Некоммерческое Партнерство «Инновации в электроэнергетике»



СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

СТО 70238424.27.100.033-2009

ХОЗЯЙСТВО ЖИДКОГО ТОПЛИВА ТЭС УСЛОВИЯ СОЗДАНИЯ НОРМЫ И ТРЕБОВАНИЯ

Дата введения – 2010-01-29

Издание официальное

Москва
2009

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 27.12.2002 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании», а правила применения стандартов организации – ГОСТ Р 1.4-2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения».

Сведения о стандарте

1 РАЗРАБОТАН ОАО «Энергетический институт им. Г.М. Кржижановского»

2 ВНЕСЕН Комиссией по техническому регулированию НП «ИНВЭЛ»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом НП «ИНВЭЛ» от 21.12.2009 № 94/2

4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

© НП «ИНВЭЛ», 2009
Настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения НП «ИНВЭЛ»

Содержание

1 Область применения 1
2 Нормативные ссылки 2
3 Термины и определения 5
4 Обозначения и сокращения 8
5 Обеспечение промышленной и взрывопожаробезопасности технологических объектов хозяйств жидкого котельного топлива 9
6 Требования к проектированию систем пожаротушения топливных хозяйств ... 50
7 Дополнительные требования 53
8 Технологический контроль и управление. Защиты и блокировки 63
9 Организация и проведение входного контроля оборудования 66
10Требования к строительству, монтажу и приемке в эксплуатацию объектов топливного хозяйства 72
11Оценка и подтверждение соответствия 80
12Утилизация 81
Приложение А (рекомендуемое) Рекомендуемая форма договора поставки 83
Библиография 88

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

Хозяйство жидкого топлива ТЭС
Условия создания
Нормы и требования

Дата введения – 2010-01-29

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт:

- распространяются на основные, резервные, растопочные и аварийные хозяйства жидкого топлива тепловых электростанций, аварийные хозяйства дизельного топлива для парогазовых установок тепловых электростанций, а также складов дизельного топлива для тепловозов, бульдозеров и тракторов ТЭС (далее объекты хозяйств жидкого котельного топлива тепловых электростанций – ХЖКТ ТЭС);
- подлежит применению при проектировании, строительстве, монтаже, приемке в эксплуатацию и утилизации проектируемых, расширяемых, реконструируемых, вновь вводимых в эксплуатацию, подлежащих техническому перевооружению, консервации и ликвидации объектов ХЖКТ ТЭС;
- определяет:

а) основные технические нормы и требования по обеспечению взрыво- и пожаробезопасности объектов ХЖКТ ТЭС;

б) основные технические и технологические требования по обеспечению промышленной безопасности объектов ХЖКТ ТЭС;

в) технические требования по выбору оборудования, устройств и сооружений для технологических схем разгрузки, хранения и подготовки топочного мазута к сжиганию, и подаче его в горелочные устройства котельных установок ТЭС, использующих мазут в качестве основного, резервного, аварийного или растопочного топлива;

г) технические требования к выбору оборудования, устройств и сооружений для технологических схем разгрузки, хранения, подготовки дизельного топлива по ГОСТ 305 к сжиганию, и подачи его к парогазовым и газотурбинным установкам ТЭС, использующим дизельное топливо в качестве аварийного топлива;

д) технические требования к выбору оборудования технологических схем подогрева жидкого котельного топлива (мазута) в железнодорожных цистернах, сливных лотках, приемных емкостях и резервуарах хозяйств жидкого топлива ТЭС;

е) технические требования к территории, зданиям, сооружениям, трубопроводам, отключающим устройствам (и местам их установки) хозяйств жидкого топлива ТЭС;

ж) технические требования к системам электрообеспечения, отопления и вентиляции, связи и оповещения, молниезащиты и защиты от статического электричества объектов хозяйств жидкого топлива ТЭС;

и) объем средств технологического контроля, защит, блокировок, сигнализации и автоматического управления технологическими процессами подготовки и подачи жидкого котельного топлива (мазута) в котельное отделение ТЭС;

к) объем средств технологического контроля, защит, блокировок, сигнализации и автоматического управления технологическими процессами подготовки и подачи дизельного топлива к ПГУ ТЭС;

л) объем контроля, нормы и требования к состоянию оборудования для оценки его готовности к вводу в эксплуатацию;

м) требования к утилизации объектов ХЖКТ ТЭС.

1.2 При разработке (проектировании) организации строительства, поставке оборудования, производстве строительно-монтажных работ, приемке в эксплуатацию, оценке и подтверждении соответствия, утилизации ХЖКТ ТЭС совместно с настоящим стандартом следует также руководствоваться требованиями СТО 70238424.27.100.009-2008, СТО 70238424.27.100.039-2009, СТО 70238424.27.010.002-2008.

Требования к ХЖКТ и дизельному топливу, используемому в резервных дизель-генераторах, а также на дизельных и газопоршневых электростанциях, определены СТО 70238424.27.100.054-2009.

Требования к хозяйствам основного, резервного и аварийного жидкого топлива, используемого в ГТУ и ПГУ, определены в СТО 70238424.27.040.001-2008 и СТО 70238424.27.100.007-2008.

1.3 Требования настоящего стандарта являются минимально необходимыми для обеспечения промышленной безопасности эксплуатируемого оборудования хозяйств жидкого топлива ТЭС на протяжении срока, установленного технической документацией, с учетом возможных нештатных (опасных) ситуаций.

1.4 Положения настоящего стандарта предназначены для применения организациями, осуществляющими проектирование, строительство, монтаж, наладку и эксплуатацию хозяйств жидкого топлива ТЭС.

1.5 Требования стандарта не распространяются на хозяйства других видов жидкого топлива – газотурбинного топлива, дизельного топлива, используемого в качестве основного и пуско-остановочного топлива для газотурбинных установок, сырой нефти, а также мазута угольного, солярового или сланцевого масел, полученных в результате процесса полукоксования углей или сланца.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы ссылки на следующие нормативные и правовые документы и стандарты:

Федеральный закон Российской Федерации от 26.01.96 № 14-ФЗ Гражданский кодекс Российской Федерации, Часть 2

Федеральный закон Российской Федерации от 21.07.97 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»

Федеральный закон Российской Федерации от 31.03.99 № 69-ФЗ «О газоснабжении в Российской Федерации»

Федеральный закон Российской Федерации от 27.12.02 № 184-ФЗ «О техническом регулировании»

Федеральный закон Российской Федерации от 29.12.04 № 190-ФЗ Градостроительный Кодекс Российской Федерации

Федеральный закон Российской Федерации от 22.07.08 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»

Постановление Правительства РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ от 23.10.93 № 1090 «О Правилах дорожного движения»

ГОСТ Р 8.568-97 Аттестация испытательного оборудования основные положения

ГОСТ Р 1.4-2004 Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения

ГОСТ Р 52289-2004 Технические средства организации дорожного движения. Правила применения дорожных знаков, разметки, светофоров, дорожных ограждений и направляющих устройств

ГОСТ 14202-69 Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки

ГОСТ 12.0.003-74 Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация

ГОСТ 12.3.002-75 Система стандартов безопасности труда. Процессы производственные. Общие требования безопасности

ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности

ГОСТ 12.1.010-76 Система стандартов безопасности труда. Взрывобезопасность. Общие требования

ГОСТ Р 12.4.026-2001 Система стандартов безопасности труда. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний

ГОСТ 18194-79 Установки для нижнего слива (налива) нефти и нефтепродуктов железнодорожных вагонов-цистерн. Технические условия

ГОСТ 12.2.049-80 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие эргономические требования

ГОСТ 12.1.033-81 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Термины и определения

ГОСТ 305-82 Топливо дизельное. Технические условия

ГОСТ 7512-82 Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Радиографический метод

ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности

ГОСТ 12.4.009-83 Система стандартов безопасности труда. Пожарная техника для защиты объектов. Основные виды. Размещение и обслуживание

ГОСТ 12.0.005-84 Система стандартов безопасности труда. Метрологическое обеспечение в области безопасности труда. Основные положения

ГОСТ 1510-84 Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение

ГОСТ 14782-86 Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые

ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны

ГОСТ Р 54257-2010 Надежность строительных конструкций и оснований. Основные положения и требования

ГОСТ 12.1.044-89 Система стандартов безопасности труда. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения

ГОСТ 15543.1-89 Изделия электротехнические. Общие требования в части стойкости к климатическим внешним воздействующим факторам

ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования

ГОСТ 12.1.018-93 Система стандартов безопасности труда. Пожаровзрывобезопасность статического электричества. Общие требования

ГОСТ Р 54808-2011 Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов

ГОСТ 14254-96 Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (код IP)

ГОСТ 15.309-98 Система разработки и постановки продукции на производство. Испытания и приемка выпускаемой продукции. Основные положения

ГОСТ 30576-98 Вибрация. Насосы центробежные питательные тепловых электростанций. Нормы вибрации и общие требования к проведению измерений

ГОСТ 10585-99 Топливо нефтяное. Мазут. Технические условия

ГОСТ Р 53692-2009 Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Этапы технологического цикла отходов

СТО 70238424.27.010.001-2008 Электроэнергетика. Термины и определения

СТО 17230282.27.010.002-2008 Оценка соответствия в электроэнергетике

СТО 70238424.27.040.001-2008 Газотурбинные установки. Условия поставки. Нормы и требования

СТО 70238424.27.100.007-2008 Парогазовые установки. Условия поставки. Нормы и требования

СТО 70238424.27.100.009-2008 Тепловые электростанции. Условия создания. Нормы и требования

СТО 70238424.27.100.011-2008 Системы КИП и тепловой автоматики ТЭС. Условия создания. Нормы и требования

СТО 70238424.27.100.010-2009 Автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУ ТП) ТЭС. Условия создания. Нормы и требования

СТО 70238424.27.100.034-2009 Хозяйство жидкого топлива. Прием, хранение, подготовка и подача на ТЭС. Условия поставки. Нормы и требования

СТО 70238424.27.100.035-2009 Хозяйство жидкого топлива. Прием, хранение, подготовка и подача на ТЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования

СТО 70238424.27.100.039-2009 Здания и сооружения ТЭС. Условия создания. Нормы и требования

СТО 70238424.27.100.054-2009 Дизельные и газопоршневые электростанции. Условия создания. Нормы и требования

СТО 70238424.27.100.077-2009 Трубопроводы ТЭС. Условия создания. Нормы и требования

Примечание – При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов в информационной системе общего пользования – на официальном сайте национального органа Российской Федерации по стандартизации в сети Интернет или по ежегодно издаваемому информационному указателю «Национальные стандарты», составленному по состоянию на 1 января текущего года, и по соответствующим информационным указателям, опубликованным в текущем году. Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании настоящим стандартом следует руководствоваться замененным (измененным) документом. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены термины в соответствии с СТО 70238424.27.010.001-2008, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 **хозяйство жидкого котельного топлива ТЭС аварийное:** Комплекс сооружений (объектов), механизмов и оборудования ХЖКТ ТЭС, обеспечивающих подачу на сжигание в котельную в аварийного вида топлива.

3.2 **исполнение оболочки электротехнического изделия (устройства) взрывонепроницаемое:** Оболочка электротехнического изделия (устройства) в которой его части, способные воспламенять взрывоопасную смесь, заключены в оболочку, способную выдерживать давление взрыва воспламенившейся смеси без повреждения и передачи воспламенения в окружающую взрывоопасную смесь, для которой она предназначена.

3.3 **жидкость горючая:** Нефтепродукты, имеющие температуру вспышки в закрытом тигле 61°С и более.

3.4 **приямок дренажный:** Заглубленный резервуар или лоток размещаемый в помещении здания насосной станции для сбора дренажа от оборудования (насосов, фильтров) при выводе в ремонт или протечек топлива при эксплуатации от картеров насосов и его уплотнений.

3.5 **клапан дыхательный:** Клапан, предназначенный для регулирования избыточного и/или вакуумметрического давления (вакуума) при заполнении и опорожнении резервуара.

3.6 **устройство запорное коренное:** Запорный орган первый по ходу движения среды.

3.7 **жидкость легковоспламеняющаяся:** жидкость, имеющая температуру вспышки в закрытом тигле ниже 61°С.

3.8 **насос мазутный первой ступени:** Насос первой ступени технологической схемы подачи жидкого котельного топлива (мазута) на сжигание в топках котлов.

3.9 **насос мазутный второй ступени:** Насос второй ступени технологической схемы подачи жидкого котельного топлива (мазута) на сжигание в топках котлов.

3.10 **склад горючего наземный:** Склад жидкого котельного топлива, в котором днище установленных резервуаров или нижняя образующая горизонтального резервуара находится на одном уровне или выше планировочной отметки прилегающей территории, а также заглубленные менее чем на половину высоты.

3.11 **мазутное хозяйство основное:** Комплекс сооружений (объектов), механизмов и оборудования, обеспечивающих подачу жидкого котельного топлива (мазута) на сжигание в котельную в качестве основного и единственного вида топлива.

3.12 **пост пожарный:** МеСТО нахождения противопожарного инвентаря.

3.13 **регистр паровой:** Сосуд внутри резервуара, работающий под давлением, использующий тепловую энергию пара.

3.14 **установка пожаротушения передвижная:** Пожарные автомобили и мотопомпы. Подача воды предусматривается из сети наружного водопровода (от пожарных гидрантов или стояков с соединительными головками) или из противопожарных емкостей.

3.15 **склад горючего заглубленный:** Склад жидкого котельного топлива, в котором верх стенки вертикальных резервуаров или верхние образующие горизонтальных резервуаров находится ниже планировочной отметки прилегающей территории не менее чем на 0,2 м, а также резервуары, имеющие обсыпку не менее чем 0,2 м выше верха стенки вертикального резервуара или верхней образующей горизонтального резервуара, а ширину обсыпки резервуара принимают по расчету гидростатического давления жидкости, но должна быть по верху не менее 3 м.

3.16 **подогреватель жидкого котельного топлива (мазута):** Поверхностный трубчатый теплообменный аппарат (сосуд, работающий под давлением), использующий для подогрева жидкого котельного топлива (мазута) тепловую энергию пара или горячей воды.

3.17 **склад горючего полузаглубленный:** Склад жидкого котельного топлива, в котором резервуары заглублены в грунт не менее чем на половину их высоты, причем верх стенки вертикального резервуара находится выше планировочной отметки прилегающей территории, в пределах 3 м от стенки резервуара или внутренней стенки каземата, не более чем на 2 м.

3.18 **резервуар приемный:** Промежуточный резервуар для сбора жидкого котельного топлива (мазута) при разгрузке (сливе из цистерн).

3.19 **эстакада сливная железнодорожная:** Комплекс сливно-наливных устройств, устройств подогрева, желобов, лотков связанных с резервуарами

системой технологических трубопроводов, предназначенный для слива (налива) и транспортирования прибывшего жидкого котельного топлива и мазутов из железнодорожных цистерн в резервуары хранения.

3.20 **пропарка:** Очистка внутренних поверхностей железнодорожных цистерн, трубопроводов, оборудования с помощью пара.

3.21 **разогрев жидкого котельного топлива (мазута) в цистерне:** Подогрев холодного жидкого котельного топлива (мазута) в цистерне для снижения вязкости с использованием тепла пара, горячего жидкого котельного топлива (мазута) или электроэнергии.

3.22 разогрев жидкого котельного топлива (мазута) змеевиковыми подогревателями: Подогрев жидкого котельного топлива (мазута) в цистерне с использованием тепла пара переносными или стационарными подогревателями, смонтированными внутри цистерн.

3.23 **хозяйство мазутное растопочное:** Комплекс сооружений (объектов), механизмов и оборудования, обеспечивающих подачу на сжигание растопочного топлива при растопке котлов, а также при неустойчивых (неустановившихся) процессах горения (подсветка).

3.24 **резервуар расходный:** Специально выделенный резервуар, из которого жидкое котельное топливо или мазут подается на сжигание в топки котлоагрегатов.

3.25 **хозяйство мазутное резервное:** Комплекс сооружений (объектов) механизмов и оборудования, обеспечивающих подачу жидкого котельного топлива (мазута) на сжигание в котельную в качестве резервного топлива.

3.26 **сигнализация:** Устройство, обеспечивающее подачу звукового или светового сигнала при достижении предупредительного значения контролируемого параметра.

3.27 **эстакада сливная железнодорожная с односторонним сливом:** Эстакада, обеспечивающая слив на одном железнодорожном пути, с расположением железнодорожных путей с одной стороны платформы.

3.28 **эстакада сливная железнодорожная с двусторонним сливом:** Эстакада, обеспечивающая слив на двух параллельных железнодорожных путях, расположенных по обе стороны платформы.

3.29 **установка пожаротушения стационарная автоматическая:** Расположенная стационарно автоматическая установка, состоящая из насосной станции, резервуаров для воды, пенообразователя или его раствора, генераторов пены, установленных на резервуарах и в зданиях, трубопроводов для подачи раствора пенообразователя.

3.30 **стационарная установка неавтоматического пожаротушения:** Установка, состоящая из насосной станции, резервуаров для воды, пенообразователя или его раствора. Генераторы пены присоединяются с помощью пожарных рукавов при пожаре.

3.31 **трапп:** Углубление с решеткой в полу (бетонном обваловании) для сбора и отвода жидкостей.

3.32 **фильтр грубой очистки:** Аппарат для улавливания из жидкого котельного топлива (мазута) механических примесей размером более 2,5 мм.

3.33 **фильтр-сетка:** Устройство с ячейкой, размер которой не должен превышать размера наименьшей стороны канала рабочего колеса насоса, откачивающего мазут из приемной емкости, но не более 20 мм.

3.34 **фильтр тонкой очистки:** Аппарат для улавливания из жидкого котельного топлива (мазута) механических примесей размером более 1 мм.

3.35 **фронт слива:** Условная величина определяющая количество одновременно устанавливаемых условных (четырехосных) железнодорожных цистерн на сливно-наливной эстакаде.

4 Обозначения и сокращения

В настоящем стандарте использованы следующие обозначения и сокращения:

АУПП – автоматическая установка пенного пожаротушения;
АУВП – автоматическая установка водяного пожаротушения;
АПС – автоматическая пожарная сигнализация;
АСУПП – автоматическая система управления пенного пожаротушения;
АСУ ТП – автоматическая система управления технологическим процессом;
АВР – автоматический ввод резерва;
БЩУ – блочный щит управления;
ВЗИ – взрывозащитное исполнение;
ВНТП – ведомственные нормы технологического проектирования;
ГЖ – горючая жидкость;
ГРП – газорегуляторный пункт;
ГРС – газораспределительная станция;
ГТУ – газотурбинная установка;
ГЩУ – главный щит управления;
ДВК – датчики сигнализаторов довзрывных концентраций;
ЕСКД – единая система конструкторской документации;
ЕСТД – единая система технической документации;
ЕСПД – единая система производственной документации;
ИТМ – инженерно-технические мероприятия ;
КИП – контрольно-измерительные приборы;
КЭС – конденсационная электростанция;
ЛВЖ – легковоспламеняющиеся жидкости;
НС ЖКТ – насосная станция для жидкого котельного топлива (мазута);
МХ – мазутное хозяйство;
МЩУ – местный щит управления;
МЭО – механизм электрический однооборотный;
НКПРП – нижний концентрационный предел распространения пламени;
НПБ – нормы пожарной безопасности;
НТД – нормативный технический документ;
НД – нормативная документация;
ОБУВ – ориентировочный безопасный уровень воздействия;

ОПО – опасный производственный объект;
ОТК – отдел технического контроля;
ПАЗ – противоаварийная автоматическая защита;
ПГУ – парогазовая установка;
ПДК – предельная допустимая концентрация;
ПСК – предохранительный сбросной клапан;
ППБ – правила пожарной безопасности;
ПТБ – правила техники безопасности;
ППГ – пункт подготовки газа;
СНУ – сливно-наливное устройство для нижнего слива из железнодорожных цистерн;
РУСН – распределительное устройство собственных нужд;
СЗЗ – санитарно-защитная зона;
СиО – система связи и оповещения об аварийных ситуациях;
СТК – система технологического контроля;
ТАИ – тепловая автоматика и измерения;
ТХ – топливное хозяйство;
ТЭС – тепловая электрическая станция;
ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;
ЦЩУ – центральный щит управления;
ГО – гражданская оборона;
ХЖКТ – хозяйство жидкого котельного топлива;
ЧС – чрезвычайная ситуация.

5 Обеспечение промышленной и взрывопожаробезопасности технологических объектов хозяйств жидкого котельного топлива

5.1 Общие требования по обеспечению промышленной безопасности при проектировании, строительстве, монтаже, приемке и эксплуатации

5.1.1 Объекты хозяйств жидкого топлива ТЭС в соответствии с положением Федерального закона Российской Федерации от 21.07.97 № 116-ФЗ относятся к опасным производственным объектам.

Проектирование капитального строительства, расширения, реконструкции и технического перевооружения объектов хозяйств жидкого топлива (далее – объектов) должно осуществляться юридическими и физическими лицами, получившими в установленном порядке право на соответствующий вид деятельности.

5.1.2 Разработка проектной документации на капитальное строительство, расширение, реконструкцию и техническое перевооружение объектов электроэнергетики осуществляется при наличии утвержденного решения о предварительном согласовании места размещения объекта на основе утвержденных (одобренных) обоснований инвестиций в строительство или иных предпроектных материалов, договора, задания на проектирование и материалов инженерных изысканий, и зарегистрированного в государственном реестре

опасных производственных объектов в соответствии с Административным регламентом [1].

5.1.3 При разработке проектной документации необходимо руководствоваться законодательными и нормативными актами Российской Федерации и субъектов Российской Федерации, а также иными государственными документами, регулирующими инвестиционную деятельность по созданию и воспроизводству основных фондов.

Проектная документация на строительство, расширение, реконструкцию, капитальный ремонт, техническое перевооружение, консервацию и ликвидацию технологических объектов жидкого топлива должна соответствовать требованиям нормативно-правовых и нормативных документов, действующих на территории Российской Федерации, в том числе:

- Федерального закона Российской Федерации от 21.07.97 № 116-ФЗ;
- Федерального закона Российской Федерации от 29.12.04 № 190-ФЗ;
- Федерального закона Российской Федерации от 26.01.96 № 14-ФЗ;
- Федерального закона Российской Федерации от 22.07.08 № 123-ФЗ.

5.1.4 Руководители и специалисты, осуществляющие деятельность по проектированию, строительству, монтажу и эксплуатации опасных производственных объектов ХЖКТ, ведению технического надзора за строительством, монтажом, наладкой и испытаниями оборудования (технических устройств) организаций, подконтрольных Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору, изготовлению оборудования (технических устройств), проведению Государственных экспертиз и экспертиз промышленной безопасности, подготовке кадров для опасных производственных объектов, должны быть аттестованы (т.е. пройти проверку знаний требований промышленной безопасности, других нормативных правовых актов, нормативно-технических документов, отнесенных к компетенции аттестуемых) по правилам промышленной безопасности [2], [3], [4], [5], в объеме, соответствующем должностным обязанностям и установленной компетенции.

Порядок проведения аттестации должен соответствовать Положению об организации работы по подготовке и аттестации специалистов [6].

Организация обучения и проверка знаний рабочих организаций, подконтрольных Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору, проводятся в соответствии с Положением об организации обучения и проверки знаний рабочих [7]. Председатели и члены постоянно действующих аттестационных комиссий должны проходить аттестацию в центральных или территориальных аттестационных комиссиях Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору в соответствии с Положением об организации работы по подготовке и аттестации специалистов [6].

Аттестация руководителей и специалистов по требованиям промышленной безопасности проводится через 5 лет, по требованиям безопасной эксплуатации проводится через 3 года.

5.1.5 Проектирование зданий и сооружений следует выполнять с учетом уровня их ответственности, устанавливаемого ГОСТ Р 54257. Уровень

ответственности следует учитывать в расчетах несущих строительных конструкций, а также при определении требований к долговечности зданий и сооружений, номенклатуры и объема инженерных изысканий.

Отнесение к конкретному уровню ответственности и выбор значений коэффициента надежности по ответственности производится разработчиком проекта по согласованию с заказчиком и указывается в техническом задании на проектирование.

Все здания и сооружения должны быть разработаны с учетом инженерно-технических мероприятий гражданской обороны (ИТМ ГО и ЧС). Объем и содержание ИТМ ГО и ЧС определяются в зависимости от групп городов и категорий ТЭС по гражданской обороне (ГО) в соответствии со строительными нормами и правилами ИТМ ГО [8].

При проектировании зданий и сооружений ХЖКТ ТЭС следует также руководствоваться требованиями СТО 70238424.27.100.009-2008, СТО 70238424.27.100.039-2009.

5.1.6 Проектная документация объектов капитального строительства и результаты инженерных изысканий, выполняемых для подготовки такой проектной документации, подлежат государственной экспертизе.

Предметом государственной экспертизы являются оценка соответствия проектной документации требованиям технических регламентов, в том числе санитарно-эпидемиологическим, экологическим требованиям, требованиям государственной охраны объектов культурного наследия, требованиям пожарной, промышленной, ядерной, радиационной и иной безопасности, а также результатам инженерных изысканий, и оценка соответствия результатов инженерных изысканий требованиям технических регламентов.

5.1.7 Проектная документация подлежит обязательной государственной экологической экспертизе. В случае если реализация проектного решения приводит к воздействию на окружающую среду более чем одного субъекта Российской Федерации, государственная экологическая экспертиза проводится на федеральном уровне, в остальных случаях – на уровне субъектов Российской Федерации.

Специально уполномоченным государственным органом в области экологической экспертизы являются комитет Госкомэкологии России и его территориальные органы.

Заключение государственной экологической экспертизы, содержащее вывод о допустимости реализации проектных решений, носит обязательный характер и может быть обжаловано только в судебном порядке. Финансирование и реализация работ на каждой стадии инвестиционного цикла без положительного заключения государственной экологической экспертизы по предыдущей стадии не допускается.

5.1.8 Проведение экспертизы промышленной безопасности проектной документации на расширение, реконструкцию, техническое перевооружение, консервацию и ликвидацию опасных производственных объектов осуществляется в порядке, установленном Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору.

5.1.9 В состав проектной документации на новое строительство, расширение, реконструкцию, капитальный ремонт, техническое перевооружение, консервацию и ликвидацию опасного производственного объекта следует включать декларацию промышленной безопасности.

Перечень сведений, содержащихся в декларации промышленной безопасности, порядок ее оформления определяется Федеральным органом исполнительной власти в области промышленной безопасности. Разработка и оформление декларации промышленной безопасности опасного производственного объекта должны соответствовать требованиям руководящих документов [9], [10].

Декларация промышленной безопасности утверждается руководителем организации, эксплуатирующей опасный производственный объект. Руководитель организации, эксплуатирующей опасный производственный объект, несет ответственность за полноту и достоверность сведений, содержащихся в декларации промышленной безопасности в соответствии с законодательством Российской Федерации.

5.1.10 Пожарная безопасность объектов хозяйств жидкого топлива ТЭС (территория, здания, сооружения, оборудование, системы) обеспечивается выполнением при проектировании, строительстве, капитальном ремонте, реконструкции, техническом перевооружении, изменении функционального назначения, техническом обслуживании, эксплуатации и утилизации требований Федерального закона Российской федерации от 22.07.08 № 123-ФЗ.

Для обеспечения условий взрыво- и пожаробезопасности объектов хозяйств жидкого топлива проектная документация должна включать в себя технологии производства работ:

- строительно-монтажных;
- пуско- и режимно-наладочных;
- ликвидации объектов.

На стадии проектирования должно быть проведено разделение технологической схемы на отдельные технологические блоки, проведен выбор оборудования и отключающих устройств по ГОСТ Р 54808 с указанием мест их установки, определены средства контроля, управления и противоаварийной защиты с соблюдением правил промышленной безопасности [11] и норм пожарной безопасности [12] при обоснованной технологической целесообразности.

В пояснительной записке, входящей в состав проектной документации, должно содержаться описание технологического процесса слива, хранения, подготовки и подачи топлива.

Проектной организацией должна определяться расчетом категория взрывоопасности каждого технологического блока в соответствии с нормами пожарной безопасности [13]; должно быть дано обоснование эффективности и надежности, заложенных проектом мер и технических средств защиты, и их способности обеспечивать взрывобезопасность данного блока и всей технологической системы в целом в соответствии с правилами промышленной безопасности [11], [14].

Оценку риска аварии и связанной с ней угрозы, анализ достаточности принятых мер по предупреждению аварий следует проводить в соответствии с Методическими указаниями [10].

5.1.11 В проектной документации должны быть разработаны решения, обеспечивающие возможность подачи воды для проведения гидравлических испытаний при сдаче в эксплуатацию оборудования, трубопроводов и сооружений (резервуаров, сосудов работающих под давлением, систем пожаротушения и др.), очистки трубопроводов от загрязнений, обкатки насосов систем подачи топлива и циркуляционного разогрева на воде, а также возможность их опорожнения после окончания испытаний с отводом использованной воды на очистные сооружения или отстойник.

5.1.12 Проектная документация опасного производственного объекта должна содержать проект производства пусконаладочных работ (ПНР) с целью определения номенклатуры и регламентации работ и их обеспечения.

Проект ПНР включает в себя:

- перечень и состав функционально-технологических узлов (определяется на стадиях выполнения проекта и рабочих чертежей);
- технологию (с необходимыми расчетами) послемонтажной очистки трубопроводов и оборудования, схемы очисток (промывок, продувок);
- чертежи на временные трубопроводы с присоединительными узлами, приспособления и устройства;
- расчеты ресурсов, необходимых для ПНР, с указанием источников;
- заказные спецификации на материалы, реагенты, трубопроводы, оборудование, приборы;
- методы и объем контроля и испытаний временных трубопроводов;
- сметно-финансовый расчет затрат на монтаж и демонтаж временных трубопроводов, устройств и приспособлений, а также на их испытание и другие затраты монтажных организаций на реализацию проекта ПНР, в том числе дежурство монтажного персонала в периоды ПНР;
- средства и технологию нейтрализации и регенерации активных растворов и вод, используемых для послемонтажных очисток;
- средства и технологию очистки и охлаждения отмывочных вод с расчетами баланса и места сброса этих вод с учетом требований охраны окружающей среды и соблюдения безопасности для населения.

5.1.13 Проектирование хозяйств жидкого топлива ТЭС, сооружаемых по проектам иностранных фирм, на базе комплектного импортного оборудования или оборудования, изготавливаемого по иностранным лицензиям, может осуществляться в соответствии с требованиями зарубежных норм, но не ниже требований норм, действующих на территории Российской Федерации.

Технические устройства, в том числе иностранного производства, применяемые на ОПО, подлежат сертификации на соответствие требованиям промышленной безопасности в установленном Правилами [15] порядке. Перечень технических устройств, применяемых на ОПО и подлежащих сертификации, разрабатывается и утверждается в порядке, определяемом Правительством Российской Федерации, согласно Инструкции [16].

Сертификацию технических устройств, применяемых на опасных производственных объектах, проводят организации, аккредитованные, соответственно, Федеральным органом исполнительной власти.

Технические устройства, применяемые на опасном производственном объекте, в процессе эксплуатации подлежат экспертизе промышленной безопасности в установленном порядке.

Отклонения от проектной документации в процессе строительства, расширения, реконструкции, технического перевооружения, консервации и ликвидации опасного производственного объекта не допускаются. Изменения, вносимые в проектную документацию на строительство, реконструкцию, капитальный ремонт опасного производственного объекта, подлежат государственной экспертизе проектной документации в соответствии с законодательством Российской Федерации о градостроительной деятельности.

Изменения, вносимые в проектную документацию на расширение, техническое перевооружение, консервацию и ликвидацию опасного производственного объекта, подлежат экспертизе промышленной безопасности и согласовываются с Федеральным органом исполнительной власти в области промышленной безопасности или его территориальным органом.

Изменения в конструкцию оборудования могут быть внесены только по согласованию с организацией – разработчиком этого оборудования и Федеральным органом исполнительной власти в области промышленной безопасности, согласовавшим экспертизу (сертификацию на соответствие) промышленной безопасности.

5.1.14 В проектной документации ХЖКТ должны быть разработаны технические решения по предупреждению и исключению опасных факторов, влияющих на промышленную безопасность опасных производственных объектов в соответствии с Федеральными законами Российской Федерации от 21.07.97 № 116-ФЗ и от 22.07.08 № 123-ФЗ, ГОСТ 12.0.003, ГОСТ 12.1.007, ГОСТ 12.1.010, ГОСТ 12.1.033, ГОСТ 12.1.003, ГОСТ 12.0.005, ГОСТ 12.1.012, ГОСТ 12.1.018 и ГОСТ 12.2.049.

Разрабатываемые мероприятия нормативного, организационного и технического характера должны иметь четкую направленность и практическую реализацию в части:

- обеспечения промышленной безопасности;
- предотвращения аварий;
- предотвращения образования взрывоопасной среды;
- предотвращения образования во взрывоопасной среде источников зажигания.

5.1.15 Промышленная безопасность должна обеспечиваться:

- техническими решениями, оформленными в проекте;
- соблюдением требований правил безопасности и норм технологического режима процессов;
- безопасной эксплуатацией технических устройств, отвечающих требованиям нормативно-технической документации при эксплуатации, обслуживании и ремонте;

- системой подготовки квалифицированных кадров.

5.1.16 Предотвращение аварий должно достигаться:

- рациональным выбором технологической системы;
- выбором гидродинамических характеристик процесса (способов и режима перемещения среды и смешения компонентов, напора и скорости потока) и теплообменных характеристик (теплового напора, коэффициента теплопередачи, поверхности теплообмена и т.п.);
- применением автоматизированных систем управления и противоаварийной автоматической защиты в соответствии с нормами пожарной безопасности [12], требованиями СТО 70238424.27.100.010-2009, СТО 70238424.27.100.011-2008;
- выбором геометрических параметров аппаратов, введением в технологическую систему дополнительных веществ (инертных разбавителей-флегматизаторов, присадок и др.);
- системой мониторинга опасных факторов, влияющих на промышленную безопасность;
- накоплением и анализом банка данных по авариям и инцидентам;
- принятием предупреждающих мер по возникновению аварий.

5.1.17 Предотвращение образования взрывопожароопасной среды должно обеспечиваться:

- автоматизацией технологических процессов при приеме, хранении и подаче жидкого котельного топлива (мазута) к котельным агрегатам или при подаче дизельного топлива к ГТУ в соответствии с СТО 70238424.27.100.010-2009, СТО 70238424.27.100.011-2008;
- применением устройств и средств защиты оборудования от повреждений и преждевременного износа;
- регламентированным контролем герметичности участков, узлов, соединений, которые по условиям эксплуатации могут стать источниками выделений (пропуска) горючих веществ;
- контролем среды, блокировкой средств управления, позволяющей прекратить образование взрывоопасной среды на ранней стадии по ГОСТ 12.1.005;
- применением технических средств и приемов, позволяющих максимально сократить вынужденный выброс (испарение) горючих веществ.

5.1.18 Предотвращение образования во взрывоопасной среде источников зажигания должно достигаться:

- применением электрооборудования, соответствующего пожароопасной зоне, группе и категории взрывоопасной смеси по ГОСТ 14254 и ГОСТ 15543.1;
- применением приемов и режимов технологического процесса, оборудования, удовлетворяющих требованиям электростатической безопасности по ГОСТ 12.1.018 и ГОСТ 12.3.002;
- устройством и регулярной проверкой молниезащиты зданий, сооружений и оборудования в соответствии со строительными нормами и правилами [17];
- применением в конструкции быстродействующих средств защитного отключения возможных источников зажигания;
- применением искрогасителей и искроулавливателей;

- контролем температуры нагрева механизмов, подшипников, устройств, которые могут войти в контакт с горючей средой;
- устранением контакта с воздухом пирофорных веществ;
- выполнением требований действующей нормативно-технической и нормативной документации, правил промышленной [11], [18] и пожарной безопасности [19].

5.1.19 В проектной документации должны быть разработаны (с учетом особенностей технологического процесса) и регламентированы режимы и порядок пуска и остановки оборудования, способы его пропарки, исключающие образование застойных зон.

5.1.20 При разработке мероприятий по предотвращению взрывов и пожаров в объеме зданий и сооружений хозяйств жидкого топлива необходимо выполнять требования Федерального закона от 22.07.08 № 123-ФЗ, строительных норм и правил [8], [17] и [20], норм пожарной безопасности [12], правил промышленной безопасности [14].

5.1.21 В проектной документации применяемого в технологическом процессе основного оборудования должен быть указан допустимый срок службы (ресурс), а для трубопроводов и арматуры – расчетный срок эксплуатации.

5.2 Общие требования, предъявляемые к технологическим схемам, территории, зданиям, сооружениям и оборудованию

5.2.1 ХЖКТ сооружают для обеспечения приема, хранения, подготовки и подачи (выдачи):

- мазута топочного для сжигания в котлах ТЭС и котельных (далее - котлов), в качестве основного и единственного топлива;
- мазута топочного для котлов, в которых основным топливом является газ или твердое топливо, а мазут используют в качестве резервного, аварийного или растопочного топлива;
- дизельного топлива для котлов, в которых основным топливом является газ или твердое топливо, а дизельное топливо используют в качестве аварийного, резервного или растопочного топлива;
- дизельного топлива для газотурбинных установок ТЭС, использующих его в качестве основного топлива;
- дизельного топлива для газотурбинных установок ТЭС, в которых основным топливом является топливо для газотурбинных двигателей, а дизельное топливо используют как пускоостановочное топливо;
- дизельного топлива для тепловозов, бульдозеров, тракторов и машин, использующих дизельное топливо в двигателях внутреннего сгорания.

Соответствующее название имеют и сооружаемые на ТЭС ХЖКТ: основное, резервное, аварийное или растопочное.

Основное, резервное и/или аварийное ХЖКТ ТЭС, это комплекс сооружений размещаемый, как правило, на площадке огороженной отдельно и расположенной отдельно от основной промышленной площадки электростанции.

Растопочное ХЖКТ располагают на отдельной площадке, обнесенной оградой, на общей площадке электростанции.

5.2.2 Для электростанций, сжигающих природный газ, при обеспечении круглогодичной подачи его от ГРС, подключенной к двум независимым источникам, в объеме, необходимом на полную мощность работы ТЭС, хозяйство жидкого топлива может не сооружаться. Подвод газа от ГРС на ТЭС следует осуществлять в этом случае по двум трубопроводам, каждый из которых рассчитан на 100 % производительности ППГ (ГРП).

Примечание – Под двумя независимыми источниками газоснабжения понимают такие, при любой аварии на одном из них в цепочке добыча-переработка-транспортирование, от другого сохраняется надежная поставка газа до газораспределительной станции (ГРС) включительно.

5.2.3 Оборудование основного, резервного и аварийного ХЖКТ должно обеспечивать непрерывную подачу жидкого топлива в котельное отделение с давлением подпора и вязкостью, необходимыми для нормальной работы форсунок котлов при работе всех рабочих котлов с номинальной производительностью.

При использовании дизельного топлива в качестве резервного или аварийного выбор оборудования (насосы, фильтры) производят исходя из условия обеспечения бесперебойной подачи фильтрованного топлива в количестве, соответствующем 100 % номинальную нагрузку всех ГТУ, а при использовании его в качестве пускового или остановочного – в количестве, соответствующем 30% номинальной мощности всех ГТУ.

Вязкость жидкого котельного топлива (мазута) перед котлами должна быть не более:

- при применении механических и паромеханических форсунок – 2,5 °ВУ (16 мм^2/с);
- при применении паровых и ротационных форсунок – 6,0 °ВУ (44 мм^2/с).
- Вязкость дизельного топлива, подаваемого на ГТУ, должна быть не более:
- при применении механических форсунок – 2°ВУ (10 мм^2/с);
- при использовании воздушных (паровых) форсунок – 3°ВУ (20 мм^2/с).

5.2.4 Оборудование, применяемое на растопочном ХЖКТ, сооружаемом на КЭС, должно обеспечить одновременную растопку с нагрузкой 30 % от номинальной производительности:

- четырех блоков по 200 МВт;
- или трех блоков по 300 МВт;
- или двух блоков по 500 МВт;
- или одного 800 МВт.

Оборудование растопочного ХЖКТ, сооружаемое на ТЭЦ, должно обеспечить одновременную растопку двух котлов с наибольшей производительностью, из числа установленных на электростанции, с нагрузкой 30% от номинальной производительности.

5.2.5 Поставку жидкого топлива на ТЭС предусматривают, как правило, железнодорожным транспортом железнодорожными цистернами

грузоподъемностью от 50 до 120 т, в зависимости от типа. Допускается поставка топлива трубопроводным, автомобильным или водным транспортом.

Поставка дизельного топлива для тепловозов, тракторов, бульдозеров для ТЭС при отсутствии на ТЭС газотурбинных (ГТУ) или парогазовых установок (ПГУ) предусматривается автомобильным транспортом. При наличии на ТЭС ГТУ или ПГУ поставка дизельного топлива для тепловозов, тракторов или бульдозеров может предусматриваться тем же способом, что и для дизельного хозяйства ГТУ или ПГУ.

5.2.6 При доставке жидкого котельного топлива (мазута) железнодорожным транспортом в ХЖКТ ТЭС, как правило, предусматривают следующие сооружения, системы и устройства:

- подъездные железнодорожные пути (в случае доставки топливных маршрутов непосредственно локомотивами организации железнодорожного транспорта).

Примечания:

1 Подъездные пути ТЭС, примыкающие к электрифицированным магистралям, и приемо-отправочные пути железнодорожной станции ТЭС предусматривают, как правило, электрифицированными.

2 При проектировании железнодорожных подъездных путей (в т.ч. сливно-наливных эстакад), в части требований к железнодорожному полотну, следует руководствоваться требованиями строительных норм и правил [21];

- сливную эстакаду с коллектором СНУ, группой приемных резервуаров и технологических трубопроводов для перекачивания сливаемого топлива в резервуары для хранения;
- склад горючего (резервуары хранения);
- насосную станцию для жидкого котельного топлива (НС ЖКТ), в которой необходимо предусмотреть:

а) помещения насосного отделения;

б) помещение местного щита управления;

в) помещение распределительного устройства (РУ);

г) мастерские;

д) бытовые помещения;

е) кабинеты административно-технического персонала;

ж) душевые с помещениями, оснащенными шкафами для грязной (с вытяжкой) и чистой одежды;

и) туалетные комнаты с оснащением их электрополотенцами, зеркалами, рукомойниками и др. санитарным оборудованием;

к) места для сушки одежды;

л) комнаты отдыха;

м) помещения для приема пищи;

н) другие помещения в соответствии с требованиями плана организации труда ХЖКТ, в том числе помещениями для сауны, фотариев, респираторных и душирующих устройств.

- установку для сбора конденсата с резервуарами хранения конденсата и насосами для его перекачивания в главный корпус и на очистные сооружения;

- установку для приема, хранения и ввода присадок в технологическую схему подготовки и подачи жидкого котельного топлива (мазута) в котельную;
- установку по очистке сточных вод, содержащих нефтепродукты;
- проходные;
- эстакады технологических трубопроводов;
- технологические системы:

а) подачи жидкого котельного топлива (мазута) в котельную;

б) циркуляционного подогрева котельного топлива (мазута) в резервуарах;

в) подогрева (циркуляционного разогрева) котельного топлива (мазута) в железнодорожных цистернах, приемных лотках, группе приемных резервуаров;

г) сбора и перекачивания дренажа котельного топлива (мазута) в приемные емкости или в резервуары хранения;

д) сбора и перекачивания продуктов от зачистки (пропаривания) мазутопроводов на очистные сооружения;

е) сбора и перекачивания конденсата на очистные сооружения и в главный корпус;

ж) сбора и перекачки вод производственно-дождевой канализации (промливневых вод) с территории склада горючего ХЖКТ на очистные сооружения;

и) подачи сжатого воздуха от компрессорной установки;

к) приема, хранения и ввода присадок;

л) перекачивания уловленного жидкого котельного топлива (мазута) от очистных сооружений в резервуары хранения или в зачистные резервуары;

м) откачивания очищенных от нефтепродуктов вод в водный бассейн;

- обнаружения и автоматического тушения пожара на объектах ХЖКТ;
- молниезащиты и защиты от статического электричества;
- заземления;
- питьевой и технической воды;
- канализации;
- производственно-дождевой канализации;
- приточно-вытяжной вентиляции помещений ХЖКТ;
- технологических защит, блокировок и сигнализации;
- контроля и автоматического управления технологическими процессами;
- автоматического контроля загазованности воздуха рабочих зон помещения НС ЖКТ, территории наружных установок, железнодорожной сливно-наливной эстакады, СНУ и сооружений склада горючего ХЖКТ;
- контроля учета поступающего жидкого котельного топлива по количеству (все поступающие на электростанцию цистерны с жидким топливом должны взвешиваться, при этом следует применять весы, позволяющие производить взвешивание вагонов на ходу без остановки состава);
- отопления;
- кондиционирования воздуха помещения щита управления и др.

5.2.7 При проектировании ХЖКТ ТЭС с возможностью доставки жидкого котельного топлива водным транспортом (танкерами и нефтеналивными судами),

в комплекс сооружений ХЖКТ дополнительно включают причальные сооружения (пирсы, причалы, причальные стенки). Жидкое котельное топливо из танкеров и нефтеналивных судов перекачивают непосредственно в резервуары хранения склада горючего ХЖКТ насосами нефтеналивных судов, а в качестве резерва предусматривают размещение на причальных сооружениях и места подключения к технологическим трубопроводам передвижной мазутоперекачивающей установки.

Причальные сооружения для швартования танкеров и нефтеналивных судов должны проектироваться с учетом гарантированных глубин подхода к ним полностью груженого танкера или нефтеналивного судна имеющего максимальную осадку. Глубину у стенок причальных сооружений выбирают в зависимости от предельной осадки наиболее глубокосидящего судна.

Для приема нефтеналивных судов используют, как правило, один из трех основных типов причальных сооружений:

- эстакадный пирс для швартовки с двух сторон;
- Т-образный (Г-образный) пирс, головная часть которого расположена обычно под прямым углом к берегу;
- односторонний продольный причал открытого берегового фронта.

Пирсы используются при морских и озерных перевозках, причалы, как правило, при речных.

Причальные сооружения по своему устройству и режиму должны отвечать нормам технологического проектирования портов и пристаней на внутренних водных путях.

Ширина пирсов и причалов должна обеспечить прокладку всех трубопроводов и устройство проезда шириной не менее 3,5 м для пожарных автомобилей. В конце тупикового проезда должна быть площадка для разворота автомобиля.

Расстояние от сливных пирсов и причалов до сухогрузных, пассажирских и других причалов должно быть не менее 300 м при операциях с легковоспламеняющимися жидкостями и не менее 200 м с горючими жидкостями.

Сливные причалы должны располагаться ниже по течению мостов, водозаборов и других причалов на расстоянии не менее 300 м или выше по течению мостов, водозаборов и других причалов на расстоянии не менее 3000 м.

На расстоянии 30 м от пирсов и причалов устанавливаются задвижки на технологических береговых трубопроводах слива нефтепродуктов из нефтеналивных судов. В местах переходов через трубопроводы должны быть устроены мостики из несгораемых материалов.

5.2.8 При доставке жидкого топлива автомобильным транспортом в комплекс мазутного хозяйства дополнительно включается сооружение устройства слива топлива из автомобильных цистерн.

Слив топлива из автомобильных цистерн производится с помощью насосов, смонтированных на самих автомобильных цистернах или с помощью стационарных насосов, размещенных в специальном здании (насосной слива).

Слив топлива из автомобильных цистерн производится закрытым способом в сливной коллектор, из которого топливо подается к насосам перекачки и далее в резервуары хранения.

Сооружение приемной емкости для слива топлива при поставке его автомобильным транспортом в основном не предусматривается. При сливе высоковязких нефтепродуктов из автомобильных цистерн их температура должна быть не менее чем 40°С. Разогрев вязкого нефтепродукта в автомобильных цистернах производится с помощью электрогрелок или переносных пароподогревателей. При применении электроподогревателей должны выполняться требования п. 5.2.30.

Площадки для слива топлива из автомобильных цистерн должны быть бетонированы, обустроены канализацией, рабочие места оборудованы стационарными лестницами для подъема на автоцистерны. Автоцистерны, находящиеся под сливом пожароопасных жидкостей, должны иметь возможность быть заземленными к заземляющему устройству. Контрольные устройства для подсоединения заземляющих проводников должны удовлетворять условию электростатической искробезопасности по ГОСТ 12.1.018.

5.2.9 При подаче жидкого котельного топлива (мазута) на электростанцию трубопроводным транспортом от нефтеперерабатывающих заводов слив жидкого котельного топлива (мазута) должен предусматриваться в приемные емкости. Подача жидкого котельного топлива (мазута) от нефтеперерабатывающих заводов предусматривают по одному трубопроводу. В отдельных случаях при соответствующем обосновании допускается подача жидкого котельного топлива (мазута) от нефтеперерабатывающих заводов по двум трубопроводам. При подаче жидкого котельного топлива (мазута) на электростанцию по трубопроводу от нефтеперерабатывающего завода, возможность доставки жидкого котельного топлива (мазута) по железной дороге предусматривают только при специальном обосновании.

5.2.10 Технологическая схема подачи жидкого котельного топлива (мазута) в котельную может быть как одноступенчатой, так и двухступенчатой, с совмещенным или раздельным контурами разогрева. Выбор технологической схемы подачи топлива определяется технико-экономическим обоснованием (расчетом) в зависимости от требуемого давления перед форсунками и характеристик устанавливаемого оборудования.

Оборудование технологической схемы размещается в мазутонасосной, которая может быть как с открытой компоновкой (под навесом), так и с закрытой компоновкой (в здании).

Выбор компоновки определяется расчетной температурой отопления в районе расположения ТЭС и (или) котельной.

5.2.11 Одноступенчатая схема подачи жидкого котельного топлива (мазута) в котельную включает установку основного оборудования со следующей последовательностью: расходный резервуар хранения, фильтр грубой очистки (ФГО), основной насос подачи жидкого котельного топлива (мазута), подогреватель топлива, фильтр тонкой очистки (ФТО), напорный топливопровод

по эстакаде, напорный трубопровод котельной, трубопровод рециркуляции (возврата) по эстакаде, резервуар хранения.

Двухступенчатая схема подачи жидкого котельного топлива (мазута) в котельную включает установку основного оборудования в следующем порядке: расходный резервуар, фильтр грубой очистки (ФГО), основной насос первой ступени подачи топлива, коллектор «холодной» циркуляции, подогреватель, коллектор «горячей» циркуляции, фильтр тонкой очистки (ФТО), основной насос второй ступени подачи топлива, напорный топливопровод по эстакаде, напорный топливопровод котельной, трубопровод рециркуляции (возврата) по эстакаде, коллектор «холодной» циркуляции, резервуар хранения.

Коллектора «холодной» и «горячей» циркуляции соединяются в общий коллектор подачи жидкого котельного топлива (мазута) на циркуляционный разогрев. На коллекторе «холодной» циркуляции предусматривается регулятор с регулирующим клапаном, обеспечивающий поддержание только заданной температуры жидкого котельного топлива (мазута) в общем коллекторе подачи жидкого котельного топлива (мазута) в резервуар. На коллекторе «горячей» циркуляции предусматривается запорное устройство с ручным или электроприводом. Температура жидкого котельного топлива (мазута) в общем коллекторе измеряется термопарой. Заданная температура в общем коллекторе выставляется ручным задатчиком. На общем коллекторе подачи жидкого котельного топлива (мазута) на циркуляционный разогрев устанавливается регулятор с регулирующим клапаном, обеспечивающий только поддержание заданного давления жидкого котельного топлива (мазута) перед насосами второй ступени (для предотвращения кавитации).

В одноступенчатых схемах насосы, обеспечивающие циркуляционный разогрев жидкого котельного топлива (мазута) в резервуарах, цистернах, сливных лотках и приемных емкостях, являются независимыми от основных насосов и работают по отдельно выделенному контуру.

В двухступенчатых схемах имеют меСТО два решения. Для циркуляционного разогрева жидкого котельного топлива (мазута) в резервуарах, сливных лотках и приемных резервуарах используют насосы первой ступени (совмещенная двухступенчатая схема) или устанавливаются самостоятельные насосы аналогично одноступенчатым схемам (раздельная двухступенчатая схема).

Для одноступенчатой схемы подогреватель и ФТО должны быть рассчитаны на давление, требуемое перед форсунками котлов с учетом гидравлического сопротивления трассы. Для двухступенчатой схемы подогреватель и ФТО должны быть рассчитаны на давление, создаваемое насосом первой ступени.

5.2.12 В технологических схемах мазутного хозяйства проектом должны предусматриваться меры, обеспечивающие взрывобезопасное проведение регламентированных операций по отключению (включению) резервного оборудования от непрерывной технологической линии, а также операций, проводимых в них после отключения.

Технологические системы должны оснащаться средствами контроля за параметрами, определяющими взрывоопасность процесса, с регистрацией показаний и предварительной сигнализацией их значений, а также средствами

автоматического регулирования, системами технологических блокировок и противоаварийной (технологической) защиты согласно СТО 70238424.27.100.010-2009, СТО 70238424.27.100.011-2008 и требованиям норм пожарной безопасности [11].

В технологических схемах следует предусматривать в качестве фильтров тонкой очистки самоочищающиеся фильтры или кассетные фильтры с заполнением кассет металлическими шариками.

Технологические схемы МХ должны обеспечивать возможность проведения:

- паровой продувки оборудования и топливопроводов;
- химической промывки (при необходимости) топливопроводов;
- пассивации оборудования и топливопроводов;
- дегазации резервуаров и емкостей хранения топлива.

Технологическая схема подачи жидкого котельного топлива (мазута) на сжигание должна предусматривать возможность подачи жидкого котельного топлива (мазута) в котельную при нахождении оборудования мазутного хозяйства в резерве помимо основных насосов (первой и второй ступени) и фильтров очистки с помощью дополнительного насоса с меньшей производительностью.

В технологической раздельной схеме циркуляционного разогрева жидкого котельного топлива (мазута) предусматривается установка, помимо основного насоса и подогревателя, одного резервного насоса и подогревателя.

Технологические схемы следует оснащать автоматическими пробоотборниками, предназначенными для отбора проб топлива из трубопроводов с целью периодического контроля его качества при подаче на сжигание. Пробоотборники должны иметь систему обогрева и защиту от перелива.

Технологические схемы подачи жидкого котельного топлива (мазута) на сжигание должны оснащаться приборами, позволяющими осуществлять автоматический контроль кинематической вязкости и влажности топлива, подаваемого по трубопроводам на сжигание. А трубопроводы конденсата приборами, позволяющими осуществлять контроль качества конденсата после подогревателей топлива и паровых регистров на наличие в нем нефтепродуктов.

Технологические схемы мазутного хозяйства должны предусматривать возможность полного опорожнения оборудования (резервуары, насосы, фильтры, подогреватели и др.) и трубопроводов.

Технологические схемы должны предусматривать возможность перекачки топлива из любого резервуара склада в любой другой резервуар склада или группу.

Технологические схемы мазутного хозяйства должны предусматривать подвод жидкого котельного топлива (мазута) к всасывающему коллектору основных насосов от каждого резервуара склада или от каждой группы резервуаров.

В технологических схемах основного и резервного мазутных хозяйствах электростанций по требованию Заказчика предусматриваются устройства для приема, слива, хранения, подготовки и дозирования жидких присадок в мазут.

В технологической схеме подачи жидкого котельного топлива (мазута) в котельную, для сглаживания изменения давления при срабатывании АВР насосов первой и второй ступени, на напорных мазутопроводах подачи в котельную и на трубопроводе рециркуляции рекомендуется предусматривать установку ресиверов. Количество ресиверов определяется расчетом.

В технологической схеме подачи жидкого котельного топлива (мазута) в котельную должна предусматриваться возможность работы любого подогревателя с любым основным насосом первой и второй ступени, а также возможность вывода любого подогревателя в режим «горячего» резерва.

Вывод подогревателя в режим «горячего» резерва может достигаться как установкой байпасного трубопровода или на задвижке трубопровода подвода жидкого котельного топлива (мазута) к подогревателю или на задвижке трубопровода отвода жидкого котельного топлива (мазута) от подогревателя (с установкой запорного устройства на байпасе), так и установкой регулирующего клапана на трубопроводе подвода жидкого котельного топлива (мазута) к подогревателю.

5.2.13 Пожаробезопасность зданий и сооружений ХЖКТ ТЭС обеспечивается в соответствии с требованиями Федерального закона Российской Федерации от 22.07.08 № 123-ФЗ.

Здания и сооружения, предполагаемые к размещению на территории склада ХЖКТ, должны быть степенью огнестойкости не ниже IIIа.

Зданий и сооружений ХЖКТ ТЭС следует проектировать с учетом 5.1.5.

5.2.14 Минимальные расстояния от зданий и сооружений хозяйств жидкого топлива с взрывопожароопасными и пожароопасными производствами до жилых и общественных зданий надлежит принимать в соответствии с Федеральным законом Российской Федерации от 22.07.08 № 123-ФЗ (приложение, таблица 12). Расстояния от наземных резервуаров для нефти и нефтепродуктов до зданий и сооружений хозяйства жидкого топлива следует принимать в соответствии со строительными нормами и правилами [20] (таблица 3).

5.2.15 Склады жидкого топлива в зависимости от общей вместимости и максимального объема одного резервуара в соответствии с Федеральным законом Российской Федерации от 22.07.08 № 123-ФЗ (приложение, таблица 14) подразделяют на пять категорий:

- I категория – склад вместимостью более 100000 м^3;
- II категория – склад вместимостью более 20000, но не более 100000 м^3;
- IIIа категория – склад вместимостью более 10000, но не более 20000 м^3 с максимальным объемом одного резервуара не более 5000 м^3;
- IIIб категория – склад вместимостью более 2000, но не более 10000 м^3 с максимальным объемом одного резервуара не более 2000 м^3;
- IIIв категория – склад вместимостью не более 2000 м^3 с максимальным объемом одного резервуара не более 700 м^3.

5.2.15.1 Первая категория склада размещается на расстоянии от зданий и сооружений соседних предприятий не менее чем на 100 м, вторая категория не менее чем на 100 м (при общей вместимости склада более 50000 м^3) и 40 м (при общей вместимости менее 50000 м^3), третьи категории с индексом «а» и «б» не

менее чем на 40 м от площадки ТЭС, а третья категория с индексом «в» не менее чем на 30 м.

5.2.15.2 Количество резервуаров в складе жидкого топлива принимается не менее двух.

5.2.15.3 Для электростанций, работающих на твердом топливе, вместимость склада горючего растопочного ХЖКТ определяют исходя из условия создания запаса на 10 суток потребности с учетом расхода жидкого котельного топлива (мазута) на растопку и подсветку в размере 0,1 от номинального расхода всеми рабочими котлами. Для ТЭС, на которых в качестве основного топлива для энергетических котлов предусмотрен уголь, а для пиковых водогрейных котлов жидкое котельное топливо (мазут), вместимость совмещенного ХЖКТ определяют с учетом хранения запаса на водогрейные котлы и потребности для растопок.

Количество резервуаров в складе растопочного ХЖКТ определяют исходя из общей производительности котлов по пару:

- при общей производительности котлов по пару более 8000 т/ч сооружается склад с тремя резервуарами вместимостью по 3000 м^3;
- при общей производительности котлов по пару котлов от 4000 до 8000 т/ч сооружается склад с тремя резервуарами вместимостью по 2000 м^3;
- при общей производительности котлов по пару котлов менее 4000 т/ч сооружается склад с тремя резервуарами вместимостью по 1000 м^3.

5.2.15.4 Вместимость склада жидкого котельного топлива (мазута) без учета резерва для ТЭС, работающей в базовом режиме, должна быть не менее:

- потребности на 15 суток – для основного ХЖКТ при доставке по железной дороге;
- потребности на 3 суток – для основного, резервного, аварийного, растопочного ХЖКТ при подаче по трубопроводам;
- потребности на 10 суток – резервного ХЖКТ при доставке по железной дороге;
- потребности на 5 суток – аварийного ХЖКТ при доставке по железной дороге;
- потребности на 10 суток – для пиковых водогрейных котлов при доставке по железной дороге;
- потребности на 10 суток – для аварийных ХЖКТ при доставке автомобильным транспортом.

Для ТЭС, предназначенных для работы в маневренном режиме, вместимость склада жидкого топлива определяют исходя из заданного режима работы электростанции.

Склад горючего для автотракторной техники, технологического транспорта с двигателями внутреннего сгорания и тепловозов при доставке автомобильным транспортом предусматривают IIIв категории и размещают либо на территории склада горючего ХЖКТ, либо на общей площадке электростанции.

Группы наземных резервуаров для хранения горючего для автотракторной техники, технологического транспорта с двигателями внутреннего сгорания и тепловозов должны быть только стальными, иметь внутреннее антикоррозионное

покрытие, герметичное обвалование и средства пожаротушения от передвижной пожарной техники.

5.2.16 Расчетный суточный расход жидкого котельного топлива для определения вместимости склада горючего ХЖКТ ТЭС, предназначенной для работы в базовом режиме, определяют исходя из потребности на 20 часов работы всех энергетических котлов, при их номинальной производительности и потребности на 24 часоа работы водогрейных котлов в режиме покрытия тепловых нагрузок, при средней температуре самого холодного месяца.

5.2.17 На трубопроводах подвода жидкого котельного топлива (мазута) к каждому котельному агрегату с целью получения мелко диспергированной водо-мазутной эмульсии допускается предусматривать установку аппаратов для гомонизационной обработки (равномерного перемешивания) жидкого котельного топлива (мазута), позволяющих сжигать жидкое котельное топливо (мазут) с большим содержанием в нем влаги (до 30%) без срыва факела форсунки.

5.2.18 Для приема и слива жидкого котельного топлива (мазута) из железнодорожных цистерн предусматривают сливно-наливные устройства (СНУ). По всей длине фронта слива должны сооружаться эстакады на уровне площадок верхних люков цистерн для возможности выполнения операций на верхних люках цистерн. Эстакады сооружают, как правило, двухпутными. При фронте слива до восьми цистерн допускается сооружение однопутной эстакады. Эстакады могут сооружаться с открытой или с закрытой компоновкой (конвективные и радиационные тепляки). Выбор типов и компоновки СНУ определяют исходя их технико-экономического расчета.

На складах I категории сливные эстакады для легковоспламеняющихся и горючих жидкостей должны быть раздельными.

Железнодорожные пути должны предусматривать возможность установки стационарных железнодорожных весов для взвешивания поступающих цистерн в движении. Длина прямого участка железнодорожного пути перед весами определяется типом и конструкцией применяемых железнодорожных весов.

При проектировании многопутных эстакад расстояние между осями железнодорожных путей эстакад при сливе мазутов должно быть не менее 20 м. Расстояние между осями железнодорожных путей сливной эстакады и осями железнодорожных путей предприятия должно быть не менее 20 м – если температура вспышки сливаемого нефтепродукта 120 ^{0}С и ниже, и не менее 10 м – если температура вспышки сливаемого нефтепродукта выше 120^{o}С и для мазутов.

СНУ следует располагать на прямом горизонтальном участке железнодорожного пути. На складах III категории односторонние (однопутные) сливные эстакады допускается располагать на кривых участках пути с радиусом не менее 200 м.

Железнодорожные пути, на которых располагаются эстакады, должны иметь съезд на параллельный обгонный путь, позволяющий осуществлять вывод цистерн в обе стороны.

При реконструкции или расширении действующих двусторонних эстакад и невозможности устройства обгонного пути, а также для односторонних эстакад допускается предусматривать тупиковый путь, а также предусматривать

устройства (лебедка с полиспастом) с тяговым усилием не менее 6 т для расцепки состава при пожаре.

Длину тупикового железнодорожного пути на сливной эстакаде следует принимать при обработке до двух цистерн не менее 10 м, при одновременной обработке свыше шести цистерн – длину тупикового участка увеличить на 30 м, до шести цистерн включительно – на 20 м, считая от крайней цистерны расчетного маршрутного состава до упорного бруса.

Не допускается сооружать эстакады на железнодорожных путях для сквозного проезда.

5.2.19 Длина фронта слива основного и резервного ХЖКТ определяют исходя из слива расчетной суточной потребности жидкого котельного топлива (мазута), времени разогрева и слива общего количества железнодорожных цистерн одновременно устанавливаемых для разгрузки (не более 9 часов) и весовой нормы железнодорожного маршрута, но не менее ⅓ длины маршрута. При этом доставку жидкого котельного топлива (мазута) принимают цистернами расчетной грузоподъемностью 60 т с коэффициентом неравномерности подачи 1,2.

Длина фронта слива растопочного ХЖКТ для ТЭС с общей производительностью котлов до 8000 т/ч принимается 100 м, а при производительности котлов свыше 8000 т/ч – 200 м. Полезная вместимость приемного резервуара растопочного ХЖКТ должна быть не менее 300 м^3. Насосы, откачивающие жидкое котельное топливо (мазут) из приемного резервуара, устанавливают без резерва.

5.2.20 Слив жидкого котельного топлива (мазута) из железнодорожных цистерн на сливных эстакадах должен предусматриваться самотеком по лоткам в приемные емкости, располагаемые вне пределов эстакады и железнодорожных путей (как правило, на расстоянии не более 50 м от железнодорожных путей).

Лотки должны иметь уклон 2,0 % к приемным емкостям.

Лотки должны выполняться из несгораемых материалов и перекрываться металлическими решетками или съемными крышками.

Лотки выполняются, как правило, из сборных железобетонных элементов с внутренней металлической обшивкой. Рекомендуется предусматривать также применение металлических сливных лотков с «рубашками», обогреваемыми сетевой водой или конденсатом.

При выборе типа лотков следует также учитывать необходимость обеспечения оптимальной скорости потока в лотках примерно 0,4 м/с.

Перед каждым приемным резервуаром предусматривают гидравлический затвор и грубую очистку с помощью фильтра-сетки. Для поднятия фильтра-сетки предусматривают установку ручной кран-балки.

Фильтр-сетка выполняется с ячейкой, размер которой не должен превышать размера наименьшей стороны канала рабочего колеса насоса, откачивающего мазут из приемной емкости, но не более 20 мм.

5.2.21 Приемные резервуары оборудуют погружными насосами (как правило, артезианского типа) с резервом и ручной кран-балкой.

Насосы, должны обеспечить слив из железнодорожных цистерн, подачу на разогрев в лотки и приемные резервуары жидкого котельного топлива (мазута) и перекачивание в резервуары склада горючего ХЖКТ для его хранения, не более чем за 4 часа.

Полезный объем группы приемных резервуаров принимают не менее 20 % суммарной вместимости железнодорожных цистерн, одновременно подаваемых на разгрузку, с учетом дополнительного количества используемого при разогреве железнодорожных цистерн горячим жидким котельным топливом (мазутом).

Приемные резервуары должны иметь защиту от перелива. Подачу горячего жидкого котельного топлива (мазута) в приемный резервуар следует предусматривать через сопла, устанавливаемые на днище в торцах (по периметру) резервуара.

5.2.22 В торцах эстакад, а также по их длине на расстоянии не более 100 м друг от друга должны быть установлены несгораемые лестницы шириной не менее 0,7 м и с уклоном не более 1:1 (45°). На эстакаде (на двухпутных эстакадах с обеих сторон) следует предусматривать переходные площадки с перилами по количеству одновременно сливаемых цистерн. Эстакады, лестницы и переходные площадки должны иметь ограждения высотой 1 м. Переходные площадки выполняются с контргрузом и устройством для их закрытия в поднятом положении.

5.2.23 Для аварийного освобождения от нефтепродуктов неисправных железнодорожных цистерн в торцах эстакады должны быть предусмотрены отдельные цистерно-места (не менее двух), оборудованные:

- устройствами верхнего аварийного слива;
- приемными коллекторами, насосами для аварийной откачки нефтепродуктов в сливной лоток или в приемный резервуар;
- необходимыми трубопроводами и запорной арматурой, позволяющей осуществлять откачку топлива из неисправной цистерны с помощью вакуум-насоса, роторного (шестеренного) или ручного поршневого насоса.

5.2.24 Разогрев застывших и высоковязких нефтепродуктов в железнодорожных цистернах рекомендуется производить:

- паром через наружные поверхности переносных подогревателей;
- электроэнергией с помощью переносных электрогрелок через их наружные поверхности;
- циркуляционным способом с помощью подачи горячего жидкого котельного топлива (мазута) , нагретого в выносных подогревателях;
- в отдельных обоснованных случаях (при наличии устройств или наличии резервной емкости для отстоя жидкого котельного топлива (мазута) и системы дренирования подтоварной воды от резервуаров склада топлива и др. технических решений, позволяющих производить отстаивание и обезвоживание жидкого котельного топлива (мазута)) с применением пара, подаваемого непосредственно во внутрь цистерны через переносные разогреваемые устройства (штанги). Обводненный при этом способе разогрева мазут должен подвергаться обезвоживанию.

Наиболее рациональным способом разогрева жидкого котельного топлива (мазута) в железнодорожных цистернах следует считать циркуляционный способ разогрева горячим мазутом.

5.2.25 Мазутные хозяйства электростанций должны быть обеспечены паром с параметрами:

- давление от 0,8 до 1,3 МПа,
- температура от 200 до 250 ^{0}С.

Конденсат пара должен использоваться в технологическом цикле электростанции и подвергаться контролю и очистке от окислов железа и содержания жидкого котельного топлива (мазута). Конденсат от подогревателей и спутников при его хранении и транспортировании должен быть отделен от конденсата разогревающих устройств, применяемых для разогрева жидкого котельного топлива (мазута) в сливных лотках, резервуарах и приемных резервуарах. Схемой конденсатопроводов должна предусматриваться установка не менее двух расширителей, двух резервуаров сбора конденсата, двух конденсатных насосов, а также трубопроводной арматуры для разделения потоков конденсата в случае загрязнения его нефтепродуктами. Возврат конденсата производится по одному или двум трубопроводам в зависимости от схемы сбора и очистки. Устанавливаются не менее двух насосов, один из которых – резервный.

5.2.26 Подача пара к основному и резервному мазутному хозяйству производится по двум паропроводам, каждый их которых должен быть рассчитан на 75 % расчетного расхода пара, а к аварийному мазутному хозяйству – по одному. Все участки паропроводов, которые могут быть отключены, должны иметь в конце участка штуцер с вентилем для продувки и прогрева. Должен быть предусмотрен непрерывный автоматический отвод конденсата из паропроводов насыщенного пара. Непрерывное автоматическое удаление конденсата предусматривается с помощью стальных термодинамических конденсатоотводчиков.

5.2.27 При разогреве жидкого котельного топлива (мазута) в железнодорожных цистернах с помощью пара к сливной эстакаде должен быть предусмотрен как подвод пара для разогрева жидкого котельного топлива (мазута) непосредственно в цистерне и пропарке внутренних поверхностей котла цистерны, так и подвод горячего жидкого котельного топлива (мазута) для разогрева слитого жидкого котельного топлива (мазута) в сливных лотках, гидрозатворах и прирельсовых приемных группах резервуаров и СНУ. Подвод пара осуществляется с каждой стороны сливной эстакады паропроводом с расчетным диаметром, обеспечивающим подачу пара к каждой цистерне с расходом до 900 кг/ч (при скорости насыщенного пара – от 40 до 60 м/с). На каждом паропроводе предусматриваются отводы к стоякам на каждую цистерну. На паропроводах сливной эстакады через каждые две цистерны должны предусматриваться отводы с запорным устройством для дренирования и подачи пара через шланги к нижнему сливному клапану каждой цистерны для его разогрева в случае примерзания.

Разогрев жидкого котельного топлива (мазута) в сливных лотках производится частично паровыми трубами (регистрами), проложенными на

днище лотков, а в основном – горячим мазутом. Подача горячего жидкого котельного топлива (мазута) производится через сопла, расположенные по всей длине сливных лотков (фронту слива). Температура жидкого котельного топлива (мазута), подаваемого на разогрев, не должна превышать 90°С. Часовой суммарный расход жидкого котельного топлива (мазута), подаваемый на разогрев в лотки и приемные резервуары, должен быть не менее 10 % от величины сливаемого жидкого котельного топлива (мазута).

5.2.28 При разогреве жидкого котельного топлива (мазута) в железнодорожных цистернах с помощью горячего жидкого котельного топлива (мазута) к сливной эстакаде должен быть предусмотрен подвод пара для разогрева сливного клапана цистерны в случае его примерзания, а также подвод горячего жидкого котельного топлива (мазута) для разогрева жидкого котельного топлива (мазута) непосредственно в цистернах, в сливных лотках, гидрозатворах и приемных емкостях СНУ. Разогрев жидкого котельного топлива (мазута) в цистернах допускается проводить как через верхние люки цистерн, так и через их нижние сливные клапаны с использованием установок нижнего слива. При разогреве жидкого котельного топлива (мазута) в цистернах с циркуляционным способом, часовой расход жидкого котельного топлива (мазута), подаваемого на разогрев в цистерны, должен быть не менее 5 % от величины сливаемого жидкого котельного топлива (мазута).

5.2.29 Давление пара при использовании переносных пароподогревателей не должно превышать 0,4 МПа.

5.2.30 Разогрев железнодорожных цистерн электрогрелками должен производиться только в сочетании с циркуляционным нагревом в выносном подогревателе (теплообменнике).

5.2.31 При применении установок нижнего слива (налива) их конструкция должна соответствовать требованиям ГОСТ 18194. При применении в указанных установках электроподогревателя должно быть предусмотрено устройство, отключающее подачу электроэнергии при достижении температуры 100 °С на поверхности, соприкасающейся с подогреваемым нефтепродуктом.

5.2.32 При использовании переносных электрогрелок, последние должны быть оснащены блокировочными устройствами, отключающими их при снижении уровня жидкости над нагревательным устройством ниже 500 мм.

5.2.33 Площадки сливных эстакад для основных и растопочных мазутных хозяйств должны иметь твердое бетонное покрытие шириной не менее 5 м в каждую сторону от оси ж. д. пути, с уклоном не менее 2 % в сторону сливных лотков. Рельсы в этой зоне должны прокладываться на железобетонных шпалах. Твердое покрытие должно быть водонепроницаемым, ограждаться по периметру бортиком высотой не менее 0,2 м.

5.2.34 Территория сливных эстакад для резервных и аварийных мазутных хозяйств должна иметь твердое бетонное покрытие шириной не менее 5 м в каждую сторону от оси железнодорожного пути, с уклоном не менее 2 % в сторону отводящих лотков, т.е. в противоположные стороны от сливных лотков. Отводящие лотки должны иметь металлическую облицовку внутренней поверхности и уклон не менее 1 % к колодцам промливневых вод. Отводящие

лотки соединяются с системой сбора производственно-дождевой канализации (промливневых вод) с территории топливного хозяйства для перекачки ливневых и талых вод и продуктов разлива топлива на очистные сооружения с помощью насосов.

При отсутствии отводящих лотков необходимо дополнительно предусматривать сбор и откачку ливневых и талых вод из приемных емкостей резервного и аварийного МХ на очистные сооружения.

5.2.35 Подача жидкого котельного топлива (мазута) от НС ЖКТ к котлам, для которых мазут является основным или резервным топливом, предусматривается по двум напорным трубопроводам для жидкого котельного топлива (мазута). Каждый напорный трубопровод для жидкого котельного топлива (мазута) рассчитывают на подачу 75 % расчетной производительности системы с учетом рециркуляции. Для растопочного и аварийного ХЖКТ подачу жидкого котельного топлива (мазута) к котлам предусматривают по одному напорному трубопроводу для жидкого котельного топлива (мазута).

5.2.36 Трубопроводы для жидкого котельного топлива (мазута) должны иметь подогрев по всей трассе. Паровые спутники трубопроводов для жидкого котельного топлива (мазута), проходящих в помещениях с температурой выше 5°С не предусматривают.

В качестве теплоносителей могут быть использованы:

- пар (паровой спутник),
- промтеплофикационная вода,
- электрообогрев (гибкий нагревательный элемент).

В случае применения электрообогрева с помощью гибких ленточных (кабельных) нагревательных элементов последние должны быть выполнены во взрывозащищенном исполнении (типа ЭНГЛ 1Ех или ЭНГК Ех-1). Климатическое исполнение и категория их размещения УХЛ 2 – по ГОСТ 15150.

Допускается при использовании в качестве теплоносителя конденсата или сетевой воды прокладка трубопроводов для жидкого котельного топлива (мазута) и теплоносителя в общей изоляции.

Допускается использование гибкого нагревательного элемента по трассе не во взрывозащищенном исполнении.

5.2.37 Для обеспечения циркуляции жидкого котельного топлива (мазута) в напорных межцеховых трубопроводах и в отводах к каждому котлу необходимо предусматриваеть трубопровод рециркуляции жидкого котельного топлива (мазута) из котельной на склад ХЖКТ.

Рециркуляция (возврат) жидкого котельного топлива (мазута) от главного корпуса в мазутонасосную принимается не менее 10 % от производительности самого мощного насоса системы подачи жидкого котельного топлива (мазута) в главный корпус.

В напорных мазутопроводах главного корпуса в начале трубопровода рециркуляции устанавливается регулирующий клапан, поддерживающий установленное давление жидкого котельного топлива (мазута) перед собой («до себя»), с необходимостью соблюдения при этом требований строительных норм и правил [22].

При двухступенчатой схеме трубопровод рециркуляции в здании НС ЖКТ следует соединять с напорным трубопроводом насосов первой ступени (до подогревателей) и с резервуарами хранения через запорные устройства. При одноступенчатой схеме трубопровод рециркуляции следует соединять только с резервуарами хранения через запорные устройства.

При двухступенчатой схеме на трубопроводе рециркуляции в здании НС ЖКТ предусматривается установка предохранительного сбросного клапана (ПСК) со сбросом жидкого котельного топлива (мазута) от ПСК в выносной дренажный резервуар или в резервуары эстакады СНУ.

5.2.38 Разогрев жидкого котельного топлива (мазута) в резервуарах ХЖКТ следует принимать циркуляционным, при этом разогрев предусматривать, как правило, по отдельному специально выделенному контуру.

Допускается в районе всасывающего трубопровода применение в резервуарах и приемных емкостях местных паровых разогревающих устройств (паровых регистров или змеевиков).

В металлических резервуарах допускается применение стационарного кожухотрубного подогревателя, устанавливаемого внутри резервуара на полозьях, которые крепятся к днищу резервуара. Подвод пара к нему и вывод конденсата производится снаружи резервуара. Подвод жидкого котельного топлива (мазута) к подогревателю производится внутри резервуара, выход жидкого котельного топлива (мазута) от подогревателя производится во всасывающий трубопровод вне резервуара.

Количество ходов жидкого котельного топлива (мазута) в подогревателе принимают нечетным и определяется расчетом гидравлического сопротивления подогревателя в зависимости от технических характеристик выбранного подогревателя и перекачивающих насосов с учетом расхода жидкого котельного топлива (мазута), подаваемого на сжигание (циркуляцию). При этом должно обеспечиваться требуемое давление во всасывающем патрубке насоса первой ступени с учетом сопротивления подогревателя на всасе. Кожух подогревателя закрепляется к люку резервуара при помощи сварки. Люк крепится через болтовые соединения к патрубку корпуса резервуара.

Установка подогревателя на всасе позволяет понизить непроизводственные расходы тепла при хранении жидкого котельного топлива (мазута) в резервуарах.

5.2.39 В помещении насосного отделения, следует предусматривать комплекс мероприятий по обеспечению взрывопожаробезопасности:

- устройство принудительной приточно-вытяжной вентиляции;
- установку сигнализаторов нижнего концентрационного предела распространения пламени;
- установку электрооборудования во взрывозащищенном исполнении;
- систему автоматического обнаружения и тушения пожара;
- систему аварийной вентиляции, сблокированной с автоматическим сигнализатором нижнего концентрационного предела распространения пламени.

5.2.40 Насосное отделение мазутонасосной по взрывопожароопасности должно относиться к категории производства В1 или В2 и размещаться в закрытом помещении или под навесом. Допускается закрытое помещение

насосного отделения по взрывопожароопасности относить к категории производства Б.

Выбор компоновки размещения оборудования определяется расчетной температурой отопления в районе расположения ТЭС или котельной.

5.2.41 Подогреватели жидкого котельного топлива (мазута) следует предусматривать снаружи здания НС ЖКТ на отдельной бетонированной площадке, оборудованной ручной кран-балкой. Площадка должна иметь уклон до 2 % в сторону колодца промливневой канализации и бетонные бортики высотой до 10 см. Должен быть предусмотрен подвод пара для смыва разлива топлива. Площадки могут устанавливаться с обеих сторон НС ЖКТ. Допускается из-за условий несоответствия температуры наружного воздуха в районе строительства и марок применяемых сталей установка подогревателей жидкого котельного топлива (мазута) внутри помещения НС ЖКТ.

Регулирование температуры на выходе из подогревателей должно осуществляться с помощью регулирующих клапанов на подводе пара и автоматических регуляторов.

Отвод конденсата из подогревателей следует предусматривать с помощью автоматического регулятора поддержания постоянного уровня конденсата в подогревателе или через термодинамические конденсатоотводчики.

5.2.42 При работе подогревателей жидкого котельного топлива (мазута) должно обеспечиваться:

- автоматическое регулирование температуры (вязкости) топлива на выходе из подогревателя;
- автоматическое регулирование уровня конденсата в паровом пространстве подогревателя;
- автоматический контроль качества конденсата на выходе из подогревателя;
- автоматический контроль температурного режима работы подогревателя;
- визуальный контроль за гидравлическим сопротивлением топливной части подогревателя;
- диагностика технического состояния в соответствии с Методическими указаниями [23].

5.2.43 Ширину помещения насосного отделения здания мазутонасосной следует принимать не менее пределов от 9,0 до 12,0 м. Компоновка оборудования должна обеспечить вдоль всего насосного отделения свободный проход шириной от 1,5 до 2,0 м для перемещения оборудования. Должно быть обращено особое внимание на удобство обслуживания всей устанавливаемой арматуры и возможность ее ремонта. В помещении насосного отделения должна предусматриваться ремонтная площадка.

5.2.44 В насосном отделении основного и резервного мазутного хозяйства, кроме расчетного количества рабочего оборудования должно предусматриваться:

- по одному элементу резервного оборудования (насосы, подогреватели, фильтры тонкой очистки);
- по одному элементу ремонтного оборудования (основные насосы первой и второй ступеней).

Количество мазутных насосов в каждой ступени основного и резервного мазутного хозяйств должно быть не менее четырех (в том числе не менее двух рабочих, одного резервного и одного ремонтного).

В насосной аварийного мазутного хозяйства ремонтная группа насосов не предусматривается.

В насосной растопочного мазутного хозяйства число мазутных насосов в каждой ступени принимается не менее двух, в том числе один резервный.

Количество фильтров грубой очистки принимается по количеству установленных насосов первой ступени. Фильтры грубой очистки перед насосами, при выделенном контуре циркуляционного разогрева, допускаются не предусматривать. В проекте следует предусматривать на период проведения пусконаладочных работ установку фильтр-сетки на всасывающем трубопроводе насосов первой степени и циркуляционного контура.

5.2.45 Производительность основных мазутных насосов при выделенном контуре разогрева выбирается с учетом дополнительного расхода жидкого котельного топлива (мазута) на рециркуляцию от котельного отделения при минимально допустимых скоростях.

Часовая производительность насоса циркуляционного разогрева должна обеспечивать подготовку жидкого котельного топлива (мазута) в резервуарах для бесперебойного снабжения котельной и быть не менее 2 % вместимости самого большого резервуара склада горючего ХЖКТ.

5.2.46 В ХЖКТ должен быть предусмотрен вынесенный за пределы здания НС ЖКТ зачистной (дренажный) резервуар вместимостью не менее 25 $м^3$, в который сливают дренаж от оборудования (подогревателей), сооружений (резервуаров склада горючего ХЖКТ) и трубопроводов, а также из дренажного приямка.

5.2.47 Помещение щита управления НС ЖКТ с площадью более 60 $м^2$ должно иметь запасный (эвакуационный) выход, расположенный с противоположной стороны основному. Основной выход должен быть устроен через тамбур или коридор. Запасной выход может не иметь тамбура. Дверь запасного выхода должна быть с уплотнением и утеплена. При расположении помещения управления на втором этаже здания запасный выход должен иметь лестницу снаружи здания.

5.2.48 Помещение насосного отделения должно быть оборудовано устройствами:

- принудительной приточно-вытяжной вентиляции;
- сигнализаторами нижнего концентрационного предела распространения пламени (НКПРП);
- системой аварийной вентиляции, сблокированной с автоматическими газоанализаторами НКПРП;
- электрооборудованием во взрывозащищенном исполнении (ВЗИ);
- системой автоматического обнаружения и тушения пожара;
- средствами громкоговорящей связи;
- воротами для автотранспорта;
- электрифицированной кран-балкой во взрывозащищенном исполнении,

- и иметь основной и эвакуационный выходы.

Эвакуационный выход из здания насосного отделения должен быть с противоположной стороны здания, на которой расположен основной вход (выход). Двери выходов должны иметь устройства для их закрытия. Двери должны открываться наружу свободно без дополнительного открытия с помощью ключей. Запорные устройства дверей должны иметь защиту от проникновения в помещения посторонних лиц с выводом сигнализации на щит управления НС ЖКТ или ЦЩУ (ГЩУ).

5.2.49 Служебные и вспомогательные помещения с постоянным пребыванием в них людей должны располагаться в местах, отделенных от действующего оборудования стенами. Внутри помещений запрещается прокладка технологических трубопроводов, за исключением трубопроводов отопления, водопровода, вентиляции и трубопроводов, необходимых для технологии проводимых в помещении работ.

Запрещается размещение служебных и вспомогательных помещений:

- ниже отм. 0,0 м;
- в зоне расположения фланцевых соединений трубопроводов и арматуры под избыточным давлением среды.

Вспомогательные помещения следует размещать в местах с наименьшим воздействием шума и вибрации, и, по-возможности, в местах с естественным освещением.

5.2.50 На мазутопроводах от здания насосной к котельной и к резервуарам хранения, а также от здания котельной к насосной, должны быть установлены аварийные задвижки, расположенные в пределах 10-50 м от зданий насосной и котельной. Тип привода аварийных задвижек устанавливается проектом. При оснащении аварийных задвижек электроприводом управление задвижками, находящимися в пределах котельной, должно производиться автономно с одного отдельного пульта управления, размещенного на панели БЩУ или ЦЩУ (ГЩУ), а находящимися на территории мазутного хозяйства автономно с пульта управления одной из панели МЩУ МХ.

5.2.51 На трубопроводах дренажей и воздушников от мазутопроводов с рабочим давлением 2,5 МПа и более следует предусматривать установку двух запорных устройств, расположенных последовательно.

5.2.52 Полы насосного отделения должны быть из негорючих материалов, не иметь уступов и заглублений, и выполняться с уклоном 0,3 % в сторону дренажного приямка. К насосному отделению должна быть предусмотрена подача горячей воды (конденсата или пара) для уборки помещений.

5.2.53 Охлаждающая вода, подаваемая на подшипники насосов и другие детали, требующие охлаждения, должна очищаться от механических примесей. Подачу охлаждающей воды следует предусматривать от двух независимых источников водоснабжения.

5.2.54 Трубопроводы охлаждающей воды, подаваемой на детали насосов, требующие охлаждения, должны оборудоваться приборами автоматического контроля движения воды, подаваемой на каждый основной насос подачи топлива в котельное отделение.

5.2.55 Территория мазутного хозяйства должна быть ограждена продуваемой оградой из негорючих материалов высотой не менее 2 м.

5.2.56 Вдоль сливной эстакады на расстоянии не менее 20 м от крайнего рельса эстакады следует предусматривать пожарный проезд и пожарные посты.

5.2.57 Территория мазутного хозяйства должна иметь не менее двух выездов на автомобильные дороги общей сети ТЭС. На территории мазутного хозяйства проезд для пожарных машин должен быть кольцевым.

Планировочные отметки проезжей части внутренних автомобильных дорог должны быть выше планировочной отметки прилегающей территории не менее чем на 0,3 м.

5.2.58 Для прохода людей на территорию и выхода с территории необходимо устраивать калитки или проходные помещения.

5.2.59 Для пешеходного движения по территории МХ должны быть устроены асфальтированные или мощеные тротуары шириной не менее 0,75 м. К сливной эстакаде должны быть проложены пешеходные дорожки с твердым покрытием шириной не менее 0,75 м.

5.2.60 Подземные технологические трубопроводы, сети водопровода, канализации и теплоснабжения, кабельные и другие коммуникации, сооружения и колодцы должны иметь на поверхности земли опознавательные знаки (указатели), позволяющие определять место их расположения и назначения.

5.2.61 Расстояние до зданий и сооружений на территории мазутного хозяйства следует принимать:

- от сливной эстакады, оборудованной сливными устройствами с двух сторон (считая от оси ближайшей к ограждению пути) – не менее 15 м;
- от ограды – не менее 5м.

5.3 Требования к трубам, арматуре, приводам и другим устройствам

5.3.1 В технологических системах мазутных хозяйств должны применяться стальные бесшовные и (или) электросварные прямошовные трубы, изготовленные из спокойных углеродистых и низколегированных сталей.

Проектной организацией должны быть определены категории и группы трубопроводов. Трубопроводы с давлением до 10 МПа (100 кгс/см^2) включительно в зависимости от класса опасности транспортируемого вещества (взрыво,-пожароопасность, вредность) подразделяются на группы (А, Б, В), и в зависимости от рабочих параметров среды (давление и температура) – на пять категорий. Категории трубопроводов определяют совокупность технических требований к конструкции, монтажу и объему контроля трубопроводов.

Класс опасности технологических сред определяется проектной организацией на основании классов опасности технологических веществ, содержащихся в технологической среде, и их соотношений. Класс опасности вредных веществ и показатели пожароопасности веществ следует принимать по ГОСТ 12.1.005, ГОСТ 12.1.007, ГОСТ 12.1.044.

5.3.2 Для мазутопроводов, независимо от параметров, применяются только бесшовные стальные трубы. Для мазутопроводов с условным давлением (Ру) от

4,0 до 6,3 МПа следует применять детали и сборочные единицы из углеродистых сталей на давление не менее 6,3 МПа.

Мазутопроводы котельной с условным давлением (Ру) 40 и 64 кгс/см^2 следует предусматривать из стальных бесшовных труб, предназначенных для паровых котлов, изготавливаемых по специальным техническим условиям, с выполнением 100 % контроля монтажных сварных соединений ультразвуковой дефектоскопией или радиографией.

Применение труб из стекла и других хрупких материалов, а также из сгораемых и трудносгораемых материалов (фторопласт, полиэтилен, винипласт и др.) не допускается.

5.3.3 Величина содержания углерода в марках стали не должна превышать 0,24 %, а величина эквивалента углерода для углеродистых и низколегированных сталей не должна превышать 0,46 %. Марка стали для трубопроводов должна выбираться в зависимости от рабочих параметров транспортируемого топлива и расчетной температуры наружного воздуха в районе строительства.

При выборе материалов и изделий для трубопроводов следует руководствоваться указаниями нормативно-технических документов, устанавливающих их сортамент, номенклатуру, типы, основные параметры, условия применения и т.п. При этом следует учитывать:

- расчетное давление и расчетную температуру транспортируемой среды;
- свойства транспортируемой среды (агрессивность, взрыво- и пожароопасность, вредность и т.п.);
- свойства материалов и изделий (прочность, хладостойкость, стойкость против коррозии, свариваемость);
- отрицательную температуру окружающего воздуха для трубопроводов, расположенных на открытом воздухе или в не отапливаемом помещении.

5.3.4 Толщина стенки труб и деталей трубопроводов должна определяться расчетом на прочность в зависимости от расчетных параметров.

При выборе толщины стенки труб и деталей трубопроводов должны учитываться особенности технологии изготовления (гибка, сборка, сварка).

В зависимости от коррозионной активности и эрозионных свойств перекачиваемого нефтепродукта и расчетного срока эксплуатации, толщину стенки трубопровода следует определять с поправкой на коррозионный и эрозионный износы.

5.3.5 Трубы должны быть испытаны Изготовителем пробным гидравлическим давлением, указанным в нормативно-технической документации на трубы, или иметь сертификат о гарантируемой величине пробного давления.

5.3.6 При выборе марки стали за расчетную температуру следует принимать значение температуры перекачиваемой среды.

5.3.7 Методика расчета трубопроводов на прочность должна удовлетворять требованиям Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору.

Соответствие материалов иностранных марок требованиям правил промышленной безопасности или допустимость их применения в каждом конкретном случае должны быть подтверждены специализированной

организацией, имеющей лицензию Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору.

5.3.8 Конструкция трубопровода должна обеспечивать безопасность при эксплуатации и предусматривать возможность его полного опорожнения, очистки, промывки, продувки, осмотра, контроля и ремонта, удаление из него воздуха при гидравлическом испытании и воды после его проведения.

Вваривание штуцеров в сварные швы, а также в гнутые элементы (в местах гибов) трубопроводов не допускается.

5.3.9 На всех мазутопроводах, паропроводах и конденсатопроводах должна применяться только стальная арматура (запорная и регулирующая арматура, обратные клапаны, компенсаторы, конденсатоотводчики, фланцы, заглушки и др. устройства).

Не допускается применение арматуры из ковкого и серого чугуна и цветных металлов.

Рекомендуется применение бесфланцевой (приварной) арматуры.

Допускается применение специальной фланцевой арматуры с фланцами типа выступ-впадина, а также энергетической арматуры для пара.

Фланцевые соединения допускается предусматривать в местах подключения к аппаратам, заглушек и при присоединении к оборудованию, имеющему ответные фланцы, а также для трубопроводов, имеющих футеровку или антикоррозийное покрытие.

Запорная арматура, применяемая на мазутопроводах, должна иметь герметичность затвора не ниже класса В, а на трубопроводах дизельного топлива и паропроводах не ниже класса А по ГОСТ Р 54808.

В зависимости от назначения трубопровода и параметров среды, поверхность трубопроводов должна быть окрашена в соответствующий цвет, и иметь предупреждающие цветные кольца и маркировочные надписи в соответствии с ГОСТ 14202.

5.3.10 Трубы должны иметь сварное соединение равнопрочное основному металлу трубы. Сварные швы должны быть плотными, непровары и трещины любой протяженности и глубины не допускаются.

Проекты мазутных хозяйств должны содержать требования контроля поперечных сварных соединений трубопроводов топлива, работающих под избыточным давлением более 0,1 МПа (1 кгс/см^2) неразрушающими методами (рентгено-гамма-просвечивание или ультразвуковая дефектоскопия) в объеме 100 %.

Трубопроводы должны иметь паспорта установленной формы и сертификаты на трубы.

5.3.11 Для компенсации температурных деформаций трубопроводов следует использовать самокомпенсацию за счет поворотов и изгибов трассы или предусматривать установку специальных компенсирующих устройств (П-образных компенсаторов).

Применение сальниковых, линзовых и волнистых компенсаторов не допускается.

5.3.12 Электроприводы к арматуре должны применяться в соответствии с ГОСТ 14254 и ГОСТ 15543.1 на основе классификации категорий взрывоопасных зон, категорий и групп взрывоопасных смесей.

При установке на открытом воздухе арматуру с электроприводом разрешается применять в пределах расчетных температур наружного воздуха, указываемых в технических паспортах на электроприводы. При этом электроприводы арматуры, устанавливаемой на открытом воздухе, должны иметь соответствующее этим условиям исполнение и быть защищены от атмосферных осадков. Устанавливаемая арматура должна быть легкодоступна для управления, обслуживания и ремонта.

Арматуру следует располагать на участках с минимальными значениями изгибающих и крутящих напряжений. Запорная арматура, устанавливаемая на трубопроводах с условным диаметром более 400 мм, должна иметь механический привод.

Арматуру массой более 500 кг следует располагать на горизонтальных участках, при этом предусматривать для нее специальные опоры или подвески.

5.3.13 На технологических трубопроводах не должно быть тупиковых участков и застойных зон.

В самых низких точках трубопроводов должны быть выполнены дренажные устройства с запорной арматурой. Для отвода воздуха в верхних точках трубопроводов топлива, пара, конденсата устанавливаются воздушники.

Трассировка топливопроводов должна обеспечивать компенсацию тепловых удлинений при продувке их паром.

5.3.14 Прокладка трубопроводов для нефтепродуктов должна производиться с уклоном для возможности их опорожнения при выводах в ремонт, при этом уклоны для трубопроводов следует принимать не менее:

- для светлых нефтепродуктов – 0,2 %;
- для высоковязких и застывающих нефтепродуктов – в зависимости от конкретных свойств и особенностей, протяженности и условий прокладки – до 2 %.

5.3.15 Трубопроводы для перекачки вязких продуктов должны иметь наружный обогрев и теплоизоляцию с покровным слоем. Проектирование тепловой изоляции должно выполняться в соответствии со строительными нормами и правилами [24] и СТО 70238424.27.100.077-2009.

В теплоизоляционных конструкциях трубопровода следует предусматривать следующие элементы:

- основной теплоизолирующий слой;
- армирующие и крепежные детали;
- защитно-покровный слой.

5.3.16 При температуре воздуха в помещении 25°С температура на поверхности изолированных объектов не должна превышать:

- в помещениях с температурой теплоносителя до 100°С (вкл.) – 35°С;
- в помещениях с температурой теплоносителя выше 100°С – 45°С.

5.3.17 Для арматуры, фланцевых соединений, компенсаторов, а также в местах измерения и проверки состояния трубопроводов должны

предусматриваться съемные теплоизоляционные конструкции. Толщину тепловой изоляции этих элементов, как правило, следует принимать равной 0,8 от толщины тепловой изоляции труб.

Тепловая изоляция основных трубопроводов, а также трубопроводов диаметром 100 мм и более, при теплоносителе с температурой выше 100 °С, участков поверхностей, находящихся вблизи мазутопроводов и против их фланцевых соединений, вблизи кабельных линий должна иметь металлические и другие водонепроницаемые негорючие покрытия.

Тепловая изоляция трубопровода с обогревающими спутниками монтируется совместно с обогреваемыми спутниками.

Необходимость обогрева, выбор теплоносителя, диаметр обогреваемого спутника и толщина теплоизоляции определяются проектом. Тепловая изоляция трубопроводов монтируется после испытания их на прочность и плотность и устранения всех обнаруженных при этом дефектов.

Обогревающие спутники также должны быть испытаны и приняты комиссией по акту до нанесения тепловой изоляции.

5.3.18 На нагнетательных трубопроводах насосов должна быть предусмотрена установка обратного клапана для предотвращения перемещенных транспортируемых веществ обратным ходом. На всасывающих и нагнетательных трубопроводах насосов проектом должны предусматриваться постоянные опоры (подвески), исключающие передачу различных усилий на патрубки насоса.

5.3.19 Расстояние от оси поперечного сварного соединения трубопровода до края опоры или подвески должно выбираться исходя из возможности проведения осмотра и контроля.

5.3.20 Проведение гидравлических испытаний топливопроводов должно быть предусмотрено с пробным давлением 1,5 рабочего – при рабочем давлении 1,6 МПа и более, и 1,25 рабочего при рабочем давлении менее 1,6 МПа.

5.3.21 На внутренних мазутопроводах котельных, фланцевые соединения и арматура (места вероятных пропусков) должны быть заключены в стальные кожухи с отводом пропускаемого топлива в специальный зачистной резервуар.

5.3.22 Все топливопроводы должны быть надежно заземлены.

5.3.23 Не допускается использование трубопроводов в качестве опорных конструкций и заземлений.

5.3.24 Запрещается прокладка топливопроводов через газоходы, воздуховоды, вентиляционные шахты, а также в подвалах.

5.3.25 Скорость жидкого топлива в трубопроводах при расчетах следует принимать:

- для напорных – от 1,5 до 2,0 м/с;
- для всасывающих – до 1,0 м/с.

5.4 Требования к энергообеспечению, электрооборудованию, заземлению, устройствам молниезащиты и защиты от статического электричества

5.4.1 Насосы технологической схемы подачи топлива на сжигание к котлам должны иметь электроснабжение по первой категории надежности от двух независимых источников питания.

Для особо ответственных электроприемников (электропитание систем КИП, противоаварийной защиты, связи и оповещения) снабжение электроэнергией следует выполнять по особой группе первой категории надежности от трех независимых источников.

5.4.2 Электроснабжение исполнительных механизмов (электрозадвижек), входящих в состав систем противоаварийной защиты, должно быть обеспечено по первой категории надежности от двух независимых источников.

5.4.3 Для обеспечения надежного электроснабжения в случае прекращения подачи электроэнергии от основного источника в системе должны применяться средства для автоматического переключения с основного источника на резервный (система АВР).

5.4.4 Прокладка кабельных трасс должна осуществляться преимущественно открытым способом в местах, исключающих воздействие высоких температур, механических повреждений. В случае необходимости, прокладка указанных трасс может производиться с засыпкой под землю в местах, исключающих воздействие нефтепродуктов. Запрещается применение кабелей с полиэтиленовой изоляцией.

5.4.5 Размещение электрошкафов и электропроводок, не имеющих сертификатов пожарной безопасности, в пожароопасных и взрывоопасных зонах, внутри обвалования резервуарных парков не допускается.

5.4.6 Приборы контроля и автоматизации, устанавливаемые на открытом воздухе, исполнение которых не соответствует климатическим условиям площадки, должны размещаться в закрытых обогреваемых шкафах. Система автоматического управления и контроля технологическими процессами должна осуществляться централизованно из одного пункта – щита управления.

5.4.7 Для помещений всех классов для силовых и осветительных сетей напряжением до 1000 В, а также для вторичных цепей управления, измерения, защиты и сигнализации допускается применять провода и кабели без брони с резиновой, поливинилхлоридной изоляциями при условии прокладки их в стальных трубах.

5.4.8 Отверстия в стенах и полу для прохода кабелей и труб должны быть плотно заделаны несгораемыми материалами.

5.4.9 Освещение территории МХ следует выполнять, как правило, светильниками, устанавливаемыми на прожекторных мачтах. В помещении насосного отделения площадью более 250 м^2 и щита управления следует предусматривать аварийное освещение.

5.4.10 Исполнение электрооборудования выбирается в зависимости от класса взрывоопасного или пожароопасного помещения или наружной установки в соответствии с Федеральным законом от 22.07.08 № 123-ФЗ.

5.4.11 Электродвигатели аварийной вытяжной вентиляции и их пусковые аппараты должны иметь уровень и вид взрывозащиты, соответствующие категории и группе взрывоопасных смесей, образующихся во взрывоопасных помещениях.

5.4.12 Электрооборудование для наружных установок, которое размещают вне взрывоопасной зоны, должно иметь закрытое или закрытое обдуваемое исполнение с защитой от атмосферных воздействий в виде навеса или козырька.

5.4.13 Камеры приточных вентиляторов, обслуживающих взрывоопасные помещения, относятся к невзрывоопасным помещениям, и для привода вентиляторов, расположенных в этих камерах, применяются электродвигатели общего назначения.

5.4.14 Технологическое оборудование, здания и сооружения в зависимости от назначения, класса взрывоопасных и пожароопасных зон в соответствии с Федеральным законом Российской Федерации от 22.07.08 № 123-ФЗ должны быть оборудованы молниезащитой, защитой от статического электричества и вторичных проявлений молний в соответствии с требованиями нормативных документов по проектированию и устройству молниезащиты зданий и сооружений и защите от статического электричества.

5.4.15 Отдельно стоящими молниеотводами должны быть защищены резервуарные склады нефтепродуктов общей вместимостью 100 тыс. $м^3$ и более, а также резервуарные парки, расположенные на селитебных территориях.

Резервуарные склады общей вместимостью менее 100 тыс. $м^3$ должны быть защищены от прямых ударов молнии следующим образом:

- корпуса резервуаров при толщине металла кровли менее 4 мм – отдельно стоящими молниеотводами или установленными на самом резервуаре;
- корпуса резервуаров при толщине металла кровли 4 мм и более, а также отдельные резервуары единичной вместимостью менее 200 $м^3$ независимо от толщины металла кровли – присоединены к заземлителям.

5.4.16 В целях защиты от проявлений статического электричества заземлению подлежат:

- наземные резервуары с мазутом (являющимся диэлектриком и способные при испарении создавать взрывоопасные смеси паров с воздухом);
- наземные трубопроводы через каждые 200 м и дополнительно на каждом ответвлении с присоединением каждого ответвления к заземлителю;
- внутренние топливопроводы (НС, котельной, главного корпуса ГТУ (ПГУ) и др.);
- металлические оголовки и патрубки рукавов;
- железнодорожные рельсы, а также металлические конструкции сливных эстакад;
- все механизмы и оборудование насосных для перекачки нефтепродуктов;

5.4.17 Заземляющее устройство для защиты от статического электричества следует, как правило, объединять с заземляющими устройствами для защиты электрооборудования и молниезащиты.

Сопротивление заземляющего устройства, предназначенного только для защиты от статического электричества, должно быть не более 100 Ом. При использовании заземляющего устройства одновременно для молниезащиты, защиты от статического электричества, электромагнитной индукции и заноса высоких потенциалов общее сопротивление растекания тока заземляющего устройства не должно превышать 10 Ом.

5.4.18 Все металлические и электропроводные неметаллические части технологического оборудования должны быть заземлены независимо от применения других мер защиты от статического электричества. Вентиляционное

оборудование, металлические трубопроводы и воздуховоды систем отопления и вентиляции должны быть заземлены.

5.4.19 Резервуарные парки и территорию ТХ рекомендуется оснащать электрической пожарной сигнализацией с ручными пожарными извещателями. Ручные извещатели пожарной сигнализации следует предусматривать:

- для резервуарных парков по периметру обвалования не более чем через 150 м, при хранении нефтепродуктов с температурой вспышки выше 120°С, и не более чем через 100 м для остальных нефтепродуктов;
- у лестниц для обслуживания эстакад (не менее двух).

5.4.20 Приемно-контрольные приборы пожарной сигнализации следует размещать в помещении управления НС ЖКТ, где находится персонал, ведущий круглосуточное дежурство.

5.4.21 Все мероприятия по защите зданий и сооружений от вторичных проявлений грозового разряда совпадают с мероприятиями по защите от статического электричества. Поэтому устройства, предназначенные для вторичных проявлений вторичного грозового разряда (молний), должны быть использованы для защиты зданий и сооружений от статического электричества.

5.5 Связь и оповещение

5.5.1 Перечень производственных подразделений, с которыми устанавливается связь, виды связи определяются разработчиком проекта в зависимости от условий производства с учетом категории взрывопожароопасности технологических блоков.

5.5.2 В технологических блоках всех категорий взрывопожароопасности предусматриваются технические средства, обеспечивающие оповещение об обнаружении аварийной ситуации.

5.5.3 Средства оповещения по внешнему оформлению должны отличаться от аналогичных средств промышленного использования. Их размещение и устройство должны исключать доступ посторонних лиц и возможность случайного использования. Сигнальные устройства систем оповещения пломбируются.

5.6 Отопление, вентиляция и кондиционирование

5.6.1 Системы отопления и вентиляции по назначению, устройству, техническим характеристикам, исполнению, обслуживанию и условиям эксплуатации должны соответствовать требованиям действующих строительных норм, правил, норм проектирования. Отопление и вентиляцию помещений ХЖКТ ТЭС следует проектировать в соответствии с Федеральным законом Российской Федерации от 22.07.08 № 123-ФЗ и строительными нормами и правилами [25].

5.6.2 В качестве теплоносителя для систем отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха, как правило, должна применяться теплофикационная вода, регулируемая по температурному графику.

Для зданий в районах с расчетной температурой самой холодной пятидневки минус 40°С и ниже допускается применение добавок, предотвращающих замерзание воды.

При использовании добавок, не следует использовать взрыво- и пожароопасные вещества, а также вредные вещества в количествах, от которых могут возникнуть при авариях выделения, превышающие нижний предел взрывоопасности смесей с воздухом или ПДК вредных веществ в воздухе рабочей зоны.

5.6.3 Внутренняя температура воздуха в производственных помещениях в холодный период года должна быть не менее:

- при постоянном пребывании обслуживающего персонала – 16°С;
- при временном пребывании обслуживающего персонала – 10°С (пребывание обслуживающего персонала до двух часов непрерывно);
- при пребывании работающих не более 15 минут – 5°С;
- в административно-бытовых и лабораторных помещениях – от 18 до 22°С;
- в операторных, помещениях с микропроцессорной техникой поддерживаются постоянные параметры внутреннего воздуха (микроклимат) – температура в пределах от 22 до 24°С и относительная влажность в пределах от 60 до 40 %.

5.6.4 В помещениях объемом более 300 м^3 с производством категории Б следует предусматривать воздушное отопление, совмещенное с приточной вентиляцией, без рециркуляции воздуха.

Допускается предусматривать водяное отопление с использованием местных нагревательных приборов при соблюдении следующих условий:

- объем помещений не более 300 м^3;
- в помещении отсутствуют пары, газы, жидкости или пыль, способные при взаимодействии с водой или водяными парами образовывать взрывоопасные смеси;
- помещения с производствами категорий В, Г, Д.

5.6.5 Прокладка трубопроводов системы водяного отопления под полом производственных помещений не допускается. Прокладку указанных трубопроводов у дверей и ворот следует предусматривать в каналах, полностью засыпанных песком и перекрытых съемными плитами.

5.6.6 Прокладка транзитных трубопроводов систем водяного отопления не допускается через электротехнические помещения, помещения КИПиА, щита управления.

Устройство систем отопления (водяного, парового), применяемые элементы и арматура, их расположение при прокладке над электропомещениями, должны исключать попадание влаги в эти помещения при всех режимах эксплуатации и обслуживания этих систем.

5.6.7 Во всех электропомещениях, помещениях щита управления, требующих приточной вентиляции для создания избыточного давления воздуха в них, следует предусматривать, как правило, воздушное отопление, совмещенное с приточной вентиляцией или кондиционированием.

5.6.8 Все производственные помещения хозяйства жидкого топлива должны быть оборудованы системами приточно-вытяжной вентиляции, которые обеспечивают в помещениях допустимые метеорологические условия,

взрывопожаробезопасность воздушной среды, а также предельно допустимые концентрации выделяющихся вредных веществ.

Необходимый воздухообмен для обеспечения требуемых параметров воздушной среды в помещениях следует определять расчетом по количеству выделений газов, паров, тепла и влаги.

5.6.9 Помещение для вентиляционного оборудования должно быть отделено противопожарной преградой от обслуживаемого помещения. На вытяжных воздуховодах вентиляционного оборудования, пересекающих противопожарную преграду, следует предусматривать огнезадерживающие устройства.

5.6.10 Количество выделяющихся вредных веществ определяется по данным технологической части проекта.

При отсутствии сернистых соединений в топливе, в производственных помещениях следует выполнять приточную вентиляцию не менее чем двукратным воздухообменом в течение 1 ч.

5.6.11 Системы вытяжной вентиляции производственных помещений следует предусматривать в количестве не менее однократного воздухообмена в час.

Устройство воздухозабора для приточных систем вентиляции необходимо предусматривать из мест, исключающих попадание в систему вентиляции взрывоопасных паров и газов во всех режимах работы оборудования насосной, включая аварийные ситуации.

5.6.12 Удаление воздуха следует предусматривать в количестве 2/3 от объема принятого воздухообмена из нижней зоны и 1/3 из верхней зоны.

5.6.13 Низ приемных отверстий при удалении воздуха из нижней зоны следует размещать не выше 0,3 м от пола.

5.6.14 Подачу приточного воздуха в помещения с выделением тепла, влаги, газов и паров следует осуществлять, как правило, в рабочую зону рассредоточено.

5.6.15 В теплый период года допускается естественный приток воздуха через открывающиеся фрамуги окон.

5.6.16 В местах возможных вредных паро- и газовыделений (дренажные приямки, шкафы грязной одежды и др.), которые невозможно оборудовать персональными вытяжными вентиляторами (местными отсосами), следует предусматривать вытяжные насадки общеобменной вентиляции, максимально приближенные к местам вредных выделений.

5.6.17 Расход воздуха для аварийной вентиляции следует предусматривать по данным технологической части проекта.

При отсутствии указаний технологов о необходимом расходе воздуха аварийной вентиляции с механическим побуждением, допускается ее производительность принимать не менее восьмикратного воздухообмена в час при высоте помещения не более 6 м, а в помещении высотой более 6 м аварийная вентиляция должна обеспечивать удаление воздуха не менее 50 $м^3$/ч на 1 $м^2$ площади пола помещения.

В помещениях насосных производительность аварийной вентиляции следует принимать в дополнение к воздухообмену, создаваемому основными системами.

5.6.18 Средства автоматизации (контроля автоматического регулирования, защиты оборудования, блокировки, управления) систем вентиляции определяются в целях обеспечения и поддержания требуемых условий воздушной среды в помещениях, повышения надежности работы систем, а также включения в работу систем по специальным требованиям при пожаре, аварии и т.п.

5.6.19 Системы вытяжной общеобменной вентиляции с искусственным побуждением для пожароопасных помещений следует предусматривать с одним резервным вентилятором (для каждой системы или нескольких систем), обеспечивающим расход воздуха, необходимый для поддержания в помещениях концентрации не превышающей 10 % НКПРП.

Кратность воздухообмена в 1 час в помещениях при отсутствии сернистых соединений в перекачиваемом продукте (топочный мазут, дизельное топливо) следует принимать равной 2, при наличии сернистых соединений равной 7, коэффициент увеличения кратности при температуре нагрева выше 80 ^{0}С принимается равный 1,5.

5.6.20 Резервный вентилятор допускается не предусматривать:

- если при остановке системы вентиляции может быть остановлено связанное с ней технологическое оборудование;
- если в помещении предусмотрена аварийная вентиляция и обеспечивается концентрация горючих газов и паров, не превышающая 10 % НКПРП.

При невозможности установки резервного вентилятора следует предусматривать включение аварийной сигнализации.

5.6.21 Для производственных помещений, в обоснованных расчетами случаях, следует предусматривать аварийную вентиляцию.

5.6.22 Системы аварийной вентиляции должны включаться автоматически от установленных в помещении газоанализаторов. Кроме автоматического включения необходимо предусматривать ручное (местное дистанционное, из помещения управления).

5.6.23 Аварийную вентиляцию во взрывопожароопасных помещениях следует проектировать с искусственным побуждением для помещений насосных с восьмикратным воздухообменом в течение 1 часа в дополнение к основной вентиляции.

5.6.24 Аварийная вентиляция организованным притоком воздуха не компенсируется.

5.6.25 Воздуховоды следует применять, как правило, из оцинкованной стали.

5.6.26 В помещении местного щита управления следует предусматривать кондиционирование воздуха для обеспечения нормируемой чистоты воздуха и метеорологических условий второго или третьего класса, в зависимости от технологических требований.

5.6.27 При проектировании управления и автоматизации систем вентиляции следует предусматривать:

- автоматическое включение аварийной вентиляции по сигналу газоанализаторов, срабатывающих при содержании взрывоопасных паров в воздухе помещений на уровне 10% НКПРП, а также местное ручное включение и

выключение у основного входа в помещение. Газоанализаторы должны быть снабжены световой и звуковой сигнализацией;

- дистанционное (кроме местного) включение и выключение систем вентиляции, установленных на кровле, а также периодического действия, если кнопка местного управления удалена от рабочих мест обслуживающего персонала;
- вывод сигнализации о работе всех систем вентиляции на местный щит управления или в помещение с постоянным пребыванием людей.

5.6.28 Аварийное отключение всех вентиляционных систем, кроме систем, обслуживающих тамбуры-шлюзы, следует предусматривать единой кнопкой, расположенной у входа в здание.

5.7 Водоснабжение и канализация. Очистные сооружения

5.7.1 Водоснабжение.

5.7.1.1 Водоснабжение рекомендуется осуществлять по следующим системам водопроводов:

- хозяйственно-питьевому;
- производственному;
- противопожарному.

5.7.1.2 Соединение сетей хозяйственно-питьевого водопровода с сетями водопроводов, подающих воду не питьевого качества, не допускается.

5.7.1.3 Агрегаты водонасосных станций должны запитываться от двух независимых источников электроснабжения.

5.7.1.4 Количество пожарных резервуаров или водоемов с запасом воды на пожаротушение определяется в соответствии с требованиями нормативных документов.

5.7.1.5 Хозяйственно-питьевые водопроводы, питаемые из городского водопровода, не должны иметь непосредственного соединения с водопроводами от других источников водоснабжения.

5.7.1.6 Разделение сети противопожарного водопровода на ремонтные участки должно обеспечивать отключение не более пяти гидрантов и подачу воды потребителям, не допускающим перерыва в водоснабжении.

5.7.1.7 Водопроводные сети, как правило, должны быть кольцевыми, с расположением на них гидрантов на расстоянии не более 150 м друг от друга.

5.7.2 Канализация.

5.7.2.1 Системы канализации должны обеспечивать удаление и очистку загрязненных, технологических, смывных и других сточных вод, образующихся как при регламентированных режимах работы, так и в случаях аварийных выбросов.

5.7.2.2 На хозяйствах жидкого топлива рекомендуется предусматривать следующие системы канализации:

- бытовую;
- производственно-дождевую;
- дождевую с незастроенной территории и автодорог.

5.7.2.3 В производственно-дождевую канализацию отводятся следующие виды сточных вод:

- подтоварные воды (продукты отстоя обводненного жидкого котельного топлива (мазута));
- вода, охлаждающая резервуары при пожаре;
- дождевая вода с открытых площадок или обвалований;
- производственные стоки от технологического оборудования.

5.7.2.4 Сеть производственных сточных вод должна быть закрытой и выполняться из несгораемых и не подверженных коррозии материалов.

5.7.2.5 Из резервуарных парков высоковязких нефтепродуктов подлежат отведению только дождевые воды.

5.7.2.6 На выпусках сточных вод от группы резервуаров или одного резервуара за пределами обвалования необходимо устанавливать колодцы с задвижками. Подтоварная вода и атмосферные осадки с площадки резервуарных парков за пределы обвалования отводятся по раздельным системам.

5.7.2.7 Запрещается прямое соединение канализации загрязненных стоков с хозяйственно-бытовой канализацией без гидрозатворов. При возможности попадания в стоки взрывопожароопасных и токсичных веществ, предусматриваются средства контроля и сигнализации за их содержанием на выходе с установок (на коллекторе), а также меры, исключающие попадание этих веществ в хозяйственно-бытовую канализацию.

5.7.2.8 Колодцы на сетях канализации запрещается располагать под эстакадами технологических трубопроводов, в пределах отбортовок и обвалований оборудования наружных установок, содержащих взрывопожароопасные продукты.

5.7.2.9 5.7.2.9 На сети производственно-дождевой канализации колодцы должны устанавливаться через каждые 300 м.

5.7.2.10 Пропускная способность сооружений и сетей канализации должна быть рассчитана на суммарный прием наибольшего производственного расхода сточных вод и 50 % пожарного расхода воды, если последний больше расчетного дождевого расхода, поступающего в канализацию.

5.7.3 Очистные сооружения.

5.7.3.1 В проекте должно предусматриваться сооружение очистных сооружений, в которые должны направляться промышленные (замасленные и замазученные) и ливневые сточные воды от территории и оборудования ХЖКТ.

В установку по очистке сточных вод входят:

- насосы (при необходимости) и трубопроводы (с арматурой) промливневых стоков от места их сбора до установки нефтеловушки;
- нефтеловушка;
- насосы откачки стоков от нефтеловушки на флотационную установку;
- флотаторы;
- резервуары сбора воды после нефтеловушек и флотаторов;
- механические фильтры;
- сорбционные фильтры;

- резервуары уловленных нефтепродуктов, сбора осадка, взрыхления механических фильтров;
- эжектор;
- трубопроводы (с арматурой) внутри установки;
- насосы перекачки уловленных нефтепродуктов, очищенных сточных вод, перекачки осадка.

5.7.3.2 Подача промливневых стоков от ХЖКТ может производиться как с помощью специальных насосов, так и самотеком за счет уклона рельефа местности.

5.7.3.3 Возврат уловленного топлива от очистных сооружений следует предусматривать в зачистной резервуар.

5.7.3.4 На очистных сооружениях должны предусматриваться устройства для измерения расходов:
- сточных вод, поступающих на очистные сооружения;
- очищенных сточных вод, возвращаемых для повторного использования;
- очищенных сточных вод, подлежащих сбросу в водоем;
- циркулирующего избыточного и активного ила;
- воздуха, поступающего на флотацию;
- обезвоженных нефтепродуктов, откачиваемых в производство.

5.7.3.5 Сооружения систем канализации должны иметь резерв производительности (20 % расчетного расхода).

5.7.3.6 На канализационной сети до и после нефтеловушек на расстоянии не менее 10 м должны устраиваться колодцы с гидравлическим затвором. Если для отвода нефтепродуктов устроен коллектор от нескольких нефтеловушек, то на каждом присоединении к коллектору должен устраиваться колодец с гидравлическим затвором.

5.7.3.7 Для проектируемых и вновь строящихся хозяйств жидкого топлива рекомендуется принимать:
- расстояние между нефтеловушками при площади каждой 400 м^2 и более – не менее 10 м, при площади менее 400 м^2 – не нормируется;
- расстояние между нефтеловушкой и зачистным резервуаром для уловленных нефтепродуктов и между нефтеловушкой и насосной станцией, обслуживающей эту нефтеловушку – не менее 20,0 м;
- указанные расстояния могут быть уменьшены для закрытых нефтеловушек вместимостью до 100 м^3 – на 50 %, вместимостью до 50 м^3 – на 75 %;
- общую поверхность зеркала нефтеловушек – не более 2000 м^2 при длине одной из сторон не более 42,0 м. Высоту стенок нефтеловушки, считая от уровня жидкости до верха стенки – не менее 0,5 м.

5.7.3.8 Нефтеловушки должны выполняться из несгораемых материалов.

5.7.3.9 Очистные сооружения должны быть оснащены необходимыми средствами измерения и контроля нормируемых показателей. Для каждого выпуска сточных вод устанавливаются предельно-допустимые сбросы (ПДС), соблюдение которых должно обеспечить нормативное качество воды в контрольных створах водных объектов.

5.8 Охрана окружающей среды

5.8.1 Размер санитарно-защитной зоны (СЗЗ) хозяйства жидкого топлива в случае расположения его вне пределов СЗЗ ТЭС следует определять по Методике расчета предельно допустимых сбросов (ПДС) в водные объекты со сточными водами [26]. Источники выбросов должны оснащаться приборами контроля за выбросами вредных веществ в атмосферу в соответствии с действующими нормами и правилами организации контроля за выбросами в атмосферу на ТЭС и котельных. Санитарно-защитную зону ТЭС необходимо устанавливать в соответствии с действующими нормативными документами. В проектах должны быть предусмотрены мероприятия, обеспечивающие соблюдение санитарных норм (предельно допустимых концентраций) загрязнения выбросами приземного слоя атмосферного воздуха с учетом имеющегося фона.

5.8.2 По доле предельно-допустимых концентраций (ПДК) вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при работе электростанции, определяются величины предельно-допустимых выбросов (ПДВ). При установлении ПДВ определяется масса выбрасываемых веществ по каждому веществу отдельно с учетом значений ПДК для всей группы веществ, обладающих свойством суммации вредного действия.

5.8.3 Необходимые для расчетов данные о предельно допустимых концентрациях (ПДК) или ориентировочных безопасных уровнях воздействия (ОБУВ) основных загрязнителей атмосферного воздуха, содержащихся в нерегулируемых выбросах при работе электростанции и от хозяйства жидкого топлива, принимаются в соответствии с гигиеническими нормами, устанавливающими предельно-допустимые концентрации (ПДК) и ориентировочно безопасные уровни воздействия (ОБУВ) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест.

6 Требования к проектированию систем пожаротушения топливных хозяйств

6.1 Системы пожаротушения хозяйств жидкого топлива должны соответствовать требованиям Федерального закона Российской Федерации от 22.07.08 № 123-ФЗ.

На территории склада горючего ХЖКТ следует предусматривать прокладку сети объединенного производственного противопожарного водопровода, обеспечивающего подачу воды на тушение пожара и охлаждение близстоящих резервуаров, а также на производственные нужды. Конструкция стационарной системы охлаждения резервуаров не должна иметь жестких связей с корпусом резервуара и быть оборудована дополнительные вводы с противоположных сторон обвалования для подачи воды от передвижной пожарной техники.

Сети производственного противопожарного водопровода следует выполнять из стальных труб в соответствии с требованиями правил промышленной безопасности [5], строительных норм и правил [20] и [27].

6.2 На складах следует предусматривать системы пенного пожаротушения и водяного охлаждения в соответствии с требованиями строительных норм и

правил [20]. Размещение пожарных гидрантов для тушения пожара и охлаждении резервуаров следует предусматривать на расстоянии не более 100 м один от другого.

6.3 Устройство сетей водопровода, стационарных установок пожаротушения, колец орошения резервуаров, расчетные расходы воды и раствора пенообразователя на пожаротушение и охлаждение резервуаров, расчетное время тушения пожара для систем автоматического пенного пожаротушения и для систем с передвижной пожарной техникой следует принимать в соответствии с правилами пожарной безопасности [19] (приложение 3).

6.4 Расчетные расходы раствора пенообразователя, а также воды и пенообразователя на тушение пожара следует определять исходя из интенсивности подачи раствора пенообразователя, принимаемой в соответствии со строительными нормами и правилами [20] (таблица 1 приложения 3), на 1 $м^2$ расчетной площади тушения и рабочей концентрации пенообразователя, принимаемой в соответствии со строительными нормами и правилами [20] (таблица 2 приложения 3).

6.5 Расчетное время тушения пожара для систем автоматического пенного пожаротушения пожара принимают 10 минут, а для передвижной пожарной техники 15 минут. Системы пожаротушения объектов ХЖКТ (насосных станций, наружных сооружений, приемных резервуаров, сливной эстакады, складов горючего ХЖКТ, места установки подогревателей и т.п.) могут быть как стационарные, так и с использованием передвижной пожарной техники. При определении запасов воды для целей пожаротушения и защиты оборудования основного ХЖКТ следует исходить из расчета обеспечения необходимого расхода воды не менее 170 л/с на 1 $м^2$ зеркала резервуаров.

Соединение трубопроводов подачи огнетушащего состава следует предусматривать на сварке. Присоединение трубопроводов к арматуре и оборудованию – на фланцах.

6.6 Количество пеногенераторов следует применять по расчету. На резервуаре должно быть не менее двух пеногенераторов. Пеногенераторы должны быть установлены равномерно по периметру резервуаров.

Система автоматического управления АУПП должна обеспечивать:

- автоматическое обнаружение загорания;
- автоматический запуск установки;
- сигнализацию состояния работы элементов АУПП.

6.7 Автоматический пуск установки пожаротушения должен дублироваться дистанционным управлением (включение-отключение) с панели управления. Инерционность стационарных систем пожаротушения не должна превышать трех минут.

6.8 Панель управления системой АУПП следует устанавливать в помещении щита управления НС ЖКТ.

На панели управления следует предусматривать:

- переключатель выбора режима работы установки пожаротушения («автоматика», «отключено», «дистанционно»);

- ключ дистанционного включения АУПП;
- табло и аппаратуру сигнализации состояния работы элементов АУПП.

6.9 Для обнаружения пожара в кабельных сооружениях следует предусматривать дымовые пожарные извещатели. Для тушения возгораний в кабельных сооружениях (этажах, тоннелях) топливного хозяйства следует предусматривать автоматические установки водяного пожаротушения (АУВП) и установки автоматической пожарной сигнализации (АПС), разрабатываемые по нормам пожарной безопасности [28].

6.10 Для противопожарной защиты резервуаров склада горючего ХЖКТ предусматривается:

- пожаротушение резервуаров воздушно-механической пеной;
- охлаждение наружной поверхности металлических резервуаров;
- охлаждения цистерн при возникновении пожара на СНУ.

6.11 Для тушения пожара в резервуарах склада горючего ХЖКТ следует предусмотреть установки:

- стационарные установки автоматического пожаротушения;
- стационарные установки неавтоматического пожаротушения;
- передвижные установки пожаротушения.

6.12 Стационарные установки автоматического пожаротушения предусматриваются для тушения пожара наземных резервуаров вместимостью 5000 $м^3$ и более. Наземные резервуары вместимостью 5000 $м^3$ и более должны быть оборудованы стационарными установками охлаждения. Подача воды на охлаждение наземных резервуаров менее 5000 $м^3$, а также подземных резервуаров объемом более 400 $м^3$ предусматривается передвижной пожарной техникой.

6.13 Стационарные системы пожаротушения (неавтоматические) предусматриваются для тушения пожара на полуподземных и подземных железобетонных резервуаров вместимостью 5000 $м^3$ и более, а также на сливных эстакадах для железнодорожных и автомобильных цистерн на складах I и II категорий. На складах I и II категорий для охлаждения железнодорожных цистерн нафронте слива сливной железнодорожной эстакады следует предусматривать лафетные стволы.

6.14 Количество и номенклатура основных видов пожарной техники определяется пожарным надзором совместно с эксплуатирующей организацией в соответствии с ГОСТ 12.4.009.

6.15 Пожаротушение топливной насосной следует предусматривать водой от внутренних пожарных кранов и наружных гидрантов.

6.16 Проектирование установок пожаротушения и пожарной сигнализации сливных эстакад жидкого топлива следует выполнять согласно требованиям норм пожарной безопасности [28].

6.17 Помещения насосной жидкого топлива должны оборудоваться установками автоматической пожарной сигнализации с выдачей сигнала на МЩУ насосной.

6.18 Общий сигнал «пожар в хозяйстве жидкого топлива» формируется на МЩУ насосной и выдается на ЦЩУ (ГЩУ).

7 Дополнительные требования

7.1 Проектирование склада жидкого топлива

7.1.1 Для хранения жидкого котельного топлива (мазута) могут использоваться наземные металлические горизонтальные и вертикальные цилиндрические резервуары со стационарной кровлей с единичной вместимостью от 50 до 30000 м^3. Для вновь проектируемых объектов не допускается использование заглубленных и подземных железобетонных резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов.

Трубопровод подачи топлива в резервуар должен быть спроектирован таким образом, чтобы подача осуществлялась под слой жидкости.

Виды и способы хранения нефтепродуктов должны соответствовать требованиям ГОСТ 1510.

7.1.2 При проектировании складов жидкого топлива ТЭС следует учитывать требования строительных норм и правил [29].

7.1.3 Конструкция вертикальных стальных резервуаров должна соответствовать требованиям правил промышленной безопасности [30].

7.1.4 Допускается в обоснованных случаях применять резервуары с защитной стенкой. При этом должен быть обеспечен контроль наличия утечек продукта в межстенное пространство. Такой контроль может осуществляться по прямому (утечкам) или косвенному параметрам (загазованности).

7.1.5 Для проведения операций по приему, хранению и опорожнению, резервуары топлива, в зависимости от хранимого продукта, должны быть оснащены техническими устройствами, основными из которых в соответствии с правилами промышленной безопасности [11] являются:

- приемо-раздаточные патрубки с запорной арматурой;
- дыхательная и предохранительная арматура (для легковоспламеняющихся жидкостей);
- устройства для отбора пробы и подтоварной воды;
- приборы контроля, сигнализации и защиты;
- устройства подогрева;
- противопожарное оборудование;
- вентиляционный патрубок с огнепреградителем.

7.1.6 Конструкция резервуара и устанавливаемое на нем оборудование, арматура и приборы, должны обеспечивать безопасную эксплуатацию резервуаров при:

- наполнении, хранении и опорожнении;
- зачистке и ремонте;
- отстое и удалении подтоварной воды;
- отборе проб;
- замере уровня и температуры.

7.1.7 Скорость наполнения (опорожнения) резервуаров не должна превышать суммарной пропускной способности установленных на резервуаре дыхательных устройств (вентиляционных патрубков).

7.1.8 Для удаления подтоварной воды из вертикальных цилиндрических резервуаров, предназначенных для хранения нефтепродуктов, должна быть выполнена система дренирования отстоявшейся воды из придонного слоя с установкой сифонных кранов по периметру на расстоянии не более 20 м друг от друга. При проектировании системы дренирования подтоварной воды следует предусматривать возможность визуального контроля сливаемого продукта непосредственно у резервуара.

7.1.9 Система дренирования подтоварной воды (отстоявшейся воды из придонного слоя) должна содержать дренажный резервуар с насосом. Для насоса, установленного на дренажном резервуаре, должны быть предусмотрены:

- сигнализация верхнего и нижнего уровней взлива продукта;
- включение насоса при максимальном уровне;
- отключение насоса при минимальном уровне.

7.1.10 Металлические резервуары жидкого топлива должны быть оборудованы пробоотборными устройствами для отбора усредненной пробы.

7.1.11 Конструкция средств измерения уровня и отбора проб должна обеспечивать возможность проверки их работоспособности без демонтажа и освобождения резервуара от продукта.

7.1.12 Контроль уровня нефтепродуктов в резервуарах должен осуществляться контрольно-измерительными приборами.

7.1.13 Территория склада хранения ЛВЖ должна оснащаться датчиками сигнализаторов нижнего предела воспламенения (НПВ) в соответствии с ГОСТ 12.1.010.

Число и порядок размещения датчиков сигнализаторов НПВ должны определяться видом хранящихся продуктов, условиями их хранения, объемом единичных емкостей резервуаров и порядком их размещения в составе склада согласно правилам промышленной безопасности [11], [14].

7.1.14 При хранении ГЖ установка датчиков сигнализаторов НПВ на территории склада горючего ХЖКТ не требуется. Допускается установка электрифицированной арматуры в пределах обвалования резервуаров, предназначенных для хранения топочных мазутов.

7.1.15 В резервуарах склада при хранении ЛВЖ датчики сигнализаторов НПВ следует устанавливать по периметру обвалования с внутренней стороны на высоте 1-1,5 м от планировочной отметки поверхности земли. Расстояние между датчиками сигнализаторов НПВ не должно превышать 20 м при условии радиуса действия датчика не более 10 м.

При смежном расположении групп емкостей и резервуаров или отдельных резервуаров в собственном обваловании (ограждении) установка датчиков сигнализаторов НПВ по смежному (общему для двух групп) обвалованию (ограждению) не требуется.

7.1.16 Датчики сигнализаторов НПВ должны устанавливаться в районе узлов запорно-регулирующей арматуры резервуаров. Узлы запорно-регулирующей арматуры должны располагаться за пределами обвалования. Количество датчиков сигнализаторов НПВ должно выбираться в зависимости от площади, занимаемой узлом, с учетом допустимого расстояния между датчиками не более 20 м, но не

менее двух датчиков. Датчики сигнализаторов НПВ следует располагать противоположно по периметру площадки узла на высоте 0,5-1 м от планировочной отметки земли.

7.1.17 В районах со средней годовой температурой наружного воздуха ниже плюс 9°С металлические резервуары хранения жидкого котельного топлива (мазута) должны иметь изоляционное покрытие наружных поверхностей. Должен предусматриваться отвод атмосферных осадков с поверхностей кровли помимо изоляционного покрытия боковых поверхностей. Следует предусматривать возможность снятия изоляционного покрытия с нижнего и верхнего поясов для проведения необходимых замеров при техническом обследовании резервуара.

Следует предусматривать антикоррозионное покрытие наружных поверхностей металлических резервуаров. На металлических резервуарах должно предусматриваться антикоррозионное покрытие внутренних поверхностей кровли, днища и двух верхних ярусов боковых поверхностей.

7.1.18 По периметру каждой группы наземных резервуаров должно быть замкнутое земляное обвалование шириной по верху не менее 0,5 м или ограждающая стена из негорючих материалов, рассчитанные на гидростатическое давление разлившейся жидкости.

Высота обвалования или ограждающей стены каждой группы резервуаров должна быть на 0,2 м выше уровня расчетного объема разлившейся жидкости, но не менее одного метра для резервуаров вместимостью до 10000 м^3 и 1,5 м для резервуаров вместимостью 10000 м^3 и более.

Объем замкнутого пространства (обвалованной территории) следует определять по расчетному объему разлившейся жидкости, равному номинальному объему наибольшего резервуара в группе или отдельно стоящего резервуара. Расстояние от резервуаров до подошвы обвалования или ограждающей стенки должно быть: не менее 3 м от резервуаров вместимостью 10000 м^3 и 6 м от резервуаров объемом 10000 м^3 и более.

Для перехода через обвалование или через ограждающую стенку необходимо на противоположных сторонах ограждения предусматривать лестницы-переходы шириной не менее 0,7 м, в количестве четырех для группы резервуаров, и не менее двух для отдельно стоящих резервуаров.

Между переходами через обвалование и стационарными лестницами на резервуарах следует предусматривать пешеходные дорожки (тротуары) шириной не менее 0,75 м.

Группа из резервуаров объемом 400 м^3 и менее общей вместимостью до 4000 м^3, расположенная отдельно от общей группы резервуаров (за пределами ее внешнего обвалования), должна быть ограждена сплошным земляным валом или стеной высотой до 0,8 м при вертикальных резервуарах, и 0,5 м при горизонтальных резервуарах. Расстояние от стенок этих резервуаров до подошвы внутренних откосов обвалования не нормируется.

7.1.19 Резервуары следует размещать группами. Общую вместимость групп следует принимать в соответствии со строительными нормами и правилами [20] (таблица 6).

Резервуары в группах следует располагать:

- номинальным объемом менее 1000 м^3 – не более чем в четыре ряда;
- номинальным объемом от 1000 м^3 до 10000 м^3– не более чем в три ряда;
- номинальным объемом 10000 м^3 и более – не более чем в два ряда.

Расстояние в свету между стенами наземных горизонтальных резервуаров должно быть 0,75 диаметра большего смежного резервуара, но не менее 2 м.

Расстояние в свету между стенами наземных вертикальных резервуаров должно быть равно 0,75 диаметру большего смежного резервуара, но не более 30 м.

В каждую группу наземных вертикальных резервуаров, располагаемых в два ряда и более, допускается предусматривать заезды внутрь обвалования пожарной техники, если с внутренних дорог и проездов склада не обеспечивается подача огнетушащих средств в резервуары. При этом планировочная отметка проезжей части заезда должна быть на 0,2 м выше уровня расчетного объема разлившейся жидкости.

7.1.20 Днища резервуаров должны находиться на уровне, обеспечивающем необходимый подпор насосов. Трубопроводы, соединяющие резервуары с НС ЖКТ, должны иметь уклон не менее 0,003 к последней.

7.1.21 Проход трубопроводов через обвалование или подпорную стену должен быть в футлярах, а места проходов должны быть уплотнены. Проектом должны быть предусмотрены мероприятия, позволяющие проводить периодический контроль за состоянием уплотнений мест прохода трубопроводов через обвалования во время эксплуатации.

7.1.22 Обвалование подземных (обсыпанных грунтом или казематных) резервуаров следует предусматривать только при хранении в этих резервуарах нефти или жидкого котельного топлива (мазута). Объем, образуемый между внутренними откосами обвалования, следует определять из условий удержания разлившейся жидкости в количестве, равном объему 10 % наибольшего подземного резервуара в группе.

Обвалование группы подземных резервуаров для хранения нефти и мазутов допускается не предусматривать, если объем, образуемый между откосами земляного полотна автомобильных дорог вокруг группы этих резервуаров, удовлетворяет указанному условию.

7.1.23 Проектирование дорог для проезда автотранспорта, пешеходных тротуаров, мостов и переходных мостиков через трубопроводы и обвалование, проездов по обвалованиям резервуаров, а также устройство переездов через них для пожарной техники должно отвечать требованиям строительных норм и правил [31]. Движение автомобильного транспорта при этом должно быть организовано таким образом, чтобы удовлетворять требованию по исключению встречных потоков движения.

Мосты и переезды на автомобильных дорогах склада ХЖКТ должны сооружаться из несгораемых материалов.

Запрещается загромождать автомобильные дороги и пожарные посты ХЖКТ. Кюветы автомобильных дорог должны регулярно очищаться для свободного стока ливневых и талых вод. Автомобильные дороги оборудуются дорожными

знаками и указателями на основании постановления Правительства Российской Федерации от 23.10.93 № 1090 и в соответствии с ГОСТ Р 52289.

7.1.24 При применении на складе горючего ХЖКТ стационарных систем автоматического и неавтоматического пожаротушения следует проектировать общую насосную станцию и сеть растворопроводов.

Сети противопожарного водопровода и растворопроводов (постоянно наполненных раствором или сухопроводов) для тушения пожара резервуаров склада или железнодорожной эстакады, следует проектировать кольцевыми с тупиковыми ответвлениями к отдельным зданиям и сооружениям.

Подвод огнетушащих средств к каждому сооружению или зданию должен обязательно резервироваться от разных участков растворопроводов, разделенных между собой отключающим устройством (для выполнения ремонтных работ в системе пожаротушения).

7.2 Проектирование насосных станций

7.2.1 НС по взрывопожароопасности относят к категориям:

- для дизельного топлива «Летнее» В1;
- для дизельного топлива марок «зимнее» и «арктическое» ..... В1 или Б;
- для топочных мазутов ..... В1 или В2.

7.2.2 Электрооборудование НС должно быть во взрывозащищенном исполнении со степенью защиты не менее 1Р44. Исполнение электроприводов арматуры следует принимать в зависимости от зоны размещения согласно ГОСТ 12.1.033.

Электрооборудование для наружных установок, которое размещено вне взрывоопасной зоны, должно иметь закрытое или закрытое обдуваемое исполнение с защитой от атмосферных воздействий в виде навеса или козырька.

7.2.3 В открытых НС, расположенных под навесами, площадь устраиваемых в них боковых ограждений должна составлять не более 50 % общей площади закрываемой стороны (считая по высоте от пола до выступающей части перекрытия или покрытия насосной). Защитные боковые ограждения открытых насосных должны быть несгораемыми и по условиям естественной вентиляции не доходить до пола и покрытия (перекрытия) насосной не менее чем на 0,3 м.

7.2.4 Средства защиты насосов и материальное исполнение должны обеспечивать безопасную эксплуатацию на весь срок службы.

Для перекачивания (нагнетания) жидкого котельного топлива (мазута) следует применять центробежные насосы типа НК, НКВ, ТКА, НПС. В качестве торцовых уплотнений для всех типов нефтяных насосов (НК, НКВ, ТКА, НПС) рекомендуется устанавливать двойное торцовое тандемное уплотнение. В обоснованных случаях допускается применение уплотнения валов насосов с сальниковыми или с одинарными торцовыми уплотнениями.

В качестве затворной жидкости должны использоваться негорючие или нейтральные к перекачиваемой среде жидкости.

7.2.5 На нагнетательном трубопроводе должна быть предусмотрена установка обратного клапана для предотвращения перемещения транспортируемых веществ обратным ходом.

Насосные установки должны оснащаться устройством контроля вибрации подшипников.

Общие требования к проведению измерений вибрации приведены в ГОСТ 30576.

7.2.6 Каждый насосный агрегат, перекачивающий нефтепродукты должен быть оборудован системой автоматизации, которая предусматривает блокировки и защиты, запрещающие пуск и работу при:

- незаполненном перекачиваемым продуктом насосе;
- повышении температуры подшипников при работе насосов выше значений, установленных правилами технического обслуживания и заводской инструкцией по эксплуатации насосов.

7.2.7 Насосы, перекачивающие нефтепродукты, независимо от места их установки, должны иметь местное и дистанционное управления, а также устройство аварийного останова.

7.2.8 Установка насосов, перекачивающих высоковязкие, обводненные или застывающие при температуре наружного воздуха продукты, на открытых площадках, должна быть выполнена с соблюдением условий, обеспечивающих непрерывность работы, теплоизоляцию или обогрев насосов и трубопроводов, наличия систем продувки или промывки насосов и трубопроводов.

7.2.9 В помещении насосной полы должны быть выполнены из негорючих и стойких к воздействию от нефтепродуктов материалов и иметь уклон в сторону приямка.

7.2.10 Насосная должна быть оборудована системой горячего водоснабжения с температурой воды не более 60°С.

7.2.11 Для проектируемых и реконструируемых ХЖКТ запрещается строительство НС ЖКТ с расположением ниже нулевой отметки.

7.3 Проектирование хозяйства дизельного топлива для ПГУ

7.3.1 Требования к качеству жидкого топлива и его параметры перед ГТУ определяют исходя из технических требований к топливу заводов-изготовителей ГТУ. Отступления от требований должны быть согласованы с заводом-изготовителем (поставщиком) ГТУ. Дизельное топливо для ПГУ используется в основном в качестве аварийного топлива.

7.3.2 Дизельное топливо, как правило, не требует подогрева и специальной подготовки (промывки и/или ввода присадок).

7.3.3 Фильтрование дизельного топлива перед подачей его в ГТУ должна быть обеспечена в соответствии с техническими требованиями к топливу заводов-изготовителей ГТУ.

7.3.4 В проекте могут быть предусмотрены дополнительные схемы очистки дизельного топлива и его подогрев по требованию поставщика газотурбинных установок. Допускается по требованию поставщика газотурбинных установок выделение отдельных емкостей для хранения очищенного топлива, из которых топливо забирается непосредственно на ГТУ. Подача топлива непосредственно на ГТУ должна осуществляться от плавающего топливозабора, т.е. с верхних слоев резервуара. Резервуары хранения дизельного топлива могут оборудоваться

понтоном или плавающей крышей, с отводом атмосферных осадков от плавающей крыши через специальные гофрированные рукава в специальный резервуар или на рельеф.

7.3.5 Трубопроводы с дизельным топливом должны быть надземными или наземными на несгораемых опорах и эстакадах. Предел огнестойкости колонн эстакад должен быть не менее 1 часа.

7.3.6 Не допускается прокладка технологических трубопроводов дизельного топлива через бытовые, административные и электротехнические помещения, вентиляционные камеры.

7.3.7 При совместной прокладке на одной эстакаде технологических трубопроводов и кабелей они должны быть разделены противопожарной перегородкой с пределом огнестойкости не менее 0,75 часа.

При расстоянии между кабелями и трубопроводами в свету более 1 м противопожарная перегородка не требуется.

7.3.8 Технологические схемы подачи дизельного топлива к ГТУ принимаются, как правило, двухступенчатыми с поперечными связями. Допускаются одноступенчатые схемы подачи дизельного топлива в ГК с установкой второй ступени давления непосредственно в ГК.

7.3.9 Подачу дизельного топлива к ГТУ следует предусматривать насосами, обеспечивающими подачу топлива без пульсаций давления (центробежными, винтовыми или другого типа).

7.3.10 Дизельное топливо подают к ГТУ, как правило, по одному трубопроводу, рассчитанному на номинальную производительность с учетом 10 % рециркуляции. Возврат (рециркуляция) дизельного топлива от ГТУ производится также по одному трубопроводу непосредственно в резервуары хранения или во всасывающий коллектор насосов через регулирующие и запорные устройства.

7.3.11 Подачу пара на хозяйство дизельного топлива следует предусматривать по одному трубопроводу, обеспечивающему полный расчетный расход пара на нужды топливного хозяйства.

Параметры пара определяют исходя из тепловой схемой ТЭС. Ориентировочный уровень давления принимают от 0,8 до 1,3 МПа (от 8 до 13 кгс/см^2), а температуру – от 200 до 250^{o}С.

7.3.12 При использовании дизельного топлива выбор оборудования (насосы, фильтры) производится по условиям обеспечения бесперебойной подачи профильтрованного топлива в количестве, соответствующем 100 % номинальной нагрузке всех ГТУ.

7.3.13 Выносные подогреватели в схеме дизельного топлива могут предусматриваться в схеме приема (слива топлива из железнодорожных цистерн), в схеме подготовки топлива в резервуарах хранения. Необходимость установки подогревателей в схеме подачи топлива в ГТУ обосновывается климатическими условиями и маркой используемого дизельного топлива.

7.3.14 Технологической схемой должна быть обеспечена возможность дренирования придонного слоя топлива из резервуаров хранения и подачи его для

сжигания в котлах ТЭС или на установку очистки вод, загрязненных нефтепродуктами.

Поставку дизельного топлива следует предусматривать, как правило, железнодорожным транспортом.

Допускается поставка дизельного топлива трубопроводным, автомобильным или водным транспортом.

7.3.15 Для слива дизельного топлива из железнодорожных цистерн необходимо предусматривать сооружение однопутного участка слива с фронтом слива до 8 цистерн.

7.3.16 Фронт слива должен быть оборудован эстакадой на уровне площадок обслуживания верхних люков цистерн. Фронт слива сливной железнодорожной эстакады должен обеспечивать прием под разгрузку цистерн грузоподъемностью от 50 до 120 т. На фронт слива сливной железнодорожной эстакады для дизельного топлива должен быть подведен пар или горячая вода с температурой не менее 60°С.

7.3.17 Слив дизельного топлива должен осуществляться закрытым герметичным способом. Слив производится в сливной коллектор, из которого топливо подается к насосам перекачки и далее в резервуары хранения.

Сооружение приемной емкости для слива дизельного топлива при поставке его железнодорожным транспортом, как правило, не предусматривается.

7.3.18 Сливной коллектор дизельного топлива должен размещаться вдоль сливной эстакады и прокладываться с уклоном 0,3 % в сторону насосов перекачки. Сливной коллектор дизельного топлива должен иметь воздухоотвод диаметром не менее 20 мм. Установка запорной арматуры на воздушнике не предусматривают. Воздухоотвод должен быть оборудован дыхательным клапаном, огнепреградителем, устройством для защиты от атмосферных осадков и выведен на высоту, превышающую отметку верхнего люка цистерн.

Тепловую изоляцию сливного коллектора дизельного топлива не предусматривают.

7.3.19 Производительность насосов для перекачивания дизельного топлива от фронта слива сливной железнодорожной эстакады в резервуары его хранения выбирают исходя из условий обеспечения слива и перекачивания топлива в установленные сроки для летнего периода (не более 2 часов).

Насосы перекачки устанавливаются с резервом и размещаются в насосном отделении фронта слива сливной железнодорожной эстакады. Допускается установка насосов перекачки дизельного топлива в одном помещении с насосами подачи топлива на ГТУ. На напорных трубопроводах насосов перекачки дизельного топлива следует предусматривать установку фильтров очистки перекачиваемого топлива. Установка фильтров очистки на всасывающем трубопроводе насосов перекачки топлива не предусматривается.

В проекте следует предусматривать установку фильтров-сеток на всасывающем трубопроводе насосов на период проведения пусконаладочных работ.

7.3.20 Соединение сливного коллектора дизельного топлива с цистернами должно осуществляться с помощью металлических поворотных устройств типа

СНУ или других приспособлений, обеспечивающих возможность герметичного закрытого слива через нижний сливной патрубок цистерны.

7.3.21 На фронте слива сливной железнодорожной эстакады, как правило, со стороны тупикового участка, должно быть предусмотрено устройство для откачки топлива через верхний люк цистерн (по две цистерны на каждом пути) с установкой вакуум-насоса, центробежного или насоса объемного действия, запорной арматуры и байпасного трубопровода помимо насосов.

Вдоль эстакады следует предусматривать прокладку паропроводов с с шагом врезки не более 25 м штуцеров диаметром $Д_у$ 25 мм с запорной арматурой и устройствами для надежного присоединения шлангов.

В НС ЖКТ фронта слива железнодорожной эстакады должны быть предусмотрены приямок для сбора дренажей от топливопроводов эстакады и насосы откачки их в выносной дренажный резервуар топливной насосной. К установке следует принимать не менее двух насосов, один из которых резервный.

7.3.22 Площадка сливной эстакады дизельного топлива должна иметь твердое водонепроницаемое покрытие шириной не менее 3,5 м в сторону от оси железнодорожного пути и с уклоном не менее 2 % в сторону лотка, расположенного вдоль железнодорожного пути со стороны размещения СНУ.

Лотки должны иметь металлическую облицовку внутренней поверхности и уклон не менее 1 % к сборным колодцам системы сбора производственно-дождевой канализации (промливневых вод) с территории топливного хозяйства для перекачки на очистные сооружения с помощью насосов. Лотки должны иметь съемное покрытие.

7.3.23 В здании насосного отделения дизельного топлива должен предусматриваться комплекс мероприятий по обеспечению взрывопожаробезопасности:

- устройство приточно-вытяжной вентиляции;
- установка сигнализаторов нижнего концентрационного предела распространения пламени (НКПРП);
- установка электрооборудования во взрывозащищенном исполнении (ВЗИ).

Для контроля загазованности внутри взрывоопасных помещений топливной насосной и на территории склада топлива и сливных эстакад следует устанавливать газоанализаторы НКПРП и предусматривать светозвуковую сигнализацию, оповещающую о наличии опасных концентраций взрывоопасных смесей. Воздух рабочей зоны должен соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.005, ГОСТ 12.1.007.

При оборудовании топливных насосных аварийной вытяжной вентиляцией газоанализаторы НКПРП должны быть сблокированы с пуском аварийной вентиляции.

У входа в эти помещения должны быть вывешены знаки безопасности, предупреждающие о наличии вредных веществ и об опасности пожара и взрыва. Знаки безопасности должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.4.026, ГОСТ 12.1.044.

Полы НС ЖКТ фронта слива сливной железнодорожной эстакады должны быть из негорючих и не впитывающих нефтепродукты материалов и иметь уклон

в сторону дренажного приямка. Насосная станция фронта слива сливной железнодорожной эстакады может выполняться с открытой установкой оборудования для районов с расчетной температурой для отопления от минус 15°С и выше.

7.3.24 Для хранения дизельного топлива допускается применение только наземных стальных резервуаров.

7.3.25 Для хранения дизельного топлива следует устанавливать не менее трех резервуаров, из которых два должны быть расходными, а один приемным для неочищенного топлива.

7.3.26 Подача топлива в резервуар должна производиться в нижнюю его часть под слой топлива, а при подаче топлива в пустой резервуар с выходной скоростью не более 1 м/с.

7.3.27 Отбор дизельного топлива из резервуара для подачи его на сжигание должен осуществляться плавающим заборным устройством с верхних слоев резервуара.

7.3.28 Вместимость склада дизельного топлива рассчитывают исходя из обеспечения работы всех ГТУ с номинальной их нагрузкой в течение пяти суток при использовании дизельного топлива в качестве аварийного и в течение 10 суток при использовании его в качестве резервного топлива. Допускается при согласованном с предприятием-изготовителем ГТУ (ПГУ) обосновании увеличивать вместимость склада дизельного топлива при поставке топлива железнодорожным или автомобильным транспортом при работе всех ГТУ с номинальной нагрузкой в течение до 10 суток.

7.3.29 Тепловая изоляция наружных поверхностей резервуаров хранения дизельного топлива, как правило, не предусматривается.

Допускается применение тепловой изоляции на резервуарах хранения дизельного топлива в зависимости от климатических условий расположения ТЭС и марки применяемого дизельного топлива.

7.3.30 Наружные поверхности резервуаров хранения топлива должны иметь покрытие из светлых красок, стойких к атмосферным осадкам с коэффициентом отражения не менее 0,8.

7.3.31 Трубопроводы, проложенные внутри обвалования, не должны иметь фланцевых соединений, за исключением мест присоединения коренных запорных устройств у резервуара.

На трубопроводах обвязки резервуаров следует предусматривать возможность установки фланцевых заглушек после коренных запорных устройств от резервуара.

Трубопроводы, соединяющие резервуары с насосной, должны иметь уклон не менее 0,003 к последней.

Площадка внутри обвалования и само обвалование должны иметь твердое покрытие, исключающее попадание нефтепродуктов в почву. Площадка должна иметь уклон 0,1-0,2 % в сторону колодца для отвода ливневых вод.

В колодцах за обвалованием на трубопроводах, отводящих ливневые воды, следует предусматривать хлопушки с тросовым управлением или другую

запорную арматуру. Нормальное положение хлопушки (запорной арматуры) – закрытое.

Внутри обвалования могут устанавливаться только коренные запорные устройства у резервуаров. Вне обвалования на трубопроводах следует предусматривать установку запорных устройств, закрытие которых производится при авариях (аварийная арматура).

Приводы арматуры, устанавливаемой на топливопроводах, должны быть во взрывозащищенном исполнении.

После монтажа и ремонта трубопроводы дизельного топлива должны продуваться паром или сжатым воздухом и подвергаться химической промывке и пассивации с последующей промывкой топливом в количестве, соответствующем трехкратной вместимости системы.

7.3.32 С целью сокращения расхода труб из коррозионностойкой стали следует топливную насосную максимально приближать к помещению ГТУ, либо, при невозможности такого приближения, насосы второй ступени и фильтры тонкой очистки размещать в отдельном помещении здания ГТУ или пристройке к зданию ГТУ.

8 Технологический контроль и управление. Защиты и блокировки

8.1 Управление хозяйством жидкого топлива должно производиться, как правило, с постоянно обслуживаемого местного щита управления (МЩУ) НС ЖКТ.

Дистанционное аварийное выключение основных насосов перекачивания жидкого котельного топлива (мазута) должно предусматриваться с центрального щита управления (ЦЩУ) для блочных ТЭС и с главного щита управления (ГЩУ) для ТЭС с поперечными связями. Вывод обобщенного аварийного светозвукового сигнала «неисправность в топливной насосной станции» с расшифровкой его на МЩУ НС ЖКТ и сигнала «пожар в топливной насосной станции» предусматривать на ЦЩУ или ГЩУ.

На местном щите НС ЖКТ должна предусматриваться сигнализация аварийного понижения давления в напорных трубопроводах жидкого котельного топлива (мазута) котлов.

8.2 Объем технологических измерений, сигнализации, автоматического регулирования, технологических защит и блокировок должен соответствовать требованиям настоящего стандарта, конкретной для каждого объекта технологической схеме ХЖКТ, требованиям заводов-изготовителей технологического оборудования и может быть дополнен Заказчиком при согласовании задания на проектирование.

8.3 Средства измерений, автоматического регулирования, дистанционного управления, защиты и сигнализации по уровню взрывозащиты и степени защиты оболочки должны соответствовать требованиям класса взрывоопасной или пожароопасной зоны, в которой они устанавливаются, а по степени защиты от воздействия окружающей среды и климатическому исполнению – санитарным

нормам и правилам [32]. Помещение МЩУ по взрывопожароопасности относят к категории Д.

8.4 В целях автоматизации управления процессом запорная арматура в системе подготовки и подачи топлива должна применяться с дистанционно управляемыми приводами (электрическими, пневматическими, гидравлическими).

Запорная арматура с электроприводом должна иметь также и ручное управление.

Устанавливаемые на дренажных приямках дренажные насосы включаются и выключаются автоматически от указателей уровня. Нормально в работе находится один насос, второй насос включается по АВР при аварийной остановке работающего насоса или при превышении уровня в дренажном приямке выше второго значения. Сигнал включения резервного насоса выносится на МЩУ НС ЖКТ. Предусматривается установка указателя предельного уровня заполнения дренажной емкости на МЩУ НС ЖКТ.

8.5 На выходе из НС ЖКТ должны контролироваться температура и давление подаваемого жидкого котельного топлива (мазута) с регистрацией параметров на МЩУ и одном из щитов управления котельного цеха. Контроль осуществляется приборами классом точности не ниже 1,0.

8.6 В ХЖКТ должен быть предусмотрен контроль следующих технологических параметров:

- температура жидкого котельного топлива (мазута):

а) на выходе из каждого резервуара склада жидкого топлива (показание по месту);

б) до подогревателя жидкого топлива (показание по месту);

в) после подогревателя жидкого топлива (показание на МЩУ и по месту);

г) на стороне нагнетания каждого перекачивающего насоса (показание по месту);

д) в напорных трубопроводах для жидкого топлива к ГТУ (показание, регистрация и сигнализация отклонений от заданных верхнего и нижнего значений на МЩУ);

е) в каждом резервуаре склада горючего ХЖКТ на трех уровнях: 0,5 м от днища, посередине, 0,5 м от предельного верхнего уровня (показание по вызову и сигнализация превышения заданного верхнего значения на МЩУ);

ж) в приемной емкости на трех уровнях: 0,5 м от днища, посередине, и 0,5 м от предельного верхнего уровня (показание по месту);

- температура греющего пара, подаваемого на топливное хозяйство (показание и регистрация на МЩУ);

- давление:

а) до и после подогревателя жидкого топлива (показание по месту);

б) с всасывающей и напорной стороне каждого насоса (показание по месту);

в) в напорных топливопроводах (показание по месту, показание, регистрация и сигнализация недопустимого падения давления на МЩУ);

г) в линии рециркуляции после регулирующего клапана (показание по месту и на МЩУ);

д) до и после фильтров (показание по месту);

- давление пара, подаваемого на ХЖКТ (показание по месту);
- давление воды в коллекторе охлаждения подшипников насосов (показание по месту);
- расход жидкого котельного топлива (мазута), подаваемого в котельную (на ГТУ) и возвращаемого от котельной (ГТУ) (показание и регистрация на МЩУ);
- расход пара на ХЖКТ (показание и регистрация на МЩУ);
- расход конденсата от ХЖКТ на конденсатоочистку (показание и регистрация на МЩУ);
- уровень взлива врезервуараз жидкого котельного топлива (мазута):

а) в каждом резервуаре склада жидкого топлива (показание и сигнализация на МЩУ отклонений от заданных верхнего и нижнего значений);

б) в приемной емкости (показание и сигнализация отклонений от допустимых значений верхнего и нижнего уровня на МЩУ).

Резервуары должны быть оборудованы уровнемерами, обеспечивающими погрешность измерения не более ±0,5 см при измерении по месту и ±1,5 см при дистанционном измерении;

- вязкость жидкого топлива, подаваемого к камере сгорания (показание, регистрация и сигнализация на МЩУ отклонений от заданных верхнего и нижнего значений).

Примечание – После освоения соответствующих приборов промышленностью.

8.7 Для обеспечения безопасности должен быть предусмотрен контроль довзрывоопасных концентраций паров жидкого топлива в помещении насосной, в помещении НС ЖКТ фронта слива сливной железнодорожной эстакады, в арматурных помещениях резервуаров жидкого топлива.

Контроль должен осуществляться стационарными газоанализаторами с выводом показаний на МЩУ, светозвуковой сигнализации достижения опасной концентрации (10 % НКПРП) на МЩУ, звуковой сигнализации у входа в насосную.

8.8 Обобщенный аварийный сигнал «неисправность в топливной насосной» формируется сигналами технологической сигнализации по отклонению параметров, достижению концентрации паров жидкого топлива в контролируемых помещениях, отключению питания (щитов управления, запорно-регулирующей арматуры, вращающихся механизмов), аварийному отключению механизмов.

8.9 В хозяйстве жидкого топлива следует предусматривать автоматическое:

- регулирование температуры (вязкости) жидкого топлива после подогревателей;
- регулирование уровня конденсата в подогревателях (при необходимости);
- закрытие электрифицированной арматуры на трубопроводе подачи жидкого топлива в каждый резервуар при превышении заданного значения уровня;
- включение резервного погружного насоса при увеличении уровня в приемной емкости выше заданного значения, и его отключение при снижении до установленного минимального значения;

- отключение рабочего погружного насоса по установленному минимальному уровню в приемной емкости;
- включение резервных насосов по АВР;
- включение и отключение дренажных насосов по уровню;
- включение аварийной вентиляции при содержании взрывоопасных паров в воздухе помещений на уровне 10 % НКПРП;
- отключение устройств вентиляции и кондиционирования при пожаре;
- регулирование давления перед всасывающими патрубками насосов второй ступени (для двухступенчатой схемы с общим контуром).

8.10 На ЦЩУ (ГЩУ) выводится светозвуковой сигнал «пожар в топливной насосной», который формируется системой пожаротушения или нажатием кнопки «пожар» на МЩУ.

8.11 В ХЖКТ должна быть предусмотрена подача сигнала на центральный или блочный щит управления о несанкционированном проникновении в помещения НС ЖКТ и на территорию склада горючего (при отсутствии постоянно действующего поста охраны или оперативного персонала), а также о срабатывании сигнализаторов нижнего концентрационного предела распространения пламени (НКПРП), установленных в помещениях НС ЖКТ, и срабатывании датчиков противопожарной защиты.

8.12 На блочном или центральном щите управления должна предусматриваться установка ключей аварийного дистанционного отключения электродвигателей насосов второй ступени системы подачи жидкого котельного топлива (мазута) в котельную с отключением цепей автоматического ввода резерва насосов второй ступени и невозможности их включения с МЩУ НС ЖКТ без снятия защиты в случаях возникновения аварийных ситуаций на трубопроводах для жидкого котельного топлива (мазута) котельной или при пожаре в котельной, угрожающем непосредственно трубопроводам жидкого котельного топлива (мазута) и средствам управления.

Ключи аварийного дистанционного отключения должны быть расположены на расстоянии не менее 1 м друг от друга. Срабатывание защиты должно производиться при одновременном отключении обоими ключами в течение не менее 2 с.

9 Организация и проведение входного контроля оборудования

9.1 Требования к приемке оборудования

9.1.1 Поставки материально-технических ресурсов (оборудования) осуществляются на основании договоров (рекомендуемая форма приведена в приложении А), заключенному между приобретателем (заказчиком) и поставщиком (изготовителем) на основании согласованного технико-коммерческого предложения (заказа).

При поставке и приемке оборудования ХЖКТ ТЭС следует учитывать требования СТО 70238424.27.100.009-2008.

9.1.2 При проведении конкурентных процедур кроме ценовой заявки должны быть оценены:

- технические характеристики (безотказность, долговечность);
- гарантийные обязательства (гарантии поставщика);
- наличие сертификатов безопасности поставляемого оборудования;
- деловая репутация поставщика (производителя;

9.1.3 Технические средства (системы, устройства), планируемые к применению в ХЖКТ ТЭС, должны иметь соответствующее разрешение на применение (право их использования) в соответствии с Правилами [15] и Инструкцией [16].

9.1.4 В договоре определяют перечень документов поставщика (изготовителя) удостоверяющих качество и комплектность поставляемой продукции (сертификаты, формуляры, удостоверения о качестве продукции, технические паспорта, протоколы испытаний, акты технической приемки и т.п.), а также указывают порядок и сроки направления приобретателю (получателю) таких и другой необходимой рабочих, конструкторских, технических и технологических документов (инструкций по монтажу и наладке, программ испытаний, руководств (инструкций) по эксплуатации).

9.1.5 Техническая документация на поставляемую продукцию, должна содержать следующую информацию:

- технические требования;
- правила приемки;
- перечень методов контроля;
- условия транспортирования и хранения;
- инструкцию по эксплуатации с указаниями по монтажу;
- гарантии изготовителя;
- требования безопасности.

Техническая документация должна быть только на русском языке; любые документы на иностранных языках принимаются только при наличии их перевода на русский язык.

9.1.6 Поставляемая продукция подлежит маркировке в соответствии с требованиями стандартов и технических условий. Если стандарты или технические условия не содержат указаний о маркировке продукции, такие указания могут быть предусмотрены в договоре. Стороны вправе предусмотреть специальные требования к маркировке, не установленные стандартами или техническими условиями.

На поставляемой продукции или ее упаковке должны быть помещены товарные знаки, зарегистрированные в установленном порядке. Товарные знаки не помещаются на изделиях, которые в соответствии со стандартами не подлежат маркировке.

9.1.7 Поставляемое оборудование для опасных производственных объектов (ОПО) электростанций должно подвергаться приемосдаточным и периодическим испытаниям согласно ГОСТ 15.309.

Приобретатель (заказчик) организовывает приемочные и типовые испытания поставленного оборудования.

9.1.8 При приемке Заказчиком поставляемой продукции Поставщик обязан подтвердить ее соответствие условиям договора (требованиям технического задания).

9.2 Организация входного контроля при приемке оборудования

9.2.1 Во время строительства должен быть организован входной контроль оборудования, средств управления и контроля технологических процессов подготовки, хранения и подачи жидкого топлива в котельное отделение, а также поставляемых материалов. Участие в нем специалистов Заказчика обязательно и определяется организационной формой строительства.

Для выполнения входного контроля энергетического оборудования и средств управления приказом по предприятию должны быть назначены рабочие комиссии (по видам оборудования). Квалификация специалистов, выполняющих входной контроль, должна соответствовать требованиям НД.

Входной контроль выполняют как до начала, так и в процессе монтажа.

На основе настоящего стандарта любое предприятие вправе разработать местную инструкцию по входному контролю, применительно к конкретным условиям. Местную инструкцию утверждает и вводит в действие распорядительным документом руководитель предприятия, и кроме этого вносят в перечень действующих на предприятии внутренних локальных нормативных документов.

Знание местной инструкции является обязательным для лиц, ответственных за проведение входного контроля.

9.2.2 Входной контроль проводится с целью:

- идентификации оборудования на соответствие проекту, техническому заданию и заводской документации;
- проверки качества оборудования и средств управления и оценки его соответствия требованиям технических условий, проекта и действующих правил Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору;
- качество сборки комплекса (правильность установки аппаратов, трубопроводов, арматуры и др.) в соответствии с чертежами на комплекс и надежность крепления составных частей комплекса к раме и другим металлоконструкциям;
- получения исходных данных для сравнительной оценки состояния оборудования и средств управления при последующем эксплуатационном контроле;
- выявления технического уровня качества узлов и деталей оборудования и средств управления, определяющих безотказность, долговечность и безопасность эксплуатации оборудования;
- оказания при необходимости воздействия на предприятия-поставщики (заводы-изготовители) путем рекламационной работы для обеспечения ими безусловного выполнения договорных поставок продукции высокого качества, замены бракованной продукции или компенсации понесенных заказчиком финансовых и материальных затрат, вызванных низким качеством поставляемой продукции.

9.2.3 Входной контроль в период приемки оборудования может выполняться на складах, монтажных площадках и в лабораториях электростанций. Результаты входного контроля регистрируются в специальных журналах с последующим составлением заключения о соответствии продукции вышеупомянутым требованиям.

При приемке оборудования:

- проверяется наличие и комплектность сопроводительных документов, их соответствие требованиям действующих стандартов;
- проверяется комплектность оборудования, его соответствие проектной документации и документации фирмы-изготовителя;
- проверяется внешний вид, упаковка, условия транспортирования и хранения;
- проводятся необходимая подготовка и испытания оборудования, если данные операции предусмотрены при приеме оборудования проектной документацией и (или) документацией фирмы-изготовителя;
- составляется акт приемки оборудования от поставщика.

9.2.4 Инструмент и приборы, которыми проводится входной контроль, должны соответствовать техническим требованиям заводов изготовителей инструмента и приборов, или ГОСТ Р 8.568. Те из них, которые подлежат метрологической поверке, должны иметь клеймо о поверке или предусмотренную документацию, подтверждающую возможность их использования.

9.2.5 Порядок действий при обнаружении брака определяется Федеральным законом Российской Федерации от 26.01.96 № 14-ФЗ и договором поставки.

При обнаружении дефектов, при проведении входного контроля, объем входного контроля однотипных изделий (деталей) может быть увеличен.

9.2.6 Запрещается поузловая приемка оборудования с деталями, не прошедшими входной контроль, или с деталями, имеющими недопустимые дефекты.

9.3 Приемочные испытания

9.3.1 Приемочные испытания оборудования проводятся на месте эксплуатации приемочной комиссией Заказчика.

9.3.2 При приемочных испытаниях проверяются:

- соответствие комплекса чертежам, техническим условиям, паспортным данным;
- комплектность комплекса;
- работоспособность систем жизнеобеспечения (технологические и электрические
защиты, сигнализация);
- показатели назначения (производительность, рабочее давление, рабочая температура);
- показатели безопасности (уровень шума и уровень загазованности в производственных помещениях).

9.3.3 Качество изготовленных рулонируемых конструкций металлических резервуаров (стенок и днища), прибывших с завода-изготовителя, проверяется в два этапа:

Первый этап – по прибытию на станцию назначения металлоконструкций и рабочей документации;

Второй этап – на стадии монтажа.

На станции назначения (на платформе до разгрузки) производится проверка комплектности поставки по комплектовочной ведомости, освидетельствование внешнего вида рулонных конструкций по их форме, отсутствию деформаций, признаков расслоения кромок металла.

При прибытии рабочей документации проверяется наличие заводского паспорта или сертификата на стальные конструкции, по которому сверяются и анализируются фактические данные с проектными по маркам, категориям и группам стали, по геометрическим размерам, по заключениям о качестве сварных соединений. По результатам проверки составляется акт.

При выполнении строительно-монтажных работ проверяются:

- сварные соединения днищ резервуаров на герметичность с помощью вакуум- камеры;
- сварные стыковые швы вертикальных монтажных стыков стенок с помощью контроля неразрушающими методами. При необходимости следует применять контроль сварных соединений просвечиванием, проникающим излучением или ультразвуковой дефектоскопией;
- сварные швы окраек днища с помощью контроля неразрушающими методами;
- отклонения фактических размеров оснований и фундаментов от проектных значений;
- отклонения фактических геометрических размеров и формы стальных конструкций от проектных значений.

Приемку нового резервуара под эксплуатацию после монтажа осуществляет специальная комиссия из представителей строительно-монтажной организации, Заказчика, технического надзора, представителя пожарной охраны и других заинтересованных организаций. Перед проведением гидравлических испытаний резервуаров необходимо завершить работы по устройству ливневой канализации.

9.3.4 Для определения осадки металлических резервуаров проводится проверка горизонтальности наружного контура днища путем нивелировки в точках, отстоящих не более 6,0 м. Точки отмечаются постоянными реперами. Нивелировка производится:

- перед заполнением резервуара водой;
- по достижении максимального уровня налива;
- по окончании выдержки при максимальном уровне налива;
- после слива воды.

В случае превышения допустимых осадок необходимо прекратить испытания, слить воду и вызвать представителей разработчика проектной документации для принятия решения.

9.3.5 Испытание металлических резервуаров на герметичность должно проводиться заполнением их водой до высоты, предусмотренной проектом.

Заполнение резервуара водой осуществляют со скоростью не более 100 $м^3/ч$ во избежание появления вибрации подводящих трубопроводов. Налив производится по уровням, не превышающим 1,5 м, с 30 минутной выдержкой на каждом уровне.

Для предотвращения создания внутри резервуара избыточного давления или вакуума в течение всего периода испытаний люки на кровле резервуара должны быть открыты.

Продолжительность проведения испытаний для металлических резервуаров вместимостью до 20000 $м^3$ составляет не менее 24 часов, вместимостью свыше 20000 $м^3$ – не менее 72 часов.

Снижение уровня налива воды за время испытания не допускается.

9.3.6 Сварные соединения покрытия резервуара следует контролировать на герметичность вакуум-камерой до гидравлического испытания или избыточным давлением воздуха, указанным в проекте, в период проведения гидравлического испытания.

Избыточное давление воздуха надлежит создавать непрерывным заполнением резервуара водой при закрытых люках и штуцерах, не превышая проектного уровня заполнения. При установленных и испытанных на резервуаре предохранительных устройствах по специальной программе, утвержденной техническим руководителем ТЭС. В процессе испытания герметичность сварных соединений покрытия проверяется мыльной эмульсией или другим индикаторным раствором. Контроль давления осуществляется U-образным манометром.

9.3.7 Резервуар считается выдержавшим испытания, если не обнаружено никаких нарушений прочности, устойчивости и герметичности конструкций, а отклонения от правильной геометрической формы находятся в пределах допусков, установленных в нормативной документации завода-изготовителя.

9.3.8 В процессе проведения гидравлических испытаний производятся следующие измерения геометрической формы резервуара:

- определение осадки резервуара по наружному периметру днища;
- определение угловых деформаций в зоне монтажных стыков;
- определение отклонений по вертикали образующих.

9.3.9 Приемку резервуаров в эксплуатацию проводят по окончании гидравлических испытаний резервуара с установленным на нем оборудованием, внешнего осмотра и проверки соответствия представленной документации требованиям проекта.

После проведения гидравлических испытаний производится нанесение противокоррозионной защиты внутренних поверхностей днища, кровли и боковых поверхностей с оформлением журнала производства антикоррозионных работ и акта приемки защитного покрытия. Далее проводятся работы в соответствии с проектом и составлением актов по приемке в эксплуатацию системы молниезащиты, системам пожаротушения, автоматики, блокировок, защит и сигнализации, а также системы обвалования (подпорных стенок) и других устройств.

9.3.10 При приемке сосуда, работающего под давлением, на монтажной площадке Заказчик должен проверить соответствие поставки заказу-наряду, комплектность поставки, произвести внешний технический осмотр и передать его для монтажа.

9.3.11 Все патрубки и резьбовые отверстия должны быть плотно закрыты крышками. КИП и арматура поставляются в отдельных ящиках. Техническая документация отправляется потребителю с готовым изделием.

Обработанные поверхности и крепежные детали должны быть подвергнуты консервации с нанесением антикоррозийной смазки.

Срок консервации со дня отгрузки – 24 месяца. При длительном хранении на монтажной площадке необходимо не реже 1 раза в год проверять состояние окраски, консервирующей смазки и внутренней упаковки комплектующих деталей согласно инструкции организации-изготовителя. Гарантийный срок эксплуатации, срок действия окраски определяются Договором.

9.3.12 После окончания монтажа сосуда, работающего под давлением, составляется удостоверение о качестве монтажа. Удостоверение составляется организацией, производивший монтаж, и должно быть подписано руководителем этой организации, а также руководителем организации, являющейся владельцем сосуда и скрепляться печатями.

В удостоверении должны быть приведены следующие данные:

- наименование монтажной организации;
- наименование организации владельца сосуда;
- сведения о материалах, примененных монтажной организацией, дополнительно к указанным в паспорте;
- сведения о сварке, включающие вид сварки, тип и виды электродов, о термообработке, режиме термообработки и диаграммы;
- фамилии сварщиков и термистов и номера их удостоверений;
- результаты испытаний контрольных стыков (образцов), а также результаты неразрушающего дефектоскопического контроля стыков;
- заключение о соответствии произведенных монтажных работ проекту, техническим условиям инструкции по монтажу и пригодности его к эксплуатации при указанных в паспорте параметрах.

10 Требования к строительству, монтажу и приемке в эксплуатацию объектов топливного хозяйства

10.1 Общие положения

10.1.1 При организации строительства, производстве строительно-монтажных работ, приемке в эксплуатацию хозяйств жидкого топлива ТЭС следует учитывать требования СТО 70238424.27.100.009-2008 (разделы 16, 17), СТО 70238424.27.100.039-2009 (разделы 8, 9).

До начала проведения строительно-монтажных работ и в период их проведения Заказчиком (Инвестором) должны быть:

- получено разрешение на строительство;
- получена проектная документация в полном объеме;

- получено положительное заключение государственной экспертизы проектной документации;
- получено положительное заключение экспертизы промышленной безопасности по проектной документации ОПО;
- определены специализированные пусконаладочные организации и головная пусконаладочная организация;
- составлен координационный план ПНР по пусковому комплексу;
- выполнен анализ проектной документации;
- разработаны временные инструкции по обслуживанию вводимого оборудования и технологические схемы;
- разработана пусконаладочная документация;
- утвержден состав рабочих комиссий (подкомиссий) по приемке оборудования из монтажа;
- подготовлен и обучен оперативный персонал,
- проведена аттестация специалистов и руководящего персонала;
- приняты меры по обеспечению со стороны заказчика контроля соблюдения технологии при проведении строительно-монтажных работ и технического контроля качества строительства;
- обеспечено проведение государственного строительного надзора органом государственного строительного надзора.

10.1.2 Разрешение на строительство выдается уполномоченными федеральным органом исполнительной власти, органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации или органом местного самоуправления в зависимости от значения электростанции: федерального, регионального или местного уровня.

10.1.3 В координационном плане должны быть перечислены все пусконаладочные работы, исполнители, соисполнители и сметные стоимости ПНР. Не позднее, чем за 24 месяца до начала комплексного опробования энергоустановки Заказчик (или организация представляющего его интересы при форме строительство «под ключ») обязан согласовать координационный план ПНР со всеми организациями, участвующими в ПНР, и утвердить его в вышестоящей организации (энергокомпании).

10.1.4 Анализ проекта выполняется Заказчиком (эксплуатирующей организацией) с целью выявления его недостатков.

Заказчик заключает договоры надзора на анализ проекта с головной наладочной организацией, а при ее отсутствии – со специализированными пусконаладочными организациями, которые по характеру своей деятельности могут его выполнять.

Результатом анализа проекта должен быть перечень замечаний с разработанными мероприятиями и предложениями по их устранению, который Заказчик передает Генеральной проектирующей организации.

10.1.5 Пусконаладочная документация разрабатывается Заказчиком совместно с головной наладочной организацией, а при ее отсутствии с другими подрядными пусконаладочными организациями.

Пусконаладочная документация включает в себя: графики и программы ПНР; перечни готовности к ПНР строительных, тепломеханических установок и систем электротехнических устройств и оборудования, средств управления, контроля и отображения информации, защит, блокировок и сигнализации; отчетную документацию.

Организации-разработчики обязаны согласовывать пусконаладочную документацию с организациями, участвующими в ПНР и заводами-изготовителями.

Согласованная пусконаладочная документация (кроме общего графика ПНР) должна быть утверждена техническим руководителем пуска и принята Заказчиком в производство.

10.1.6 Определение объема разработки и согласования временной эксплуатационной документации является обязанностью Заказчика.

Заказчик может заключить договоры подряда на разработку временной эксплуатационной документации с другими организациями.

Организации-разработчики документации обязаны согласовывать временную эксплуатационную документацию с заводом-изготовителем оборудования, научно-исследовательскими и проектно-конструкторскими организациями-разработчиками оборудования. Заказчик обязан обеспечить готовность временной эксплуатационной документации не позднее, чем за шесть месяцев для головных образцов и за один месяц для серийных образцов оборудования до начала периода производства ПНР.

10.1.7 Представителями приемочных комиссий назначаются руководящие работники органов, назначивших эти комиссии, а также руководящие работники предприятий, учреждений и организаций, непосредственно подчиненных этим органам.

Состав приемочных рабочих групп утверждается на заседании приемочной комиссии. Руководителями приемочных рабочих групп являются члены приемочной комиссии. Порядок работы рабочих групп определяет председатель приемочной комиссии. Рабочие комиссии в необходимых случаях образовывают специализированные подкомиссии (строительная, турбинная, котельная, топливоснабжения, электротехническая, по системам контроля и управления и др.), определяют их состав, продолжительность и объем работы.

10.1.8 Государственный строительный надзор осуществляется федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на осуществление государственного строительного надзора при строительстве, реконструкции, капитальном ремонте.

Предметом государственного строительного надзора является проверка соответствия выполняемых работ в процессе строительства, реконструкции, капитального ремонта объектов капитального строительства требованиям технических регламентов и проектной документации.

10.1.9 На этапе строительства лицом, осуществляющим строительство, проводится строительный контроль.

Застройщик или Заказчик по своей инициативе может привлекать лицо, осуществляющее подготовку проектной документации, для проверки

соответствия выполняемых работ проектной документации (авторский надзор). При этом должен проводиться контроль за выполнением работ, которые оказывают влияние на безопасность объекта капитального строительства.

10.1.10Контроль соблюдения технологии при проведении строительно-монтажных работ осуществляется Заказчиком с целью своевременного выявления и устранения дефектов и недоделок на монтируемых системах и оборудовании объектов топливного хозяйства.

Заказчик вправе заключить договор на осуществление контроля строительно-монтажных работ специализированной организацией.

10.1.11Ответственным за технический контроль строительства со стороны Заказчика приказом по ТЭС назначают лицо, прошедшее аттестацию в области промышленной безопасности и имеющее опыт работы в строительстве промышленных объектов и инженерных сооружений и ведения исполнительно-технической документации в строительстве.

10.1.12Монтаж технологического оборудования должен осуществляться с соблюдением требований по его монтажу (включая перемещение, укрупнительную сборку, последовательность выполнения операций, промежуточный и послемонтажный контроль), изложенных в техническом паспорте, сопровождающем каждый вид поставляемого оборудования.

10.1.13Во время монтажа Заказчик организует входной контроль, поузловую приемку, контроль качества монтажных работ и поузловую наладку.

10.2 Строительство, реконструкция, капитальный ремонт

10.2.1 Строительство, реконструкция, капитальный ремонт объектов капитального строительства могут осуществляться физическими и юридическими лицами, которые соответствуют требованиям законодательства Российской Федерации, предъявляемым к лицам, осуществляющим строительство.

Лицами, осуществляющими строительство, могут являться застройщик либо привлекаемое застройщиком на основании договора физическое или юридическое лицо, соответствующие требованиям законодательства Российской Федерации.

При осуществлении строительства, реконструкции, капитального ремонта объекта капитального строительства лицом, осуществляющим строительство на основании договора с Заказчиком, Заказчик должен подготовить земельный участок для строительства и объект капитального строительства для реконструкции или капитального ремонта, а также передать лицу, осуществляющему строительство, материалы инженерных изысканий, проектную документацию, разрешение на строительство. При необходимости прекращения работ или их приостановления более чем на шесть месяцев Заказчик должен обеспечить консервацию объекта капитального строительства.

10.2.2 О начале строительства объектов топливного хозяйства Заказчик, строительно-монтажные организации должны уведомить территориальный орган Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору не менее чем за 10 дней.

При представлении плана объемов строительно-монтажных работ на квартал срок уведомления о начале строительства может быть сокращен до 5 дней.

10.2.3 В случае, если в соответствии с Федеральным законом Российской Федерации от 29.12.2004 № 190-ФЗ при осуществлении строительства, реконструкции, капитального ремонта объекта капитального строительства предусмотрен государственный строительный надзор, Заказчик заблаговременно, но не позднее чем за семь рабочих дней до начала строительства, реконструкции, капитального ремонта объекта капитального строительства должен направить в уполномоченные на осуществление государственного строительного надзора федеральный орган исполнительной власти, орган исполнительной власти субъекта Российской Федерации извещение о начале таких работ, к которому прилагаются следующие документы:

- копия разрешения на строительство (Разрешение на строительство выдается уполномоченными федеральным органом исполнительной власти, органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации или органом местного самоуправления для строительства, реконструкции, капитального ремонта объектов капитального строительства федерального, регионального или местного значения);
- проектная документация в полном объеме, а в случаях выдачи разрешения на отдельный этап строительства, реконструкции в объеме, необходимом для осуществления соответствующего этапа строительства;
- положительное заключение государственной экспертизы проектной документации;
- положительное заключение государственной экологической экспертизы проектной документации.

10.2.4 На стадии строительства должны обеспечиваться соблюдение технологии производства строительно-монтажных работ, выполнение технических решений, предусмотренных проектной документацией на строительство объектов, а также использование соответствующих материалов и изделий.

10.2.5 Организации, осуществляющие строительство, монтаж и ремонт, обязаны обеспечить контроль производства работ на всех стадиях руководителями и специалистами строительных и монтажных организаций и персоналом лабораторий в установленном порядке.

10.2.6 Устройства и мероприятия, отвечающие требованиям молниезащиты зданий и сооружений, должны быть заложены в проект и график строительства или реконструкции (отдельных технологических объектов, резервуарного парка) таким образом, чтобы выполнение молниезащиты происходило одновременно с основными строительно-монтажными работами.

Устройства молниезащиты зданий и сооружений должны быть приняты и введены в эксплуатацию к началу отделочных работ, а при наличии взрывоопасных зон – до начала комплексного опробования технического оборудования.

При этом оформляется и передается Заказчику скорректированная при строительстве и монтаже проектная документация по устройству молниезащиты (чертежи и пояснительная записка) и акты приемки устройств молниезащиты, в

том числе и акты на скрытые работы по присоединению заземлителей к токоотводам и токоотводов к молниеприемникам.

До ввода в эксплуатацию все вентиляционные установки, предусмотренные в топливном хозяйстве, должны быть испытаны и отрегулированы. На них должны быть составлены технические паспорта (формуляры).

10.3 Организация проведения пусконаладочных работ

10.3.1 Законченные строительством объекты принимаются в эксплуатацию (под пусконаладочные работы) рабочими приемочными комиссиями в соответствии с установленными требованиями при участии представителей территориального органа Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору.

Заказчик обязан не позднее, чем за 5 дней уведомить территориальный орган Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору о дате, времени и месте работы приемочной комиссии.

10.3.2 Перед приемкой объектов хозяйства жидкого топлива в эксплуатацию должен быть закончен монтаж в полном проектном объеме оборудования и механизмов объектов топливного хозяйства, входящих в пусковой комплекс:

- проведена поузловая приемка и комплексная наладка оборудования систем подачи топлива на сжигание и подготовки топлива на складе хранения (насосы, сосуды, резервуары);
- сдана в эксплуатацию система электрообеспечения (силовое и оперативное) объектов топливного хозяйства, входящих в пусковой комплекс;
- выполнена прокрутка электродвигателей;
- проверена работоспособность электроприводов запорной и регулирующей арматуры и схем их управления по месту и со щитов;
- проведены индивидуальные испытания оборудования топливного хозяйства, включающие испытания смонтированных трубопроводов пара, конденсата и топлива на прочность, плотность и при необходимости испытаниям на герметичность с определением падения давления;
- проведена очистка внутренних поверхностей трубопроводов топлива от инородных предметов, а также обкатка насосов технологических схем приема и подачи топлива с проверкой работоспособности установленного оборудования технологических схем на воде;
- проведены гидравлические испытания на прочность и герметичность резервуаров хранения топлива, воды и конденсата;
- опробованы системы вентиляции и кондиционирования воздуха помещений топливонасосной;
- проведена проверка работоспособности системы обнаружения и тушения пожара на объектах топливного хозяйства и т.д.;
- проведены функциональные испытания измерительного комплекса и автоматизированных систем управления;
- проведены проверка и настройка всех систем контроля и управления, в том числе автоматических регуляторов, устройств защиты и блокировок, устройств сигнализации и контрольно-измерительных приборов;

- проведена проверка работоспособности аппаратуры систем защит, блокировок и АСУ ТП;
- опробованы и включены в работу системы слива, приемки, подготовки и подачи топлива в резервуары хранения, системы подготовки топлива в резервуарах и системы подачи топлива в котельную в соответствии с требованиями СТО 70238424.27.100.035-2009 с составлением соответствующих актов;
- обеспечен необходимый (требуемый) запас топлива в резервуарах склада, согласно СТО 70238424.27.100.034-2009;
- проведено комплексное опробование оборудования.

10.3.3 После окончания монтажных и сварочных работ, термообработки (при необходимости), контроля качества сварных соединений неразрушающими методами в соответствии с ГОСТ 7512, ГОСТ 14782, а также после установки и окончательного закрепления всех опор, подвесок (пружины на период испытаний должны быть разгружены) трубопроводы проверяют на прочность и плотность гидравлическим испытанием в соответствии с требованиями правил промышленной безопасности [5].

10.3.4 Индивидуальные и функциональные испытания оборудования (электродвигателей, насосов, подогревателей), технологических трубопроводов топлива, пара и конденсата, внутренних систем холодного и горячего водоснабжения, канализации, отопления, вентиляции, наружных систем водоснабжения, теплоснабжения, систем вентиляции, пожаротушения и других узлов проводятся с привлечением персонала энергетического объекта по проектным схемам после окончания всех строительных и монтажных работ по данному узлу.

10.3.5 Перед индивидуальным и функциональным испытаниями должно быть проверено выполнение требований:

- строительных норм и правил;
- норм безопасности труда;
- норм технологического проектирования;
- правил органов технического надзора;
- норм природоохранного законодательства;
- правил устройства электрических установок;
- других регламентирующих документов.

10.3.6 Дефекты и недоделки, допущенные в ходе строительства и монтажа, а также дефекты оборудования, выявленные в процессе индивидуальных и функциональных испытаний, должны быть устранены строительными, монтажными организациями и заводами-изготовителями.

10.3.7 Пробные пуски оборудования топливного хозяйства проводятся совместно с оборудованием всего пускового комплекса энергетического объекта. Пробные пуски проводятся до комплексного опробования оборудования пускового комплекса энергетического объекта. При пробном пуске должны быть проверены:

- работоспособность оборудования и технологических схем;
- безопасность их эксплуатации.

10.3.8 Перед пробными пусками должны быть выполнены условия для надежной и безопасной эксплуатации:

- укомплектован, обучен (с проверкой знаний) персонал, разработаны и утверждены эксплуатационные инструкции, инструкции по охране труда и оперативные схемы;
- подготовлены запасы топлива, запасы огнетушащего раствора пожаротушения, материалов, инструмента и запасных частей;
- введены в действие линии связи, системы пожарной сигнализации и пожаротушения, аварийного освещения, вентиляции;
- смонтированы и налажены системы контроля и управления;
- получены разрешения на эксплуатацию энергетического объекта от органов госнадзора.

10.3.9 После проведения индивидуальных испытаний и устранения дефектов и недоделок оборудование принимается рабочей комиссией с подписанием акта о готовности оборудования к проведению комплексного опробования.

Пробные пуски проводятся Заказчиком до комплексного опробования оборудования (котлов, ПГУ, ГТУ).

При пробном пуске должны быть:

- проверена работоспособность оборудования и технологических схем;
- проверена безопасность их эксплуатации;
- проведены проверка и настройка всех систем контроля и управления, в том числе автоматических регуляторов, устройств защиты и блокировок, устройств сигнализации и контрольно-измерительных приборов согласно нормам пожарной безопасности [33];
- проверена готовность оборудования к комплексному опробованию.

10.4 Проведение комплексного опробования и приемка в эксплуатацию

10.4.1 Комплексное опробование проводит персонал энергетического объекта.

Комплексное опробование и приемка в эксплуатацию оборудования ГТУ и ПГУ должны проводиться приемочной комиссией по специальной инструкции (программе).

На период проведения комплексного опробования должно быть организовано круглосуточное дежурство персонала станции, монтажной и наладочной организаций для наблюдения за состоянием технологического оборудования и принятия мер по своевременному устранению неисправностей при работе технологического оборудования топливного хозяйства.

Персонал станции должен быть проинструктирован о возможных неполадках и способах их устранения, а также обеспечен необходимыми схемами и инструкциями, средствами защиты и спецодеждой, необходимыми приборами и оборудованием.

10.4.2 При комплексном опробовании должна быть проверена совместная работа оборудования объектов топливного хозяйства под нагрузкой.

10.4.3 Началом комплексного испытания считают момент включения под нагрузку.

10.4.4 Комплексное опробование оборудования по схемам, не предусмотренным проектом, не допускается.

10.4.5 Комплексное опробование считается проведенным при условии нормальной и непрерывной (без отказов) работы основного оборудования в течение 72 часов на основном топливе с номинальной нагрузкой и проектными параметрами.

10.4.6 После комплексного опробования всего оборудования пускового комплекса объекта и устранения выявленных дефектов и недоделок оформляется акт приемки в эксплуатацию оборудования и относящимися к нему зданиями и сооружениями.

10.4.7 При приемке систем МХ в эксплуатацию должна быть передана следующая документация:

- проектно-сметная документация на оборудование;
- комплект рабочих чертежей, разработанных проектными организациями, с надписями о соответствии выполненных в натуре работ этим чертежам или внесенных в них изменениям;
- сертификаты, технические паспорта зданий, сооружений, технологических узлов и оборудования или другие документы, удостоверяющие качество материалов, конструкций и деталей, примененных при производстве строительно-монтажных работ;
- акты освидетельствования скрытых работ, исполнительные схемы этих работ и акты промежуточной приемки узлов и конструкций;
- акты индивидуальных испытаний смонтированного технологического оборудования, акты испытания технологических трубопроводов, внутренних систем холодного и горячего водоснабжения, канализации, отопления, вентиляции, наружных систем водоснабжения, теплоснабжения и дренажных устройств;
- журналы производства сварочных работ;
- паспорта на сборные железобетонные конструкции;
- паспорта, подтверждающие марку применяемого в строительстве бетона;
- документы о согласовании отступлений от проекта при строительстве и монтаже;
- акты испытаний устройств, обеспечивающих взрывобезопасность, взрывопожаробезопасность, пожаробезопасность, молниезащиту, включая защиту от статического электричества;
- акты испытания устройств сигнализации и автоматизации;
- акты приемки оборудования или систем в эксплуатацию;
- разрешения соответствующих органов на эксплуатацию железнодорожных путей, водоводов, канализационных трубопроводов и очистных сооружений.

11 Оценка и подтверждение соответствия

11.1 При оценке и подтверждении соответствия хозяйств жидкого топлива ТЭС (территория, здания и сооружения, оборудование, системы, объемы и методы входного контроля и испытаний и пр.) совместно с настоящим стандартом

следует руководствоваться требованиями стандартов организации СТО 17230282.27.010.002-2008, СТО 70238424.27.100.009-2008 (разделы 16 (п. 16.25), 17), СТО 70238424.27.100.039-2009 (раздел 9).

11.2 Соответствие хозяйств жидкого топлива ТЭС требованиям промышленной безопасности подтверждается декларацией промышленной безопасности, разрабатываемой на ОПО.

11.3 Оценка и подтверждение соответствия хозяйств жидкого топлива ТЭС требованиям пожарной безопасности осуществляется в соответствии с требованиями Федерального закона Российской Федерации от 22.07.08 № 123-ФЗ.

11.4 Подтверждение соответствия показателей систем хозяйств жидкого топлива ТЭС гарантийным значениям, указанным (установленным) в технических условиях (договоре) на создание, производится при приемочных испытаниях (гарантийных) испытаниях, одновременно с аналогичными испытаниями оборудования, работающего на жидком топливе.

11.5 Подтверждение соответствия хозяйств жидкого топлива ТЭС требованиям настоящего стандарта осуществляется в форме контроля в процессе проектирования, поставки, строительства, монтажа, приемки в эксплуатацию, утилизации с учётом п. 11.1.

Контроль соблюдения норм и требований настоящего стандарта осуществляют органы (департаменты, подразделения, службы), определяемые генерирующей компанией.

12 Утилизация

12.1 Завершающая стадия жизненного цикла объектов ХЖКТ связана с прекращением их эксплуатации и состоит в осуществлении процессов вывода из эксплуатации, консервации, списания, с последующей передачей их на поэтапную утилизацию техногенных объектов и/или отходов. Поэтапную утилизацию объектов ХЖКТ либо захоронение отходов производят с учетом ГОСТ Р 53692.

12.2 Ликвидацию (утилизацию) ХЖКТ ТЭС осуществляют по специально разработанному проекту.

В составе проектной документации на ликвидацию ОПО предусматривают разработку декларации промышленной безопасности.

Компоновочные и конструктивные решения ликвидации объектов ХЖКТ должны обеспечивать демонтаж оборудования без разрушения строительных конструкций.

Поставщик оборудования, входящего в состав ХЖКТ, должен представить Заказчику программу утилизации оборудования после истечения срока его службы.

После окончания срока эксплуатации все агрегаты и составные части, не представляющие опасности для жизни, здоровья людей или окружающей среды, подлежат утилизации в соответствии с установленным порядком. При этом до вывоза на пункты приема вторичного сырья оборудование и конструкции должны быть разобраны и рассортированы.

В объектах ХЖКТ, передаваемых для ликвидации на отечественные предприятия или зарубежные фирмы, после расконсервации должны быть предварительно демонтированы узлы, блоки, агрегаты, приборы, детали и элементы, содержащие драгоценные металлы, камни и материалы специального назначения, что должно быть определено в документации на конкретные виды объектов и отходы от них. Перерабатывающие предприятия должны иметь лицензии на деятельность по ликвидации отходов.

Тяжелые металлы, компоненты содержащие ртуть, отработанный кислотный и щелочной электролит и другие, вредные для окружающей среды и здоровья человека вещества направляют для переработку на предприятия, имеющие соответствующие лицензии.

12.3 При ликвидации (утилизации) ХЖКТ ТЭС совместно с требованиями настоящего стандарта следует учитывать требования СТО 70238424.27.100.009-2008.

Приложение А
(рекомендуемое)
Рекомендуемая форма договора поставки

ДОГОВОР ПОСТАВКИ №____

г. _____ «____»_____ 20___г.

_____, именуемое в дальнейшем "Поставщик", в лице _____, действующего на основании _____, с одной стороны, и _____, именуемое в дальнейшем "Покупатель", в лице _____, действующего на основании _____, с другой стороны, в дальнейшем именуемые "Стороны", заключили настоящий Договор о нижеследующем:

1. Предмет Договора

1.1 По настоящему Договору Поставщик обязуется передать товар (далее по тексту Договора – «Продукция»), определенный в спецификации, являющейся неотъемлемой частью настоящего Договора (далее – «Спецификация»), в собственность Покупателя, а Покупатель обязуется принять эту Продукцию и уплатить за нее цену, указанную в спецификации.

1.2 Количество, ассортимент и технические характеристики Продукции, а также сроки и условия (базис) ее поставки устанавливаются Сторонами Договора по каждому ее виду в спецификации.

1.3 Одновременно с Продукцией Поставщик обеспечивает передачу Покупателю документов, прилагаемых к ней заводом-изготовителем.

2. Цена и порядок оплаты

2.1 Цена поставляемой по настоящему Договору Продукции определяется в рублях Российской Федерации.

2.2 Цена Продукции определяется в спецификации без учета НДС, если иное не установлено в самой спецификации.

2.2.1 В случае поставки продукции Поставщиком железнодорожным и/или автомобильным транспортом путем передачи ее перевозчику для доставки Покупателю (Грузополучателю), на Поставщика возлагаются обязанности по заключению договоров перевозки, договоров страхования продукции (в случае, когда обязанность по страхованию продукции установлена нормативно-правовыми актами или согласована Сторонами в приложениях к настоящему Договору) и иные обязанности, связанные с доставкой продукции Покупателю (Грузополучателю).

2.2.2 Транспортные расходы, а также иные расходы Поставщика, связанные с выполнением им своих обязательств по доставке Продукции до Покупателя (Грузополучателя), если иное не предусмотрено спецификациями, дополнительными соглашениями, приложениями к настоящему Договору, не включены в цену Продукции и возмещаются Покупателем дополнительно в течение трех банковских дней с момента предоставления Поставщиком счетов на оплату транспортных и иных расходов.

2.3 Покупатель производит оплату за Продукцию в порядке и в сроки, указанные в спецификации. Оплата осуществляется посредством перечисления соответствующих денежных средств платежными поручениями на расчетный счет Поставщика. Иной порядок оплаты может быть предусмотрен спецификацией.

2.4 Поставщик в порядке и сроки, установленные действующим законодательством, выписывает счет-фактуру на Продукцию и направляет его Покупателю.

2.5 Моментом исполнения обязательств Покупателя по оплате Продукции признается дата поступления денежных средств на расчетный счет Поставщика.

2.6 В случае невнесения Покупателем оплаты в срок, указанный в Спецификациях к Договору, Поставщик вправе применить санкции, указанные в разделе 6 настоящего Договора.

3. Качество и комплектность Продукции

3.1 Качество Продукции, а также используемых для ее изготовления материалов и комплектующих, должно соответствовать ГОСТ, ОСТ и ТУ, указанным в паспорте (сертификате), или иной документации завода-изготовителя.

3.2 Документы, подтверждающие качество Продукции, передаются вместе с Продукцией.

3.3 Гарантийный срок на поставляемую по настоящему Договору Продукцию составляет _____ дней с момента поставки.

3.4 В случае если дефектной является не вся Продукция, а ее часть, то срок гарантии в отношении дефектной составной части изделия начинает исчисляться вновь с момента устранения дефектов (замены этой части). Срок гарантии на все единицы Продукции исчисляется в порядке, установленном в п. А3.3. настоящего Договора.

3.5 Если Покупатель лишен возможности использовать Продукцию по обстоятельствам, зависящим от Поставщика, гарантийный срок исчисляется с момента устранения соответствующих обстоятельств Поставщиком.

3.6 В случае поставки некомплектной Продукции при наличии вины Поставщика Поставщик гарантирует ее допоставку в течение 30 дней с момента получения претензии.

4. Порядок передачи Продукции

4.1 Поставка Продукции по настоящему Договору осуществляется железнодорожным, автомобильным или иным транспортом. Конкретный способ поставки Продукции указывается в спецификациях и/или дополнительных соглашениях (протоколах) к настоящему Договору.

4.2 Передача Продукции осуществляется Поставщиком способом, указанным в спецификации, при этом он направляет Покупателю уведомление о готовности Продукции к отгрузке и передаче.

4.3 Поставщик должен известить Покупателя о готовности Продукции к отгрузке не позднее, чем в течение одного рабочего дня с момента готовности по телефону (факсу) или телеграфу. При подтверждении Покупателем готовности принять Продукцию Поставщик извещает Покупателя о дате и времени отгрузки, станции отправления и назначения, наименовании Продукции, количества мест,

номера и вида транспортного средства и (или) иных реквизитов грузополучателя (перевозчика). Если поставка осуществляется самовывозом, вышеуказанные сведения не сообщаются.

4.4 Покупатель в течение пяти дней после сообщения Поставщика о готовности Продукции к отгрузке должен подтвердить Поставщику готовность ее принять. Без наличия этого подтверждения отгрузка Продукции не производится, а последствия, предусмотренные п. А6.3 настоящего договора не применяются.

4.5 Поставщик передает отгруженную Продукцию Покупателю (его представителю или указанному им Грузополучателю), если иное не указано в спецификации.

4.6 Приемка Продукции по количеству и качеству производится в соответствии с Инструкциями Госарбитража СССР № П-6 [34], № П-7 [35], в той их части, которая не противоречит действующему гражданскому законодательству Российской Федерации и условиям настоящего Договора. При обнаружении при приемке несоответствия поставляемой Продукции требованиям качества, количества, комплектности, тары или упаковки, стандартам, техническим условиям, чертежам, настоящему Договору или иным требованиям, согласованным Сторонами, вызов представителя Поставщика обязателен.

4.7 Если иное не указано в спецификации, право собственности на Продукцию переходит от Поставщика к Покупателю в момент передачи Поставщиком Продукции первому перевозчику (уполномоченному экспедитору) или лицам, указанным в п. 4.5.

4.8 Датой поставки Продукции, а также перехода с Продавца на Покупателя риска случайной гибели и/или повреждения Продукции считается момент передачи Поставщиком Продукции первому перевозчику (уполномоченному экспедитору) или лицам, указанным в п. 4.5.

4.9 При письменном согласии Покупателя Поставщик может осуществить досрочную поставку Продукции.

5. Тара, упаковка и маркировка

5.1 Продукция поставляется в упаковке, соответствующей ее свойствам, согласно документации, разработанной заводом-изготовителем. Продукция поставляется с маркировкой завода-изготовителя в соответствии с прилагаемой к Продукции технической документацией. Сведения о характере упаковки Продукции могут приводиться в спецификации к настоящему Договору.

5.2 Упаковка Продукции гарантирует ее сохранность в пути следования при условии соблюдения правил транспортировки.

5.3 В каждое подготовленное к отгрузке меСТО Поставщик должен вложить документ, удостоверяющий наименование, количество и качество отгружаемой Продукции.

6. Ответственность сторон

6.1 Стороны несут ответственность за нарушение взятых на себя обязательств в соответствии с действующим законодательством и настоящим Договором.

6.2 Уплата Сторонами неустойки (штрафа) не освобождает их от исполнения взятых на себя по настоящему Договору обязательств.

7. Форс-мажор

7.1 Стороны освобождаются от ответственности за частичное или полное неисполнение обязательств по настоящему Договору, если это неисполнение явилось следствием обстоятельств непреодолимой силы, возникших после заключения Договора, в результате событий чрезвычайного характера, которые Сторона не могла ни предвидеть, ни предотвратить разумными мерами (форс-мажор). К событиям чрезвычайного характера в контексте настоящего Договора относятся: наводнение, пожар, землетрясение, взрыв, эпидемии и иные проявления сил природы, война и военные действия всех видов, а также замена текущего законодательства.

7.2 При наступлении указанных в пункте А7.1 обстоятельств, Сторона настоящего Договора, для которой создалась невозможность исполнения своих обязательств, должна немедленно известить об этом другую Сторону, приложив к извещению справку соответствующего государственного органа, подтверждающую наступление таковых обстоятельств.

7.3 Наступление обстоятельств, вызванных действием непреодолимой силы, влечет увеличение срока исполнения Договора на период действия указанных обстоятельств.

7.4 В случае если обстоятельства, указанные в пункте А7.1 Договора, продлятся более шестидесяти дней, любая из Сторон может в одностороннем порядке расторгнуть настоящий Договор с предварительным проведением взаиморасчета.

8. Иные условия

8.1 Споры, возникающие по настоящему Договору, подлежат разрешению в арбитражном суде по месту нахождения ответчика.

8.2 Вопросы, не урегулированные настоящим Договором, решаются в соответствии с действующим законодательством РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ.

8.3 Все спорные разногласия, возникающие при заключении и исполнении настоящего Договора, будут разрешаться Сторонами с обязательным соблюдением претензионного порядка. Претензии рассматриваются в срок, не превышающий один календарный месяц с момента их получения.

8.4 Любые изменения и дополнения к настоящему Договору действительны лишь тогда, когда они совершены в письменной форме и подписаны уполномоченными представителями Сторон.

А8.5 В случае если условия, указанные в спецификациях и/или в дополнительных соглашениях (протоколах) к настоящему Договору противоречат условиям настоящего Договора, то применяются условия спецификаций и/или дополнительных соглашений (протоколов).

8.6 Настоящий Договор вступает в силу с момента его подписания Сторонами и действует до «31» декабря 20__ г., а в части взаиморасчетов – до полного их завершения. В том случае, если ни одна из Сторон в письменном виде не заявит о расторжении Договора другой стороне за 30 (Тридцать) дней до окончания срока действия Договора, срок действия Договора продлевается на 1 (Один) календарный год.

8.7 Настоящий Договор составлен в двух экземплярах, имеющих одинаковую юридическую силу, по одному для каждой из Сторон.

9. Реквизиты и подписи сторон

«**ПОСТАВЩИК**» «**ПОКУПАТЕЛЬ**»

Библиография

[1] Административный регламент Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору по исполнению государственной функции по регистрации опасных производственных объектов и ведению государственного реестра опасных производственных объектов (Утвержден Приказом Ростехнадзора от 04.09.07 № 606).

[2] Правила проектирования, изготовления и приемки сосудов и аппаратов стальных сварных ПБ 03-584-03 (Утверждены Постановлением Госгортехнадзора России от 10.06.03 № 81).

[3] Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды ПБ 10-573-03 (Утверждены Постановлением Госгортехнадзора России от 11.06.03 № 90).

[4] Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением ПБ 03-576-03 (Утверждены Постановлением Госгортехнадзора России от 11.06.03 № 91).

[5] ПБ 03-585-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов. Утверждены Постановлением Госгортехнадзора России от 10.06.03 № 80.

[6] РД 03-19-2007 Положение об организации работы по подготовке и аттестации специалистов организаций, поднадзорных Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору. Утверждено Приказом Ростехнадзора России от 29.01.2007 № 37.

[7] РД 03-20-2007 Положение об организации обучения и проверки знаний рабочих организаций, поднадзорных Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору. Утверждено Приказом Ростехнадзора России от 29.01.07 № 37.

[8] СНиП 2.01.51-90 Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны.

[9] РД 03-14-2005 Порядок оформления декларации промышленной безопасности опасных производственных объектов и перечень включаемых в нее сведений. Утвержден Приказом Ростехнадзора России от 29.11.2005 № 893.

[10] РД 03-418-01 Методические указания по проведению анализа риска опасных производственных объектов. Утверждены Постановлением Госгортехнадзора России от 10.07.2001 № 30.

[11] ПБ 09-560-03 Правила промышленной безопасности нефтебаз и складов нефтепродуктов. Утверждены Постановлением Госгортехнадзора России от 20.05.2003 № 33.

[12] НПБ 110-03 Перечень зданий, сооружений, помещений и оборудования, подлежащих защите автоматическими установками пожаротушения и автоматической пожарной сигнализацией. Утвержден Приказом МЧС России от 18.06.2003 № 315.

[13] НПБ 105-03 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. (Утверждены Приказом МЧС России от 08.06.03 № 314.

[14] ПБ 09-540-03 Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных, химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств. Утверждены Постановлением Госгортехнадзора России от 05.05.03 № 29.

[15] Правила применения технических устройств на опасных производственных объектах. Утверждены Постановлением Правительства РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ от 25.12.98 № 1540.

[16] РД 03-10-2004 Инструкция об организации выдачи Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору разрешений на применение конкретных видов (типов) технических устройств на опасных производственных объектах. Утверждена Приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 04.10.2004 № 111.

[17] СНиП 21-01-97 Пожарная безопасность зданий и сооружений.

[18] ПБ 09-563-03 Правила промышленной безопасности для нефтеперерабатывающих производств. Утверждены Постановлением Госгортехнадзора России от 29.05.2003 № 44.

[19] ППБ-01-03 Правила пожарной безопасности в Российской Федерации. Утверждены Приказом МЧС России от 18.06.2003 № 313.

[20] СНиП 2.11.03-93 Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы.

[21] СНиП 32-01-95 Железные дороги колеи 1520 мм.

[22] СП 51.13330.2011 (СНиП 23-03-2003) Защита от шума.

[23] РД 03-421-01 Методические указания по проведению диагностирования технического состояния и определения остаточного срока службы сосудов и аппаратов. Утверждены Постановлением Госгортехнадзора России от 06.09.01 № 39.

[24] СНиП 41-03-2003 Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов.

[25] СНиП 41-01-2003 Отопление, вентиляция и кондиционирование.

[26] Методика расчета предельно допустимых сбросов (ПДС) веществ в водные объекты со сточными водами (Утверждена Государственным комитетом СССР по охране природы 31.10.90 г.).

[27] СНиП 3.05.05-84 Технологическое оборудование и технологические трубопроводы.

[28] Установки пожаротушения и сигнализации. Нормы и правила проектирования НПБ 88-2001* (Утверждены Приказом ГУГПС МВД России от 04.06.01 № 31 и Приказом МЧС России от 18.06.03 № 316).

[29] СНиП 23-01-99* Строительная климатология.

[30] Правила устройства вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов ПБ 03-605-03 (Утверждены Постановлением Госгортехнадзора России от 09.06.03 № 76).

[31] СНиП 2.05.02-85 Автомобильные дороги.

[32] СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-2003 Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов.

[33] НПБ 104-03Системы оповещения и управления эвакуацией людей при пожарах в зданиях и сооружениях. Утверждены Приказом МЧС России от 20.06.03 № 323.

[34] П-6 Инструкция о порядке приемки продукции производственно-технического назначения и товаров народного потребления по количеству. Утверждена Постановлением Госарбитража при Совете Министров СССР от 15 июня 1965 г. № П-6) (в ред. Постановлений Госарбитража СССР от 29.12.73 № 81, от 14.11.74 № 98) (с изм., внесенными Постановлением Пленума ВАС Российской Федерации от 22.10.1997 № 18.

[35] П-7 Инструкция о порядке приемки продукции производственно-технического назначения и товаров народного потребления по качеству. Утверждена Постановлением Госарбитража при Совете Министров СССР от 25 апреля 1966 г., в ред. Постановлений Госарбитража СССР от 29.12.73 № 81, от 14.11.74 № 98, с изм., внесенными Постановлением Пленума ВАС Российской Федерации от 22.10.1997 № 18.

УДК 006.89 ОКС 27.100 ОКП 36 8910
36 6123
36 3140
31 1354

Ключевые слова: ЖИДКОЕ КОТЕЛЬНОЕ ТОПЛИВО, МАЗУТ, ДИЗЕЛЬНОЕ ТОПЛИВО, ХОЗЯЙСТВО ЖИДКОГО ТОПЛИВА, ОБОРУДОВАНИЕ, ПОДОГРЕВАТЕЛИ, РЕЗЕРВУАРЫ, СКЛАД ГОРЮЧЕГО, НАСОС, ТРУБОПРОВОД ДЛЯ ПОДАЧИ ЖИДКОГО КОТЕЛЬНОГО ТОПЛИВА (МАЗУТА).

ОАО «ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ им. Г.М. КРЖИЖАНОВСКОГО» (ОАО «ЭНИН»)

Руководитель организации-разработчика	**Исполнительный директор**		**Э.П. Волков**
Руководитель разработки	**Заведующий Отделением технического регулирования**		**В.А. Джангиров**
Исполнители:	**Эксперт**		**А.Н. Попов**
	Главный специалист		**В.С. Белышев**

gost.e-ecolog.ru