности автоматических выключателей и предохранителей в цепях РЗАиТ и управления; контроль состояния устройств РЗАиТ на базе имеющихся на панелях (шкафах) и аппаратах устройств внешней сигнализации; опробование высоковольтных выключателей и других аппаратов, а также устройств автоматического повторного включения, автоматического включения резерва и фиксирующих приборов (индикаторов); опробование высоковольтных выключателей и других аппаратов, а также устройств автоматического повторного включения, автоматического включения резерва и фиксирующих приборов (индикаторов); обмен сигналами высокочастотных защит и измерение контролируемых параметров устройств высокочастотного телеотключения, низкочастотных аппаратов каналов автоматики, высокочастотных аппаратов противоаварийной автоматики; измерение тока небаланса в защите шин и напряжения небаланса в разомкнутом треугольнике трансформатора напряжения и др.

В соответствии с СО 153-34.21.122-2003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций» и РД 34.21.122-87 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий», задвижка (на нефтегазопроводе) по устройству молниезащиты относится ко II категории и подлежит защите от прямых ударов молнии, заноса высоких потенциалов и от электростатического электричества.

Защита от проявлений статического электричества, заноса высоких потенциалов и прямых ударов молнии выполнена присоединением корпуса задвижки полосой 4x40 к двум заземлителям, каждый из которых должен иметь импульсные сопротивления растеканию тока не более 50 Ом.

Для создания непрерывной электрической цепи в местах установки фланцев задвижек (не нефтегазопроводах) применяется перемычка из гибкого многожильного медного провода сечением не менее 16 мм.

Согласовано

Инд. № подл.	
Подп. и дата	
Взам. Инв. №	

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

4. Сведения о минимальной периодичности осуществления проверок, осмотров и освидетельствований состояния линейного объекта, его строительных конструкций, технологического оборудования и устройств

Периодичность осуществления проверок, осмотров и освидетельствований состояния зданий и сооружений

Обследование и мониторинг технического состояния зданий и сооружений проводятся специализированными организациями, оснащенными современной приборной базой и имеющими в своем составе высококвалифицированных и опытных специалистов.

Первое обследование технического состояния зданий и сооружений проводится не позднее чем через два года после их ввода в эксплуатацию. В дальнейшем обследование технического состояния зданий и сооружений проводится не реже одного раза в 10 лет и не реже одного раза в пять лет для зданий и сооружений или их отдельных элементов, работающих в неблагоприятных условиях (агрессивные среды, вибрации, повышенная влажность, сейсмичность района 7 баллов и более и др.).

Обследование и мониторинг технического состояния зданий и сооружений проводят также:

- по истечении нормативных сроков эксплуатации зданий и сооружений;
- при обнаружении значительных дефектов, повреждений и деформаций в процессе технического обслуживания, осуществляемого собственником здания (сооружения);
- по результатам последствий пожаров, стихийных бедствий, аварий, связанных с разрушением здания (сооружения);
- по инициативе собственника объекта;
- при изменении технологического назначения здания (сооружения);
- по предписанию органов, уполномоченных на ведение государственного строительного надзора.

Результаты обследования и мониторинга технического состояния зданий и сооружений в виде соответствующих заключений должны содержать необходимые данные для принятия обоснованного решения по реализации целей проведения обследования или мониторинга.

Плановые осмотры зданий, сооружений подразделяются на общие и частичные.

При общих осмотрах контролируют техническое состояние в целом, его инженерных систем и внешнего благоустройства; при частичных — техническое состояние отдельных конструкций и инженерных систем.

Общие осмотры проводят 2 раза в год - весной и осенью - по утвержденному графику. Весенние осмотры проводят после окончания таяния снега, т.е. когда

Согласовано		
Изм. № подл.		
Подп. и дата		
Взам. Инв. №		

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	22-0025-ИЛО10.ТЧ

кровли, конструкции зданий и прилегающая к ним территория доступны для осмотра.

Осенние осмотры проводят до наступления отопительного сезона в целях проверки подготовки зданий к работе в зимних условиях.

Общие осмотры зданий проводятся комиссиями.

Частичные осмотры должны проводиться в зависимости от конструктивных особенностей сооружений и технического состояния его элементов работниками службы технической эксплуатации, но не реже 1 раза в год.

Календарные сроки проведения общих и частичных осмотров определяются службой технической эксплуатации.

Неплановые (внеочередные) осмотры проводятся:

- после ливней, ураганных ветров, обильных снегопадов, наводнений и других явлений стихийного характера, пожаров, создающих угрозу повреждений строительных конструкций и инженерных систем;
- при выявлении дефектов, деформаций конструкций и повреждений инженерного оборудования, нарушающих условия нормальной эксплуатации зданий.

Результаты всех видов осмотров технического состояния зданий, сооружений, оснований, сетей инженерно-технического обеспечения должны оформляться актами.

Кроме плановых технических осмотров следует периодически, 1 раз в 10 дней, проводить разовые осмотры основных несущих конструкций зданий, подвергающихся постоянным нагрузкам или эксплуатирующихся в сильноагрессивной среде. Обследование указанных конструкций следует производить силами специализированных организаций не реже 1 раза в год.

В зданиях с агрессивными производственными средами и жидкостями следует проводить химический анализ газовоздушной среды в местах установки оборудования и в районе основных строительных конструкций, проливов технологических растворов и сточных промышленных вод. Результаты осмотра и анализа фиксируются в журнале технической эксплуатации здания, и по ним оценивается степень агрессивности среды и ее соответствие проектным параметрам.

Периодичность контроля параметров газовоздушной среды и проливов жидкостей должна быть, как правило, не реже, для среды:

- слабоагрессивной - 1 раз в год;
- среднеагрессивной - 2 раза в год;
- сильноагрессивной - 4 раза в год.

Текущие осмотры подземных конструкций следует осуществлять выборочно не реже 1 раза в 3-4 года.

В случае аварийных нарушений технологических процессов должны производиться дополнительные осмотры независимо от плановых сроков.

Строительные конструкции необходимо защищать от воздействия агрессивных производственных сред и жидкостей, для чего следует:

Согласовано		
Взам. Инв. №		
Подп. и дата		
Инв. № подл.		

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	22-0025-ИЛО10.ТЧ	Лист
							28

- обеспечивать возможную герметизацию технологического оборудования и аппаратуры, соединений технологических трубопроводов, трубопроводов внутренних сетей водоснабжения, канализации, теплоснабжения и т. д.;
- обеспечивать плотное прилегание крышек к технологическим емкостям и другому оборудованию;
- устранять течи и выбросы из оборудования, аппаратуры и трубопроводов, появившиеся вследствие разгерметизации соединений и других неисправностей;
- обеспечивать заданный режим работы инженерно-технического оборудования здания;
- содержать в исправном состоянии местные отсосы у технологического оборудования;
- не допускать хранение агрессивных жидкостей и работу с ними в непригодных помещениях;
- не допускать, как правило, проливы или разбрызгивание технологических жидкостей и жидких продуктов производства на строительные конструкции;
- содержать в исправном состоянии уловители масла и агрессивных технологических жидкостей у станков и оборудования (поддоны), не допуская переливы масла или технологических жидкостей из поддонов на пол.

Объемы ремонтных работ на сооружениях и трубопроводах и сроки их выполнения определяет техническая служба предприятия по результатам осмотров, диагностических обследований, ревизий, по прогнозируемым режимам транспортировки рабочей среды, установленным предельным рабочим давлениям, анализу эксплуатационной надежности работы трубопроводов, в соответствии с местными условиями и требованиями безопасности. Ремонт (текущие и капитальные) трубопроводов осуществляются в соответствии с действующими нормативными документами.

Сведения о проведенных ремонтных работах в пятнадцатидневный срок вносятся в исполнительную документацию и паспорт сооружений и трубопроводов.

Текущий ремонт – минимальный по объему и содержанию плановый ремонт, осуществляемый в процессе эксплуатации трубопроводов и заключающийся в систематически и своевременно проводимых работах по предупреждению от преждевременного износа линейных сооружений, по устранению мелких повреждений и неисправностей. Текущий ремонт трубопроводов подразделяется на следующие виды:

- профилактический ремонт, количественно и качественно определенный и планируемый заранее по объему и выполнению;
- непредвиденный ремонт, выявленный в процессе эксплуатации трубопроводов и выполненный в срочном порядке.

Согласовано					
	Взам. Инв. №				
	Подп. и дата				
	Инв. № подл.				

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	22-0025-ИЛО10.ТЧ	Лист 29

При появлении агрессивных грунтовых вод или повреждениях противокоррозионной защиты подземных строительных конструкций необходимо, с привлечением специализированной организации, разработать мероприятия по защите фундаментов или других подземных строительных конструкций от разрушения.

При демонтаже оборудования, находившегося ранее в эксплуатации, следует принимать меры для защиты фундаментов и полов от возможного попадания на них остатков агрессивных жидкостей, скопившихся в отдельных элементах оборудования (трубах, емкостях и др.).

Для предотвращения повреждений фундаментов от воздействия агрессивных жидкостей не допускается:

- проникновение жидкостей в грунты основания здания в результате течи из канализации, технологических коммуникаций, аппаратуры и оборудования. Течи в указанных системах, неисправности лотков и каналов канализации необходимо устранять немедленно;
- воздействие на бетон и кладку фундамента агрессивных жидкостей;
- хранение агрессивных жидкостей вблизи фундаментов и подземных коммуникаций без изоляции, выполненной по проектной документации.

Гидроизоляция фундаментов под оборудование должна быть сплошной и единой с гидроизоляцией пола, обеспечивающей непроницаемость при возможных проливах жидкостей на пол или фундаменты.

В случае крепления оборудования к фундаменту при помощи анкеров необходимо заделывать зазоры химически стойким в данной среде материалом.

Антикоррозионные и защитно-отделочные покрытия строительных конструкций должны быть в исправном состоянии и восстанавливаться в кратчайший срок. Состав покрытий принимается по проектной документации.

При повреждении металлических конструкций коррозией, связанном с уменьшением сечения элемента конструкции, требуется решение специализированной организации о возможности дальнейшего использования конструкции, ее ремонте или усилении.

При текущих осмотрах железобетонных конструкций необходимо выявлять следы коррозионных повреждений конструкций и закладных деталей, наличие, характер и размеры трещин в конструкциях.

Необходимо проверить наличие трещин в бетоне, идущих вдоль арматурных стержней, что является признаком начавшейся коррозии арматуры.

При появлении повреждений в железобетонных конструкциях, вызванных коррозией арматуры, необходимо произвести измерения толщины защитного слоя, определить глубину карбонизации, выполнить контрольные вскрытия для оценки состояния арматуры и бетона и принятия решения о ремонте конструкции с последующим восстановлением защитного слоя на участках вскрытий.

Если будет установлено, что проведение предыдущих текущих ремонтов не приостановило процесс развития коррозии арматуры и бетона, необходимо провести обследование конструкций с привлечением специализированных организаций.

Согласовано		
Взам. Инв. №		
Подп. и дата		
Инв. № подл.		

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	22-0025-ИЛО10.ТЧ

В процессе эксплуатации лотков и других конструкций, предназначенных для отвода производственных стоков, не допускается нарушать принятой проектом технологии спуска агрессивных сточных вод.

При эксплуатации необходимо осуществлять постоянное наблюдение за участками стен:

- находящимися вблизи аппаратов, стыков элементов трубопроводов и запорной арматуры;
- примыкающими к помещениям с повышенной температурой и высокой относительной влажностью;
- примыкающими к полам, на которые непосредственно могут воздействовать агрессивные жидкости.

Покрытия полов необходимо оберегать от попадания агрессивных жидкостей, на воздействие которых они не рассчитаны. При попадании на пол агрессивных жидкостей необходимо немедленно нейтрализовать их и произвести уборку.

Уклоны полов в местах деформационных швов должны соответствовать требованиям нормативной и проектной документации. Направление уклонов должно быть от деформационного шва.

В зданиях с агрессивными технологическими жидкостями необходимо на видных местах вывешивать таблички с указанием особенностей эксплуатации перекрытий и полов, способов нейтрализации, имеющихся в данном помещении агрессивных жидкостей и уборки полов.

Периодичность осуществления проверок, осмотров и освидетельствований состояния технологического оборудования и трубопроводов

К основному методу контроля за надежной и безопасной эксплуатацией трубопроводов рекомендуется относить периодическую ревизию (освидетельствование), которую рекомендуется проводить службой технического надзора совместно с начальниками установок (производств) лицом, ответственным за безопасную эксплуатацию трубопроводов.

Результаты ревизии рекомендуется использовать для оценки состояния трубопровода и возможности его дальнейшей эксплуатации.

Первое освидетельствование рекомендуется проводить через четверть назначенного срока, но не более чем через 5 лет.

Назначенные и расчетные сроки безопасной эксплуатации трубопроводов и их узлов рекомендуется указывать в технической документации. Продление сроков эксплуатации трубопроводов осуществляется по результатам экспертизы промышленной безопасности.

Периодичность последующих освидетельствований рекомендуется устанавливать в зависимости от скорости коррозионно-эрозионного износа трубопроводов, условий эксплуатации, результатов предыдущих осмотров, ревизии и других факторов. Сроки ревизии рекомендуется определять предприятию владельцу трубопровода и указывать в паспорте на трубопровод. В

Согласовано		
Взам. Инв. №		
Подп. и дата		
Инв. № подл.		

случае отсутствия таких указаний периодичность сроки проведения ревизии трубопроводов давлением до 10 МПа рекомендуется определять с учетом приложения № 22 к настоящему Руководству по безопасности (Руководству по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 27.12.2012 г. № 784).

При ревизии трубопровода с давлением до 10 МПа рекомендуется:

- проводить наружный осмотр трубопровода;
- проводить измерения толщины стенки трубопровода приборами неразрушающего контроля, а в обоснованных случаях – сквозной засверловкой с последующей заваркой отверстия;
- проводить радиографический или ультразвуковой контроль сварных стыков, если качество их при ревизии вызвало сомнение и нужно подвергнуть эти сварные соединения металлографическим и механическим испытаниям. Число стыков, подлежащих проверке, определяется лицом, осуществляющим надзор за эксплуатацией трубопроводов;
- проводить измерения на участках трубопроводов, работающих в условиях ползучести, деформации по состоянию на время проведения ревизии;
- проводить разбор (выборочный) резьбовых соединений на трубопроводе, осмотр их и измерение резьбовыми калибрами;
- проверка состояния и правильности работы опор, крепежных деталей и, выборочно, прокладок.

Работы по техническому обслуживанию и ремонту технологического оборудования и трубопроводов производятся в соответствии с план-графиком ТО и ПР и внепланово – в случае отказов и аварий оборудования и трубопроводов или по специальным заявкам – на основе результатов контроля технического состояния оборудования и трубопроводов.

Порядок выполнения работ по ТО, текущему и капитальному ремонтам разрабатывается заводами – изготовителями оборудования. Этот порядок определяется в инструкциях по эксплуатации соответствующего и неукоснительно выполняется на предприятиях.

Мероприятия по техническому обслуживанию и текущему ремонту трубопроводов проводятся в основном без остановки их работы.

К текущему ремонту трубопроводов относятся:

- работы, выполняемые при техническом обслуживании трубопроводов;
- ликвидация мелких повреждений земляного покрова над трубопроводами;
- устройство и очистка водоотводных канав, вырубка кустарников;
- очистка внутренних полостей трубопроводов от посторонних примесей;
- проверка состояния и ремонт изоляции трубопроводов;

Согласовано		
Взам. Инв. №		
Подп. и дата		
Инв. № подл.		

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	22-0025-ИЛО10.ТЧ	Лист
							32

- верхние плоскости опор должны быть выверены по уровню, если это требование предусмотрено проектом;
- прокладки для обеспечения необходимого уклона трубопровода под подошву опоры, установка прокладок между трубой и опорой не допускается;
- при укладке трубопроводов сварные швы необходимо располагать от края опоры на расстоянии 50 мм для труб диаметром менее 50 мм и не менее 200 мм для труб диаметром свыше 50 мм;
- при укладке на опоры труб, имеющих продольные сварные швы, необходимо располагать их так, чтобы они были доступны для осмотра.

Расстояние от штуцера или другого элемента с угловым (тавровым) швом до начала гнutoго участка или поперечного сварного шва трубопровода должно быть не менее наружного диаметра трубы, но не менее 50 мм для труб с наружным диаметром до 100 мм. Для труб с наружным диаметром 100 мм и более это расстояние должно быть не менее 100 мм.

Ремонтно-монтажные работы на трубопроводах производятся после их подготовки в соответствии с действующими инструкциями по организации и безопасному производству ремонтных работ.

Используемые для выполнения ремонтных работ материалы и изделия подтверждаются документами (паспортами, сертификатами), удостоверяющими их качество и соответствие условиям применения.

Периодичность осуществления проверок, осмотров и освидетельствований состояния промышленных трубопроводов

В процессе эксплуатации, согласно ФНП " Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" утвержденных приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 N 534, предусмотрено проведение периодической ревизии и диагностики трубопроводов и, в зависимости от состояния трубопроводной системы, заказчик принимает решение о необходимости внутритрубной диагностики в конкретный момент эксплуатации, т.е. в процессе плановых проверок действующих трубопроводов определяется необходимость, а так же сроки и места проведения профилактических и реабилитационных работ.

По результатам диагностирования составляются графики планово-предупредительных ремонтов, что позволяет обеспечить длительную и безаварийную эксплуатацию трубопроводов.

Обследование трубопроводов может включать в себя обход, облет и приборное обследование, выполняемые, как эксплуатационной службой заказчика, так и специализированными организациями.

При наружном диагностировании технического состояния трубы могут использоваться ультразвуковые измерительные установки, ультразвуковые толщиномеры, магнитопорошковые дефектоскопы, ультразвуковые дефектоскопы и т.д.

Согласовано		
Изм. № подл.		
Подп. и дата		
Взам. Инв. №		

Изм.	Кол.ч	Лист	№док	Подп.	Дата	22-0025-ИЛО10.ТЧ

Кроме того, при диагностировании технического состояния могут использоваться передвижные лаборатории контроля качества трубопровода, укомплектованные широкой номенклатурой приборов, оборудования и принадлежностей для внешнего осмотра, операционного контроля, радиографического, ультразвукового, магнитного контроля.

По результатам диагностики оформляется заключение.

В процессе эксплуатации ведется постоянное наблюдение и контроль за состоянием трубопровода: обзорные наблюдения, регулярный осмотр трассы путевыми обходчиками, в том числе аэрофотосъемки.

Знание динамики возникновения и развития дефектов, определение скоростей коррозии открывает новые возможности в построении стратегии капитального ремонта трубопроводов, позволяет рационально сочетать капитальный и выборочный текущий ремонт.

Схема и методика проведения мониторинга должны зависеть от фактического состояния трубопроводов и условий эксплуатации, агрессивности внешней среды. Периодичность обследования трубопроводов - определяется эксплуатирующей организацией с учетом требований НТД.

Наибольшее внимание необходимо уделять контролю состояния трубопроводов на участках с избыточным увлажнением (болота), а также в потенциально аварийных местах:

- участки выхода трубы из грунта и ее возврат в местах установки запорной арматуры;
- места сварных соединений;
- места дополнительного обводнения почв и грунтов, являющихся наиболее опасными для трубопроводов.

Оценка максимальной глубины коррозионного разрушения и наработки трубопровода до отказа (свища) осуществляется путем периодического измерения толщины стенки на контрольных отрезках обследуемого трубопровода и статистической обработки результатов измерений. Контроль качества наружных изоляционных покрытий трубопровода следует проводить в соответствии с ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии» с применением прибора УКИ-1 или осмотром изоляционного покрытия (в том числе и по нижней образующей трубопровода) в шурфах.

Шурфованию подлежат участки, на которых возможна коррозионная ситуация, выявленная при анализе статистических данных технической службой ПАО НК «РуссНефть».

Ревизии проводит служба технического надзора совместно с механиком и начальником ЦТО и РТ ПАО НК «РуссНефть».

Результаты ревизии служат основанием для оценки состояния трубопровода и возможности его дальнейшей эксплуатации.

Сроки проведения ревизии трубопровода устанавливаются руководством в зависимости от скорости коррозионно-эрозионных процессов с учетом опыта эксплуатации аналогичных трубопроводов, результатов наружного осмотра

Согласовано		
Взам. Инв. №		
Подп. и дата		
Инв. № подл.		

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	22-0025-ИЛО10.ТЧ

предыдущей ревизии и должны обеспечивать безопасную и безаварийную эксплуатацию промышленного трубопровода в период между ревизиями (таблица 8).

Таблица 8 - Ревизия трубопроводов

Объект ревизии	Периодичность ревизий трубопроводов по категориям		
	I	II	III
Трубопровод на расстоянии менее 200 м от мест обслуживания людьми	Не реже одного раза в год	Не реже одного раза в год	Не реже одного раза в 2 года
Трубопровод на расстоянии более 200 м от мест обслуживания людьми		Не реже одного раза в 2 года	Не реже одного раза в 4 года

Первую ревизию вновь введенного в эксплуатацию трубопровода необходимо производить не позднее чем через один год.

Как правило, ревизия должна быть приурочена к планово-предупредительному ремонту отдельных агрегатов, установок или цехов.

При ревизии намеченного участка трубопровода необходимо:

- освободить трубопровод от рабочей среды, промыть водой и в случае необходимости очистить от отложений и грязи;
- провести тщательный наружный осмотр;
- провести (по возможности) внутренний осмотр трубопровода (демонтаж);
- трубы для внутреннего осмотра при наличии фланцевых и других разъемных соединений осуществляется посредством разборки этих соединений; при цельносварном трубопроводе производят вырезку участка трубопровода длиной, равной двум-трем его диаметрам, желательно со сварным швом, приспособленным для работ в особо тяжелых условиях);
- простучать молотком (при отсутствии изоляции) и промерить ультразвуковым толщиномером толщину стенки в нескольких местах, наиболее подверженных износу;
- при возникновении сомнений в качестве сварных швов произвести вырезку образцов для металлографического испытания или проверить их магнитографическим методом или методом просвечивания гамма-лучами;
- проверить состояние фланцевых соединений, их воротников, привалочных поверхностей, прокладок, крепежа, а также фасонных частей и арматуры, если таковые имеются на ревизируемом участке;
- разобрать (выборочно, по указанию представителя технадзора) резьбовые соединения на трубопроводе, осмотреть их и измерить резьбовыми калибрами;
- проверить состояние и правильность работы опор, крепежных деталей и выборочно – прокладок;

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

22-0025-ИЛО10.ТЧ

Лист

37

Изм. Кол.уч Лист Недок Подп. Дата

- испытать трубопровод в случаях производства на нем ремонтных работ;
- объемы работ при ревизии трубопровода определяет отдел технического надзора.

Механические свойства металла труб проверяются, если коррозионное действие среды может вызвать их изменение. Вопрос о механических испытаниях решает служба технического надзора.

Результаты ревизии заносят в паспорт трубопровода и сопоставляют с первоначальными данными (приемки после монтажа или результатами предыдущей ревизии), после чего составляют акт ревизии.

Работы, указанные в акте ревизии, подлежат обязательному выполнению в заданные сроки.

Система отопления и вентиляции

Система планово-предупредительного ремонта предусматривает текущий и капитальный ремонты систем отопления и вентиляции и их техническое обслуживание.

Капитальный ремонт систем отопления и вентиляции производится с целью восстановления их исправности и обеспечения надежной и экономичной работы в межремонтный период.

При капитальном ремонте производится подробный осмотр, разборка, проверка, измерения, испытания, регулировка, устраняются дефекты, заменяются или восстанавливаются изношенные элементы и узлы, осуществляется реконструкция и модернизация систем с целью повышения их надежности и экономичности.

Текущий ремонт производится с целью восстановления работоспособности оборудования.

При текущем ремонте выполняются осмотр, очистка, уплотнение, регулировка и ремонт отдельных узлов и элементов и устраняются дефекты, выявленные в процессе эксплуатации.

Объем ремонта определяется перечнем основных работ, данными эксплуатации, результатами испытаний, а также дефектами, выявленными при техническом обслуживании, и планами реконструкции и модернизации систем отопления и вентиляции.

Выявленные в процессе эксплуатации неисправности в зависимости от их характера и степени влияния на надежность, безопасность и экономичность работы систем отопления и вентиляции должны устраняться немедленно или по возможности в период между очередными текущими или капитальными ремонтами.

В зимний период системы теплоснабжения для проведения текущего ремонта и устранения неисправностей могут быть отключены при температуре наружного воздуха не ниже -15 ° С на срок до 4 ч.

Согласовано		
Изм. № подл.		
Подп. и дата		
Взам. Инв. №		

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	22-0025-ИЛО10.ТЧ

Технический осмотр внутреннего состояния самотечной сети, устройств и сооружений на ней выполняют с периодичностью:

- а) для смотровых колодцев и аварийных выпусков - один раз в год;
- б) для камер, эстакад и переходов - не реже одного раза в квартал;
- в) для коллекторов и каналов - один раз в год.

В период проведения внутреннего обследования сети её наружный осмотр не производится.

При техническом осмотре колодцев в целях выявления образовавшихся в процессе эксплуатации дефектов обследуют стены, горловины, лотки, входящие и выходящие трубы; проверяют целостность скоб, лестниц, люков и крышек; очищают от скопившихся отложений и грязи полки и лотки, а также проверяют наличие выноса песка в колодец.

Одновременно проверяют прямолинейность примыкающих к колодцу участков сети на свет с помощью зеркала.

Технический осмотр напорных линий сводится к проверке действия и регулировке вантузов, задвижек и выпусков.

Выполнение работ по техническому осмотру, требующее спуска людей в колодцы, камеры и коллекторы, должно быть тщательно подготовлено и производиться с соблюдением требований техники безопасности.

Система автоматизации

Эксплуатационная организация, должна обеспечить постоянный технический контроль, обслуживание, текущий и капитальный ремонты приборов и средств автоматизации, блокировок и сигнализации.

Объем и периодичность работ по техническому обслуживанию и ремонту средств измерений, систем автоматизации и сигнализации устанавливаются государственными стандартами на соответствующие приборы или инструкциями заводов-изготовителей. Объем и периодичность работ по техническому обслуживанию и ремонту технических средств АСУ ТП определяется ее разработчиком и согласовываются с эксплуатирующей организацией и территориальным органом Госгортехнадзора России.

Проведение метрологического надзора за средствами измерений осуществляется в соответствии с требованиями нормативных актов в области метрологического контроля.

Периодической метрологической поверке подлежат следующие средства измерений:

- манометры показывающие, дистанционные - не реже 1 раза в 12 месяцев;
- переносные и стационарные стандартизированные газоанализаторы, сигнализаторы дозрывных концентраций газа - 1 раз в 6 месяцев, если другие сроки не установлены заводом-изготовителем.

Согласовано		
Взам. Инв. №		
Подп. и дата		
Инв. № подл.		

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	22-0025-ИЛО10.ТЧ	Лист 40

Проверка срабатывания устройств защиты, блокировок и сигнализации должна проводиться не реже 1 раза в месяц, если другие сроки не предусмотрены заводом-изготовителем.

Сроки передачи средств автоматизации и телемеханизации в плановый ремонт и на плановое техническое обслуживание должны быть согласованы с графиком планово-предупредительного ремонта (ППР) основного оборудования и оформлены оперативной заявкой, подаваемой в диспетчерскую службу объединения независимо от наличия утвержденного плана.

Для обеспечения безаварийной работы автоматизированных систем необходимо их профилактическое обслуживание.

Один из элементов профилактического обслуживания - проведение периодических обходов и осмотров. Периодичность обходов для систем автоматики различна, посещение и осмотр объекта зависят от степени надежности работы автоматики, от устойчивой работы технологического оборудования и других причин. При наружном осмотре проверяется отсутствие неисправностей в системе автоматики.

Второй элемент профилактического обслуживания - периодические проверки состояния технологического оборудования и устройств автоматизации.

В первую очередь обращают внимание на состояние устройств автоматической защиты, непрерывность действия которых не самоконтролируется.

Работы по поддержанию эксплуатационной надежности устройств проводят на протяжении всего срока их эксплуатации. Они включают в себя подготовку обслуживающего персонала; диагностический контроль исправности устройств и изучение тенденций изменения значений их параметров, а также параметров технологических процессов; техническое обслуживание; обеспеченность запасным инструментом и приспособлениями (ЗИП), порядок их размещения и использования; ремонт и списание устройств; обеспеченность эксплуатационной документацией; работы по подтверждению надежностных характеристик по результатам эксплуатации и совершенствованию их эксплуатационной надежности; работы по метрологическому обеспечению.

Внеплановые работы по устранению неисправностей устройств, замене отказавших узлов должен осуществлять эксплуатационный персонал. На предприятии должны находиться ЗИП и ремонтные материалы в соответствии с номенклатурой, установленной ЭД и действующими нормативами, утвержденными главным инженером предприятия.

Внеплановые работы по устранению неисправностей устройств следует относить к текущему ремонту.

В организациях необходимо организовать постоянный и периодический контроль технического состояния тепловых энергоустановок (осмотры, технические освидетельствования).

Система связи

При эксплуатации запроектированных сетей связи должны быть предусмотрены следующие мероприятия по технике безопасности:

Согласовано		
Взам. Инв. №		
Подп. и дата		
Инв. № подл.		

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

- устройство нормальных эксплуатационных проходов между техническим оборудованием;
- применение специальных стремянок для обслуживания аппаратуры, расположенной в верхней части стоек;
- применение местного освещения стоек;
- использование пониженного ремонтного напряжения;
- заземление металлических каркасов оборудования;
- применение аварийного освещения на случай пропадания сети переменного тока;
- применение защитных средств (диэлектрических ковриков, перчаток и др.) при работе с выпрямителями, щитами переменного тока;
- запрещается проводить работы на антенно-фидерных устройствах и технологическом оборудовании при включенных передатчиках, находиться на антенных площадках во время грозы и её приближении, а так же при силе ветра более 12 м/с, гололеде, дожде и снегопаде.

Данным проектом предусмотрено применение оборудования, не содержащего источников, оказывающих влияние на здоровье работающих и изменение санитарно-гигиенической обстановки в районе строительства.

При размещении аппаратуры реализованы все требования нормативных документов по электро- и пожарной безопасности.

Сечение электропитающих проводов и кабелей соответствуют требованиям ПУЭ.

Электромонтажные работы выполнить в соответствии с требованиями СП 76.13330.2016, ПУЭ и с соблюдением мер безопасности согласно СП 49.13330.2010 часть 2.

Минимальная периодичность осмотров и сроки проведения обследований технического состояния сетей связи - раз в месяц.

Система автоматической противопожарной защиты зданий и сооружений

ТО и ППР проводятся с целью поддержания установок пожарной автоматики в работоспособном и исправном состоянии в течение всего срока эксплуатации, а также обеспечения их срабатывания при возникновении пожара.

Основными задачами ТО и ППР являются:

- контроль технического состояния установок пожарной автоматики;
- проверка соответствия установок пожарной автоматики, в том числе их электрических и иных параметров проекту и требованиям технической документации;
- ликвидация последствий воздействия на установки пожарной автоматики неблагоприятных климатических, производственных и иных условий;
- выявление и устранение причин ложных срабатываний установок пожарной автоматики;

Согласовано		
Взам. Инв. №		
Подп. и дата		
Инв. № подл.		

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	22-0025-ИЛО10.ТЧ

- определение предельного состояния установок пожарной автоматики, при которых их дальнейшая эксплуатация становится невозможной или нецелесообразной, путем проведения технического освидетельствования;
- анализ и обобщение информации о техническом состоянии обслуживаемых установок пожарной автоматики и их надежности при эксплуатации;
- разработка мероприятий по совершенствованию форм и методов ТО и ППР установок пожарной автоматики.

ТО и ППР установок пожарной автоматики включает в себя:

- проведение плановых профилактических работ;
- устранение неисправностей и проведение текущего ремонта;
- оказание помощи Заказчику в вопросах правильной эксплуатации.

ТО и ППР должны выполняться собственными специалистами объекта, прошедшими соответствующую подготовку, или по договору организациями (далее - Исполнитель), имеющими лицензию ОУ ГПС на данный вид деятельности.

Периодичность ТО и ППР должна быть установлена в период сдачи приемки монтажно-наладочных работ в соответствии с требованиями эксплуатационной документации на технические средства обслуживаемых установок пожарной автоматики и указана в договоре (при его заключении).

Исполнитель периодически (не реже одного раза в квартал) информирует территориальные органы ГПС о техническом состоянии, отказах и срабатывании установок пожарной автоматики.

Периодичность информирования устанавливается по согласованию с управлениями ГПС.

После истечения срока службы, указанного в документации на техническое средство, входящее в состав установки пожарной автоматики, проводится техническое освидетельствование всей установки на предмет возможности ее дальнейшего использования по назначению.

Техническое освидетельствование проводится комиссионно с участием представителей Исполнителя, Заказчика, территориального органа управления ГПС и, при необходимости, специалистов других организаций.

Результаты освидетельствования оформляют соответствующим актом.

В зависимости от состояния установок пожарной автоматики комиссия принимает следующие рекомендации:

- выполнить монтаж новой установки (заменить средство) из-за невозможности, существующей для дальнейшей эксплуатации;
- провести ремонт отдельных средств установки пожарной автоматики;
- продлить эксплуатацию установки пожарной автоматики, назначив срок следующего освидетельствования.

Принятию на ТО и ППР предшествует первичное обследование установки пожарной автоматики на объекте с целью определения ее состояния.

Согласовано		
Взам. Инв. №		
Подп. и дата		
Инв. № подл.		

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	22-0025-ИЛО10.ТЧ

Для устранения отказа установок пожарной автоматики в межрегламентный период Исполнитель должен прибыть на обслуживаемый объект по вызову Заказчика в сроки, определенные в договоре.

Все проведенные работы по ТО и ППР, в том числе по контролю качества, должны фиксироваться в Журнале регистрации работ по ТО и ППР, один экземпляр которого должен храниться у Заказчика, другой у Исполнителя.

В Журнале регистрации работ по ТО и ППР должно также фиксироваться проведение инструктажа по технике безопасности с персоналом Исполнителя ответственным лицом Заказчика.

Перечень работ	Периодичность обслуживания службой эксплуатации объекта	Периодичность обслуживания специализированными организациями (для объектов с массовым пребыванием людей)	Периодичность обслуживания специализированными организациями
Охранно-пожарная сигнализация и система дымоудаления			
Внешний осмотр оборудования. Контроль положения выключателей, исправности световой индикации, наличия пломб на ПКП.	ежедневно	ежемесячно	ежеквартально
Контроль источников питания. Проверка работоспособности системы и ее составных частей. Профилактические работы.	еженедельно	еженедельно	еженедельно
Метрологическая проверка КИП. Измерение сопротивления защитного и рабочего заземления.	ежегодно	ежегодно	ежегодно
Измерение сопротивления изоляции электрических цепей	1 раз в 3 года	1 раз в 3 года	1 раз в 3 года

Периодичность осуществления проверок, осмотров и освидетельствований состояния сетей электроснабжения, электрооборудования, электроосвещения, заземления, молниезащиты

Периодичность осмотров, контроля и других операций, а также порядок действия персонала определяется местной утвержденной инструкцией.

Оперативный персонал несет ответственность за правильное положение тех элементов релейной защиты, электроавтоматики и телемеханики (РЗАиТ), с которыми ему разрешено выполнять операции, независимо от периодических осмотров персоналом службы РЗАиТ.

Профилактические проверки, измерения и испытания оборудования РУ проводятся в объемах и в сроки, предусмотренные нормами испытания электрооборудования (в соответствии с Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей (ПТЭЭП), Приложение 3).

Осмотр РУ без отключения должен проводиться: не реже 1 раза в 1 сутки; в темное время суток для выявления разрядов, коронирования - не реже 1 раза в месяц; в трансформаторных и распределительных пунктах - не реже 1 раза в 6 месяцев.

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

22-0025-ИЛО10.ТЧ

Лист

44

кабелей с изоляцией из резины и вулканизированного полиэтилена на 18% продолжительностью не более 6 ч в сутки в течение 5 суток, но не более 100 ч в год, если в остальные периоды этих суток нагрузка не превышает длительно допустимой.

Нагрузки КЛ должны измеряться периодически в сроки, установленные нормами испытания электрооборудования (в соответствии с ПТЭЭП, Приложение 3). На основании данных этих измерений должны уточняться режимы и схемы работы КЛ.

Осмотры КЛ напряжением до 35 кВ должны проводиться периодически, но не реже 1 раза в 6 месяцев. В период паводков, после ливней и при отключении КЛ релейной защитой должны проводиться внеочередные осмотры.

Очистка светильников, осмотр и ремонт сети электрического освещения (наличие и целостность стекол, решеток и сеток, исправность уплотнений светильников специального назначения и т.п.) по графику (плану ППР) выполняет квалифицированный персонал.

Смена перегоревших ламп может производиться групповым или индивидуальным способом.

Осмотр и проверка сети освещения проводятся в следующие сроки:

- проверка исправности аварийного освещения при отключении рабочего освещения - 2 раза в год;
- измерение освещенности внутри помещений (в т.ч. участков, отдельных рабочих мест, проходов и т.д.) - при вводе сети в эксплуатацию в соответствии с нормами освещенности, а также при изменении функционального назначения помещения.

Проверка состояния стационарного оборудования и электропроводки аварийного и рабочего освещения, испытание и измерение сопротивления изоляции проводов, кабелей и заземляющих устройств должны проводиться при вводе сети электрического освещения в эксплуатацию, а в дальнейшем - по графику ППР, но не реже одного раза в три года. Результаты замеров оформляются актом (протоколом) в соответствии с нормами испытания электрооборудования (ПТЭЭП. Приложение 3).

Присоединение заземляющих проводников к заземлителю и заземляющим конструкциям должно быть выполнено сваркой, а к главному заземляющему зажиму, корпусам аппаратов, машин и опорам ВЛ - болтовым соединением (для обеспечения возможности производства измерений). Контактные соединения должны отвечать требованиям государственных стандартов.

Монтаж заземлителей, заземляющих проводников, присоединение заземляющих проводников к заземлителям и оборудованию должен соответствовать установленным требованиям.

Каждая часть электроустановки, подлежащая заземлению или занулению, должна быть присоединена к сети заземления или зануления с помощью отдельного проводника.

На каждое находящееся в эксплуатации заземляющее устройство сооружений заводится паспорт, содержащий: исполнительную схему устройства с привязками к

Согласовано		
Взам. Инв. №		
Подп. и дата		
Инв. № подл.		

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата
22-0025-ИЛО10.ТЧ					

капитальным сооружениям; указание связи с надземными и подземными коммуникациями и с другими заземляющими устройствами; дату ввода в эксплуатацию; основные параметры заземлителей (материал, профиль, линейные размеры); величину сопротивления растеканию тока заземляющего устройства; удельное сопротивление грунта.

Для определения технического состояния заземляющего устройства в соответствии с нормами испытаний электрооборудования (Приложение 3) производится измерение сопротивления заземляющего устройства; измерение напряжения прикосновения (в электроустановках, заземляющее устройство которых выполнено по нормам на напряжение прикосновения), проверка наличия цепи между заземляющим устройством и заземляемыми элементами, а также соединений естественных заземлителей с заземляющим устройством; измерение токов короткого замыкания электроустановки, проверка состояния пробивных предохранителей, а также проводятся визуальные осмотры видимой части заземляющего устройства. При осмотре оценивается состояние контактных соединений между защитным проводником и оборудованием, наличие антикоррозионного покрытия, отсутствие обрывов. Результаты осмотров заносятся в паспорт заземляющего устройства.

Осмотры с выборочным вскрытием грунта в местах, наиболее подверженных коррозии, а также вблизи мест заземления нейтралей силовых трансформаторов, присоединений разрядников и ограничителей перенапряжений должны производиться в соответствии с графиком планово-профилактических работ, но не реже одного раза в 12 лет.

При эксплуатации воздушных линий электропередач должны соблюдаться правила охраны электрических сетей и контролироваться их выполнение, должно проводиться техническое обслуживание и ремонт, направленные на обеспечение надежной работы. При техническом обслуживании должны производиться работы по предохранению элементов ВЛ от преждевременного износа путем устранения повреждений и неисправностей, выявленных при осмотрах, проверках и измерениях.

Капитальный ремонт ВЛ на металлических опорах должен выполняться не реже 1 раза в 10 лет.

Перечень работ, относящихся к техническому обслуживанию и ремонту, устанавливается типовыми инструкциями по эксплуатации ВЛ.

На ВЛ должны быть организованы периодические и внеочередные осмотры. Периодические осмотры ВЛ проводятся по графику ГРЭС ППР. Периодичность осмотров каждой ВЛ по всей длине должна быть не реже 1 раза в год. Кроме того, не реже 1 раза в год административно-технический персонал должен проводить выборочные осмотры отдельных участков линий, включая все участки ВЛ, подлежащие ремонту.

На ВЛ 6 кВ верховые осмотры должны осуществляться при необходимости. Внеочередные осмотры ВЛ или их участков должны проводиться при образовании на проводах и тросах гололеда, при пляске проводов, во время ледохода и разлива рек, при пожарах в зоне трассы ВЛ, после сильных бурь, ураганов и других стихийных бедствий, а также после отключения ВЛ релейной

Согласовано		
Изм. № подл.		
Подп. и дата		
Взам. Инв. №		

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата
22-0025-ИЛО10.ТЧ					

защитой и неуспешного автоматического повторного включения, а после успешного повторного включения - по мере необходимости.

При осмотре ВЛ необходимо проверять:

- противопожарное состояние трассы: в охранной зоне ВЛ не должно быть посторонних предметов, строений, стогов сена, штабелей леса, деревьев, угрожающих падением на линию или опасным приближением к проводам, складирования горючих материалов, костров;

- не должны выполняться работы сторонними организациями без письменного согласования с Потребителем, которому принадлежит ВЛ;

- состояние фундаментов, приставок: не должно быть оседания или вспучивания грунта вокруг фундаментов, трещин и повреждений в фундаментах (приставках), должно быть достаточное заглубление;

- состояние опор: не должно быть их наклонов или смещения в грунте, видимого загнивания деревянных опор, обгорания и расщепления деревянных деталей, нарушений целостности бандажей, сварных швов, болтовых и заклепочных соединений на металлических опорах, отрывов металлических элементов, коррозии металла, трещин и повреждений железобетонных опор, птичьих гнезд, других посторонних предметов на них. На опорах должны быть плакаты и знаки безопасности;

- состояние проводов и тросов: не должно быть обрывов и оплавлений отдельных проволок, набросов на провода и тросы, нарушений их регулировки, недопустимого изменения стрел провеса и расстояний от проводов до земли и объектов, смещения от места установки гасителей вибрации, предусмотренных проектом ВЛ;

- состояние гибких шин токопроводов: не должно быть перекруток, расплеток и лопнувших проволок;

- состояние изоляторов: не должно быть боя, ожогов, трещин, загрязненности, повреждения глазури, неправильной насадки штыревых изоляторов на штыри или крюки, повреждений защитных рогов; должны быть на месте гайки, замки или шплинты;

- состояние арматуры: не должно быть трещин в ней, перетираания или деформации отдельных деталей;

- состояние разрядников, коммутационной аппаратуры на ВЛ и концевых кабельных муфт на спусках: не должно быть повреждений или обрывов заземляющих спусков на опорах и у земли, нарушений контактов в болтовых соединениях молниезащитного троса с заземляющим спуском или телом опоры, разрушения коррозией элементов заземляющего устройства.

Профилактические проверки и измерения на ВЛ выполняются в объемах и в сроки, предусмотренные нормами испытания электрооборудования (ПТЭЭП. Приложение 3).

Согласовано				
	Взам. Инв. №			
	Подп. и дата			
	Инв. № подл.			

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

Неисправности, обнаруженные при осмотре ВЛ и токопроводов и в процессе профилактических проверок и измерений, должны быть отмечены в эксплуатационной документации (журнале или ведомости дефектов) и устранены в кратчайший срок или при проведении технического обслуживания и ремонта.

Эксплуатационные допуски и нормы отбраковки деталей опор и других элементов ВЛ приведены в нормах испытания электрооборудования (ПТЭЭП. Приложение 3).

При техническом обслуживании и ремонте ВЛ должны использоваться специальные машины, механизмы, транспортные средства, такелаж, оснастка, инструмент и приспособления. Бригады, выполняющие работы на ВЛ, должны быть оснащены средствами связи.

Трассу ВЛ необходимо периодически расчищать от кустарников и деревьев и содержать в безопасном в пожарном отношении состоянии; следует поддерживать установленную проектом ширину просек и проводить обрезку деревьев.

Деревья, создающие угрозу падения на провода и опоры, должны быть вырублены с последующим уведомлением об этом организации, в ведении которой находятся насаждения.

Эксплуатация ВЛ должна осуществляться в соответствии с местными инструкциями, подготовленным и допущенным к обслуживанию ВЛ персоналом.

Мониторинг окружающей среды

Основной целью проведения мониторинга окружающей среды является получение информации о текущем состоянии основных компонентов окружающей среды: почв и грунтов, поверхностных и грунтовых вод, атмосферного воздуха, растительности и животного мира.

Проведение исследования по изучению состояния компонентов природной среды в районе размещения объектов позволит получить информацию об уровне загрязнения, степени влияния производственных работ и сделать выводы об экологической ситуации, а также прогнозировать ее развитие, оценить необходимость природоохранных и природо-восстановительных мероприятий по отдельным компонентам природной среды.

Для установления степени загрязненности территории проводятся площадные исследования по изучению почв, водных объектов, донных отложений, атмосферного воздуха и снежного покрова. Площадки отбора проб закладываются с учетом наличия основных источников антропогенного воздействия на исследуемую территорию. На местности организуются пункты отбора проб, которые обозначаются опознавательными знаками из материалов, исключающих случайное повреждение.

Все работы по экологическому мониторингу подразделяются на три этапа.

1. Исследование состояния окружающей среды на обустроенной территории.
2. Исследование фоновой загрязнённости расширяемой территории до начала строительства, включающее в себя выработку системы контроля состояния компонентов природной среды, согласно которой проводится полный анализ почв,

Согласовано		
Взам. Инв. №		
Подп. и дата		
Инв. № подл.		

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	22-0025-ИЛО10.ТЧ	Лист 49

поверхностных и грунтовых вод, донных отложений, атмосферного воздуха и снега.

Помимо оценки состояния природной среды, эти данные, наложенные на материалы аэрофотосъемки, позволяют спрогнозировать динамику изменений, происходящих на ней.

Ежегодные наземные исследования проводятся для получения систематических конкретных сведений по изменению состояния компонентов природной среды.

3. Отчетная информация составляется ежегодно и содержит следующие разделы:

- объяснительная записка, где приводится полное (обоснованное фактическими данными, результатами дешифрирования материалов аэрофотосъёмки и т. п.) описание текущей экологической ситуации в её развитии;
- полученный фактический материал, в том числе результаты лабораторных исследований и анализ полученных данных;
- карты фактического материала на топографической основе (распределение загрязняющих веществ по изолиниям и техногенным повышениям рельефа с указанием местоположения всех точек отбора проб) и состояния природной среды в динамике (исходное состояние, существующее положение, прогноз естественного развития ситуации и прогноз состояния при проведении рекультивационных работ).

Согласовано		

Инд. № подл.	
Подп. и дата	
Взам. Инв. №	

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	22-0025-ИЛО10.ТЧ

элементов запорных устройств, прокладок, образование трещин, разрывы трубопроводов;

- разрушения под воздействием температурных деформаций;
- гидравлические удары;
- вибрация;
- превышения давления и т.п.

Физический износ, механическое повреждение или температурная деформация оборудования и трубопроводов

Физический износ, механические повреждения или температурная деформация оборудования и трубопроводов может привести как к частичному, так и к полному разрушению оборудования или трубопроводов и возникновению аварийной ситуации любого масштаба.

Прекращение подачи энергоресурсов

Прекращение подачи энергоресурсов может привести к нарушению нормального режима работы оборудования, выходу параметров за критические значения и созданию аварийной ситуации.

Причины, связанные с ошибками персонала

При недостаточно высоком уровне автоматизации технологического процесса контроль за ним требует от обслуживающего персонала высокой квалификации и повышенного внимания. Особую опасность представляют ошибки при пуске и остановке оборудования, ведении ремонтных, профилактических и других работ, связанных с неустойчивыми переходными режимами, с освобождением и заполнением оборудования опасными веществами. В случае неправильных действий персонала, существует возможность разгерметизации системы и возникновения крупномасштабной аварии.

Коррозия и эрозия оборудования и трубопроводов

Коррозия и эрозия оборудования и трубопроводов может стать причиной частичной разгерметизации оборудования. Исходя из анализа аварий на аналогичных объектах можно сделать вывод, что коррозионное разрушение, при достаточной прочности конструкции оборудования или трубопроводов, чаще всего имеет локальный характер и не приводит к серьезным последствиям. Однако, при несвоевременной локализации, оно может привести к цепному развитию аварийной ситуации.

Согласовано

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

Причины, связанные с внешними воздействиями природного и техногенного характера

К внешним воздействиям природного и техногенного характера можно отнести:

- грозовые разряды и разряды от статического электричества;
- смерч, ураган, лесные пожары;
- снежные заносы и понижение температуры воздуха;
- аварии воздушных судов;
- специально спланированная диверсия.

Все вышеперечисленные факторы могут привести к разгерметизации оборудования и трубопроводов и явиться причиной возникновения на установке аварийной ситуации любого масштаба.

Источники зажигания

Основные источники зажигания на нормально работающем оборудовании - проявление атмосферного электричества, самовозгорание пирофоров, разряды статического электричества и механические удары при отборе проб и замере уровня, искры электроустановок.

Источниками зажигания при пожарах, возникших от загазованности, служили автомобили, искры от контактов магнитных пускателей и другого электрооборудования, открытый огонь и курение.

Установленный индивидуальный риск для персонала проектируемых объектов является приемлемым. В процессе эксплуатации требуется проведение мероприятий по поддержанию риска на уровне, не превышающем расчетный.

Для сохранения уровня риска возникновения аварийной ситуации на объекте нужно предусмотреть следующие мероприятия:

- соблюдение технологических параметров режима работы объекта;
- систематическое проведение работ по диагностике состояния оборудования и трубопроводов на базе современных технических средств;
- соблюдение при эксплуатации объекта требований действующих нормативных документов;
- соблюдение требований промышленной безопасности при эксплуатации сооружений объекта (ст. 3, 9 Федерального закона «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»);
- ознакомление обслуживающего персонала с технологической схемой процесса, правилами пуска и останова оборудования, подготовки его к ремонту, правилами аварийных остановок оборудования, правилами обращения с опасными веществами, условиями, которые могут привести к пожару, взрыву, отравлениям и ожогам;
- разработка плана ликвидации аварийных ситуаций;

Согласовано		
Взам. Инв. №		
Подп. и дата		
Инв. № подл.		

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	22-0025-ИЛО10.ТЧ	Лист 53

– подготовка персонала к действиям в условиях возникновения аварии или ЧС.

В ходе проведения анализа безопасности оценке подверглись следующие объекты:

1) На кусте скважин №2а:

- ИУ-1 Установка измерительная ИУ-40-12-400;
- ИУ-2 Установка измерительная ИУ-40-8-400;
- УДХ-1 Установка дозирования химреагента;
- Н19 - трубопровод выкидной от добывающих скважин;
- Н1 - трубопровод нефтегазосборный с ИУ.

2) На линейных промысловых трубопроводах:

- Нефтегазосборный трубопровод «Куст 2а - т. вр.»;
- Нефтегазосборный трубопровод «т.вр. - т.вр.к.406б»;
- Нефтегазосборный трубопровод «т.вр. к.406б - т.вр.к.406»;
- Нефтегазосборный трубопровод «т.вр. - т.вр.к.407б.

Проведенный анализ риска позволяет заключить, что проектная документация выполнена в соответствии с действующими нормами и правилами, соответствует требованиям ФЗ № 123 от 22.07.2008 г. «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" и Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств".

Наиболее опасным видом аварии (с наибольшим материальным ущербом), который может возникнуть на проектируемых объектах является:

- на кусте скважин – сценарий ГЖ2.2 (полная разгерметизация трубопроводы выкидные от добывающих скважин Н19, пожар пролива), сценарий ГЖ2.3 (полная разгерметизация трубопроводы выкидные от добывающих скважин Н19 взрыв ТВС). Количество возможных пострадавших 2 человека: санитарные потери – 1 человек, безвозвратные потери – 1 человек.

- на промысловом нефтегазопроводе – сценарий ГЖ2.2 (полная разгерметизация Нефтегазосборного трубопровода «Куст 2а – т.вр.», пожар пролива), сценарий ГЖ2.3 (полная разгерметизация Нефтегазосборного трубопровода «Куст 2 – т.вр.», взрыв ТВС). Количество возможных пострадавших 2 человека: санитарные потери – 1 человек, безвозвратные потери – 1 человек.

Наиболее вероятным видом аварии, который может возникнуть на проектируемых объектах является сценарий ГЖ1.1 (частичная разгерметизация оборудования/трубопровода с горючей жидкостью, образование пролива опасного вещества, загрязнение окружающей среды):

- на кусте скважин – трубопровода нефтегазосборного Н1;

Согласовано						
	Взам. Инв. №					
	Подп. и дата					
	Инв. № подл.					

- на промышленном трубопроводе – Нефтегазосборного трубопровода «Куст 2а – т.вр.».

Условия эксплуатации технологического оборудования проектируемых объектов, а также прием, замер, учет и использование в технологическом процессе опасных веществ, в целом, соответствуют требованиям действующих норм и правил в области промышленной безопасности, локализации и ликвидации чрезвычайных ситуаций, защиты территорий.

Меры по обеспечению промышленной безопасности достаточны для защиты обслуживающего персонала и территорий от чрезвычайных ситуаций.

Уровень риска аварий при эксплуатации проектируемых объектов является приемлемым.

Эксплуатирующей организации необходимо провести обязательное страхование гражданской ответственности владельца опасного объекта за причинение вреда в результате аварии на опасном объекте (Федеральный закон Российской Федерации от 27 июля 2010 г. N 225-ФЗ), путем заключения договора обязательного страхования в соответствии с требованиями Федерального закона от 21 июля 1997 года № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».

Согласовано		

Инд. № подл.	
Подп. и дата	
Взам. Инв. №	

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

6. Организационно-технические мероприятия по обеспечению пожарной безопасности в процессе эксплуатации линейного объекта

К организационно-техническим мероприятиям по обеспечению пожарной безопасности, которые должны быть выполнены на линейных объектах, относятся:

– организация подразделений пожарной охраны, предусмотренная статьей 4 Федерального закона от 21 декабря 1994 г. № 69-ФЗ «О пожарной безопасности», созданных в целях обеспечения пожарной безопасности объектов, и их взаимодействия с подразделениями Государственной противопожарной службы при тушении пожаров;

– организация эксплуатации и надлежащего содержания систем противопожарной защиты;

– организация обучения персонала правилам пожарной безопасности;

– организация надзора за соблюдением норм и правил пожарной безопасности;

– разработка инструкций по обеспечению пожарной безопасности и других документов о порядке работы с пожаровзрывоопасными веществами и материалами, о соблюдении противопожарного режима и действиях людей при возникновении пожара;

– определение порядка эвакуации людей, транспорта, спецтехники с объекта при возникновении крупных пожароопасных аварийных ситуаций.

Подробное описание организационно-технические мероприятия по обеспечению пожарной безопасности в процессе эксплуатации линейного объекта представлено в томе 22-0025-ПБ.

Согласовано		

Инд. № подл.	
Подп. и дата	
Взам. Инв. №	

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	22-0025-ИЛО10.ТЧ	Лист 56

7. Сведения о сроках эксплуатации линейного объекта и его частей

Сроки эксплуатации линейных объектов и их частей установлены согласно с пунктами 4.3 таблица 1 ГОСТ 27751-2014 «Надежность строительных конструкций и оснований. Основные положения» и пунктом 5.7 таблицы 5.1 СП 255.1325800.2016 «Здания и сооружения. Правила эксплуатации. Основные положения».

Сооружения, эксплуатируемые в условиях сильноагрессивных сред (сосуды и резервуары, трубопроводы нефтеперерабатывающей, газовой и химической промышленности, сооружения в условиях морской среды и т.п.) имеют рекомендуемый срок эксплуатации не менее 25 лет.

К основным эксплуатационным характеристикам здания (сооружения), относятся:

- функциональная пригодность;
- безопасность;
- надежность;
- ремонтпригодность;
- долговечность.

При эксплуатации здания (сооружения) необходимо обеспечить:

- доступность конструктивных элементов и систем инженерно-технического обеспечения для осмотров, выполнения ремонтных работ, устранения возникающих неисправностей и дефектов, регулировки и наладки оборудования в процессе эксплуатации;

- стационарное размещение средств измерения динамических параметров основного тона собственных колебаний для контроля механической безопасности здания (сооружения) при осуществлении мониторинга здания (сооружения) с массовым нахождением людей, а также доступность установленных средств измерения для проведения работ по метрологическому обеспечению;

- наличие помещений, необходимых для размещения персонала, осуществляющего эксплуатацию.

Условия продления сроков эксплуатации линейных объектов (магистральных трубопроводов) и их частей установлены в требованиях федеральных норм и правил в области промышленной безопасности.

Согласовано

Инд. № подл.	
Подп. и дата	
Взам. Инв. №	

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	22-0025-ИЛО10.ТЧ	Лист 57

8. Сведения о нормативной периодичности выполнения работ по капитальному ремонту линейного объекта, необходимых для обеспечения безопасной эксплуатации такого объекта, в том числе отдельных элементов и конструкций

Капитальный ремонт проводится с целью восстановления основных физико-технических, эстетических и потребительских качеств, утраченных в процессе эксплуатации. Сроки проведения капитального ремонта зданий (сооружений) определяются с учетом результатов технических осмотров, оценки технического состояния зданий (сооружений) специализированными организациями.

Одновременно с капитальным ремонтом зданий (сооружений) по решению заказчика может проводиться их модернизация (дооснащение недостающими системами инженерного оборудования, перепланировка помещений, замена отдельных строительных конструкций и инженерных систем и др.).

Замена строительных конструкций и инженерных систем при капитальном ремонте зданий (сооружений) должна производиться при их значительном износе, но не ранее минимальных сроков их эффективной эксплуатации. Замена их до истечения указанных сроков должна производиться при наличии соответствующего обоснования.

Порядок разработки проектной документации объектов капитального ремонта и объемы ремонтных работ определяются в установленном порядке.

В процессе производства ремонтных работ генеральная подрядная организация обязана своевременно информировать собственника зданий (сооружений), пользователя объекта строительства (уполномоченную организацию) об ожидаемых отключениях инженерных систем в зданиях и планируемых сроках их включения. В случае возникновения аварийной ситуации генеральная подрядная организация обязана самостоятельно принять меры к ее ликвидации, а также информировать об этом собственника, пользователя объекта строительства (уполномоченную организацию).

Планирование капитальных ремонтов следует осуществлять по результатам обследования и мониторинга технического состояния зданий (сооружений).

Планирование текущих ремонтов следует осуществлять на основании осмотров и данных о целесообразности предупредительных ремонтных работ с учетом экономических и технических возможностей собственников линейного объекта.

Конкретный перечень работ по текущему и капитальному ремонтам, нормативная минимальная продолжительность эффективной эксплуатации элементов зданий (сооружений), минимальная периодичность плановых осмотров элементов и помещений для зданий (сооружений) различных классификационных групп определяет эксплуатирующая организация самостоятельно, исходя из технического состояния зданий (сооружений) и местных условий.

Согласовано		
Взам. Инв. №		
Подп. и дата		
Инв. № подл.		

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

10. Описание решений по организации ремонтного хозяйства, его оснащённости

Техническое обслуживание линейной части нефтегазосборных трубопроводов производится согласно Правил эксплуатации и осуществляется линейно-эксплуатационными бригадами.

Для выполнения специальных видов работ по техническому обслуживанию и ремонту могут привлекаться специализированные подразделения предприятия, эксплуатирующие данные нефтегазосборные трубопроводы, или другие предприятия, имеющие лицензию на право производства необходимого вида работ.

Линейно-эксплуатационные службы должны быть оснащены необходимыми транспортными средствами, строительными механизмами, оборудованием, материалами, инструментом и инвентарем.

Транспорт, оборудование и имущество линейной эксплуатационной службы, предназначенные для выполнения аварийно-восстановительных работ, должны быть исправными и находиться в постоянной готовности к немедленному выезду и применению на месте аварии.

Производство работ по строительству нефтегазосборных трубопроводов включает следующие основные виды работ:

- подготовительные работы;
- земляные работы;
- сварочно-монтажные работы;
- работы по контролю качества сварных соединений и изоляции;
- испытания промысловых трубопроводов;
- демонтажные работы.

Согласовано		

Инд. № подл.	
Подп. и дата	
Взам. Инв. №	

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	22-0025-ИЛО10.ТЧ	Лист
							60

11. Перечень сокращений, условных обозначений, символов, единиц и терминов

АВР	Автоматическое включение резерва
АСТУЭ	Автоматизированной системы технического учета электроэнергии
АСДУЭ	Автоматизированные системы диспетчерского управления энергоснабжением
АСУТП	Автоматизированные системы управления технологического процесса
АУП	Автоматическая установка пожаротушения
АУПС	Автоматическая пожарная сигнализация
ВЛ	Высоковольтная линия
ГПС	Государственная Противопожарная Служба
ИП	Извещатель пожарный
ИО	Извещатель охранный
ИУ	Установка измерительная
КИПиА	Контрольно-измерительные приборы и автоматизация
КТПН	Комплексная трансформаторная подстанция наружной установки
КТС	Комплекс технических средств
ЛВЖ	Легковоспламеняющаяся жидкость
НГ	Негорючие материалы
НКПВ	Нижний концентрационный предел воспламенения
ПДК	Предельно допустимая концентрация
НГ	Негорючие материалы
ПТЭЭП	Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей
РЗАиТ	Релейная защита, электроавтоматика и телемеханика
СУ	Станция управления
ЭЦН	Электрический центробежный насос

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

22-0025-ИЛО10.ТЧ

Лист

61

