Некоммерческое Партнерство «Инновации в электроэнергетике»




**СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ**

**СТО 70238424.27.100.035-2009**

# ХОЗЯЙСТВО ЖИДКОГО ТОПЛИВА ПРИЕМ, ХРАНЕНИЕ, ПОДГОТОВКА И ПОДАЧА МАЗУТА НА ТЭС ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ 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 декабря 2002 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании», а правила применения стандарта 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 ..... 1
3 Термины и определения. ..... 4
4 Обозначения и сокращения ..... 6
5 Основные требования по обеспечению промышленной безопасности на объектах мазутного хозяйства ..... 7
6 Основные критерии и пределы безопасного состояния оборудования технологических систем мазутного хозяйства ..... 9
7 Организация безопасной эксплуатации оборудования технологических объектов мазутного хозяйства ..... 17
8 Подготовка к пуску оборудования ..... 57
9 Пуск оборудования ..... 65
10 Организация технического обслуживания и ремонта технологического оборудования ..... 70
11 Эксплуатация приемно-сливного устройства ..... 80
12 Возможные неисправности и меры по их устранению. Действия персонала при возникновении аварийных ситуаций ..... 85
13 Действия персонала при проведении огневых работ и при тушении пожаров на объектах топливного хозяйства ..... 98
Приложение А (справочное) Основные показатели топочных мазутов по ГОСТ 10585. Основные эксплуатационные свойства нефтепродуктов ..... 102
Приложение Б (справочное) Нормы расхода тепла на мазутные хозяйства тепловых электростанций ..... 105
Приложение В (рекомендуемое) Режимная карта работы оборудования мазутного хозяйства ..... 117
Приложение Г (рекомендуемое) Форма паспорта стального наземного цилиндрического вертикального резервуара со стационарной кровлей ..... 118
Приложение Д (рекомендуемое) Технологическая карта резервуара ..... 122
Библиография ..... 123

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

# ХОЗЯЙСТВО ЖИДКОГО ТОПЛИВА ПРИЕМ, ХРАНЕНИЕ, ПОДГОТОВКА И ПОДАЧА НА ТЭС

**Организация эксплуатации и технического обслуживания**

**Нормы и требования**

Дата введения – 2010-01-29

## 1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт:

- распространяется на внутриплощадочные объекты хозяйства жидкого котельного топлива тепловых электростанций, предназначенные для приема, хранения, подготовки и подачи топочного мазута по ГОСТ 10585 (основные показатели топочных мазутов приведены в приложении А) к котельным установкам, использующим мазут в качестве основного, резервного, аварийного и растопочного вида топлива.
- устанавливает нормы и требования к организации эксплуатации и технического обслуживания хозяйства жидкого котельного топлива тепловых электростанций.
- следует применять совместно с СТО 70238424.27.100.033-2009 и СТО 70238424.27.100.034-2009.

1.2 Требования стандарта являются минимально необходимыми для обеспечения безопасности эксплуатируемого оборудования, если оно используется по прямому назначению в соответствии с эксплуатационными инструкциями, не противоречащими конструкторской (заводской) документации, на протяжении срока, установленного технической документацией, с учетом возможных нештатных (опасных) ситуаций.

## 2 Нормативные ссылки

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

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

Федеральный закон Российской Федерации от 23.06.99 № 181-ФЗ «Об основах охраны труда в Российской Федерации»

Федеральный закон Российской Федерации от 08.08.01 № 128-ФЗ «О лицензировании отдельных видов деятельности»

Федеральный закон Российской Федерации от 30.12.01 № 197-ФЗ «Трудовой кодекс Российской Федерации»

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

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

Постановление Правительства Российской Федерации от 02.03.00 № 183 «О нормативах выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух и вредных физических воздействий на него»

Постановление Правительства Российской Федерации от 21.08.00 № 613 «О неотложных мерах по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов»

Постановление Правительства Российской Федерации от 15.04.02 № 240 «О порядке организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации»

Постановление Правительства Российской Федерации от 14.08.02 № 595 «Об утверждении Положения о лицензировании деятельности по эксплуатации пожароопасных производственных объектов»

Постановление Правительства Российской Федерации от 28.11.02 № 847 «О порядке ограничения, приостановления или прекращения выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух и вредных физических воздействий на атмосферный воздух»

Постановление Правительства Российской Федерации от 17.01.07 № 18 «О лицензировании эксплуатации взрывоопасных производственных объектов»

Приказ МЧС Российской Федерации от 28.12.04 № 621 «Об утверждении правил разработки и согласования планов по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации»

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

ГОСТ 15150-69 Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды

ГОСТ 6356-75 Нефтепродукты. Метод определения температуры вспышки в закрытом тигле

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 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 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 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 2517-85 Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб

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 12.1.012-90 Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования

ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности

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

ГОСТ 10585-99 Топливо нефтяное. Мазут. Технические условия

ПР 50.2.002-94 ГСМ Порядок осуществления государственного метрологического надзора за выпуском, состоянием и применением средств измерений, аттестованных методиками выполнения измерений, эталонами и соблюдением метрологических норм и правил

ПР 50.2.006-94 ГСМ Порядок проведения поверки средств измерений

СТО 70238424.27.010.001-2008 Электроэнергетика. Термины и определения

СТО 70238424.27.100.003-2008 Здания и сооружения ТЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования

СТО 70238424.27.100.017-2009 Тепловые электростанции. Ремонт и техническое обслуживание оборудования, зданий и сооружений. Организация производственных процессов. Нормы и требования

СТО 70238424.27.100.029-2009 Трубопроводы и арматура ТЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования

СТО70238424.27.100.033-2009 Хозяйство жидкого топлива 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 70238424.27.100.037-2009 Системы КИП и тепловой автоматики ТЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования

СТО 70238424.27.100.038-2009 Автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУ ТП) ТЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования

Примечание – При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов и классификаторов в информационной системе общего пользования – на официальном сайте национального органа Российской Федерации по стандартизации в сети Интернет или по ежегодно издаваемому указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по соответствующим ежемесячно издаваемым 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 аварийное:** Комплекс сооружений (объектов), механизмов и оборудования хозяйства жидкого котельного топлива тепловой электростанции, обеспечивающих подачу на сжигание в котельную 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 ЖКТ на сжигание в топках котлов.

3.9 **насос мазутный второй ступени:** Насос второй ступени технологической схемы подачи ЖКТ на сжигание в топках котлов.

3.10 **склад горючего наземный:** Склад ХЖКТ, 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 **хозяйство** ЖКТ **основное:** Комплекс сооружений (объектов), механизмов и оборудования, обеспечивающих подачу ХЖКТ 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 ХЖКТ, 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:** Поверхностный трубчатый теплообменный аппарат (сосуд, работающий под давлением), использующий для подогрева ЖКТ тепловую энергию пара или горячей воды.

3.17 **склад горючего полузаглубленный:** Склад ХЖКТ, 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 прирельсовый резервуар для сбора ЖКТ 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 ЖКТ 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 в цистерне:** Подогрев холодного ЖКТ в цистерне для снижения вязкости с использованием тепла пара, горячего ЖКТ или электроэнергии.

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

3.23 **хозяйство жидкого котельного топлива 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 (мазут) подается на сжигание в топки котлоагрегатов.

3.25 **хозяйство жидкого котельного топлива резервное:** Комплекс сооружений (объектов) механизмов и оборудования, обеспечивающих подачу ЖКТ 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 сливно-наливная железнодорожная с односторонним сливом:** Эстакада, обеспечивающая слив (налив) на одном железнодорожном пути, с расположением железнодорожных путей с одной стороны платформы.

3.28 **эстакада сливно-наливная железнодорожная с двусторонним сливом:** Эстакада, обеспечивающая слив (налив) 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 **установка неавтоматического пожаротушения стационарная:** 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 ЖКТ 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 ЖКТ 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:

АВР – автоматический ввод резерва;
БЩУ – блочный щит управления;
ГЖ – горючая жидкость;
НС ЖКТ – насосная станция для перекачивания жидкого котельного топлива;
ХЖКТ – хозяйство жидкого котельного топлива;
НКПРП – нижний концентрационный предел распространения пламени;
РДС – руководитель дежурной смены;
НСС – начальник смены станции;
ОПО – опасный производственный объект;
ПЛАС – план локализации аварийных ситуаций;

ПЛАРН – план ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов;
ПДК – предельная допустимая концентрация;
ЖД СН эстакада – железнодорожная сливно-наливная эстакада;
ТЭС – тепловая электростанция.

## 5 Основные требования по обеспечению промышленной безопасности на объектах

5.1 В соответствии с Федеральным законом Российской Федерации от 21.07.97 № 116-ФЗ склады хозяйства жидкого топлива, насосная станция для ЖКТ, трубопроводы хозяйства жидкого топлива, железнодорожных сливно-наливных эстакад и склада хозяйства жидкого топлива (далее по тесту – объекты хозяйства жидкого топлива) отнесены к опасным производственным объектам и подлежат регистрации в государственном реестре опасных производственных объектов в соответствии с Административным регламентом [1].

Эксплуатация объектов ХЖКТ осуществляется по лицензиям в соответствии с Федеральным законом Российской Федерации от 08.08.01 № 128-ФЗ, а также:

- Постановлением Правительства Российской Федерации от 14.08.02 № 595;
- Постановлением Правительства Российской Федерации от 17.01.07 № 18.

5.2 Для эксплуатации ХЖКТ должны быть разработаны и внедрены мероприятия по предупреждению и исключению опасных факторов, влияющих на промышленную безопасность в соответствии с правилами промышленной безопасности [2] и СТО 70238424.27.100.033-2009.

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

- обеспечения промышленной безопасности в соответствии с правилами промышленной безопасности [3] и [4];
- предотвращения аварий;
- предотвращения образования взрывоопасной среды;
- предотвращения образования во взрывоопасной среде источников зажигания.

5.3 Промышленная безопасность должна обеспечиваться:

- технологическими решениями, оформленными в проекте;
- безопасной эксплуатацией оборудования, отвечающего требованиям нормативно-технической документации при эксплуатации, обслуживании и ремонте в соответствии с правилами [5] и инструкцией [6];
- системой подготовки квалифицированных кадров.

5.4 Предотвращение аварий должно достигаться:

- применением автоматизированных систем управления и противоаварийной автоматической защиты;

- регламентированным обслуживанием и ремонтом оборудования с применением диагностики неразрушающими методами контроля;
- мониторингом опасных факторов, влияющих на промышленную безопасность;
- накоплением банка данных по анализам инцидентов и аварийных ситуаций;
- принятием предупреждающих мер по возникновению аварий.

5.5 Предотвращение образования взрывопожароопасной среды должно обеспечиваться:

- автоматизацией технологических процессов, связанных с применением ГЖ;
- 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;
- применением технических средств и приемов, позволяющих максимально сократить вынужденный выброс (испарение) горючих веществ.

5.6 Предотвращение образования во взрывоопасной среде источников зажигания должно достигаться:

- применением электрооборудования, соответствующего пожароопасной зоне, группе и категории взрывоопасной смеси по правилам промышленной безопасности [7], строительным нормам и правилам [8], [9] и ГОСТ 12.1.010;
- применением приемов и режимов технологического процесса, оборудования, удовлетворяющих требованиям электростатической безопасности;
- устройством и регулярной проверкой молниезащиты зданий, сооружений и оборудования;
- применением в конструкции быстродействующих средств защитного отключения возможных источников зажигания;
- применением искрогасителей и искроулавливателей;
- использованием неискрящего инструмента при работе с оборудованием, содержащим ГЖ, по руководящему документу [10];
- контролем температуры нагрева механизмов, подшипников, устройств, которые могут войти в контакт с горючей средой;
- устранением контакта с воздухом пирофорных веществ;
- выполнением действующих нормативных и технических документов, правил промышленной, технической и пожарной безопасности по правилам промышленной безопасности [3], нормам пожарной безопасности [11], строительным нормам и правилам [9] и [12].

5.7 Система промышленного контроля промышленной безопасности должна обеспечивать:

- контроль соблюдения правил промышленной безопасности на опасном производственном объекте по правилам промышленной безопасности [3];
- анализ состояния и контроль реализации мероприятий, направленных на улучшение промышленной безопасности;
- координацию работ, направленных на предупреждение аварий на опасных производственных объектах, и обеспечение готовности по локализации аварий и ликвидации их последствий по нормам пожарной безопасности [11] и [13].

## 6 Основные критерии и пределы безопасного состояния оборудования технологических систем

6.1 Основные требования безопасности при эксплуатации и техническом обслуживании

6.1.1 В соответствии с Федеральным законом Российской Федерации от 23.06.99 № 181-ФЗ к работе на объектах ХЖКТ допускаются лица, имеющие специальное образование и прошедшие подготовку в объеме требований к занимаемой должности. Персонал должен быть обучен способам оказания первой доврачебной помощи пострадавшим при несчастных случаях.

6.1.2 Обслуживающий персонал должен знать и уметь выполнять операции по отключению, восстановлению и пуску оборудования в случае аварии.

6.1.3 Рабочее место обслуживающего персонала должно быть обеспечено в достаточном количестве исправным пожарным инвентарем.

Первичные средства пожаротушения должны содержаться в исправном состоянии, в постоянной готовности к действию и эксплуатироваться в соответствии с требованиями правил пожарной безопасности и местной инструкции.

6.1.4 Обслуживающий персонал должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты, спецодеждой, спецобувью, мылом и другими средствами гигиены.

Персонал должен быть одет в хорошо подогнанную спецодежду, не имеющую свободно развевающихся концов (полы, пояса, рукава и т.д.), которые могут быть захвачены вращающимися частями насоса. Запрещается наматывать на руку или на пальцы обтирочный материал при обтирке подшипников вращающихся механизмов.

Закручивать рукава спецодежды запрещается.

Волосы на голове должны быть прибраны и обязательно закрыты каской.

6.1.5 Полы и перекрытия, лестницы и площадки должны содержаться в исправном и чистом состоянии. Оперативный персонал должен не допускать наличия протечек топлива и воды на пол, своевременно производить уборку рабочего места и закрепленной территории.

6.1.6 Огневые работы в зоне действующего оборудования и в производственных помещениях должны выполняться по наряду-допуску в соответствии с требованиями руководящего документа [10].

В строке наряда «Для обеспечения безопасных условий необходимо» должны быть указаны требования пожарной безопасности. В этом случае оформленный наряд является одновременно разрешением на производство огневых работ.

Наряд на производство огневых работ по территории ХЖКТ имеет право выдавать начальник цеха, в ведении которого находится ХЖКТ (или работник, исполняющий его обязанности), а на пожароопасном оборудовании (резервуары для приема и хранения ЖКТ, помещение насосной станции) технический руководитель электростанции (или работник, исполняющий его обязанности). При выдаче наряда техническим руководителем наряд должен быть завизирован начальником соответствующего цеха в графе «Наряд выдал».

При производстве огневых работ в помещениях, в резервуарах, на резервуарах и ближе 5 м от резервуаров должна быть взята проба воздуха для анализа на предмет наличия взрывоопасной смеси по ГОСТ 12.1.007. В качестве газоанализаторов можно применять приборы переносные УГ-2 или ПГО-2М, стационарные (для помещений) СТХ-10М. Сумма смеси углеводородов не должна превышать 1000 мг/м$^3$.

Производить огневые работы на резервуарах, емкостях без проведения их дегазации запрещается.

6.1.7 Доступные для случайного прикосновения вращающиеся части насоса должны иметь ограждения. Пуск или даже кратковременная работа насоса без ограждения муфт или с плохо закрепленными ограждениями запрещается. Запрещается просовывать руки за ограждения. Запрещается эксплуатация насосов с неисправными манометрами.

6.1.8 При опробовании и прогреве трубопроводов пара и воды подтяжку болтов фланцевых соединений следует производить при избыточном давлении не выше 0,5 МПа (5 кгс/см$^2$).

Добивку сальников арматуры допускается производить при избыточном давлении в трубопроводах не более 0,02 МПа (0,2 кгс/см$^2$) и температуре теплоносителя не выше 45 °С.

Заменять сальниковую набивку разрешается после полного опорожнения трубопровода.

6.2 Общие требования по эксплуатации топливных систем

6.2.1 При эксплуатации ХЖКТ не требуется постоянное присутствие обслуживающего персонала в помещении НС ЖКТ. Рабочее место машиниста насосных установок находится в помещении щита управлении НС ЖКТ.

Обслуживание оборудования осуществляется периодическим осмотром и постоянным контролем технического состояния технологического оборудования и трубопроводов и обеспечения режима их нормальной работы по приборам средств измерения.

6.2.2 При эксплуатации ХЖКТ должны быть обеспечены параметры:

6.2.2.1 Вязкость мазута, подаваемого в котельную, не более:

- для механических и паромеханических форсунок – 2,5 °ВУ (16 мм$^2$/с);
- для паровых и ротационных форсунок – 6 °ВУ (44 мм$^2$/с).

Определение температуры, при которой топливо имеет нужную вязкость, производится по номограмме ВТИ.

6.2.2.2 Рабочие параметры мазута, подаваемого в котельную, в пределах от номинального значения: давление ±0,1 МПа (±1,0 кгс /см$^2$), температура ±5°С.

6.2.2.3 Рабочие параметры пара, подаваемого на разогрев мазута в цистернах, приемно-сливных лотках, приемных емкостях, резервуарах, подогревателях мазута:

- давление в пределах от 0,8 до 1,3 МПа (от 8 до 13 кгс/см$^2$);
- температура в пределах от 200 до 250°С.

6.2.2.4 Общий расход пара на разогрев мазута при сливе (на одну цистерну вместимостью от 50 до 60 м$^3$) – не более 900 кг/ч.

6.2.2.5 Для предотвращения кавитации (запаривания) насоса, перекачивающего увлажненный мазут, давление в приемном патрубке насоса второй ступени, в зависимости от температур перекачиваемого мазута, должно быть не менее:

Таблица 6.1 – Зависимость давления в приемном патрубке насоса второй ступени от температуры перекачиваемого мазута

| Температура перекачиваемого мазута, °С | Давление мазута в напорном патрубке, не менее | |
|---|---|---|
| | МПа | кгс/см$^2$ |
| 100 | 0,16 | -1,6 |
| 110 | 0,21 | -2,1 |
| 120 | 0,26 | -2,6 |
| 130 | 0,34 | -3,4 |
| 140 | 0,43 | -4,3 |
| 150 | 0,55 | -5,5 |

6.2.2.6 Общие эргономические требования к производственному оборудованию – согласно ГОСТ 12.2.049.

6.2.2.7 Допустимые эквивалентные уровни шума в зонах обслуживания и защита от шума – по ГОСТ 12.1.003 и строительным нормам и правилам [14].

6.2.2.8 Параметры вибрации в зонах обслуживания не должны превышать значений, установленных ГОСТ 12.1.012.

6.2.2.9 Допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочих зон и контроль – в соответствии с ГОСТ 12.1.005 и ГОСТ 12.1.007, постановлениями Правительства Российской Федерации от 02.03.00 № 183 и от 28.11.02 № 847.

6.2.2.10 Метрологическое обеспечение в области безопасности труда по ГОСТ 12.0.005.

6.2.2.11 Производственное оборудование (технические устройства) по безопасности должно соответствовать ГОСТ 15150, ГОСТ 12.2.003 и иметь разрешение Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору согласно требованиям Правил применения технических устройств [5] и Инструкции [6].

6.2.3 Температура воздуха в помещении НС ЖКТ при работе оборудования не должна превышать 28°С, а содержание паров нефтепродуктов не должно превышать 300 мг/м$^3$ (в пересчете на С (углерод)). Допустимый уровень шума на расстоянии от работающего оборудования (электродвигателей насосов) не должен превышать 80 дБ.

6.2.3.1 Воздух рабочей зоны производственных помещений предприятий должен соответствовать ГОСТ 12.1.005.

6.2.3.2 Контроль состояния воздуха в помещении насосного отделения НС ЖКТ должен осуществляться персоналом химического цеха согласно утвержденному графику, но не реже одного раза в неделю при наличии автоматических сигнализаторов загазованности воздуха, установленных в помещении насосного отделения, и не реже одного раза в сутки при их отсутствии.

6.2.4 Контроль качества конденсата от ХЖКТ должен осуществляться по утвержденному графику, но не реже одного раза в 10 дней (совместно с представителями химической службы) и оперативно (визуально) при отсутствии автоматического контроля качества конденсата не реже одного раза в сутки (оперативным персоналом ХЖКТ).

Максимальное содержание мазута в конденсате, направляемом на конденсатоочистку, не должно превышать 10 мг/л, а в возвращаемом повторно в цикл станции – не более 0,5 мг/л.

6.2.5 Температура мазута после стационарных теплообменников, используемых в системе циркуляционного разогрева мазута в ж.д. цистернах, сливных лотках и приемных емкостях, должна быть ниже на 15°С температуры вспышки мазутов.

6.2.6 На мазутосливе (в цистернах, лотках и приемных емкостях) мазут должен подогреваться до температуры, обеспечивающей нормальную работу перекачивающих насосов. Температура подогрева мазута в приемных емкостях и сливных лотках должна быть ниже температуры вспышки в открытом тигле не менее чем на 15°С. При поступлении мазутов в 1 и 4 кварталах с температурой вспышки в отрытом тигле до 65°С, температура подогрева для мазутов должна быть не выше 50°С.

Температура подогреваемого в приемных емкостях нефтепродукта должна постоянно контролироваться с регистрацией показаний в помещении местного щита управления ХЖКТ.

6.2.7 Максимальная температура подогрева мазута в резервуарах склада мазута должна быть ниже температуры вспышки паров нефтепродуктов не менее чем на 15°С и не превышать 90°С.

6.2.8 Дизельное топливо хранится в резервуарах при температуре, превышающей температуру его застывания не менее чем на 10°С. Максимально допустимая температура дизельного топлива в резервуаре должна быть ниже температуры вспышки паров не менее чем на 15°С.

6.2.9 Минимальная и максимальная температура жидкого топлива в резервуарах должна быть указана в местных инструкциях.

6.2.10 Температура, подогреваемого в резервуарах склада нефтепродукта, должна постоянно контролироваться с регистрацией показаний в помещении местного щита управления ХЖКТ.

6.2.11 Температура мазута после стационарных теплообменников, используемых в системе подачи мазута в котельную на сжигание, должна

находиться в пределах 105-115°С – для мазутов марки М-40, и в пределах 115-135°С – для мазутов марки М-100.

6.2.12 Давление пара, подаваемого на стационарные теплообменники, не должно превышать 1,3 МПа (13 кгс/см$^2$), а на переносные теплообменники, используемые при подогреве топочных мазутов в железнодорожных или автомобильных цистернах – не более 0,4 МПа (4 кгс/см$^2$). Температура пара не должна превышать 250°С.

6.2.13 Все горячие части оборудования, трубопроводы, баки и другие элементы, прикосновение к которым может вызвать ожоги, должны иметь тепловую изоляцию в соответствии с требованиями действующих нормативных документов, в том числе СТО 70238424.27.100.033-2009 (п. 5.3.15). Тепловая изоляция оборудования (резервуары, трубопроводы и др.) должна быть в исправности.

6.2.14 Запорная арматура в нормальном положении должна быть полностью открыта или полностью закрыта, регулировать ею расход запрещается.

6.2.15 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 (пребывание обслуживающего персонала до 2 часов непрерывно) – 10°С;
- в административно-конторских и лабораторных помещениях – 18-22°С;
- в помещении щита управления с микропроцессорной техникой поддерживаются постоянные параметры внутреннего воздуха (микроклимат): температура – 22-24°С, относительная влажность – 60-40 %.

6.2.16 Учету по количеству подлежит весь прибывший мазут. Учет прибывшего мазута производится обмером в цистернах (судах, резервуарах) или взвешиванием на вагонных весах.

6.2.17 Количество сожженного мазута определяется по показаниям расходомеров (волюметрических счетчиков) или по показаниям уровнемеров (обмером) резервуаров склада мазута с применением тарировочных таблиц резервуаров.

6.2.18 Контроль качества жидкого топлива на ТЭС должен осуществляться при его приеме, хранении и использовании по назначению.

6.2.18.1 Периодический контроль качества дизельного топлива, хранящегося длительное время в резервуарах, осуществляется по утвержденному графику, но не реже одного раза в месяц (периодичность контроля должна быть указана в местной инструкции по эксплуатации).

6.2.18.2 Периодический контроль качества мазутов при хранении в резервуарах производится по утвержденному графику, но не реже одного раза в квартал (месяц) при проведении инвентаризации.

6.2.18.3 Гарантийный срок хранения топочных мазутов составляет 5 лет.

6.2.18.4 Гарантийный срок хранения дизельного топлива составляет от одного года до трех лет в зависимости от марок топлива и вводимых в него видов примесей, присадок и т.п.

6.2.18.5 Нефтепродукты при правильном хранении в течение гарантируемого срока сохраняют свое качество. Нефтепродукты следует хранить только в герметичных, технически исправных резервуарах. В период хранения замерные люки на резервуарах должны быть закрыты.

6.2.18.6 В случае порчи (изменение качественных показателей топлива при хранении) составляется акт и принимаются меры к восстановлению качества нефтепродуктов. Решение об исправлении качества нефтепродукта и дальнейшем его использовании принимает руководство ТЭС.

6.2.18.7 Показатели качества могут быть восстановлены путем отстаивания, фильтрования, сепарации и осушки. У топлив могут исправляться содержание серы, содержание механических примесей, воды, вязкость и температура вспышки в закрытом тигле.

6.2.18.8 При длительном хранении мазутов следует использовать метод режима «холодного хранения» в резервуарах, при котором из резервуара мазут, находящийся на «холодном хранении», на сжигание не подается, не подогревается и не перемешивается, а находится в режиме естественного охлаждения. При «холодном хранении» периодически сливают отстоявшуюся воду из резервуара. Паровые регистры в резервуаре отключены. При достижении мазутом температуры 25-30°С, мазут следует подогреть до температуры 70-75°С и снова перевести в режим «холодного хранения».

При разности между температурой хранения мазута и температурой окружающего воздуха 50°С, время охлаждения стальных резервуаров с исправной изоляцией составляет около 90 суток (зависит от скорости ветров), для железобетонных резервуаров – более 120 суток, для стальных резервуаров без изоляции – менее 40 суток.

6.2.19 Средства измерений, используемые для учета топлива (весы, лабораторные приборы и другие измерительные устройства), подлежащие государственному контролю и надзору, должны подвергаться поверкам в сроки, установленные органом Ростехрегулирования.

6.2.19.1 Приемка топлива по качеству заключается в контроле соответствия фактических значений качественных показателей поступившего топлива значениям по ГОСТ 10585 или ГОСТ 305 или техническим условиям, предусмотренным в договорах, по которым ведется претензионная работа (влажность, содержание серы, золы, величина теплотворной способности и др.).

Формы ведомостей учета поступившего топлива и его движения применяются в соответствии с СТО 70238424.27.100.034-2009.

6.2.19.2 Способ контроля качества поступившего на электростанцию топлива указывается в договорах на его поставку. Контроль качества поступившего на электростанцию топлива производится путем отбора проб и их химического анализа в лаборатории.

6.2.19.3 Отбор проб жидкого топлива из цистерн (при поставке железнодорожным или автомобильным транспортом), из резервуаров хранения, трубопроводов (при поставке трубопроводным транспортом) производится по ГОСТ 2517.

6.2.19.4 Отбор проб жидкого топлива по ГОСТ 2517 для выполнения анализа его качества осуществляется на приемно-сливном устройстве из первой и последней цистерны, а также от каждой третьей цистерны партии. Измерение средней температуры нефтепродуктов (мазутов, дизельного топлива и др.) допускается производить непосредственно в цистерне путем опускания датчика (термометра сопротивления) на 1/3 высоты от нижней образующей цистерны при условии, что датчики прошли государственную поверку в установленном порядке, имеют предельную погрешность не более 0,5°С и не противоречат требованиям ГОСТ 2517.

6.2.19.5 Химическая лаборатория электростанции должна быть оснащена всеми приборами, необходимыми для контроля качества топлива, а персонал ее – обучен всем методам, используемым для проведения этого контроля.

6.2.20 Порядок подачи и уборки цистерн, способы учета простоя, места приемки, а также формы приемо-сдаточной документации устанавливаются договором на эксплуатацию подъездных путей, на подачу и уборку цистерн, и погрузочно-разгрузочные работы, заключаемым электростанциями с железной дорогой или другой организацией, осуществляющей транспортно-экспедиционное обслуживание.

6.2.21 Перекачку прибывшего мазута следует производить в резервные резервуары склада мазута, из которых мазут на сжигание не подается. Допускается перекачка прибывшего мазута непосредственно в расходные резервуары при условии, что температура перекачиваемого мазута не менее 60°С, а содержание влаги – не более 5%.

6.2.22 На трубопроводах подвода мазута к каждому котельному агрегату допускается предусматривать установку аппаратов (кавитаторов) для гомонизационной обработки мазута (с целью получения мелко диспергированной водо-мазутной эмульсии), позволяющих сжигать мазут с большим содержанием в нем влаги (до 30 %) без срыва факела форсунки.

6.2.23 Оборудование НС ЖКТ запрещается включать в работу при:

- отсутствии давления (расхода) охлаждающей воды на детали, требующие постоянного охлаждения (подшипники, уплотнения насосов);
- неработающих всех основных вентиляторах системы приточно-вытяжной вентиляции помещения насосного отделения;
- неисправной системе пожаротушения;
- не включенных или неисправных средствах измерения и устройств аварийного отключения;
- температуре воздуха в помещении насосного отделения здания НС ЖКТ выше 45°С (при отсутствии устройств кондиционирования);
- обнаружении неисправностей в заземлении корпусов, брони и воронок кабелей электродвигателя (электропривода);
- отсутствии или неисправном состоянии ограждающих устройств (для вращающихся механизмов);
- неисправном состоянии оборудования или при незаконченных работах по его ремонту.

6.2.24 Запрещается производить:

- прием и разгрузку жидкого топлива с температурой вспышки ниже 45°С;
- прием и слив жидкого топлива открытым способом с температурой вспышки ниже 61°С без уведомления НСС и начальника цеха, в ведении которого находятся объекты ХЖКТ;
- прием заменителей мазута (дизельного топлива) на ЖД СН ЭСТАКАДЫ ХЖКТ без предварительного согласования с руководством ТЭС не менее чем за 5 суток;
- прием и разгрузка кислых гудронов и жидких топлив с вязкостью выше 16 $^{0}$ВУ при 80°С;
- сливные операции на эстакадах при грозе и скорости ветра 12,5 м/с и более;
- работы (отбор проб, замер уровня и др.) на резервуарах, ж.д. и автомобильных цистернах при грозе и скорости ветра 12,5 м/с и более;
- работы на открытом воздухе при температуре воздуха минус 40°С независимо от скорости ветра (предельные значения температуры наружного воздуха и силы ветра, при которых приостанавливаются всякие работы на открытом воздухе, устанавливаются администрацией города по месту ведения работ);
- заполнение резервуара, приемной емкости, подавая мазут свободно падающей струей. Мазут, в целях защиты от статического электричества, следует закачивать под слой жидкости (затопленной струей) без разбрызгивания и всплескивания;
- заполнение горячим мазутом холодного железобетонного пустого резервуара без предварительного прогрева резервуара;
- обжиг фильтрующих сеток при очистке фильтров грубой и тонкой очистки;
- разогрев замерзших трубопроводов и арматуры открытым огнем;
- пуск шестеренчатых и поршневых насосов на закрытую напорную задвижку;
- включение (пуск пара) змеевиковых подогревателей (паровых регистров) при уровне мазута в емкостях (резервуарах), не превышающем более чем на 500 мм верхнего уровня подогревателя (регистра);
- пуск в работу вентиляторов при пожаре в здании НС ЖКТ;
- подчеканку сварных соединений;
- совместное хранение топочных мазутов и дизельного топлива в одной ж.б. емкости (ж.б. резервуаре). Допускается совместное хранение в ж.б. емкостях (резервуарах) только топочных мазутов разных марок.

6.2.25 Запрещается въезд на территорию резервуарного парка автотранспортных средств, не оборудованных искрогасительными устройствами и без допуска, оформленного в установленном порядке.

6.2.26 При выводе подогревателя в режим резерва необходимо следить за его состоянием. Рост давления в топливной части подогревателя возможен только в случае, когда подогреватель отключен по топливной части, но не дренирован, а по паровой части не отключен или не герметичны затворы отключающих устройств по паровой части.

6.2.27 Ливневые и талые воды с территории склада ХЖКТ должны направляться на очистные сооружения. Спуск этих вод в канализацию или на золоотвалы не допускается.

# 7 Организация безопасной эксплуатации оборудования технологических объектов

7.1 Общие сведения

7.1.1 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), экспертизы промышленной безопасности, подготовке кадров для опасных производственных объектов, должны быть аттестованы (т.е. пройти проверку знаний требований промышленной безопасности и других нормативных правовых актов и нормативно-технических документов) по по правилам промышленной безопасности [15], [16], [17], [3], в объеме, соответствующем должностным обязанностям и установленной компетенции. Порядок проведения аттестации должен соответствовать Положению [18].

Рабочие должны пройти обучение и проверку знаний по безопасным методам и приемам выполнения работ в объеме требований инструкций, отнесенных к их трудовым обязанностям. Организация обучения и проверка знаний рабочих организаций, подконтрольных Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору, проводится согласно Положению об организации обучения и проверки знаний рабочих [19].

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 [18].

Аттестация руководителей и специалистов по требованиям промышленной безопасности проводится через 5 лет, по требованиям безопасной эксплуатации проводится через 3 года. Периодическая проверка знаний правил и норм по охране труда, правил Федеральной службы по экологическому, территориальному и атомному надзору рабочих должна производиться через 12 месяцев.

Необходимость участия инспектора в повторной проверке знаний решается территориальным органом Федеральной службы по экологическому, территориальному и атомному надзору. О дате проведения экзамена ответственные лица обязаны уведомить территориальный орган Федеральной службы по экологическому, территориальному и атомному надзору не позднее, чем за 5 дней.

Результаты проверки знаний оформляются протоколом с указанием вида работ, которые может выполнять лицо, прошедшее аттестацию (проверку знаний),

в том числе в качестве членов экзаменационных комиссий. На основании протокола первичной проверки знаний выдается удостоверение за подписью председателя комиссии и представителя территориального органа Федеральной службы по экологическому, территориальному и атомному надзору. Сведения о последующих проверках знаний заносятся в удостоверение за подписью председателя экзаменационной комиссии.

Инженерно-технические работники, специалисты и рабочие, не прошедшие проверку знаний или получившие неудовлетворительную оценку должны в месячный срок пройти повторную проверку знаний. Вопрос о соответствии занимаемой должности лиц, не сдавших экзамены, решается в порядке, установленном трудовым законодательством.

7.1.2 В соответствии с Федеральным законом Российской Федерации от 30.12.01 № 197-ФЗ к работе по обслуживанию оборудования ХЖКТ допускаются лица, достигшие восемнадцатилетнего возраста, прошедшие медицинское освидетельствование, обученные по соответствующим программам, аттестованные и имеющие удостоверение на право обслуживания конкретного оборудования объектов ХЖКТ. Программы обучения правилам работы с оборудованием, подведомственным Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору, должны быть согласованы с территориальным органом этой службы. Обучение должно проводиться в учебных заведениях, а также на курсах, специально создаваемых организациями. Персонал перед допуском к самостоятельной работе должен пройти соответствующие виды инструктажа (вводный, первичный), теоретическое и практическое обучение на рабочем месте (стажировку не менее 2 смен), проверку знаний должностных и производственных инструкций и дублирование на рабочем месте под руководством опытного работника в течение 12 рабочих смен, включая противопожарную и противоаварийную тренировки.

Сварщики, выполняющие работы на оборудовании подконтрольном Федеральной службе по экологическому, территориальному и атомному надзору, перед допуском к сварке, и специалисты сварочного производства, осуществляющие руководство и технический контроль проведения сварочных работ, должны быть аттестованы в соответствии с Правилами аттестации сварщиков [20].

Специалисты неразрушающего контроля, выполняющие работы на оборудовании подконтрольном Федеральной службе по экологическому, территориальному и атомному надзору, должны быть аттестованы в соответствии с требованиями технологического регламента [21].

7.1.3 Персонал должен соблюдать положения должностных и производственных инструкций и обязан знать:

- технологическую схему с установленным оборудованием и средствами измерений;
- физико-химические свойства топлива;
- отравляющее действие вредных веществ и признаки отравления ими;
- правила производства работ и пребывания в газоопасных местах;
- правила пользования средствами защиты органов дыхания;

- пожароопасные вещества и способы их тушения;
- правила эвакуации лиц, пострадавших от вредных веществ, из газоопасных мест и способы оказания им доврачебной помощи;
- основные меры личной безопасности при проведении осмотров и технического обслуживания оборудования;
- возможные неисправности на оборудовании и меры по их устранению;
- объем и сроки проведения контрольных осмотров и технического обслуживания оборудования.

Кроме местной производственной инструкции персонал, обслуживающий оборудование ХЖКТ, в своей работе должен руководствоваться:

- местной производственной инструкцией по предупреждению пожаров и загораний в котлотурбинном (топливно-транспортном) цехе;
- оперативным планом тушения пожара на ТЭС;
- планом локализации аварийных ситуаций в ХЖКТ ТЭС;
- планом локализации и ликвидации аварийных разливов нефтепродуктов;
- должностными инструкциями;
- приказами и распоряжениями руководства ТЭС;
- правилами внутреннего трудового распорядка;
- перечнем основных работ в хозяйстве ЖКТ, на которые выписываются наряды- допуски;
- перечнем мест, опасных в отношении загазованности;
- инструкцией по проведению огневых работ на объектах ХЖКТ;
- требованиями по охране труда (правилам безопасности) при эксплуатации и техническом обслуживании тепломеханического оборудования.

7.1.4 При эксплуатации технологических объектов ХЖКТ необходимо иметь:

- лицензию на эксплуатацию ОПО, в соответствии с требованиями Федерального закона Российской Федерации от 08.08.01 № 128-ФЗ, Постановлениями Правительства Российской Федерации от 17.01.07 № 18 и от 14.08.02 № 595;
- документ о регистрации ОПО в государственном реестре по регламенту [1];
- документ о декларации промышленной безопасности ОПО в соответствии с требованиями Федерального закона Российской Федерации от 21.07.97 № 116-ФЗ. 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 руководящему документу [22]. Декларация промышленной безопасности утверждается руководителем организации, эксплуатирующей опасный производственный объект. Руководитель организации, эксплуатирующей ОПО, несет ответственность за полноту и достоверность сведений, содержащихся в декларации промышленной безопасности в соответствии с законодательством Российской Федерации;

- договор страхования риска ответственности за причинение вреда жизни, здоровью или имуществу других лиц и окружающей природной среде в случае аварии при эксплуатации ОПО, оформленный по методическим указаниям [23];
- персонал, удовлетворяющий квалификационным требованиям и не имеющий медицинских противопоказаний к работе;
- разрешения на применение технических устройств, в том числе иностранного производства, на ОПО, оформленные по Правилам [5];
- исполнительную проектную документацию на строительство (расширение, реконструкцию, техническое перевооружение, консервацию и ликвидацию) технологических объектов ХЖКТ;
- положительное заключение государственной экспертизы проектной документации на строительство зданий и сооружений объектов ХЖКТ по ИТМ ГО ЧС строительных норм и правил [24];
- положительное заключение экспертизы промышленной безопасности проектной документации на расширение или реконструкцию и техническое перевооружение (при проведении данных проектных работ) опасных производственных объектов ХЖКТ;
- нормативные правовые акты, нормативные и технические документы, технологические регламенты на процессы (операции), осуществляемые при эксплуатации технологических объектов ХЖКТ;
- средства индивидуальной и коллективной защиты.

7.1.5 Эксплуатация ХЖКТ осуществляется подразделениями электростанции, на которые возложена эта обязанность в соответствии с действующими типовыми организационными структурами с учетом местных условий.

На подразделения, осуществляющие эксплуатацию ХЖКТ, возлагается:

- обеспечение бесперебойного снабжения профильтрованным, подогретым до требуемой вязкости топливом и с параметрами, необходимыми для нормальной работы форсунок;
- обеспечение безопасной и надежной работы оборудования ХЖКТ;
- ведение технической документации по техническому обслуживанию и ремонту (ведение технической документации по ремонтам оборудования и трубопроводов может возлагаться на подразделение, осуществляющее ремонты);
- недопущение аварийных разливов нефтепродуктов в здании НС ЖКТ, на территории ЖД СН ЭСТАКАДЫ от резервуаров склада до НС ЖКТ, от НС ЖКТ до ГК, а при необходимости их локализация и уборка согласно положениям утвержденного ПЛАРН;
- составление планов и графиков осмотров, технического обслуживания, ремонта и контроль сроков их выполнения;
- обеспечение постоянного контроля за техническим состоянием технологического оборудования и трубопроводов;
- своевременное выявление дефектов и неисправностей и контроль их устранения;
- проверка на месте качества выполненных работ по ремонту оборудования и трубопроводов;

- приемка топлива от поставщика, контроль его качества и количества;
- слив мазута из цистерны в установленные сроки;
- разработка программ и планов мероприятий по замене и модернизации устаревшего оборудования, внедрение энергосберегающих технологий, снижение прямых потерь топлива, пара и тепла;
- технический надзор и приемка систем ХЖКТ после ремонта, реконструкции или модернизации;
- ведение оперативного журнала и суточной ведомости работы оборудования ХЖКТ;
- ведение журналов дефектов оборудования, технических распоряжений, инструктажа, учета проработки нормативных документов, проверки знаний нормативных и технических документов, регистрации нарядов-допусков на проведение газоопасных и огневых работ;
- организация технической учебы, изучения нормативных и технических документов, проведение инструктажей и противоаварийных тренировок;
- разработка планов организационно-технических мероприятий по повышению эффективности использования топливно-энергетических ресурсов, обеспечивающих выполнение установленных задач по экономии топлива и энергии, соблюдению установленных норм расхода тепла при эксплуатации ХЖКТ в согласно приложению Б настоящего стандарта.

7.1.6 Руководство электростанции и подразделения, эксплуатирующего объекты ХЖКТ, обязаны:

- разработать и внедрить систему управления промышленной безопасности в соответствии с положениями Федерального закона от 21.07.97 № 116-ФЗ;
- соблюдать требования Федеральных законов от 21.07.97 № 116-ФЗ и от 22.07.08 № 123-ФЗ, других федеральных законов и иных нормативных правовых актов Российской Федерации, а также действующих нормативных документов в области промышленной безопасности;
- обеспечивать проведение экспертиз промышленной безопасности проектной документации, технических устройств, зданий и сооружений по методикам руководящего документа [25] в установленные сроки;
- обеспечивать проведение диагностики, испытаний, освидетельствований сооружений и технических устройств (сосудов, работающих под давлением, технологических трубопроводов, резервуаров хранения мазута и горячей воды (конденсата), насосов) в установленные сроки;
- обеспечивать наличие и функционирование необходимых приборов и систем контроля за производственными процессами в соответствии с требованиями СТО 70238424.27.100.029-2009, СТО 70238424.27.100.037-2009;
- обеспечить выполнение комплекса регламентированных мероприятий, включая системы технического обслуживания и ремонта, направленных на содержание оборудования и технологических систем в исправном состоянии согласно СТО 70238424.27.100.017-2009;
- создавать системы наблюдений, оповещения, связи и поддержки действий в случае аварии и поддерживать указанные системы в исправном состоянии, внедрять-новейшее оборудование, механизмы и технологии, технический уровень

которых отвечает текущим и перспективным требованиям обеспечения промышленной безопасности;

- обеспечивать внедрение автоматизированных систем управления производством, технологическими процессами и противоаварийную автоматическую защиту, выполненную на основе современных средств микропроцессорной и вычислительной техники с целью сведения к минимуму случайных ошибок обслуживающего персонала в процессе управления и эксплуатации опасного производственного объекта с учетом требований СТО 70238424.27.100.037-2009, СТО 70238424.27.100.038-2009;

- совершенствовать светозвуковую сигнализацию, срабатывающую при достижении предупредительных значений параметров процессов, а также системы связи и оповещения об аварийных ситуациях по нормам пожарной безопасности [13];

- организовать и осуществлять производственный контроль за соблюдением требований промышленной безопасности [2];

- обеспечивать проведение подготовки и аттестации руководителей и специалистов в области промышленной безопасности в соответствии с руководящими документами [18] и [21], правилами промышленной безопасности [20];

- организовать и осуществлять производственный контроль за количеством и качеством поставляемого оборудования и топлива в соответствии с требованиями СТО 70238424.27.100.033-2009, СТО 70238424.27.100.034-2009;

- проводить обучение, аттестацию и допуск персонала к самостоятельной работе в соответствии с уставом предприятия по Положению [19];

- обеспечить наличие производственных инструкций по технической эксплуатации, охране труда и безопасному ведению работ, разработанных в соответствии с технологическими регламентами, и утвержденных руководством энергокомпании;

- обеспечить выполнение специалистами и обслуживающим персоналом инструкций по эксплуатации и правил выполнения работ;

- принимать участие в техническом расследовании причин аварий и несчастных случаев, принимать меры по устранению указанных причин и профилактики подобных происшествий, вести учет аварий и инцидентов, несчастных случаев и случаев производственного травматизма;

- иметь план локализации аварийных ситуаций (ПЛАС) и план ликвидации аварийных розливов нефти и нефтепродуктов (топлива) (ПЛАРН) (на основании постановлений Правительства Российской Федерации от 21.08.00 № 613 и от 13.04.02 № 240, приказа МЧС Российской Федерации от 28.12.04 № 621, с учетом положений строительных норм и правил [24] и методических указаний [26]);

- проводить тренировки по действию персонала в аварийных ситуациях и плану взаимодействия со службами различного назначения (милиция, скорая помощь, МЧС и ГО);

- совершенствовать систему автоматического обнаружения и тушения пожара в зданиях и сооружениях, внедрять современную технологию тушения пожара на резервуарах, емкостях, кабельных каналах, проходных и непроходных

туннелях, электродвигателях и оборудовании, задействовать систему сигнализации и управления эвакуацией людей при пожаре в зданиях и сооружениях ХЖКТ по строительным нормам и правилам [12];

- заключать с профессиональными аварийно-спасательными службами или формированиями договоры на обслуживание, а в случаях, предусмотренных законодательством Российской Федерации, создавать собственные профессиональные аварийно-спасательные службы или формирования, а также нештатные аварийно-спасательные формирования из числа работников;

- иметь экологический паспорт (карту аттестации) и паспорт санитарно-технического состояния производственных объектов, в котором должны быть приведены технические сведения об условиях труда в производственных помещениях, в частности данные об уровне искусственного освещения, загазованности, производственном шуме и вибрации, кратности обменной вентиляции, температурного режима;

- принимать меры по защите жизни и здоровья работников в случае аварии на ОПО;

- обеспечивать защиту объектов от проникновения и несанкционированных действий посторонних лиц;

- организовывать и осуществлять проведение проверок технического состояния заземляющих устройств электроустановок и оборудования, средств молниезащиты и защиты от статического электричества в установленные сроки по правилам промышленной безопасности [3], ГОСТ 12.1.018;

- выполнять распоряжения и предписания федерального органа исполнительной власти, специально уполномоченного в области промышленной безопасности, его территориальных органов и должностных лиц, отдаваемые ими в соответствии с полномочиями;

- своевременно информировать в установленном порядке федеральный орган исполнительной власти, специально уполномоченный в области промышленной безопасности, его территориальные органы, а также иные органы государственной власти, органы местного самоуправления и население о произошедшей аварии на ОПО;

- иметь резервы финансовых средств и материальных ресурсов (необходимый запас материалов, деталей, арматуры, инструментов и приспособлений) для осуществления мероприятия по локализации и ликвидации последствий аварий (инцидентов);

- оказывать содействие государственным органам в расследовании причин аварий (инцидентов);

- представлять в федеральный орган исполнительной власти, специально уполномоченный в области промышленной безопасности, его территориальный орган информацию о количестве аварий и инцидентов, причинах их возникновения и принятых мерах;

- приостанавливать эксплуатацию опасного производственного объекта самостоятельно или по решению суда в случае аварии или инцидента на опасном производственном объекте, а также в случае обнаружения вновь открывшихся обстоятельств, влияющих на промышленную безопасность.

7.1.7 Оперативный персонал, обслуживающий оборудование, обязан обеспечить:

- бесперебойную работу железнодорожного транспорта в пределах своей компетенции, своевременную разгрузку железнодорожных цистерн, судов и других транспортных средств в установленные сроки;
- бесперебойную подачу подогретого и профильтрованного мазута к горелкам котлов в количестве, соответствующем нагрузке котлов с давлением и вязкостью, необходимыми для нормальной работы форсунок;
- локализацию аварийных ситуаций и восстановление нормального режима работы;
- систематический надзор за техническим состоянием оборудования согласно утвержденным графикам;
- своевременное выявление дефектов и неисправностей оборудования и проведение технического обслуживания на нем согласно утвержденным графикам;
- предотвращение загрязнения окружающей территории нефтепродуктами.

7.1.8 Приказом по предприятию из числа специалистов, прошедших в установленном порядке аттестацию (проверку знания правил промышленной безопасности, [3], [15], [16], [17], [27], других нормативных правовых актов и нормативно-технических документов), должны быть назначены: лицо, ответственное за исправное состояние и безопасное действие сосудов, работающих под давлением (подогревателей мазута), а также лица, ответственные за осуществление производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности при эксплуатации сосудов, работающих под давлением, технологических трубопроводов, насосов, подъемно-транспортного оборудования, за пожарную безопасность по каждому производственному участку и помещению, системам обнаружения и тушения пожара, системам вентиляции и водоснабжения, а также за средствами контроля и автоматического управления технологическими процессами и за средствами пожарной техники.

7.1.9 При приемке систем ХЖКТ в эксплуатацию должна быть передана следующая документация:

7.1.9.1 После монтажа:

- проектно-сметная документация на оборудование;
- комплект рабочих чертежей, разработанных проектными организациями, с надписями о соответствии выполненных в натуре работ этим чертежам или внесенным 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 индивидуального испытания 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;
- удостоверение о качестве монтажа;
- разрешения соответствующих органов на эксплуатацию железнодорожных путей, водоводов, канализационных трубопроводов, очистных сооружений.

7.1.9.2 После ремонта:

- акты индивидуального испытания оборудования и технологических трубопроводов, в том числе акты гидравлических испытаний на герметичность;
- ведомость объема выполненных работ;
- сведения о материалах примененных дополнительно к указанным в паспортах;
- сведения о сварке;
- результаты испытаний контрольных стыков;
- результаты неразрушающего контроля;
- акты результатов проверок работоспособности систем сигнализации, управления, технологических защит, эффективности работы вентиляционных систем;
- формуляр и акт приемки оборудования из ремонта (после капитального ремонта).

7.1.10 Эксплуатационная документация должна содержать:

- оформленные и зарегистрированные в установленном порядке журналы и паспорта на оборудование, аппараты и сосуды, работающие под давлением, подъемно-транспортное и другое оборудование, подлежащее регистрации в органах Федеральной службы по экологическому, территориальному и атомному надзору;
- паспорта на оборудование, подведомственное Федеральной службе по экологическому, территориальному и атомному надзору, но не регистрируемое;
- технические паспорта на резервуары;
- режимную карту работы оборудования (приложение В);
- технологические карты на резервуары;
- заводские инструкции и паспорта на оборудование и механизмы;
- список лиц, имеющих право выдачи нарядов и распоряжений, ответственных руководителей и производителей работ по ХЖКТ;
- копии приказов по предприятию о назначении лиц, ответственных за техническое состояние и эксплуатацию зданий и сооружений, оборудования

технологических схем (насосов, резервуаров, приемных емкостей), систем вентиляции, водоснабжения, установок обнаружения и тушения пожара, путевого хозяйства железнодорожных дорог ТЭС;

- копии приказов по предприятию о назначении лиц, ответственных за исправное состояние и безопасное действие сосудов, работающих под давлением;
- копии приказов по предприятию о назначении лиц, ответственных за пожарную безопасность производственных объектов, зданий и сооружений ХЖКТ;
- копии приказов по предприятию о назначении лиц, ответственных за техническое состояние и эксплуатацию оборудования систем контроля и автоматического управления технологическими процессами, предусмотренные в технологических схемах ХЖКТ;
- оперативный план действий оперативного персонала ХЖКТ при возникновении пожара на объектах ХЖКТ;
- план локализации и ликвидации аварийных розливов нефтепродуктов;
- оперативный план связи и оповещения об аварийных ситуациях на объектах ХЖКТ;
- комплект должностных инструкций, в том числе:

а) должностную инструкцию для лиц, ответственных за осуществление производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности при эксплуатации сосудов, работающих под давлением;

б) должностную инструкцию для лиц, ответственных за исправное состояние и безопасную эксплуатацию сосудов, работающих под давлением.

- комплект производственных инструкций по эксплуатации оборудования, в том числе:

а) инструкцию по эксплуатации автоматического обнаружения и тушения пожаров на объектах ХЖКТ;

б) инструкцию по режимам и безопасному обслуживанию сосудов, работающих под давлением;

в) инструкцию по организации безопасного проведения огневых работ на взрывопожароопасных объектах ХЖКТ;

г)инструкцию о мерах пожарной безопасности на объектах ХЖКТ;

д) инструкцию (план) локализации аварийных ситуаций на объектах ХЖКТ;

е) инструкцию (план) по тушению пожара на опасных промышленных объектах ТЭС;

ж) инструкцию по эксплуатации вентиляционных систем.

- журнал настройки и испытаний предохранительных клапанов;
- графики технического обслуживания и планово-предупредительных ремонтов оборудования;
- графики осмотров оборудования, трубопроводов, средств пожаротушения, вентиляционных систем;
- альбом технологических схем;
- градуировочные таблицы резервуаров;

- нормы расхода материалов (горючесмазочных, обтирочных, набивочных и других, запасных частей оборудования и инструмента);
- журналы учета:

а) регистрации инструктажей по охране труда на рабочем месте;
б) проверки знаний персоналом правил охраны труда (безопасности);
в) проверки знаний персоналом правил эксплуатации;
г) проверки знаний персоналом правил пожарной безопасности;
д) оперативных распоряжений и приказов;
е) проверки средств автоматики, сигнализации и защиты;
ж) проверки средств измерений;
и) текущего обслуживания оборудования;
к) осмотра состояния заземляющих устройств и молниезащиты;
л) проверки эффективности вентиляционных систем;
м) эксплуатации дренажной системы;
н) защиты от статического электричества;
п) выдачи нарядов на огневые работы;
р) проведения учебно-тренировочных занятий по инструкциям и планам локализации возможных аварий при эксплуатации объектов ХЖКТ;
с) регистрации нивелирных отметок резервуаров;
т) дефектов оборудования;
у) обходов оборудования объектов ХЖКТ;
ф) анализов загазованности помещений насосной и территории склада жидкого топлива;
х) освидетельствования сосудов, находящихся на балансе организации, как зарегистрированных в органах Федеральной службы по экологическому, территориальному и атомному надзору, так и не подлежащих регистрации;
ц) эксплуатационный (оперативный) журнал работы оборудования НС ЖКТ.

- перечень работ, выполняемых по нарядам, и работ, выполняемых по распоряжениям;
- перечень мест, опасных в отношении загазованности;
- программы проведения огневых работ на объектах ХЖКТ;
- сведения о наличии утечек нефтепродуктов с выходом на рельеф, в проходные каналы, камеры управления;
- сведения о выполнении мероприятий по подготовке резервуаров к эксплуатации в осенне-зимний период и период паводка.

7.1.11 В зависимости от назначения ХЖКТ согласно СТО 70238424.27.100.033-2009 оборудование НС ЖКТ должно эксплуатироваться в следующих режимах:

- в рабочем режиме – при работе котлов на мазуте (на всех типах хозяйств ЖКТ);
- в режиме горячего резерва – при работе котлов на газе или твердом топливе (на резервных и растопочных ХЖКТ) и готовности перевода котлов на сжигание мазута в течение 30 минут;
- в режиме холодного резерва.

7.1.12 Перевод работы ХЖКТ из одного режима в другой осуществляется по указанию главного инженера электростанции оперативным персоналом под руководством начальников смены цехов, в ведении которых находится эксплуатация оборудования НС ЖКТ или (и) резервуарного парка, или другого лица, назначенного начальником смены электростанции, по разработанным и утвержденным в установленном порядке программам переключений.

Все операции, связанные с пуском, остановом, нарушениями в работе оборудования и систем, изменениями технологической схемы ХЖКТ, проведением осмотров и проверок сигнализации и блокировок, должны быть отражены в оперативном журнале ХЖКТ с указанием точного времени проведения операций.

7.1.13 В рабочем режиме в работе постоянно должны находиться:

- не менее двух расходных резервуаров (не распространяется на ТЭС мощностью 25 МВт и менее, и котельные);
- один или два насоса первой ступени в зависимости от нагрузки котельной;
- один или два насоса второй ступени в зависимости от котельной (для двухступенчатой схемы);
- подогреватели мазута в количестве, определяемом нагрузкой электростанции;
- один или два фильтра тонкой очистки в зависимости от количества работающих насосов второй ступени;
- один или два фильтра грубой очистки в зависимости от количества работающих насосов второй ступени;
- система приточно-вытяжной вентиляции;
- один или два магистральных паропровода и система сбора конденсата от ХЖКТ;
- один или два главных напорных трубопровода ЖКТ от НС ЖКТ до ГК и трубопровод рециркуляции ЖКТ;
- система циркуляционного разогрева с установленными насосами и подогревателями мазута циркуляционного контура (для раздельной схемы);
- приборы и устройства контроля, автоматики, блокировки, сигнализации;
- электрические схемы электродвигателей насосов первой и второй ступени, дренажных, конденсатных, погружных насосов и насосов замазученных вод, электрифицированных задвижек и устройств КИПиА, вентиляторов и пожарных насосов, системы обнаружения пожаров, которые собраны в рабочем положении и на которые подано оперативное напряжение;
- регулирующие клапаны, которые находятся в автоматическом режиме регулирования и обеспечивают требуемые параметры;
- оборудование ЖД СН эстакады.

В готовности к пуску на АВР находятся по одному насосу первой и второй ступени. Насосы, находящиеся на АВР, должны находиться в горячем состоянии, запорные устройства на всасывающем и напорном трубопроводах должны находиться в открытом положении, насос заполнен топливом, через насос по байпасному трубопроводу обратного клапана напорного трубопровода прокачивается горячий мазут, на системы насоса, требующие постоянного

охлаждения поверхностей подается охлаждающая вода. Все средства измерений включены в работу. На систему управления электродвигателя насоса подано оперативное напряжение.

При поставке мазута по трубопроводу допускается работа оборудования в рабочем режиме от одного расходного резервуара.

В рабочем режиме осуществляются:

- прием и слив мазута по мере его поступления на ТЭС;
- перекачка мазута из железнодорожных цистерн в резервуары;
- постоянное перемешивание мазута в расходных резервуарах;
- подготовка мазута в резервуарах хранения для подачи его в выделенные расходные резервуары или в котельную на сжигание (в зависимости от принятой технологии подготовки мазута на ТЭС согласно СТО 70238424.27.100.033-2009).

7.1.14 В режиме «горячего» резерва трубопровод ЖКТ заполнен и осуществляется постоянное перекачивание, подогретого до температуры от 75 до 80°С, через два неработающих насоса второй ступени по напорным межцеховым наружным трубопроводам ЖКТ (далее главным) от НС ЖКТ до ГК, мазутному кольцу котельного отделения, трубопроводу рециркуляции, коллектору рециркуляции в расходный резервуар (в зависимости от протяженности трассы трубопроводов ЖКТ для уменьшения гидравлических потерь температура мазута может быть повышена до 100°С).

При раздельной схеме ХЖКТ периодически включается в работу система циркуляционного разогрева для поддержания температуры мазута в резервуарах склада мазута в заданных пределах.

При этом в работе постоянно находятся:

- один расходный резервуар, в котором поддерживается температура мазута в пределах от 70 до 80°С;
- один насос первой ступени, другой насос находится на АВР – для основного или резервного ХЖКТ;
- один дополнительный насос первой ступени (с меньшей производительностью), специально предусмотренный проектом для аварийного ХЖКТ;
- один фильтр грубой очистки, один или два фильтра тонкой очистки;
- один основной подогреватель мазута, который подключен по пару;
- главные трубопроводы ЖКТ (один или два напорных, один рециркуляции) с паровыми спутниками;
- один магистральный паропровод (другой находится в холодном состоянии);
- регулятор регулирующего клапана по пару на включенном в работу подогревателе мазута, который находится в автоматическом режиме и поддерживает температуру в пределах от 75 до 80°С;
- система приточно-вытяжной вентиляции;
- система сбора и откачки конденсата от ХЖКТ;
- электрическая схема электродвигателей насосов первой ступени, дренажных, погружных и конденсатных насосов, насосов замазученных вод, вентиляторов и пожарных насосов, электроприводов всех электрифицированных

задвижек, которые собраны в рабочее положение, подано оперативное напряжение на устройства автоматики и системы обнаружения пожаров;

- оборудование приемно-сливного устройства – для резервного ХЖКТ.

7.1.15 В «холодном» резерве в зависимости от продолжительности останова постоянно или периодически включается в работу система циркуляционного разогрева для поддержания температуры мазута в резервуарах склада ХЖКТ в заданных пределах.

Из условий надежной работы центробежных насосов на мазуте М-100 температура мазута в резервуарах, оставленных на «холодное хранение», должна быть не менее 25°С.

Из условий нагрева мазута в подогревателе при подаче его на сжигание до температуры 115-135°С температура мазута в расходном резервуаре должна быть не менее 60°С.

При этом режиме оборудование ХЖКТ отключено, трубопроводы мазута и оборудование (насосы, фильтры, подогреватели) дренированы, спутники трубопроводов ЖКТ отключены. Оборудование раздельной технологической схемы циркуляционного разогрева мазута в резервуарах склада ХЖКТ и ЖД СН ЭСТАКАДЫ включены в работу.

При этом режиме оборудование совмещенной технологической схемы подачи мазута в котельную (ГК) отключено, трубопроводы мазута и оборудование (насосы, фильтры, подогреватели) в теплое время года заполнены мазутом, паровые или электрические спутники трубопроводов ЖКТ отключены, в зимнее время года (ориентировочно с 15 сентября по 15 мая) оборудование совмещенной схемы подачи мазута в котельную дренировано, паровые или электрические спутники трубопроводов ЖКТ отключены.

Оборудование совмещенной технологической схемы циркуляционного разогрева мазута в резервуарах и ЖД СН ЭСТАКАДЫ включено в работу.

В этом режиме собраны электрические схемы и подан оперативный ток на погружные, пожарные и дренажные насосы, электрифицированные задвижки приемно-сливного устройства, устройства сигнализации уровня и температуры в резервуарах, приемных и дренажных емкостях, систему обнаружения пожаров, а также находятся в работе:

- один магистральный паропровод;
- оборудование ЖД СН ЭСТАКАДЫ с паропроводами и трубопроводы ЖКТ со спутниками;
- система приточно-вытяжной вентиляции;
- система сбора и откачки конденсата от объектов ХЖКТ.

7.1.16 Для ХЖКТ должны быть разработаны и утверждены программы организации и проведения с персоналом противоаварийных и противопожарных тренировок с отработкой действий оперативного персонала со службами различного назначения.

7.1.17 Ремонтные работы на оборудовании должны проводиться только по наряду-допуску установленной формы в соответствии с требованиями нормативных документов по охране труда.

7.1.18 Для каждого производственного помещения ХЖКТ в зависимости от характера технологического процесса должны быть определены категория и класс по взрывопожарной и пожарной опасности, установленные в соответствии с нормами пожарной безопасности [28]. Надписи, нанесенные на входных дверях производственных помещений, обозначающие категорию помещений по взрывопожарной и пожарной опасности и классы взрывоопасных зон, должны содержаться в исправности и своевременно очищаться и обновляться.

7.1.19 В соответствии с нормами пожарной безопасности [28] взрывозащищенность электрического оборудования, а также светильников должна соответствовать категории помещения и классу зоны в котором оборудование установлено. Электрооборудование, используемое в хозяйстве ЖКТ, должно эксплуатироваться в соответствии с требованиями инструкций заводов-изготовителей.

7.1.20 Работы, связанные с отключением участков противопожарного водопровода, перекрытием дорог и проездов, ремонтом технологического оборудования противопожарного водоснабжения, а также с отключением противопожарной автоматики и сигнализации, должны проводиться по согласованию с лицом, ответственным за пожарную безопасность и эксплуатацию соответствующих участков, только после письменного разрешения технического руководителя ТЭС и уведомления пожарной охраны объекта (при ее наличии).

7.1.21 При работе котлов на твердом или газообразном топливе, когда ЖКТ является резервным или растопочным, технологические системы ХЖКТ должны быть в состоянии, обеспечить немедленную подачу ЖКТ к котлам.

При сезонной работе котлов допускается, при соответствующем технико-экономическом обосновании, утвержденном руководством энергокомпании, нахождение оборудования технологической системы подачи ЖКТ в котельную в режимах «холодного» резерва или консервации.

При наличии двух независимых вводов газообразного топлива на предприятие, допускается нахождение оборудования аварийных хозяйств ЖКТ в теплый период года в режиме «холодного» резерва.

В период нахождения оборудования ХЖКТ в режиме «холодного» резерва подача газа должна осуществляться по двум вводам.

В режиме «холодного» резерва должна постоянно поддерживаться рабочая температура в расходном резервуаре ХЖКТ, должны проводиться пробные периодические пуски в работу оборудования технологических систем ХЖКТ и осуществляться постоянный контроль технического состояния оборудования.

7.1.22 Оборудование, отработавшее нормативный срок службы, должно проходить техническое диагностирование и экспертизу промышленной безопасности технических устройств. Эксплуатация оборудования без положительного заключения экспертизы промышленной безопасности не допускается.

7.1.23 В хозяйстве ЖКТ ежегодно перед грозовым сезоном должна проверяться целостность внешней цепи заземления от атмосферного электричества с измерением сопротивления заземляющего устройства. При использовании заземляющего устройства одновременно для молниезащиты,

защиты от статического электричества, электромагнитной индукции и заноса высоких потенциалов, общее сопротивление растекания тока заземляющего устройство не должно превышать 10 Ом. Сопротивление заземляющего устройства, предназначенного только для защиты от статического электричества, допускается не выше 100 Ом.

7.1.24 Для каждого участка перекрытий зданий и сооружений на основе проектных данных должны быть определены предельные нагрузки и указаны на табличках, устанавливаемых на видных местах. При изменении (снижении) несущей конструкции перекрытий в процессе эксплуатации допускаемые нагрузки должны корректироваться с учетом технического состояния, выявленного обследованием и поверочными расчетами.

7.1.25 Для каждого производственного объекта ХЖКТ до первого пуска должна быть составлена производственная инструкция по эксплуатации оборудования (объекта) ХЖКТ. Для сосудов, работающих под давлением, составляется инструкция по режиму и безопасному обслуживанию сосудов. Также должны составляться:

- производственная инструкция по организации газоопасных работ на мазутном хозяйстве;
- производственная инструкция по организации безопасного проведения огневых работ на взрывопожароопасных объектах ХЖКТ;
- производственные инструкции по эксплуатации вентиляционных систем;
- производственные инструкции по эксплуатации систем обнаружения и тушения пожаров на объектах ХЖКТ.

Производственные инструкции должны разрабатываться с учетом требований организаций-изготовителей оборудования, конкретных условий эксплуатации и утверждаться техническим руководителем ТЭС.

К производственным инструкциям должны прилагаться технологические схемы с указанием оборудования, мест врезки дренажных трубопроводов, воздушников и трубопроводов пропарки, установки запорной, регулирующей и предохранительной арматуры с нумерацией, соответствующей действительности по месту.

Кроме этого, для ХЖКТ должны быть разработаны и утверждены план локализации аварийных ситуаций (ПЛАС) и план ликвидации аварийных разливов нефтепродуктов (ПЛАРН) с учетом постановления Правительства Российской Федерации от 15.04.02 № 240.

7.1.26 Производственные инструкции и технологические схемы должны пересматриваться и утверждаться после реконструкции, технического перевооружения и изменения технологического процесса до включения оборудования в работу.

Инструкции и схемы также должны пересматриваться и уточняться с выходом новых нормативных документов и периодически (не реже одного раза в три года) с доведением внесенных дополнений или изменений до сведения работников, для которых обязательно знание этих инструкций, с записью в журнале распоряжений.

Производственные и должностные инструкции со схемами, план локализации аварийных ситуаций (ПЛАС), план ликвидации аварийных разливов нефтепродуктов (ПЛАРН) должны находиться на каждом рабочем месте.

Технологические схемы должны находиться в альбоме, который, в свою очередь, должен находиться на щите управления ХЖКТ. Основные технологические схемы, схемы включения сосудов, работающих под давлением, и план эвакуации персонала в случае взрывов и пожаров должны быть вывешены на каждом рабочем месте в помещениях насосного отделения или щитов управления. Технологические схемы могут воспроизводиться на дисплее автоматического управления.

Весь персонал ХЖКТ должен быть ознакомлен под роспись с должностными инструкциями и инструкциями по охране труда согласно своим профессиям. Инструкции должны находиться на каждом рабочем месте.

Инструкции по охране труда для работников по профессиям и на отдельные виды работ разрабатываются в соответствии с перечнем. Перечень разрабатывается на основе утвержденного на предприятии расписания в соответствии с Единым тарифно-квалификационным справочником работ и профессий рабочих и квалификационным справочником должностей служащих. Перечень утверждается руководителем предприятия. Инструкции для работников разрабатываются руководителями цехов (участков, служб).

Служба охраны труда должна осуществлять постоянный контроль за своевременной разработкой, проверкой и пересмотром инструкций (не реже одного раза в 3 года, а также при пересмотре законодательных актов, по указанию вышестоящих органов, при внедрении новой техники, по результатам расследования производственного травматизма, аварий и катастроф).

7.1.27 Все здания и сооружения, расположенные на территории ХЖКТ, должны иметь строительный паспорт. По истечении установленного срока службы здания или сооружения должно производиться его обследование с установлением возможности дальнейшей эксплуатации, необходимости проведения реконструкции или прекращения эксплуатации.

Обследование зданий и сооружений должно проводиться при обнаружении нарушений целостности строительных конструкций (трещины, обнажение арматуры и т.д.), перед реконструкцией технологического объекта или изменением функционального назначения здания или сооружения, а также после аварии с взрывом или пожаром – согласно СТО 70238424.27.100.003-2008.

7.1.28 Проверка технического состояния и эффективности работы системы отопления, вентиляции или кондиционирования производственных помещений должна осуществляться по утвержденному графику, но не реже 1 раза в год.

7.1.29 По утвержденному графику должны проводиться наружный осмотр трубопроводов ЖКТ и арматуры, но не реже одного раза в год (в пределах котельного отделения – не реже одного раза в квартал), и выборочная ревизия арматуры не реже одного раза в четыре года, согласно перечню, утвержденному техническим руководителем ТЭС.

7.1.30 На каждый принятый в эксплуатацию подогреватель мазута, резервуар мазута, напорный трубопровод ЖКТ системы подачи мазута в

котельную и его паровой спутник должен быть составлен технический паспорт по установленной форме.

7.1.31 Резервные насосы, подогреватели и фильтры должны быть исправными. Насосы, находящиеся в автоматическом резерве (АВР), должны быть исправными и находиться в постоянной готовности к пуску. При установке насосов на АВР необходимо следить за тем, чтобы рабочий насос и насос, устанавливаемый на АВР, были подключены к разным секциям собственных нужд.

7.1.32 Проверку срабатывания АВР следует производить по утвержденному графику, но не реже 1 раза в квартал, имитацией понижения давления на ЭКМ работающего насоса и имитацией отключения или отключением электродвигателя работающего насоса от сети. Проверку срабатывания АВР осуществлять совместно с персоналом службы, в ведении которой находятся средства тепловой автоматики и измерений, по специальной программе, утвержденной техническим руководителем ТЭС. Проверка включения и плановый переход с работающего насоса на резервный производится по графику, но не реже 1 раза в месяц.

7.1.33 Фильтры мазута должны очищаться при повышении их сопротивления на 50 % по сравнению с начальным (в чистом состоянии) при расчетной нагрузке. Обжиг фильтрующей сетки не допускается.

7.1.34 По утвержденному графику, но не реже 1 раза в неделю, должно проверяться действие сигнализации предельного повышения и понижения температуры и понижения давления мазута, подаваемого в котельную на сжигание, правильность показаний выведенных на щит управления дистанционных уровнемеров и приборов для измерения температуры мазута в резервуарах и приемных емкостях.

7.1.35 Все средства измерений должны находиться в исправном состоянии и в постоянной готовности к выполнению измерений. Средства измерений, находящиеся в эксплуатации, должны подвергаться государственной или ведомственной поверке согласно ПР 50.2.006, которая удостоверяется клеймением средств измерений, выдачей свидетельств о поверке или отметкой в паспорте средства измерений. Государственная или ведомственная поверка производится лицами, аттестованными в качестве государственных или ведомственных поверителей, в порядке установленном законодательством. Проведение метрологического надзора за средствами измерений осуществляются в соответствии с ПР 50.2.002.

7.1.36 Не допускаются к применению средства измерений, у которых отсутствуют пломба или клеймо, просрочен срок поверки, имеются повреждения, стрелка при отключении не возвращается к нулевому делению шкалы на величину, превышающую половину допускаемой погрешности для данного прибора.

7.1.37 Значения уставок срабатывания автоматики безопасности, блокировок и средств сигнализации должно соответствовать параметрам, указанным в техническом отчете пусконаладочной организации. Сигнализаторы, контролирующие состояние загазованности, должны срабатывать при

возникновении в помещении концентраций, достигших 20 % нижнего концентрационного предела распространении пламени.

Технологическое оборудование, средства контроля, управления, сигнализации, связи должны подвергаться внешнему осмотру со следующей периодичностью:

- технологическое оборудование, трубопроводная арматура, электрооборудование, средства защиты, технологические трубопроводы – перед началом смены и в течение смены через 2 часа;
- средства контроля, управления, исполнительные механизмы, средства сигнализации и связи – ежесменно;
- вентиляционные системы – перед началом смены;
- средства пожаротушения, включая автоматические системы обнаружения и тушения пожаров – не реже 1 раза в месяц.

7.1.38 Стальные трубопроводы (топлива, пара, конденсата) должны подвергаться диагностированию технического состояния (техническому приборному обследованию) с помощью специальных приборов не реже 1 раза в 8 лет после достижения нормативного срока службы. Диагностирование проводится организацией, имеющей лицензию Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору, по методикам руководящего документа [25].

Последующий срок проведения диагностирования определяется организацией, проводившей диагностирование, исходя из анализа состояния трубопроводов, и приводится в заключении экспертизы промышленной безопасности технического состояния трубопроводов. Нормативный срок службы трубопроводов устанавливается проектной организацией.

После каждого ремонта трубопровода ЖКТ, связанного с проведением сварочных работ на нем, необходимо обеспечить проведение ультразвуковой дефектоскопии новых сварных соединений и гидравлических (пневматических) испытаний с пробным давлением не менее 1,5 $P_{раб}$ по правилам промышленной безопасности [17].

7.2 Приемно-сливное устройство

7.2.1 Территория ЖД СН эстакады.

7.2.1.1 Вход на территорию ХЖКТ посторонним лицам запрещается. Проход на территорию осуществляется через калитки или проходные помещения.

7.2.1.2 Все дороги и проезды на территории должны содержаться в исправности, своевременно ремонтироваться, в зимнее время очищаться от снега, в ночное время освещаться. Общее освещение должно осуществляться прожекторами. Прожекторные мачты устанавливаются на расстоянии не менее 10 м от резервуаров, но во всех случаях вне обвалования или ограждающих стен.

7.2.1.3 Возможность закрытия отдельных переездов и участков дорог на территории ЖД СН эстакады и резервуарного парка для ремонта должна согласовываться с пожарной охраной объекта (при ее наличии). На период ремонтных работ на дорогах, не имеющих объездных путей, должны быть оставлены проезды шириной не менее 3,5 м или устроены мостики через траншеи.

7.2.1.4 Не допускается загромождение и загрязнение дорог, проездов, подступов к противопожарному оборудованию, средствам пожаротушения, связи и сигнализации. Нормативные противопожарные разрывы между зданиями нельзя загромождать и использовать для складирования материалов, оборудования, стоянки автомашин, строительства временных зданий и сооружений.

7.2.1.5 На свободных площадках территории ХЖКТ для озеленения допускается посадка деревьев и кустарников лиственных пород, разбивка газонов. Не допускается использовать для озеленения территории лиственные породы деревьев и кустарников, выделяющие при цветении хлопья, волокнистые вещества или опушенные семена. В производственной зоне на участках железнодорожного и автомобильного слива топлива, а также в зоне резервуарного парка для озеленения следует применять только газоны. Посадка газонов, деревьев и кустарников внутри обвалования территории склада мазута не допускается.

7.2.1.6 Территорию ХЖКТ следует регулярно очищать от мусора, сухой травы, опавших листьев, производственных отходов, которые необходимо утилизировать в установленном порядке. Трава на территории ХЖКТ должна быть скошена и вывезена. Сушка травы и хранение сены на территории ХЖКТ не допускается.

7.2.1.7 Для сварочных и других огневых работ должна быть подготовлена специально оборудованная и обозначенная знаками площадка. Расположение ее должно быть определено приказом по предприятию и согласовано с пожарной охраной объекта. Огневые работы на территории ХЖКТ вне отведенных площадок, в помещениях насосной, сооружениях и на технологических установках проводятся только по наряду-допуску.

7.2.1.8 На территории склада и других объектах ХЖКТ курить, разводить огонь, пользоваться факелами, спичками, зажигалками разрешается только в строго отведенных (установленных) местах.

7.2.1.9 Наземные указатели (опознавательные знаки), определяющие нахождение подземных технологических трубопроводов, сетей водопровода, канализации и теплоснабжения, кабельных и другие коммуникаций, сооружений и колодцев должны поддерживаться в исправности и своевременно очищаться.

7.2.1.10 Запрещается проводить земляные работы на территории склада жидкого топлива без оформления наряда-допуска, оформленного в установленном порядке. В наряде-допуске должны быть указаны условия производства работ.

7.2.1.11 На ЖД СН эстакады лестницы сливных эстакад должны содержаться в исправном состоянии, своевременно ремонтироваться, в зимнее время очищаться от снега и наледи.

7.2.1.12 Ограда территории склада ХЖКТ должна содержаться в исправности, своевременно ремонтироваться и в ночное время освещаться.

7.2.2 Сливно-наливная железнодорожная эстакада

7.2.2.1 Операции по сливу ЖКТ из железнодорожных цистерн допускается проводить после установки тормозных башмаков под колесные пары цистерн и отвода локомотива на расстояние не менее 5 м. Торможение цистерн башмаками,

изготовленных из материала дающего искрение, на участке слива мазута не допускается.

Количество и порядок установки тормозных башмаков предусматривается техническим распорядительным актом станции примыкания или инструкцией по эксплуатации подъездных путей не общего пользования, согласованной с ответственным представителем станции примыкания.

7.2.2.2 Слив мазута из ж.д. цистерн на сливной эстакаде производится открытым негерметизированным способом через нижнее сливное устройство цистерн. Для ускорения слива мазута из цистерн производится его разогрев внутри цистерн. Разогрев мазута в ж.д. цистернах производится переносными разогревающими устройствами через верхние люка цистерн или через их нижние сливные клапаны, а также стационарными теплообменниками, входящими в конструкцию цистерн (цистерны с паровой рубашкой) или выносными теплообменниками, устанавливаемыми за пределами сливной эстакады. Для разогрева мазута в цистернах в качестве теплоносителя могут использоваться электроэнергия и водяной пар.

Водяной пар, используемый для разогрева мазута при сливе из цистерн, может подаваться как непосредственно в мазут, так и на стационарные и переносные теплообменники. Применять для разогрева мазута открытый огонь (костры, факелы, паяльные лампы и др.) запрещается.

Разогрев мазута в ж.д. цистернах, приемных емкостях, сливных лотках допускается производить горячим мазутом (циркуляционный способ разогрева), подаваемым насосом через выносной стационарный теплообменник. Температура мазута после стационарных теплообменников, используемых в системе циркуляционного разогрева мазута в ж.д. цистернах, сливных лотках и приемных емкостях должна быть ниже на 15°С температуры вспышки мазутов, но не более 90°С. На мазутосливе (в цистернах, лотках и приемных емкостях) мазут должен подогреваться до температуры, обеспечивающей нормальную работу перекачивающих насосов.

7.2.2.3 После окончания слива, мазут из сливных лотков и приемных емкостей должен быть перекачан в резервуары хранения, а лотки в местах где отсутствуют перекрытия, должны быть закрыты съемными крышками (решетками). Нахождение мазута в сливных лотках и приемных емкостях более 12 ч после окончания слива и уборки подвижного состава не допускается. Лотки, гидрозатворы, шандоры и фильтры-сетки, установленные перед приемными емкостями, должны очищаться по мере необходимости.

7.2.2.4 На действующих сливных эстакадах допускается эксплуатация тупиковых сливных эстакад без установки дополнительных устройств для расцепки и отделения цистерн при пожаре (лебедок) и увеличения длины тупикового участка ж.д. путей, если это не было предусмотрено в проекте.

7.2.2.5 Слив неисправных цистерн, как правило, следует производить на отдельно расположенных устройствах для верхнего слива. При верхнем сливе неисправных цистерн с маловязкими низкозастывающими нефтепродуктами (дизельное топливо) рекомендуется применять вакуумную систему слива. Объем сборника должен быть не менее полного объема одной сливаемой цистерны.

Запрещается открывать неисправные нижние сливные приборы цистерн с помощью ломов, кувалд и других инструментов и приспособлений.

7.2.2.6 Сливные устройства эстакад, ж.д. пути и трубопроводы в пределах сливных эстакад должны быть присоединены к контуру заземления не менее чем в двух точках. Сливные эстакады должны быть защищены от прямых ударов молнии и от электромагнитной индукции.

7.2.2.7 На ж.д. путях эстакад, расположенных на электрифицированных железных дорогах, необходимо устанавливать два изолирующих стыка: первый – за пределами фронта слива, второй – у стрелки тупика. Подача под слив железнодорожных цистерн допускается только после тщательной очистки железнодорожных путей от пролитых нефтепродуктов при сливе предыдущих цистерн. Разлитые во время слива нефтепродукты следует убрать, а зачищенные места засыпать песком.

7.2.2.8 Рельсы ж.д. пути в пределах фронта слива должны соединяться между собой токопроводящими перемычками. В период, когда слив не производится, цистерны не должны быть присоединены к трубопроводам эстакады.

7.2.2.9 Если мазут длительное время не поступает на ТЭС, следует поддерживать необходимый уровень гидрозатвора приемных емкостей, особенно в летнее время года, и положительную температуру – в зимнее время года.

7.2.2.10 Железнодорожные пути и междупутья должны быть очищены от снега, топлива. Разлитое топливо должно своевременно убираться.

7.2.2.11 Подниматься и проводить работы (отбор проб, измерение уровня и др.) на резервуарах, цистернах и других конструкциях на высоте при обледенении, тумане, исключающем видимость в пределах фронта работ, допускается при условии дополнительных мер безопасности (наличие дублера, посыпка скользких дорожек и рабочих мест песком, дополнительное освещение, ограждения, страховочный пояс и т.п.).

7.2.2.12 При сливных операциях вести огневые работы на расстоянии ближе 100 м от сливной эстакады не допускается. Во время производства огневых работ в районе сливной эстакады операции по сливу мазута должны быть приостановлены.

7.2.2.13 В производственных зданиях, а также на территории склада мазута должны быть установлены знаки безопасности (предписывающие, запрещающие, указательные и т.п.).

7.2.2.14 Во время подогрева прибывшего топлива в железнодорожных цистернах необходимо следить, чтобы при повышении температуры нефтепродукта не произошло его выброса из цистерны.

7.2.2.15 При отсутствии слива топлива сливные лотки должны быть перекрыты металлическими крышками. Допускается в местах слива устанавливать вместо крышек решетки с размером ячеек не более 200×200 мм.

7.2.2.16 Применение для перемещения цистерн ломов, труб и других металлических предметов не допускается.

7.2.2.17 Цистерны с неисправными лестницами, площадками или без них следует обслуживать с применением переносных лестниц с площадками и перилами или трапов с перилами. При необходимости должны использоваться

предохранительные пояса, закрепляемые карабином за неподвижные части эстакады.

Обслуживать такие цистерны должны не менее чем два лица. Условия допуска к обслуживанию неисправных цистерн должны быть определены в местной инструкции.

7.2.2.18 Трапы для перехода на цистерны должны быть оборудованы запорными устройствами от самопроизвольного откидывания.

7.2.2.19 Открывать и закрывать крышки люков резервуаров и цистерн, а также вводить в цистерну металлические разогревающие трубки и различные шланги с наружной металлической спиралью для подачи пара следует осторожно, не допуская их падения и ударов о горловину люка.

7.2.2.20 Обслуживать цистерны на сливной эстакаде должны не менее чем два сливщика, находящиеся в зоне видимости друг друга.

7.2.2.21 При подготовке к разогреву мазута в цистерне должны быть проверены:

- надежность прикрепления перекидного трапа к горловине цистерны;
- плотность соединения паровой магистрали со штангой (шлангом);
- надежность закрепления опущенной в цистерну штанги (шланга).

7.2.2.22 После слива мазута и зачистки цистерн полностью закрывать крышки горловин люков и сливные клапаны следует только после остывания наружной поверхности цистерн до 40°С и ниже.

7.2.2.23 Пробы мазута и других горюче-смазочных материалов из цистерн и резервуаров следует отбирать с применением специальных пробоотборников, изготовленных в соответствии с ГОСТ 2517.

7.2.2.24 При отборе проб, замере уровня мазута и открывании люков цистерн и резервуаров, а также при спуске подтоварной воды и грязи из резервуаров следует стоять боком к ветру во избежание вдыхания паров и газов и возможного попадания мазута на одежду.

7.2.2.25 Не допускается переносить пробы мазута в открытых и стеклянных сосудах.

7.2.2.26 Не допускается низко наклоняться к горловине люка цистерны, резервуара из-за возможности попадания паров нефтепродуктов в слизистую оболочку языка и носоглотки.

7.2.2.27 Рабочие, занятые сливом мазута из цистерн, должны быть обеспечены наголовными щитками типа НТБ.

7.3 Резервуары склада топлива

7.3.1 На каждый принятый в эксплуатацию резервуар должен быть составлен технический паспорт (рекомендуемая форма паспорта приведена в приложении Г), в который заносятся сведения, отражающие техническую характеристику, основные технические данные, техническое состояние, установленный срок службы и данные по ревизии или ремонту, а также технологическая карта (рекомендуемая форма карты приведена в приложении Д).

7.3.2 Приемку нового резервуара в эксплуатацию после монтажа или капитального ремонта осуществляет специальная комиссия из представителей

строительной и монтажной организаций, заказчика, органов технического надзора, представителя пожарной охраны и других организаций. Приемку резервуаров в эксплуатацию проводят после гидравлических испытаний резервуаров с установленным на них оборудованием.

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;
- отклонения фактических геометрических размеров и форм стальных конструкций от проектных значений.

7.3.3 У вновь сооруженных стальных резервуаров для определения осадки резервуара должна проводиться проверка горизонтальности наружного контура днища путем нивелировки в точках, отстоящих не более 6 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 проектной документации для принятия решения.

7.3.4 При приемке в эксплуатацию вновь смонтированных резервуаров (и после капитального ремонта) сварные соединения покрытия стального 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.

7.3.5 Испытание металлических резервуаров на герметичность должно проводиться заполнением их водой до высоты, предусмотренной проектом. Налив воды в резервуар осуществляется 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 значения 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 24 часа, вместимостью свыше 20000 $м^3$ – 72 часа.

Снижение уровня налива воды за время испытания не допускается.

7.3.6 При приемке железобетонных резервуаров из ремонта проводятся испытания покрытия на газонепроницаемость путем создания избыточного давления равного 180 мм.вод.ст. в газовом пространстве резервуара, заполненного водой до проектной отметки, и обмыливания всех стальных фланцевых соединений люков на покрытии.

Измерение давления производится U-образным манометром, подключенным к штуцеру одного из люков, при этом падение давления в течение 1 ч не должно превышать 50 % первоначального значения с учетом поправки на разность изменения температур окружающего воздуха.

Железобетонный резервуар считается выдержавшим гидравлические испытания, если падение уровня налива после 72 часов не превышает величины равной 0,2 % первоначальной величины.

7.3.7 Железобетонные и металлические резервуары должны регулярно подвергаться частичному наружному и полному техническому обследованию в целях:

- своевременного обнаружения и устранения дефектов и повреждений конструкций резервуаров для обеспечения его безопасной эксплуатации;
- определения остаточного ресурса безопасной эксплуатации в случае обнаружения дефектов, повреждений, снижения несущей способности, после окончания нормативного срока службы, а также после аварии.

Нормативный срок службы железобетонных резервуаров установлен 30 годам с момента ввода в эксплуатацию.

Нормативный срок службы металлических резервуаров установлен 20 годам с момента ввода в эксплуатацию.

7.3.8 У вновь сооруженных стальных резервуаров в первые четыре года эксплуатации необходимо производить нивелирование окрайки днища ежегодно или верха нижнего пояса не менее чем в восьми точках не реже чем через 6 месяцев.

В последующие годы, после стабилизации основания, следует производить нивелирование днища не реже чем через 5 лет.

7.3.9 Наружный осмотр резервуаров мазута должен производиться по утвержденному графику обходов оборудования со следующей периодичностью:

- осмотр обслуживающим персоналом – не реже 1 раза в сутки (в дневную смену);
- осмотр лицами, ответственными за безопасную эксплуатацию резервуаров – не реже 2 раз в месяц;

- осмотр комиссией – не реже 1 раза в 6 месяцев (в осенний и весенний периоды).

7.3.10 При ежедневном осмотре осмотру подвергаются: тепловая изоляция, корпус резервуара, выступающая часть окрайки днища, кровля, площадки обслуживания, устройство молниезащиты и заземление, уровнемерные устройства, а также оборудование, находящееся снаружи.

При осмотре корпуса резервуара необходимо проверить состояние сварных соединений и основной металл в доступных местах, особое внимание обращая на швы нижних поясов и в местах приварки стенок к днищу (швы уторные), а также в местах присоединения люков, штуцеров и другого наружного оборудования.

7.3.11 Лица, ответственные за безопасную эксплуатацию резервуаров, должны производить осмотр резервуаров без освобождения его от продуктов. При этом визуально должно проверяться:

- состояние и исправность гарнитуры и арматуры;
- работоспособность уровнемера;
- состояние изоляции и обвалования;
- состояние подпорной стенки и мест прохода трубопроводов через подпорную стенку, трапов;
- состояние конструкций резервуаров (фланцевых и сварных соединений, лестницы, замерного люка, перил ограждения, трапов на кровле резервуара), окрайков днища, отмостки и нижнего сварного шва (сопряжение боковой поверхности с днищем);
- уровень мазута по показанию уровнемера;
- состояние люка-лаза;
- чистота конденсата, поступающего от паровых регистров резервуара.

7.3.12 При осмотре комиссией необходимо проверить:

- оснащение резервуара комплектом гарнитуры в соответствии с проектом и ее исправность;
- режим эксплуатации резервуара в соответствии с технологической картой (максимальный уровень налива, максимальную температуру хранения и т.п.);
- правильность ведения технической документации, состояние корпуса, кровли, сварных швов;
- исправность уровнемерного устройства;
- герметичность фланцевых соединений, сальниковых уплотнений арматуры;
- состояние дыхательных устройств, вентиляционных патрубков;
- работу обогревающих устройств;
- состояние заземления и молниезащиты;
- состояние обвалования, лестниц, перил, трапов, площадок обслуживания.

Результаты осмотра резервуара оформляются актом, в котором отражается правильность ведения технологического режима и технической документации, указываются обнаруженные при осмотре дефекты и неисправности, сроки их устранения и ответственное лицо.

7.3.13 Основное резервуарное оборудование и арматура должны подвергаться профилактическому осмотру в следующие сроки:

- дыхательная арматура должна проверяться не реже двух раз в месяц в летний период, а при отрицательной температуре воздуха – не реже одного раза в 10 дней. При осмотре дыхательной арматуры очистить клапаны и сетки ото льда;
- огневой предохранитель – при положительной температуре воздуха 1 раз в месяц, а при отрицательной температуре – 1 раз в десять дней;
- вентиляционный патрубок – 1 раз в месяц;
- пенокамеры и пеногенераторы – не реже 1 раза в месяц;
- прибор для измерения уровня и отбора средней пробы – не реже 1 раза в месяц.

7.3.14 Частичное наружное обследование железобетонных резервуаров производится владельцем резервуаров два раза в год согласно Инструкции [29] с привлечением при необходимости экспертных организаций. Полное техническое обследование проводится через 5 лет после истечения нормативного срока службы.

7.3.15 Подогрев мазута в железобетонных резервуарах производится с равномерным повышением температуры. Время повышения температуры до максимально допустимого значения должно быть не менее 24 часов.

Закачка горячего мазута в холодный резервуар (пустой) без предварительного прогрева резервуара не допускается. Разность температур между заполняемым мазутом и температурой воздуха в ж.б. резервуаре не должна превышать 20°С.

7.3.16 Часовой расход мазута на циркуляционный разогрев и перемешивание в резервуарах (емкостях) должен быть не менее 2 % объема имеющегося в них мазута.

7.3.17 Действующий (рабочий) резервуар может быть отключен только после того, как будут полностью закончены операции с задвижками по подключению к всасывающим трубопроводам работающих насосов от резервного резервуара.

7.3.18 Перед включением резервного резервуара с мазутом в работу после длительного хранения в нем мазута (более трех суток) из придонного слоя (до 0,5 м от днища) должна быть отобрана проба мазута для анализа на влажность и приняты меры, по предотвращению попадания отстоявшейся воды или мазута большой обводненности (более 5 %) в форсунки котлов. В качестве мер могут быть применены: слив отстоявшейся воды из придонного слоя через дренажные устройства (сифонных кранов) на очистные сооружения; подключение в работу другого подготовленного резервуара; откачка придонного слоя в другой резервуар склада хранения для дальнейшего отстоя воды.

При наличии кавитаторов в технологической схеме подачи мазута в котельную (см. п. 6.2.22 настоящего стандарта) значение предельной допустимой влажности обводненного топлива, подаваемого в котельную на сжигание, определяется местной производственной инструкцией на основании опытных данных.

7.3.19 Не допускается заполнение резервуаров выше верхнего предельного уровня заполнения и срабатывание резервуаров при подаче мазута на сжигание ниже нижнего предельного уровня. При заполнении первого пояса

металлического резервуара до уровня 1 м подача мазута по трубопроводу заполнения должна проводиться со скоростью не более 1 м/с (максимальная скорость движения мазута по трубопроводам заполнения резервуара не должна превышать 2 м/с). При заполнении верхнего пояса металлического резервуара (по высоте) измерение уровня мазута в резервуаре необходимо производить через промежутки времени, исключающие переполнение резервуара.

Верхний предельный уровень заполнения металлических резервуаров, изготовленных по Типовым проектам 704-1-170-84, 704-1-171-84, 704-1-172-84, должен не превышать 0,85 проектной высоты, для других конструкций – 0,95 проектной высоты от уровня установки пеногенераторов. Нижний предельный уровень в расходных металлических резервуарах определяется высотой врезки верхней образующей всасывающего трубопровода. Нижний предельный уровень в металлических резервуарах хранения определяется высотой врезки нижней образующей дренажного трубопровода.

7.3.20 Опорожнение резервуара ниже нижнего предельного уровня должно производиться насосом, не связанным со схемой подачи мазута в котельную ни по всасывающим, ни по напорным трубопроводам ЖКТ. Паровые регистры при этом должны быть отключены, дренаж на конденсатопроводе от паровых регистров открыт и конденсат слит. Опорожнение резервуаров хранения с уровня ниже 1 м не должно проводиться в расходные резервуары.

7.3.21 Во время дренирования резервуара (удаления отстоявшейся воды) необходимо следить за стоками, не допуская вытекания мазута из резервуара. При обнаружении течи мазута из-под окрайков днища (в швах или в основном металле), а также в оборудовании и арматуре резервуар должен быть немедленно освобожден от мазута и подготовлен к ремонту.

7.3.22 При обнаружении дефекта в соединениях стенки в поясах от первого до шестого резервуар должен быть освобожден от мазута на один пояс ниже расположения дефекта.

При обнаружении дефекта в поясах от седьмого и выше резервуар должен быть освобожден до пятого пояса.

7.3.23 Покрытие площадок внутри обвалования резервуаров должно иметь уклон 0,1-0,2 % в сторону колодцев для отвода ливневых вод. Колодцы, в которых размещается запорная арматура, следует располагать с внешней стороны обвалования (ограждающей стенки) наземных резервуаров.

Запорная арматура, установленная в колодцах (трапах) за обвалованием, должна находиться в закрытом положении. Указанная арматура открывается только в случае отвода ливневых вод с территории внутри обвалования резервуаров.

7.3.24 Обвалование стальных резервуаров и покрытие площадок внутри их обвалования должно содержаться в исправном состоянии.

Обвалование резервуаров, нарушенное в связи с ремонтом, реконструкцией или работами по прокладке или ремонту коммуникаций, по окончании этих работ должно быть восстановлено. Эксплуатация резервуаров с разрушенным обвалованием не допускается.

Проход трубопроводов через обвалование или подпорную стену должен быть в футлярах, а места проходов должны быть уплотнены. Должны быть предусмотрены мероприятия, позволяющие проводить периодический контроль состояния уплотнений в местах прохода трубопроводов через обвалования во время эксплуатации. Должны быть разработаны мероприятия, позволяющие перекачать вытекший мазут из резервуара в результате аварии, проводить тушение пожара внутри обвалования.

Контроль герметичности мест прохода труб (футляров) должен осуществляться по графику, но не реже 1 раза в год.

7.3.25 Территория внутри обвалования, а также поверхность самого обвалования должна иметь гидроизоляцию, обеспечивающую предотвращение проникновения мазута в грунт.

Средства измерений, подпорная стенка, уплотнения мест прохода трубопроводов через подпорную стенку, система заземления, молниезащиты, дыхательные патрубки (клапаны), гарнитура резервуара (лестницы, площадки, переходные мостики, трапы), системы пенопожаротушения и обнаружения пожаров, трубопроводы ЖКТ обвязки резервуара и установленная на них арматура должны поддерживаться в исправном состоянии. Результаты осмотров должны быть отражены в журнале эксплуатационных осмотров (дефектов).

7.3.26 Хождение по крышам металлических резервуаров допускается только по ходовым мостикам, оборудованным ограждением (перилами) от лестницы до обслуживаемых устройств (замерных люков). Мостики с перилами должны находиться в исправном состоянии.

Хождение непосредственно по кровле резервуара не допускается. Наземные мазутные резервуары должны иметь лестницы с перилами для подъема и ограждения по всей окружности перекрытия резервуара. На перекрытиях мазутных резервуаров должны быть установлены площадки с перилами для подхода к пробоотборникам, вытяжным устройствам, люками для их обслуживания. Верхняя часть вентиляционного патрубка должна быть оборудована огневым предохранителем.

7.3.27 Для каждого стального или железобетонного резервуара должна быть составлена градуировочная таблица. Градуировочные таблицы должны составляться до приемки резервуара в эксплуатацию (после проведения гидравлических испытаний) и пересчитываться после проведения капитального ремонта резервуара, в случае изменения геометрической формы или дополнительного оснащения его внутренним оборудованием.

7.3.28 Срок действия градуировочных таблиц на резервуары для учетно-расчетных операций – 5 лет. Градуировочные таблицы на резервуары для учетно-расчетных операций утверждаются органом Ростехрегулирования.

7.3.29 Периодический пересчет градуировочных таблиц на резервуары для оперативного учета не проводится. Пересчет градуировочных таблиц для оперативного учета топлива проводится только после капитального ремонта резервуара или после изменения его конструкции после аварии. Градуировочные таблицы на резервуары для оперативного учета утверждаются техническим

руководителем предприятия, аккредитованного на право проведения градуировочных работ.

7.3.30 Составление градуировочных таблиц на приемные емкости и сливные лотки ЖД СН эстакады не требуется.

7.3.31 Для каждого резервуара должен быть определен высотный трафарет. Высотный трафарет определяется при приемке резервуара в эксплуатацию после окончания монтажа или капитального ремонта и заносится в технологическую карту резервуара. Величину высотного трафарета следует проверять ежегодно с помощью рулетки с лотом. При изменении величины высотного трафарета более чем на 3 % от величины, определенной при приемке в эксплуатацию или последнего ремонта, должен проводиться внеочередной внутренний осмотр резервуара с зачисткой резервуара от донных отложений.

7.3.32 Уровень мазута в резервуарах следует контролировать по показаниям приборов, установленных непосредственно на резервуаре и выведенных на местный щит управления НС ЖКТ, при приемке – сдаче смены. Правильность показаний уровнемеров следует проверять по мере необходимости, но не реже одного раза в неделю в светлое время суток, по показаниям рулетки с лотом, опущенной внутрь резервуара через замерный люк от верхней отметки высотного трафарета до уровня налива. При этом замерное отверстие внутри люка должно иметь по всему внутреннему периметру кольцо из материала, не дающего искр при движении замерной ленты.

7.3.33 Ручной отбор проб из резервуара или измерение уровня (вручную) должен производиться не раньше чем через 10 минут после прекращения налива или слива мазута. Пробоотборник должен иметь токопроводящий приваренный (припаянный) к его корпусу медный тросик. Пред отбором пробы пробоотборник должен быть надежно заземлен путем подсоединения медного тросика к клеммному зажиму, расположенному преимущественно на перильном ограждении крыши резервуара. Целостность тросика должна проверяться перед каждым использованием пробоотборника.

7.3.34 Резервуары, используемые для хранения мазутов, необходимо зачищать по мере необходимости, определяемой условиями сохранения их качества, надежной эксплуатации резервуаров и оборудования. Внутренний осмотр резервуаров и приемных емкостей должен производиться по графику не реже 1 раза в 5 лет. При наличии донных отложений они должны зачищаться. Первый внутренний осмотр железобетонных резервуаров с проведением зачистки от донных отложений проводится через 10 лет с момента ввода в эксплуатацию железобетонного резервуара.

Резервуары зачищают также при необходимости:

- освобождения от пирофорных отложений, высоковязких осадков с наличием минеральных загрязнений, ржавчины и воды;
- очередных или внеочередных ремонтов, а также при проведении полной комплексной дефектоскопии.

Зачистку резервуаров от остатков нефтепродуктов следует производить, как правило, механизированным способом с применением специальных средств (моющих, химических препаратов типа МЛ и др.) и устройств (моющих машинок,

имеющих сферический радиус действия на расстоянии 10 м и более), которые должны отвечать требованиям противопожарной безопасности. Допускается применение ручного способа зачистки резервуаров.

На производство зачистных работ оформляется наряд-допуск на выполнение работ по установленной форме.

К наряду-допуску должны быть приложены план производства работ со схемой установки зачистного оборудования, утвержденный техническим руководителем электростанции и согласованный с начальником пожарной охраны (при ее наличии).

Остатки мазута, извлеченные из резервуаров, должны поддерживаться во влажном состоянии до их уничтожения (утилизации).

Остатки мазута, удаляемые при очистке резервуаров, приемных лотков и емкостей, фильтров, подогревателей мазута и других устройств, должны сжигаться в топках котлов ТЭС или в специально отведенных местах в порядке, согласованном с местными органами санитарно-эпидемиологической службы (охраны окружающей среды).

Подача остатков топлива на сжигание в топки котлов должна проводиться по отдельному трубопроводу в специально выделенные форсунки по утвержденной программе.

Хранение или захоронение этих остатков на территории ТЭС запрещается.

Допускается утилизировать нефтешламы, образующиеся в результате очистки резервуаров, на специальных полигонах или использовать их в производстве в качестве сырья организациями, имеющими соответствующую лицензию.

Допускается временное хранение остатков нефтешламов на территории ТЭС в герметичной таре по согласованию с местными органами окружающей среды, в пределах установленных лимитов, но не более 6 месяцев.

7.3.35 В зависимости от назначения зачистки резервуара проводится дегазация резервуара, обеспечивающая содержание паров нефтепродуктов в воздухе рабочей зоны:

- не более 0,1 г/м$^3$ – перед их ремонтом с применением огневых работ и другими работами, связанными с пребыванием работников в резервуаре без защитных средств;
- не более 2 г/м$^3$ (5 % НКПРП) – при выполнении огневых работ без пребывания работников внутри резервуара;
- не более 8 г/м$^3$ (20 % НКПРП) – для резервуаров перед их осмотром, ремонтом (без применения огневых работ), окрашиванием, градуировкой с доступом работников внутрь резервуара (в защитных средствах);
- не более 12,5 г/м$^3$ (50 % НКПРП) – при выполнении указанных работ без доступа работников внутрь резервуара.

7.3.36 Работы, связанные с пребыванием работников внутри резервуара, рекомендуется выполнять при наличии вытяжной вентиляции.

Все ремонтные работы внутри емкостей и резервуаров следует производить после пропарки, вентиляции и очистки их от отложений. Пропарку резервуара следует вести при одном открытом верхнем люке для каждого резервуара или их

группы, длительность пропарки должна быть указана в инструкции. Во время пропаривания внутри резервуара необходимо поддерживать температуру до 60-70°С. Пар следует подавать через нижний люк по шлангу, выходное отверстие которого должно быть расположено на расстоянии 0,25 диаметра резервуара по направлении к центру последнего, или через сопла системы циркуляционного подогрева. Металлические наконечники резиновых шлангов и паропроводы должны быть заземлены. Наконечники шлангов должны быть изготовлены из цветных металлов. После вентиляции внутреннюю поверхность следует промыть водяной струей. Кратность вентиляции должна быть не менее 10 крат при подготовке резервуара к огневым работам, не менее 5 крат при подготовке резервуара к осмотру (без проведения сварочных работ), и не менее 2 крат при проведении работ без доступа работников внутрь резервуара.

7.3.37 Осмотр, очистку и ремонтные работы внутри емкостей и резервуаров необходимо выполнять в спецодежде, спецобуви и рукавицах. Поверх спецодежды должен быть надет спасательный пояс с крестообразными лямками и прикрепленной к нему сигнальной веревкой.

Эти работы должны выполняться при открытых люках и при необходимости с применением принудительной вентиляции, обеспечивающей безопасные концентрации вредных веществ.

Перед началом и в процессе выполнения работ по очистке или ремонту внутри емкостей и резервуаров должен производиться анализ воздушной среды, подтверждающий, что содержание вредных веществ не выше предельно допустимых концентраций и кислорода достаточно (20 % по объему). В случае превышения предельно допустимых концентраций вредных веществ, недостаточности кислорода и невозможности обеспечить достаточную вентиляцию работу внутри емкостей и резервуаров следует производить в шланговом противогазе.

Шланг противогаза должен быть из маслобензостойкого материала. При отсутствии принудительной подачи воздуха его длина должна быть не более 15 м, при принудительной подаче воздуха длина шланга может доходить до 40 м.

Применение спасательного пояса при работе в резервуарах (резервуаре) склада ХЖКТ обязательно. Запрещается спуск людей в резервуар ХЖКТ без лестницы. При отсутствии в резервуаре предусмотренной конструкцией постоянной внутренней лестницы и во избежание образования искры должны применяться переносные лестницы из материалов не образующих искру при эксплуатации (например – деревянные не окованные). Бригада должна быть не менее трех человек, из которых двое должны находиться у люка и следить за состоянием работника, работающего внутри резервуара и патрубком подачи воздуха шлангового противогаза.

7.3.38 Бригада может приступить к работе внутри резервуара в присутствии ответственного лица только после получения акта готовности резервуара к зачистным работам.

Перед допуском рабочих в резервуар производят контрольный анализ воздуха на содержание в нем паров нефтепродуктов и других газов. Допуск в резервуар разрешается при концентрации паров нефтепродуктов ниже ПДК.

Очистку резервуаров из-под легковоспламеняющихся и горячих нефтепродуктов необходимо производить с помощью бронзовых щеток, метел (веников) из природных или пластиковых материалов, деревянных лопат и других инструментов из материалов не образующих искры при использовании (Например – бронзовый инструмент и приспособления). Для освещения внутри резервуара должны применяться переносные светильники во взрывозащищенном исполнении с лампами напряжением не выше 12 В. Включение и выключение их необходимо производить снаружи.

По окончании зачистных работ, составляют акт зачистки резервуара по установленной форме.

7.3.39 На установках пенного тушения один раз в шесть месяцев следует проверять качество пенообразующих средств и не реже одного раза в год работу всей системы с записью в специальном журнале учета проверок. Не реже одного раза в три года следует проводить гидравлические испытания аппаратов и трубопроводов установок пожаротушения и не реже одного раза в пять лет – промывку и очистку всей системы. Соединительная арматура пенного тушения для присоединения рукавов и пожарные стволы должны проверяться не реже одного раза в месяц. При этом спрыски стволов не должны иметь вмятин и выбоин, стволы должны очищаться от пыли и грязи, а резьбовые соединения, краны и рукоятки смазываться смазкой. При проверке контролируется наличие и состояние прокладок.

7.4 Сосуды, работающие под давлением

7.4.1 Каждый стационарный подогреватель мазута до пуска в работу должен быть зарегистрирован в органах Федеральной службы по экологическому, территориальному и атомному надзору или администрацией предприятия.

7.4.1.1 Регистрации в органах не подлежат сосуды 1 группы, работающие при температуре стенки не выше 200 $^{0}$С, у которых произведение давления в МПа (кгс/см$^2$) на вместимость в м$^3$ (литрах) не превышает 0,05 (500), а также сосуды 2, 3, 4 групп, работающие при указанной выше температуре, у которых произведение давления в МПа (кгс/см$^2$) на вместимость в м$^3$ (литрах) не превышает 1 (10000).

7.4.1.2 На каждый подогреватель, после выдачи разрешения на его эксплуатацию, должны быть нанесены краской на видном месте или на специальной табличке форматом 200×150 мм: регистрационный номер, разрешенное давление, число, месяц и год следующего наружного и внутреннего осмотров и гидравлического испытания.

7.4.1.3 Владелец (эксплуатирующая организация) обязан обеспечить содержание сосудов в исправном состоянии и безопасные условия их работы.

В этих целях необходимо:

- назначить приказом из числа специалистов, прошедших в установленном порядке аттестацию (проверку знания правил промышленной безопасности, других нормативных правовых актов и нормативно-технических документов [16]), ответственного за исправное состояние и безопасное действие сосудов, а также ответственных за осуществление производственного контроля за

соблюдением требований промышленной безопасности при эксплуатации сосудов, работающих под давлением. Количество ответственных лиц для осуществления производственного контроля должно определяться исходя из расчета времени, необходимого для своевременного и качественного выполнения обязанностей, возложенных на указанных лиц должностным положением. Приказом по организации могут быть назначены специалисты, ответственные за исправное состояние сосудов и ответственные за их безопасную эксплуатацию;

- назначить необходимое количество лиц обслуживающего персонала, обученного и имеющего удостоверения на право обслуживания сосудов, а также установить такой порядок, чтобы персонал, на который возложены обязанности по обслуживанию сосудов, вел тщательное наблюдение за порученным ему оборудованием путем его осмотра, проверки действий арматуры, КИП, предохранительных и блокировочных устройств и поддержания сосудов в исправном состоянии. Результаты осмотра и проверки должны заноситься в журнал;

- обеспечить проведение технических освидетельствований и диагностики сосудов в установленные сроки.

7.4.2 К обслуживанию сосудов могут быть допущены лица, обученные, аттестованные и имеющие удостоверение на право обслуживания сосудов. В удостоверениях указываются наименования, параметры рабочей среды сосудов, к обслуживанию которых эти лица допущены.

При приемке смены необходимо провести осмотр подогревателей, при этом проконтролировать:

- целостность водомерных стекол;
- исправность средств измерений;
- состояние всех фланцевых и сварных соединений;
- перепад давления мазута на подогревателе;
- температуру и давление мазута на входе и выходе подогревателя, температуру и давление пара на входе в подогреватель, уровень конденсата в подогревателе;
- качество конденсата (загрязненность конденсата мазутом). Конденсат следует отбирать в стеклянную колбу через охладитель конденсата (содержание мазута в конденсате определяется визуально).

7.4.3 Во время эксплуатации подогреватели мазута могут находиться в режимах работы, резерва, консервации или ремонта.

7.4.3.1 Все задвижки по конденсату, пару, мазуту на подогревателях, находящихся в режиме работы, должны быть открыты, воздушники по паровой и по мазутной части – закрыты, дренаж по мазутной части закрыт, дренажи на паро- и конденсатопроводах закрыты.

7.4.3.2 Все задвижки по конденсату, пару на подогревателях, находящихся в режиме резерва, должны быть закрыты, задвижка по мазутной части на выходе открыта полностью, задвижка по мазутной части на входе закрыта, вентиль байпаса задвижки на входе по мазутной части открыт, воздушники по паровой части открыты, по мазутной части – закрыты, дренаж по мазутной части закрыт, дренажи на паро- и конденсатопроводах – открыты. Подогреватель при этом

находится под давлением, развиваемым мазутным насосом первого подъема, включены приборы средств измерений.

7.4.3.3 Все задвижки по конденсату, пару, мазуту на подогревателях, находящихся в режиме консервации, должны быть закрыты, воздушники по паровой части открыты, по мазутной части – открыты, дренаж по мазутной части закрыт, дренажи на паро- и конденсатопроводах – открыты. Из мазутной части подогревателя мазут должен быть дренирован и ее внутренняя поверхность продута сжатым воздухом или пропарена.

7.4.3.4 Все задвижки по конденсату, пару, мазуту на подогревателях, находящихся в режиме ремонта, должны быть закрыты и отглушены от действующего (находящегося под давлением) оборудования с помощью заглушек, воздушники по паровой части открыты, по мазутной части – открыты. Из мазутной части подогревателя мазут должен быть дренирован и ее поверхность продута сжатым воздухом или пропарена. Вентили дренажей, соединенных непосредственно с атмосферой, должны быть открыты. Вентили дренажей закрытого типа после дренирования подогревателя должны быть закрыты; между запорной арматурой и подогревателем должна быть арматура, непосредственно соединенная с атмосферой. Отключающая арматура и вентили дренажей должны быть обвязаны цепями или заблокированы другими приспособлениями, запертыми на замки.

На вентилях и задвижках отключающей арматуры должны быть вывешены плакаты и знаки безопасности «Не открывать – работают люди»; на вентилях открытых дренажей – «Не закрывать – работают люди»; на ключах управления электроприводами отключающей арматуры – «Не включать – работают люди»; на месте работы – «Работать здесь!».

7.4.4 За состоянием конденсата должен вестись визуальный систематический контроль. Один раз в 10 дней совместно с представителями химической службы следует отбирать пробы конденсата от включенных в работу подогревателей для лабораторного анализа наличия мазута в конденсате (анализ производит, как правило, персонал химического подразделения). При содержании мазута в конденсате более 0,5 мг/л следует перейти на резервный подогреватель. Неисправный подогреватель выводится в ремонт.

7.4.5 Очистку внутренних поверхностей подогревателей производить в случае снижения тепловой мощности подогревателя по сравнению с паспортной на 30 %.

7.4.6 Подогреватель должен быть немедленно остановлен в случаях, предусмотренных инструкцией по режиму работы и безопасной эксплуатации, в частности:

- если давление в подогревателе поднялось выше разрешенного и не снижается, несмотря на меры принятые персоналом;
- при обнаружении в подогревателе и его элементах, работающих под давлением, неплотностей, выпучин, разрыва прокладок;
- при неисправности манометра и невозможности определить давление по другим приборам;
- при неисправности предохранительных блокировочных устройств;

- при возникновении пожара, непосредственно угрожающего подогревателю.

Порядок аварийной остановки подогревателя и последующего ввода его в работу должен быть указан в инструкции. Причины аварийной остановки подогревателя должны заноситься в оперативный журнал и в журнал дефектов.

7.4.7 Сосуды должны подвергаться техническому освидетельствованию после монтажа, до пуска в работу, периодически в процессе эксплуатации и в необходимых случаях внеочередному освидетельствованию.

7.4.8 Объем, методы и периодичность технических освидетельствований должны быть определены изготовителем и указаны в инструкциях по монтажу и эксплуатации.

Периодичность технических освидетельствований сосудов, находящихся в эксплуатации и не подлежащих регистрации, определяется в соответствии с правилами промышленной безопасности [16].

7.4.8.1 Наружный и внутренний осмотры с целью проверки исправности сосуда и определения возможности его дальнейшей работы проводится через 2 года.

Гидравлические испытания с целью проверки прочности элементов сосуда и плотности соединений проводятся через 8 лет.

Сосуды должны предъявляться к гидравлическому испытанию с установленной на них арматурой.

7.4.8.2 Наружный и внутренний осмотры сосудов, находящихся в эксплуатации и зарегистрированных в органах Федеральной службы по экологическому, территориальному и атомному надзору проводятся:

- лицом, ответственным по надзору – через 2 года;
- специалистом организации, имеющим разрешение органа Федеральной службы по экологическому, территориальному и атомному надзору – через 4 года;
- гидравлические испытания проводятся специалистом специализированной организации, имеющим разрешение – через 8 лет.

7.4.9 Срок службы сосудов, работающих под давлением, определяется заводом-изготовителем.

По истечении нормативного срока службы сосуда, работающего под давлением, должно проводиться диагностирование его технического состояния для определения остаточного срока службы по методическим указаниям [30]. По результатам технического освидетельствования составляется заключение экспертизы промышленной безопасности. Техническое диагностирование сосудов, регистрируемых в органах Федеральной службе по экологическому, территориальному и атомному надзору проводится специалистом организации, имеющей лицензию котлонадзора Федеральной службы по экологическому, территориальному и атомному надзору на проведение экспертизы промышленной безопасности сосудов, работающих под давлением. Последующий срок проведения диагностирования определяется организацией, проводившей диагностирование, исходя из анализа состояния сосуда, и приводится в

заключении экспертизы промышленной безопасности технического состояния сосудов, работающих под давлением.

7.4.10 Гидравлические испытания проводятся только при удовлетворительных результатах наружного и внутреннего осмотров. Перед внутренним осмотром и гидравлическим испытанием сосуд должен быть остановлен, охлажден, освобожден от заполняющей его рабочей среды, отключен заглушками от всех трубопроводов, соединяющих сосуд с источником давления или другими сосудами в соответствии с инструкцией по безопасному ведению работ, утвержденной владельцем сосуда в установленном порядке.

7.4.11 Замена гидравлических испытаний сосудов на пневматические испытания допускается при условии его контроля методом акустической эмиссии и положительных результатах внутреннего осмотра.

7.4.12 Если по условиям производства не представляется возможным предъявить сосуд для освидетельствования в назначенный срок, владелец обязан предъявить его досрочно.

7.4.13 Техническое освидетельствование сосудов, не регистрируемых в органах Федеральной службы по экологическому, территориальному и атомному надзору, проводится лицом, ответственным по надзору за соблюдением требований промышленной безопасности при эксплуатации сосудов, работающих под давлением.

Первичное и внеочередное технические освидетельствования сосудов, регистрируемых в органах Федеральной службе по экологическому, территориальному и атомному надзору проводится инспектором Федеральной службы по экологическому, территориальному атомному надзору.

Периодическое техническое освидетельствование сосудов, регистрируемых в органах Федеральной службы по экологическому, территориальному и атомному надзору проводится специалистом организации, имеющей лицензию котлонадзора Федеральной службы по экологическому, территориальному и атомному надзору на выполнение технического освидетельствования.

7.5 Насосы подачи топлива

7.5.1 При приемке и перед сдачей смены, а также один раз через 2 ч следует проводить обход работающих насосов и насосов, находящихся на АВР. При этом проверять:

- наличие уровня масла в подшипниках и масленке постоянного уровня. Не допускать полного опорожнения баллона и отсутствия масла в подшипниковых узлах;
- показания контрольно-измерительных приборов. Они должны соответствовать показателям параметров нормальной работы;
- нагрев корпуса подшипников насоса, корпуса электродвигателя (температура корпуса подшипников насоса должна быть не более 60°С, корпуса электродвигателя – не более 80°С);
- исправность системы подачи охлаждающей воды (жидкости) в корпуса насосов, подшипников и уплотнений (температура охлаждающей воды на выходе из торцевого уплотнения должна быть не выше 80°С);

- исправность уплотнений. Утечка через уплотнения должна быть не выше 180 $см^3$/ч для сальникового уплотнения и 40 $см^3$/ч для торцевого уплотнения;

- давление охлаждающей воды, которое должно быть не выше 0,2 МПа (2,0 $кгс/см^2$).

Температура подшипников электродвигателей при длительной их работе не должна превышать следующие предельно допустимые значения:

80°С – для подшипников скольжения;

100°С – для подшипников качения.

При применении специальных подшипников качения или специальных масел и вкладышей для подшипников скольжения допускаются более высокие температуры, что должно быть отмечено в эксплуатационной документации завода-изготовителя и отражено в местной инструкции.

Смазка подшипников качения должна быть консистентная, подшипников скольжения – жидкостная кольцевая, принудительная под давлением или комбинированная. Марки рекомендуемых смазок и масел должны быть оговорены в инструкциях заводов-изготовителей и указаны в местных инструкциях по эксплуатации электродвигателей. Там же должны иметься сведения о количестве и периодичности пополнения (замены) смазки, а для подшипников с принудительной смазкой – продолжительность работы до первой ревизии подшипников и смены масла.

7.5.2 Для насосных агрегатов подачи мазута следует учесть особые требования к условиям эксплуатации:

- не допускать вращение вала в обратную сторону, то есть постоянно контролировать исправность обратного клапана насоса;

- отключать насосный агрегат только после закрытия задвижки на напорной линии насоса, а при автоматическом отключении напорная задвижка должна автоматически закрываться;

- вентиль рециркуляции на остановленном насосе должен быть открыт, а на работающем – закрыт;

- не допускать перегрузку насоса сверх параметров, оговоренных в его паспорте;

- контролировать нагрев и вибрацию подшипников. Если на ощупь будет обнаружено повышение температуры или вибрации подшипника, то необходимо перейти на средства измерительного контроля (при отсутствии соответствующих стационарных датчиков приборов контроля вибрации).

7.5.3 При пуске насосов необходимо соблюдать условия по допустимому количеству пусков электродвигателя: два пуска подряд из холодного состояния или один из горячего. Последующие пуски возможны после трехчасового перерыва, т.е. после полного охлаждения электродвигателя.

7.5.4 По утвержденному графику работы оборудования производится своевременный переход на включение резервного насоса в работу.

Отключенные насосные установки, находящиеся в резерве, должны быть постоянно готовы к немедленному пуску. Необходимое быстродействие включения резервного насоса, должно обеспечиваться автоматическим устройством включения резерва (АВР).

7.5.5 Насосные установки, находящиеся в резерве, должны пускаться в работу, а работающие – переводиться в резерв не реже одного раза в месяц по графику, утвержденному техническим руководителем электростанции.

7.5.6 Корпусы насосов, перекачивающих горючие жидкости, должны быть заземлены, независимо от заземления электродвигателей, находящихся на одной раме с насосами. Для уплотнения валов насосов, перекачивающих топочный мазут, могут применяться одинарные торцовые уплотнения, торцовые уплотнения типа «тандем», двойные торцовые, а также сальниковые уплотнения. Все движущие части должны быть защищены надежно закрепленными ограждениями.

7.5.7 В помещении насосного отделения должна быть в рабочем состоянии естественная и механическая вентиляция. Запрещается включать в работу насосные агрегаты при выключенной вентиляции. К эксплуатации допускаются вентиляционные системы, прошедшие предпусковые испытания, с параметрами, доведенными до проектных величин, имеющие инструкции по эксплуатации, паспорта (формуляры) и журналы по эксплуатации и ремонту.

7.5.8 Смазочные масла в помещении насосной необходимо хранить в металлической или полиэтиленовой таре с плотно закрытыми крышками и в количестве не более суточной потребности.

7.5.9 Не разрешается проводить подтяжку болтовых соединений (сальники задвижек и вентилей, фланцы, арматуры, подогревателей, фильтров, счетчиков приборов КИП и т.д.) на оборудовании, находящемся в работе, без снятия давления и отключения участка (оборудования) от технологической схемы работы ХЖКТ. Необходимость установки заглушек определяется конкретной схемой, герметичностью затворов отключающих устройств и устанавливается лицом, выдающим наряд.

Возможность подтяжки сальниковой набивки на работающем насосе определяется руководством предприятия в зависимости от типа насосов, условий эксплуатации (давление и температура перекачиваемого топлива) и имеющегося опыта эксплуатации и приводится в эксплуатационной инструкции.

На всех фланцевых соединениях болты следует затягивать постепенно, поочередно с диаметрально противоположных сторон.

7.5.10 При аварийном останове насосной установки защитой, необходимо выяснить какая из защит сработала. Повторный пуск насосной установки после отключения защитой возможен только после устранения причины, вызвавшей срабатывание, и с разрешения начальника смены станции или начальника смены цеха, в ведении которого находятся оборудование насосного отделения.

7.5.11 Насосная установка должна быть немедленно остановлена воздействием на аварийную кнопку при:

- появлении дыма из подшипников электродвигателя или насоса;
- появлении искр или запаха горящей изоляции из электродвигателя;
- несчастных случаях с людьми;
- разрыве трубопровода ЖКТ или при появлении струйных течей через фланцы арматуры насоса;
- поломке приводного механизма;
- пожаре непосредственно угрожающему работе оборудования.

7.5.12 Насос должен быть остановлен при наличии резерва или по согласованию с НСС (РДС котлотурбинного (котельного) подразделения) в случаях:

- возникновения сильной вибрации;
- появления посторонних стуков;
- нагрева корпуса подшипников до температуры, превышающей 60°С;
- увеличения течей мазута из уплотнения насоса;
- длительного повышения токов по амперметру за пределы красной черты и невозможности их снижения уменьшением расхода (включением в параллельную работу другого насоса, прикрытием напорной задвижки) и повышением температуры перекачиваемого мазута;
- высокой температуры корпуса электродвигателя (выше 85°С);
- возникновения ненормального шума в электродвигателе;
- нагрева корпуса подшипников электродвигателей до 90°С;
- большой амплитуды колебаний стрелки амперметра (± 10 % от номинального значения).

7.6 Средства молниезащиты и защиты от статического электричества

7.6.1 Все металлические и электропроводные неметаллические части технологического оборудования должны быть заземлены независимо от принятия других мер защиты от статического электричества. Металлическое и неметаллическое оборудование, трубопроводы, вентиляционные короба и кожухи термоизоляции трубопроводов должны представлять собой непрерывную электрическую цепь, которая должна быть присоединена к контуру заземления через каждые 40-50 м, но не менее чем в двух точках.

7.6.2 Заземлители и токоотводы подвергаются периодическому контролю не реже одного раза в пять лет.

Результаты проведенных проверок и осмотров заносятся в паспорт молниезащитного устройства и журнал учета состояния молниезащитных устройств.

7.6.3 По утвержденному графику, но не реже 1 раза в год, должны проводиться осмотр и измерения электрических сопротивлений заземляющих устройств защиты от проявления статического электричества и устройств молниезащиты. При осмотре молниезащитных устройств выявляются элементы, требующие замены или усиления из-за механических повреждений; проверяется надежность электрической связи между токоведущими элементами (мест сварки и болтовых соединений); определяется степень разрушения коррозией отдельных элементов молниезащиты и принимаются меры по восстановлению антикоррозионной защиты и по усилению элементов, поврежденных коррозией, измеряются сопротивления всех заземлителей молниезащиты, а при повышении сопротивления принимаются меры по доведению сопротивления до требуемых величин.

На основании полученных данных определяются объемы предусмотренного ремонта устройств молниезащиты, который должен быть закончен к началу грозового периода года. Мелкие текущие ремонты устройств молниезащиты

можно проводить в любое время года, капитальные ремонты – только в негрозовой период.

Результаты осмотров молниезащитных устройств, проверочных испытаний заземляющих устройств, проведенных ремонтов следует заносить в специальный эксплуатационный журнал.

# 8 Подготовка к пуску оборудования

8.1 Подготовка к пуску из холодного резерва

При подготовке к пуску проводят:

- осмотр оборудования;
- проверку готовности к пуску систем ХЖКТ;
- проверку систем автоматики, блокировок и сигнализации (совместно с персоналом электрической службы (цеха) и службы, в ведении которой находятся средства тепловой автоматики и измерений);
- подготовку вспомогательных систем:
  а) паропроводов охлаждающей воды;
  б) приточно-вытяжной вентиляции;
  в) сбора и откачки конденсата;
  г) дренажных насосов;
- подготовку схемы подачи мазута в главный корпус;
- подготовку насосов (первой и второй ступеней, циркуляционных).

8.1.1 Осмотр оборудования

При осмотре оборудования необходимо:

- убедиться в окончании всех ремонтных работ на оборудовании, подготавливаемом к пуску;
- убедиться в закрытии нарядов на производство ремонтных работ;
- проверить чистоту рабочих мест; убедиться в отсутствии посторонних людей, в снятии запрещающих плакатов.
- провести осмотр оборудования и трубопроводов, намеченных к пуску и на которых проводились ремонтные работы (арматуры, опорных конструкций, крепежа фланцевых соединений).
- проверить:

а) снятие заглушек с фланцевых соединений оборудования, которое необходимо вводить в работу;

б) наличие и исправность противопожарного инвентаря в помещениях НС ЖКТ, на щите управления НС ЖКТ , на территории мазутного хозяйства;

в) чистоту колодца, предназначенного для сбора продуктов при уборке полов в помещении НС ЖКТ;

г)наличие чистой и отсутствие замасленной ветоши в специальных ящиках мазутного хозяйства;

д) чистоту оборудования, помещения НС ЖКТ и территории мазутного хозяйства;

е) наличие и исправность средств измерений, установленных на оборудовании и трубопроводах, визуально;

ж) наличие масла в масленках подшипников насосов, подготавливаемых к пуску, при необходимости долить масло;

и) наличие заземления электродвигателей насосов, кабелей, электроприводов регулирующих клапанов и задвижек с электроприводами;

к) наличие ограждений муфты на насосах;

л) внешнее состояние резервуаров (чистоту туннелей, наличие освещения, состояние вентиляционных патрубков, средств измерений и пожаротушения), состояние и положение арматуры у подключаемого резервуара (группы резервуаров); арматура должна быть закрыта;

м) состояние подогревателей (наличие и целостность водомерных стекол, манометров, термометров, состояние крепежа фланцевых соединений);

н) исправность оборудования вентиляционных и калориферных установок (отсутствие щелей между калориферами и строительными конструкциями, отсутствие парения и подтекания калориферов, состояние оребрения калориферов, плотность закрытия люков воздуховодов и дверей вентиляционных камер), температуру и давление теплоносителей и температуру воздуха, поступающего в помещение НС ЖКТ (по приборам);

п) исправность системы пожаротушения объектов ХЖКТ, в соответствии с требованиями действующей инструкции по эксплуатации системы пожаротушения;

р) исправность системы освещения помещений НС ЖКТ, территории мазутосклада и эстакады, а также исправность телефонной связи путем непосредственного опробования.

О всех замеченных неисправностях доложить начальнику смены подразделения, в ведении которого находится оборудование НС ЖКТ (котлотурбинного, топливно-транспортного) с записью в журнале дефектов.

8.1.2 Проверка готовности к пуску систем ХЖКТ

При проверке готовности к пуску систем ХЖКТ, необходимо:

- убедиться в наличии напряжения на электродвигателях дренажных насосов и вентиляторов помещения НС ЖКТ по световым указателям положения на ЩУМ. Если напряжение отсутствует (лампочки не горят), заказать персоналу соответствующего подразделения сборку электрической схемы вентиляторов (дренажных насосов);

- убедиться в том, что все вентили воздушников и дренажей на оборудовании и трубопроводах, подготавливаемых к пуску, и вентили паровой продувки закрыты, избыточное давление в трубопроводах паровой продувки отсутствует (по показанию манометра).

- убедиться в том, что в подводящих паропроводах ХЖКТ давление пара соответствует рабочему по показаниям приборов на ЩУМ (при отсутствии давления пара см. п. 8.1.4.1).

- убедиться в том, что в подводящих трубопроводах охлаждающей воды в НС ЖКТ давление не ниже 0,05 МПа (0,5 кгс/см$^2$) (при отсутствии давления охлаждающей воды см. п. 8.1.4.2).

- убедиться в том, что уровень топлива в резервуаре, подготавливаемом к пуску, не ниже минимально допустимого, а температура топлива – не ниже 60°С.

- заказать персоналу подразделения тепловой автоматики подключение средств измерений, установленных на оборудовании мазутного хозяйства, пускаемом в работу, и проконтролировать выполнение;

- заказать персоналу соответствующих подразделений сборку электросхемы электрифицированных задвижек и регуляторов в рабочее положение, а электродвигателей насосов, намечаемых к пуску по технологической схеме работы ХЖКТ – в испытательное положение.

8.1.3 Проверка систем автоматики, блокировок и сигнализации

8.1.3.1 Перед пуском оборудования, после останова продолжительностью более трех суток, следует проверить работу АВР насосов первой и второй ступеней имитацией понижения давления на стороне нагнетания насосов и отключением аварийной кнопкой из помещения НС ЖКТ или ключом управления со щитов управления НС ЖКТ и от главного корпуса при сборке электросхемы двигателей насосов в испытательном положении. Проверка блокировок и защит производится совместно с оперативным (дежурным) персоналом соответствующих подразделений по распоряжению начальника смены ТЭС.

8.1.3.2 Проверить, совместно с оперативным персоналом подразделения тепловой автоматики действие блокировки по включению дренажных насосов от повышения уровня в дренажной емкости в имитационном режиме от датчиков уровня при повышении (понижении) уровня.

8.1.3.3 Проверить совместно с оперативным персоналом подразделения тепловой автоматики действие сигнализации (звуковой и световой) в имитационном режиме по:

- повышению уровня в дренажной емкости и приямке НС ЖКТ ;
- включению в работу дренажных насосов;
- отключению дренажных насосов, работе АВР дренажных насосов;
- включению в работу дополнительных вентиляторов (при увеличении концентрации паров нефтепродуктов в помещении НС ЖКТ);
- повышению (понижению) уровня топлива в приемных емкостях и расходных резервуарах;
- понижению (повышению), давления и температуры мазута в магистральных трубопроводах ЖКТ;
- включению в работу насосов, установленных на АВР (срабатывание АВР);
- отключению насосов со щита управления ГК.

8.1.3.4 После окончания проверки блокировок необходимо заказать оперативному персоналу соответствующей службы сборку электрической схемы насосов, намечаемых к пуску, в рабочее положение и установить их ключи блокировок в нейтральное положение.

8.1.4 Подготовка к пуску вспомогательных систем ХЖКТ.

8.1.4.1 Подготовить систему паропроводов к пуску при отсутствии давления (расхода) пара в паропроводах:

- открыть все вентили дренажей на подключаемом в работу магистральном паропроводе Б (А) по трассе;
- проверить, что все задвижки на ответвлении от прогреваемого паропровода закрыты;

- сообщить начальнику смены подразделения, в ведении которого находится котельное оборудование (далее – котлотурбинное подразделение), о выполненной работе;

- после приоткрытия входной задвижки в главном корпусе на магистральном паропроводе (осуществляет персонал котлотурбинного подразделения) необходимо следить за состоянием подключенного паропровода, его опор и конструкций эстакады, и прикрыть вентили дренажей по мере прогрева паропровода. Вентили необходимо закрывать полностью только при истечении пара без конденсата; при прогреве паропровода не допускаются гидравлические удары. При появлении гидравлических ударов необходимо прикрыть входную задвижку;

- если расход пара на оборудование НС ЖКТ отсутствует, то после прогрева всего паропровода на трассе следует оставить приоткрытым вентиль дренажа на конечном участке;

- сообщить начальнику смены котлотурбинного подразделения об окончании прогрева паропровода;

- после полного открытия входной задвижки на паропроводе в главном корпусе (осуществляет персонал котлотурбинного подразделения) необходимо убедиться в том, что давление пара соответствует номинальным параметрам, после чего открыть первичные вентили на расходомер пара и подключить его в работу (подключение средств измерений производит персонал службы, в ведении которой находятся средства тепловой автоматики и измерений).

Подготовка к пуску и прогрев другого магистрального паропровода или паропровода на приемно-сливном устройстве производится аналогично.

8.1.4.2 Подготовить систему охлаждающей воды к пуску:

- при отсутствии давления в коллекторе охлаждающей воды следует открыть входную задвижку охлаждающей воды в НС ЖКТ;

- убедиться в том, что давление воды в коллекторе более 0,05 МПа (0,5 кгс/см$^2$);

- открыть вентили охлаждающей воды на включаемые в работу насосы и отрегулировать сток воды через уплотнения, корпусы подшипников.

8.1.4.3 Включить в работу приточно-вытяжную вентиляцию. Убедиться в том, что вентиляторы и кондиционеры (калориферы) в помещении НС ЖКТ работают нормально, температура воздуха в помещении не превышает 28°С, а концентрация паров нефтепродуктов не достигает предельно допустимой концентрации (ПДК).

Запрещается в зимнее время включение в работу приточной вентиляции без подачи на калориферы теплоносителя (горячая сетевая вода, конденсат).

8.1.4.4 Подготовить к работе систему сбора и откачки конденсата:

- открыть секционную задвижку на общем трубопроводе конденсата;

- открыть задвижки на расширители дренажа конденсата и от баков сбора конденсата до конденсатных насосов;

- проверить уровень конденсата в баках сбора конденсата;

- убедиться в открытии задвижек по трассе на стороне нагнетания конденсатных насосов;

- заказать сборку электросхемы конденсатных насосов.

8.1.4.5 Подготовить к работе дренажные насосы:

- убедиться в открытии запорных устройств на напорных трубопроводах дренажных насосов;

- убедиться в нормальной работе дренажных насосов кратковременным пуском их ключом управления насосов или от датчика уровня дренажной емкости;

- при необходимости заполнить всасывающий трубопровод насосов жидкостью;

- поставить ключ блокировки насосов в положение «Работа».

8.1.5 Подготовить к пуску технологическую схему ХЖКТ, для этого:

- открыть вентили на импульсных линиях к разделительным сосудам манометров на оборудовании НС ЖКТ (насосах, подогревателях, фильтрах) и на трубопроводах ЖКТ подключаемого резервуара;

- проверить положение запорных устройств на дренажах и воздушниках на подключаемом в работу оборудовании (насосы, ФГО, ФТО, НС ЖКТ) и трубопроводе ЖКТ, включая главные трубопроводы ЖКТ эстакады и системы рециркуляции ГК. Они должны быть закрыты;

- открыть вентили паровых спутников трубопровода ЖКТ подключаемого резервуара. Открыть задвижки на линии от подключаемого резервуара к всасывающему трубопроводу ЖКТ насосов первой ступени и секционные задвижки, задвижки на входе в ФГО и заполнить всасывающие трубопроводы ЖКТ насосов первой ступени и ФГО, открыв вентили воздушников ФГО; после появления мазута через воздушники закрыть вентили воздушников;

При заполнении трубопроводов ЖКТ и оборудования следить за состоянием дренажной емкости и дренажных насосов. В случае заполнения дренажной емкости мазутом и включения в работу дренажного насоса приостановить заполнение, проверить положение вентилей дренажей, и при необходимости закрыть задвижки на всасывающем трубопровода ЖКТ от подключенного резервуара. Выяснить и устранить причину заполнения дренажной емкости мазутом.

- убедиться в том, что задвижки на трубопроводе рециркуляции ЖКТ от главного корпуса открыты;

- открыть задвижки циркуляционного контура на подключаемом резервуаре;

- подготовить схему заполнения подогревателей мазута, ФТО, насосов второй ступени, главных трубопроводов ЖКТ эстакады, трубопровода рециркуляции ЖКТ котельного отделения (схему трубопровода рециркуляции ЖКТ котельного отделения подготавливает оперативный персонал котлотурбинного подразделения);

- открыть вентили паровых спутников трубопровода ЖКТ по эстакаде;

- собрать технологическую схему подачи ЖКТ в ГК: расходный резервуар - ФГО - насос первой ступени - подогреватель мазута - ФТО - насос второй ступени - главные трубопроводы ЖКТ по эстакаде – трубопровод рециркуляции ЖКТ котельной - трубопровода ЖКТ рециркуляции - расходный резервуар;

- закрыть задвижки от трубопровода рециркуляции на напорные трубопроводы ЖКТ насосов первой ступени;
- открыть задвижки от трубопровода ЖКТ рециркуляции в расходный резервуар (при совмещенной схеме) или в циркуляционный контур (при раздельной схеме).

В последнем случае насосы циркуляционного контура могут быть остановлены.

8.1.6 Подготовка к пуску насосов первой ступени.

Убедиться в том, что вентили на вспомогательных трубопроводах насоса (охлаждающая вода, СИ, уплотнительная среда, торцевого уплотнения) открыты; на все элементы насоса, предусматривающие водяное охлаждение, поступает вода, в баллонах масленки подшипников насоса находится масло.

Проверить положение ключа блокировки насоса. Ключ блокировки насоса должен находиться в нейтральном положении.

Убедиться в том, что насос заполнен мазутом, для чего необходимо приоткрыть вентили воздушников на ФГО и напорном трубопроводе насоса до задвижки. После появления ЖКТ вентили воздушников следует закрыть.

Убедиться в том, что задвижка на всасывающем трубопроводе ЖКТ открыта полностью, давление на стороне всасывания насоса не менее 0,02 МПа (0,2 кгс/см$^2$), корпус насоса прогрет. Температура ЖКТ перед насосом находится в пределах от 60 до 80°С.

Прогрев насоса осуществляется через дренажи насоса или трубопровода ЖКТ со стороны нагнетания насоса протоком ЖКТ от подключенного (рабочего или расходного) резервуара.

Доложить РДС котлотурбинного подразделения (НСС) об окончании работ по подготовке насоса первой ступени к пуску.

8.2 Подготовка к пуску из горячего резерва

В режиме горячего резерва выполняются следующие основные виды работ:

- подготовка ЖКТ в резервуарах резервной группы склада ЖКТ к подаче на сжиганию;
- перевод (постановка) резервного насоса первой ступени в «горячее состояние»;
- постановка резервного насоса первой ступени на АВР;
- подготовка насосов второй ступени к пуску;
- подключение (переключение) подогревателей ЖКТ основного и циркуляционного контура в работу;
- подготовка к пуску, пуск и отключение насосов циркуляционного контура;
- вывод в резерв (ремонт) работающих насосов первой ступени и подогревателей ЖКТ .

8.2.1 Подготовка ЖКТ в резервуарах склада ХЖКТ .

8.2.1.1 Подготовка ЖКТ в резервуарах осуществляется заблаговременно с учетом продолжительности разогрева мазута до рабочей температуры в пределах от 60 до 80°С, обеспечения равномерного перемешивания влаги в объеме

резервуара или удаления отстоявшейся воды (влаги) из придонного слоя резервуара.

8.2.1.2 Продолжительность разогрева определяется исходя из начальной температуры и объема мазута в подготавливаемом резервуаре (группе резервуаров), количества (расхода) и температуры подаваемого мазута на разогрев.

8.2.1.3 Подготовку резервуара с температурой мазута в нем ниже 30°С производить в следующем порядке:

- провести осмотр оборудования (резервуаров, подогревателей циркуляционного (основного) контура, насосов) в соответствии с п. 8.1.1;
- проверить готовность к пуску систем ХЖКТ в соответствии с п. 8.1.2;
- убедиться в том, что система приточно-вытяжной вентиляции находится в работе (по световым указателям положения);
- убедиться в том, что на пускатели электродвигателей насосов циркуляционного контура подано силовое и оперативное напряжение (по световым указателям);
- убедиться в том, что регуляторы регулирующих клапанов по пару подогревателей циркуляционного контура, намечаемых к пуску, находятся в рабочем состоянии, на пускатели их электроприводов подано силовое и оперативное напряжение (по световым указателям положения);
- убедиться в том, что вентили дренажей продувок, воздушников на оборудовании (насосы, подогреватели) и трубопроводы ЖКТ циркуляционного контура закрыты;
- подготовить к пуску насос циркуляционного контура, согласно п. 8.1.5;
- убедиться в том, что уровень мазута в подготавливаемом резервуаре выше минимально допустимого и ниже максимально допустимого;
- спустить отстоявшуюся воду из придонного слоя резервуара на очистные сооружения (если предусмотрена схема слива из придонного слоя и имеются очистные сооружения);
- включить паровые регистры в районе всасывающего трубопровода ЖКТ, для чего открыть вентиль на байпасе конденсатоотводчика и постепенно (во избежание гидравлических ударов) открыть вентиль по пару на регистры резервуара;
- через промежуток от 10 до 15 минут открыть вентили конденсатоотводчика и закрыть вентиль байпаса конденсатоотводчика;
- открыть задвижки на малый и большой сброс внутри резервуарного циркуляционного контура на подготавливаемом резервуаре от работающих насосов и подогревателей мазута от другого резервуара.

При разогреве ЖКТ по циркуляционной схеме от другого резервуара необходимо осуществлять контроль уровня и температуры ЖКТ в резервуаре штатными приборами. Не допускать перелива ЖКТ . При достижении в подготавливаемом резервуаре верхнего предельного уровня заполнения необходимо немедленно закрыть задвижки циркуляционного контура);

- после повышения температуры мазута в резервуаре до 30°С осуществить перемешивание ЖКТ в резервуаре и подогрев его до рабочей температуры (см. ниже).

8.2.1.4 Подготовку резервуаров с температурой ЖКТ в пределах от 30 до 60°С производят в следующем порядке:

- спустить отстоявшуюся воду из придонного слоя резервуара на очистные сооружения (если в подготавливаемом резервуаре мазут хранится без подогрева);

- собрать циркуляционную схему разогрева и подключить подготавливаемый резервуар к всасывающему коллектору циркуляционных насосов (в схеме с раздельным контуром циркуляционного разогрева) или к насосу первого подъема, не связанному со схемой подачи мазута в котельную (в схеме с совмещенным контуром разогрева);

- включить в работу подготовленный к пуску циркуляционный насос и проконтролировать его работу в соответствии с 9.1.2-9.1.4;

- подключить подогреватель циркуляционного контура по пару согласно 9.3.1;

- установить ручным задатчиком регулятора, включенного в работу подогревателя, положение, при котором температура мазута на выходе из подогревателя будет поддерживаться в пределах (115±5)°С, и поставить регулятор в автоматический режим управления;

- осуществить перемешивание мазута в подготавливаемом резервуаре (группе резервуаров) и подогрев его до температуры в пределах от 70 до 80°С. После достижения указанных значений температуры отключить подогреватель по пару и циркуляционный насос (при необходимости);

- при разогреве следует осуществлять контроль температуры и уровня ЖКТ в подготавливаемом резервуаре штатными приборами.

8.2.2 Постановка насосов первой ступени в горячее состояние.

Постановку резервного насоса первой ступени в горячее состояние при работающем насосе первого подъема необходимо производить в следующем порядке:

- убедиться в том, что насос подготовлен к пуску, и его задвижка на напорном трубопровода ЖКТ открыта (при необходимости подготовить насос к пуску согласно 8.1.6);

- проверить положение ключа блокировки насоса (ключ блокировки должен быть в нейтральном положении);

- приоткрыть вентиль байпаса обратного клапана на напорном трубопровода ЖКТ насоса для циркуляции через насос горячего мазута;

- следить за тем, чтобы температура насоса повышалась со скоростью не более 2°С/мин. Контроль следует осуществлять по штатным термометрам, установленным на всасывающем и напорном патрубках насоса;

- не допускать вращения вала насоса в обратную сторону (нормальное вращение вала насосов первой и второй ступени – против часовой стрелки, если смотреть со стороны электродвигателя).

Пуск насоса с вращающимся валом насоса в обратную сторону не допускается.

8.2.3 Постановка насоса первой ступени на АВР.

При постановке насосов первой ступени на АВР должны быть выполнены условия:

- на АВР могут переводиться только насосы, находящиеся в горячем состоянии;
- напряжение на электродвигатель насоса, находящегося в работе, и электродвигателя насоса, переводимого на АВР, должно подаваться от различных секций трансформаторов;
- ключ блокировки насоса установлен в положение «Резерв».

8.2.4 Подготовка к пуску насоса второй ступени.

8.2.4.1 При подготовке к пуску насоса второй ступени выполнить следующие операции:

- выполнить осмотр насоса, намеченного к пуску;
- проверить положение ключа блокировки (ключ блокировки насоса должен находиться в нейтральном положении);
- убедиться в том, что вентили на вспомогательных трубопроводах (охлаждающей воды, КИП, уплотнительной среды торцевых уплотнений насоса) открыты; на все элементы насоса с водяным охлаждением поступает вода;
- проверить наличие масла в баллоне масленки подшипников насоса;
- проверить, что задвижка на всасывающем трубопроводе ЖКТ насоса открыта полностью; давление на сторонах всасывания и нагнетания насоса соответствует давлению работающего насоса первой ступени;
- убедиться в том, что насос заполнен мазутом, приоткрыв вентили воздушников на ФТО и напорном трубопроводе насоса ЖКТ. После появления ЖКТ , вентиль воздушника закрыть.

8.2.4.2 Прогрев корпуса насоса

Прогреть корпус насоса, повышая температуру со скоростью не более 2°С/мин. Прогрев следует осуществлять циркуляцией через насос небольшого расхода подогретого мазута от работающих насосов первой ступени, для чего следует приоткрыть задвижку на напорном трубопроводе насоса ЖКТ.

После прогрева насоса необходимо полностью открыть задвижку на напорном трубопроводе ЖКТ. Осуществлять контроль состояния насоса уплотнений стоком охлаждающей воды из картера насоса, не допуская наполнения картера.

## 9 Пуск оборудования

9.1 Пуск насоса первой ступени

9.1.1 После окончания подготовки технологической схемы (см. п. 8.1.4.6) и насосов первой ступени к пуску (см. п. 8.1.5) необходимо выполнить следующее:

- получить подтверждение от РДС соответствующего подразделения или НСС о сборке электрической схемы электродвигателей насосов первой ступени в рабочее положение, а также от НС котлотурбинного подразделения или НСС о подготовке схемы мазутного кольца в котельной; получить разрешение от НСС на пуск насосов первой и второй ступеней в работу и на прокачку мазута по главным

напорным трубопроводам железнодорожной сливно-наливной эстакады ЖКТ и котельного отделения ГК;

- закрыть напорную задвижку включаемого в работу насоса;
- убедиться в том, что ключи блокировок насосов первой и второй ступени на щите управления насосной станции ЖКТ установлены в нейтральное положение;

Разрешение на пуск от НСС берется только для насосов первой и второй ступени, пуск и останов которых влияют на режим работы котельной. Включение других насосов (циркуляционных, дренажных, перекачивавших) производится с разрешения лица из числа оперативного персонала (начальника смены), ответственного за работу ХЖКТ, а конденсатных – и с уведомления начальника смены химического подразделения (дополнительно).

- включить дистанционно со щита управления НС ЖКТ насос в работу его ключом управления;
- пуск насоса производится на закрытую напорную задвижку, если насос включается в работу после ремонта или при отсутствии давления в напорном трубопроводе ЖКТ;
- пуск насоса разрешается производить как на открытую напорную задвижку, так и на закрытую задвижку, если насос пускается в параллельную работу с другим насосом первого подъема.

9.1.2 После пуска насоса проверить параметры его работы по показаниям амперметра и манометров, установленных на оборудовании. Параметры должны соответствовать значениям, характеризующим нормальную работу оборудования.

При соответствии показаний манометров и амперметров показателям нормальной работы насоса первой ступени, медленно открыть его напорную задвижку, следя при этом за показаниями манометров и амперметра насоса.

Проверить работу включенного насоса: нагрев подшипников и уплотнений (температура их не должна превышать 60°С), вибрацию корпуса подшипников насоса и электродвигателя, отрегулировать воду на охлаждение насосов, подшипников, холодильников, уплотнения. Утечка мазута через торцевые уплотнения не должна превышать 40 $см^3$/ч.

9.1.3 Убедиться в свободном стоке водомазутной эмульсии из картеров насоса. Не допускать переполнения картера.

9.1.4 Закрыть вентиль байпаса обратного клапана насоса. Поставить ключ блокировки включенного насоса в положение «Работа». Сделать соответствующие записи в суточной ведомости и в оперативном журнале.

Пуск насоса незаполненного мазутом, не находящегося в горячем состоянии, работа свыше 5 минут при закрытой задвижке на напорном трубопроводе, а также работа при расходе мазута менее 10 % оптимального не допускается. В случае несоответствия показаний с показателями нормальной работы насоса, при резком падении давления в напорном трубопроводе, перегрузке электродвигателя, пропуске мазута через уплотнения вала и в соединениях выше приведенных значений, а также при появлении не нормального шума или вибрации, необходимо закрыть задвижку на напорном трубопроводе ЖКТ, выключить электродвигатель насоса, выяснить и устранить причину неполадок.

9.2 Заполнение оборудования мазутом

9.2.1 Заполнение подогревателей, ФТО, насосов второй ступени, главных трубопроводов сливно-наливной железнодорожной эстакады ЖКТ и трубопровода рециркуляции ЖКТ котельного отделения при работе насосов первой ступени производят в следующем порядке:

- заполнить трубопровод ЖКТ до подогревателей, открыв вентили воздушников на этих трубопроводах;
- заполнить подогреватели ЖКТ , подготовленные к пуску, открыв вентили воздушников на топливной части этих подогревателей. После появления ЖКТ через воздушники, вентили последних закрыть. Следует проконтролировать состояние подогревателей при их заполнении, и убедиться в отсутствии течей мазута по корпусу подогревателя, через фланцевые соединения и присоединения импульсных линий;
- заполнить ФТО жидким котельным топливом (мазутом), открыв вентили воздушников на ФТО, после появления ЖКТ вентили воздушников необходимо закрыть;
- заполнить насосы второй ступени, открыв вентили воздушников на всасывающих и напорных трубопроводах; после появления мазута вентили воздушников закрыть. При заполнении трубопровода ЖКТ и оборудования необходимо следить за состоянием дренажного резервуара и дренажных насосов. В случае наполнения дренажного резервуара жидким котельным топливом (мазутом) и включении в работу дренажного насоса проверить положение вентилей дренажа на подключенном оборудовании, при необходимости отключить насос первой ступени и приостановить заполнение оборудования и трубопроводов ЖКТ. Продолжать заполнение следует только после устранения причины наполнения дренажного резервуара.

9.3 Пуск в работу подогревателей ЖКТ

После заполнения топливной части подогревателей жидким котельным топливом (мазутом), необходимо подключить их по пару.

9.3.1 Включение подогревателей по пару производится в следующем порядке:

- открыть вентили по конденсату на подогреватели;
- закрыть дистанционно регулирующий клапан на подогреватель по пару (конденсату) воздействием на кнопки блока ручного управления регуляторов;
- убедиться в том, что задвижка байпаса регулирующего клапана по пару закрыта и вентиль дренажа паропровода до подогревателей открыт;
- открыть задвижки по пару;
- открыть вентили воздушников на паровой части подогревателя;
- воздействием на кнопки блока ручного управления регулятора открыть регулирующий клапан по пару подключаемого подогревателя на 2-3 %;
- после появления пара через вентиль дренажа паропровода до подогревателей закрыть его;
- после появления пара через воздушники подогревателя закрыть их вентили.

В зимний период года (при отрицательных значениях температуры наружного воздуха) включение подогревателя по пару допускается производить до заполнения его мазутом. При этом регулирующий клапан по пару должен быть открыт не более чем на 2 %. Прогрев подогревателя должен производиться постепенно. Не допускать гидравлических ударов на паропроводах и в корпусе подогревателя. Общая продолжительность пуска подогревателя из холодного состояния до нагрева мазута на 40-45°С – не менее 20 мин (для подогревателей типа ПМР – не менее 60 мин).

9.3.2 Следить за состоянием работающего подогревателя его фланцевых соединений, температурой мазута за подогревателем, давлением мазута до и после подогревателя, уровнем конденсата в подогревателе, температурой мазута в магистральных трубопроводах ЖКТ. Не допускать превышения температуры ЖКТ на выходе из подогревателя более 150°С (при температуре свыше 150°С происходит интенсивное образование коксо-смолистых отложений на поверхностях нагрева).

9.3.3 После вывода подогревателя на проектные показатели по нагреву мазута следует установить ручным задатчиком регулятора положение, при котором температура мазута на выходе из подогревателя будет поддерживаться в пределах 80±5°С, и поставить регулятор регулирующего клапана по пару в автоматический режим управления.

9.3.4 Сделать запись в оперативном журнале о включении подогревателя мазута по пару, доложить РДС службы, в ведении которой находится ХЖКТ, о выполненной работе и замеченных неисправностях.

9.4 Осмотр включенного в работу оборудования

Произвести осмотр включенного в работу оборудования и трубопроводов, и убедиться в том, что через фланцевые соединения оборудования и трубопроводов отсутствуют пропуски мазута или пара, а включенное оборудование работает нормально.

Работа оборудования при наличии течей (пропуска) мазута по фланцевым, резьбовым и сварным соединениям не допускается. При наличии течей мазута оборудование должно быть отключено и выведено в ремонт.

9.5 Перевод насосов в горячий резерв

9.5.1 Поставить резервный насос первой ступени на АВР согласно п. 8.2.3.

9.5.2 Убедиться в том, что ручной задатчик регулятора температуры мазута поставлен в положение, позволяющее поддерживать температуру мазута на выходе из подогревателя на уровне 80±5°С, а регулятор находится в автоматическом режиме регулирования.

9.5.3 Установить ручной задатчик регулятора уровня конденсата на включенном в работу подогревателе в положение, позволяющее поддерживать уровень конденсата в подогревателе в значениях 380-400 мм (для подогревателей типа ПМР – 160-200 ($170\ ^{+30}_{-10}$) мм), и перевести регулятор в автоматический режим регулирования.

9.6 Пуск оборудования НС ЖКТ из горячего резерва

9.6.1 Убедиться в том, что ключи блокировок насосов второй ступени находятся в нейтральном положении, работавшего насоса первой ступени – в положении «Работа», насоса, поставленного на АВР – в положении «Резерв», других насосов первой ступени – в нейтральном положении.

9.6.2 Установить ручным задатчиком регулятора по температуре мазута на выходе из включенного подогревателя положение, поддерживающее температуру мазута на выходе $100_{-2}^{+5}$ (98-105)°С, и убедиться по показаниям приборов в том, что температура мазута на выходе из подогревателя достигла заданных значений.

9.6.3 Пустить насос второй ступени. Насос второй ступени включается в работу только на заполненные мазутом главные трубопроводы и трубопровод рециркуляции ЖКТ . Пуск насоса второй ступени производится дистанционно со щита управления насосной станции ЖКТ ключом его управления.

Перед пуском насоса второй ступени следует:

- убедиться в том, что насос второй ступени подготовлен к пуску согласно п. 8.2.3;
- обеспечить расход мазута насосом первого подъема по главным трубопроводам и трубопроводам рециркуляции ЖКТ через два насоса второй ступени;
- проверить заполнение ФТО насосов мазутом, открыв кратковременно их воздушники, и при наличии воздуха спустить его;
- проверить перепад давления на ФТО насоса;
- закрыть напорную задвижку пускаемого в работу насоса (напорная задвижка на другом насосе второго подъема, через который прокачивается мазут, должна оставаться открытой).

9.6.4 После пуска насоса необходимо убедиться в его нормальной работе по показаниям амперметра и манометров, установленных на оборудовании.

9.6.5 При соответствии значений параметров нормальной работе насоса второй ступени постепенно открыть его напорную задвижку, при этом следить:

- за показаниями манометров и амперметров насосов первой и второй ступеней;
- за давлением мазута в трубопроводе рециркуляции ЖКТ;
- за состоянием насоса согласно п. 9.1.4.

9.6.6 Поставить ключ блокировки включенного насоса в положение «Работа».

9.6.7 Перевести один из насосов второй ступени в горячее состояние.

9.6.8 Перевод в горячее состояние насосов необходимо производить в следующем порядке:

9.6.9 Подготовить насос согласно п. 8.2.4.

9.6.10 Открыть задвижку на напоре насоса.

9.6.11 Прогреть насос, для чего приоткрыть вентиль байпаса обратного клапана насоса и осуществить циркуляцию через насос небольшим объемом горячего мазута от напорного трубопровода ЖКТ во всасывающий трубопровод насоса. Не допускать вращения вала насоса в обратную сторону.

9.6.12 Следить за показаниями давления в напорном и всасывающем трубопроводах насоса, поставленного в горячее состояние, и на фильтрах тонкой

очистки. Давление должно соответствовать давлению, развиваемому работающим насосом первого подъема. Не допускать повышения давления выше развиваемого насосом первого подъема. При повышении давления необходимо прикрыть вентиль байпаса обратного клапана.

9.6.13 Поставить один из насосов второй ступени, находящийся в горячем состоянии, на АВР.

При постановке насоса на АВР следует:

- выполнить 9.6.1;
- установить ключ блокировки насоса, находящегося в горячем состоянии, в положение «Резерв».

9.6.14 Установить требуемый режим подачи мазута на сжигание, для чего:

Установить ручным задатчиком регулятора положение, поддерживающее температуру мазута после подогревателя в требуемых значениях.

Включить второй магистральный паропровод (если он не был включен) в работу, и открыть (если она закрыта) секционирующую задвижку на паропроводах после прогрева подключаемого паропровода и спуска через его дренажи пароконденсатной смеси.

Подключить, при необходимости, резервный подогреватель мазута, для чего следует:

- заполнить подключаемый подогреватель мазутом (задвижка по мазуту на выходе закрыта) согласно п. 9.2.1;
- выполнить указания п. 9.3.1;
- приоткрыть выходную задвижку от подключаемого подогревателя до появления характерного звука, свидетельствующего о протечке мазута;
- воздействием на кнопки блока ручного управления регулятора постепенно открыть регулирующий клапан по пару до 10-15 %;
- проконтролировать изменение температуры мазута на выходе из подогревателя (по термометрам);
- после повышения температуры мазута на выходе из подключаемого подогревателя до 100°С и более, установить ручным задатчиком регулятора положение, поддерживающее температуру на выходе в требуемых значениях, и перевести регулятор в автоматический режим управления;
- постепенно, следя за температурой подаваемого мазута в котельную, полностью открыть задвижку на выходе мазута из подогревателя мазута. При этом не допускать снижения температуры мазута, подаваемого в котельное отделение, ниже допустимых значений;
- проконтролировать состояние включенных подогревателей согласно п. 9.3.2;
- сделать запись в оперативном журнале и суточной ведомости о проделанной работе.

## 10 Организация технического обслуживания и ремонта технологического оборудования

10.1 Общие требования

10.1.1 Порядок организации и проведения работ по техническому обслуживанию и ремонту оборудования, с учетом конкретных условий его эксплуатации, определяется отраслевыми положениями по техническому обслуживанию и ремонту технологического оборудования по СТО 70238424.27.100.017-2009.

10.1.2 Техническое обслуживание предусматривает комплекс работ по обеспечению работоспособности оборудования между ремонтами, в том числе при устранении неполадок, не требующих остановки производства, и осуществляется обслуживающим персоналом в соответствии с требованиями нормативно-технической документации по техническому обслуживанию и эксплуатации оборудования.

10.1.3 Перед началом ремонта и во время его проведения комиссией, состав которой утверждается техническим руководителем ТЭС, должны быть выявлены все дефекты.

Порядок вывода в ремонт и производства ремонта устанавливается согласно СТО 70238424.27.100.017-2009.

10.1.4 Работы связанные с подготовкой оборудования к ремонту должны проводиться в соответствии с требованиями действующих на предприятии производственных инструкций.

Ремонтные работы с применением открытого огня должны проводиться в соответствии с требованиями действующей на предприятии инструкции по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных и пожароопасных объектах.

Остановка (вывод из работы) оборудования ХЖКТ для проведения ремонта, осуществляется только по распоряжению начальника смены ТЭС. Ремонт оборудования проводится только по наряду-допуску. Регистрация работ по нарядам-допускам производится в оперативном журнале. В журнале регистрируется только первичный допуск к работе и полное окончание с закрытием наряда-допуска согласно СТО 70238424.27.100.017-2009.

10.1.5 При выводе в ремонт топливопроводов или оборудования они должны быть надежно отключены от работающего оборудования, дренированы и, при необходимости производства внутренних работ, пропарены. На отключенных участках топливопроводов паровые спутники или другие обогревающие устройства должны быть отключены.

10.1.6 Паровая продувка (пропаривание) оборудования производится с целью очистки трубопровода ЖКТ и оборудования от остатков ЖКТ , для проведения внутреннего осмотра насосов, фильтров, подогревателей или проведения сварочных или других огневых работ. А также для очистки поверхностей ФГО и ФТО в случае повышения их гидравлического сопротивления сверх нормативного и поверхностей нагрева подогревателей ЖКТ в случае снижения их тепловой мощности.

10.1.7 Паровую продувку оборудования следует производить в следующем порядке:

- надежно отключить участок (оборудование), который необходимо пропарить, от действующего оборудования;

- открыть дренаж на отключенном участке (оборудовании);
- убедиться в том, что на отключенном участке отсутствует давление (при наличии давления проверить правильность отключения участка от действующего оборудования и плотность закрытия арматуры; в случае необходимости, установить металлические заглушки для надежного отключения);
- убедиться в том, что в коллекторе паровой продувки отсутствует давление;
- открыть вентили на коллекторе паровой продувки и закрыть вентиль «Ревизия»;
- убедиться в том, что в коллекторе паровой продувки появилось давление пара;
- закрыть вентили импульсных трубок на средства измерений, установленные на отключенном участке (оборудовании);
- открыть вентиль от коллектора паровой продувки на отключенный участок (оборудование);
- продолжительность пропаривания определяется видом участка (оборудования), но должна быть не менее 40 минут;
- по окончании пропаривания закрыть вентили на коллекторе паровой продувки, открыть вентиль «Ревизия» и вентиль воздушника на участке (оборудовании), на котором проводилась паровая продувка;
- открыть вентили на средства измерений, установленные на участке, на котором проводилась паровая продувка.

Вывесить запрещающие и разрешающие плакаты и допустить ремонтную бригаду по наряду-допуску для производства ремонтных работ на оборудовании.

10.1.8 Приемка оборудования, зданий и сооружений из капитального и среднего ремонта должна производиться комиссией по программе, согласованной с исполнителями и утвержденной техническим руководителем ТЭС. Состав приемочной комиссии должен быть установлен приказом по ТЭС. Порядок приемки оборудования из ремонта установлен в СТО 70238424.27.100.017-2009. Критерии, которым должно соответствовать отремонтированное оборудование, здание или сооружение, устанавливаются в соответствии с СТО 70238424.27.100.017-2009.

Оборудование, принимаемое из ремонта, должно быть предварительно опробовано в присутствии ремонтного персонала.

10.2 Насосы подачи топлива

10.2.1 Техническое обслуживание насосов в процессе эксплуатации сводится к содержанию их в чистоте, своевременному устранению неисправностей, замене изношенных деталей, смене масла в подшипниковых узлах и смазки в зубчатой муфте.

10.2.2 Текущий и капитальный ремонты насосов должны выполняться по проектам производства работ (техническим условиям на ремонт или технологическим картам), и производиться по утвержденному графику. Сроки межремонтного периода должны соответствовать требованиям организаций-изготовителей по числу часов наработки насоса для межремонтного периода.

10.2.3 Капитальный ремонт насосной установки производится для устранения крупных неисправностей, возникших в результате физического износа деталей и узлов в процессе эксплуатации.

При капитальном ремонте производится восстановление всех деталей до уровня, близкого к первоначальному состоянию. Капитальный ремонт требует разборки всех или основных узлов насосного агрегата.

Капитальный ремонт насосных установок производится, как правило, в периоды капитального ремонта основного энергетического оборудования или по показателям состояния оборудования. Межремонтный срок выбирается таким образом, чтобы износ оборудования не снижал надежности его работы.

До начала капитального ремонта должны быть подготовлены следующие документы:

- график подготовительных работ;
- технологический график проведения капитального ремонта;
- технологические процессы и чертежи на сложные работы.

Производство каждого капитального ремонта должно оформляться техническим актом, в котором приводятся данные о количестве часов работы насосного агрегата, о количестве аварийных остановов, о состоянии отдельных узлов до ремонта, о выполненных работах.

К техническому акту должны быть приложены формуляры зазоров, центровки, замеры биения вала.

После проведения капитального ремонта насосной установки должно быть проведено испытание оборудования по специальной программе, которая должна предусматривать опробование и испытание всех узлов, подвергавшихся ремонту, а также испытание всего насосного агрегата для определения действительных параметров его работы.

10.2.4 При приемке в эксплуатацию насосов, а также после текущего ремонта и в период эксплуатации по утвержденному графику должны контролироваться состояние всех соединений, утечки через уплотнения, соосность валов насоса и электродвигателя, вибрация и шум, создаваемый агрегатом при работе. Параметры, характеризующие вибрацию и шум, не должны превышать значений, указанных в инструкциях заводов-изготовителей.

10.2.5 Для обеспечения нормальных условий эксплуатации насосных установок после окончания ремонтов следует проверить:

- свободное (без задеваний) вращение вала насоса;
- непрерывность подачи смазки к подшипникам;
- соблюдение центровки между насосом и двигателем;
- правильность действия и показаний контрольно-измерительных приборов;
- прочность крепления насосного агрегата к фундаменту и герметичность фланцев трубопроводов.

10.3 Резервуары склада топлива

10.3.1 В процессе эксплуатации каждый металлический резервуар должен подвергаться полной и частичной диагностике в зависимости от его технического

состояния, условий и режимов эксплуатации в соответствии с Положением [31] и Инструкцией [32].

Полная диагностика стального резервуара должна проводиться не реже одного раза в 10 лет, частичная – не реже одного раза в 5 лет. Техническое диагностирование, при котором требуются выведение стального резервуара из эксплуатации, опорожнение, дегазация и зачистка с периодичностью не реже 1 раза в 5 лет после истечения нормативного срока службы.

Конкретные сроки как полной, так и частичной диагностики назначаются в зависимости от технического состояния и интенсивности эксплуатации резервуара, а также коррозионной активности среды.

Для полной диагностики резервуар должен быть очищен и дегазирован до санитарных норм. Частичная диагностика может проводиться без вывода резервуара из эксплуатации.

10.3.2 При частичной диагностике выполняются следующие работы:

- визуальный осмотр резервуара и его оборудования;
- измерение толщины листов стенки, кровли;
- измерение отклонений образующих от вертикали, местных деформаций стенки и горизонтальность выступа окрайки и основания под ней;
- проверка состояния отмостки;
- составление заключения о техническом состоянии резервуара.

10.3.3 При полной диагностике необходимо выполнить, кроме перечисленных в п. 10.3.2, следующие работы:

- визуальный осмотр стенки, кровли и днища с внутренней стороны;
- визуальный осмотр понтона (при его наличии);
- измерение толщины стенки, днища, кровли и понтона;
- контроль сварных соединений физическими методами;
- механические испытания, металлографические исследования и химический анализ металла (в необходимых случаях);
- зондирование днища и основания резервуара с целью выявления утечки;
- обработать полученные результаты измерений толщины стенки всех элементов резервуара (стенка, кровля, днище, понтон, плавающая крыша), определить остаточный срок службы для них по коррозионному износу;
- определить расчетом допустимую толщину листов для различных поясов, окрайки, днища и кровли и полученные результаты сравнить с данными измерений; если окажется, что фактическая толщина листов меньше допустимой, принять одно из возможных решений: первое – резервуар остановить на ремонт, второе – резервуар эксплуатировать при пониженной эксплуатационной нагрузке, для чего выполнить расчет допустимой высоты заполнения резервуара;
- выполнить расчет остаточного ресурса резервуара по критериям малоцикловой усталости и трещиностойкости металла;
- выполнить расчеты и проверить функциональные параметры резервуара;
- составить заключение о техническом состоянии и показателях назначения резервуара на предстоящий период эксплуатации.

10.3.4 Резервуары, находящиеся в эксплуатации, по результатам технического диагностирования должны подвергаться текущему, среднему и капитальному ремонтам.

Текущий ремонт проводится, как правило, без освобождения резервуара от продукта. Средний и капитальный ремонты выполняются с полным освобождением от продукта и подготовкой его для внутреннего осмотра и внутренних работ.

Текущий ремонт стальных резервуаров проводится, как правило, 1 раз в 6 месяцев, предпочтительно в периоды подготовки к зимней и летней эксплуатации резервуаров. Допускается проводить ремонт не реже 1 раза в год при условии, что имеющейся опыт эксплуатации подтверждает их надежное техническое состояние.

При текущем ремонте проверяется состояние лестниц, мостиков, перильных ограждений, площадок обслуживания замерных люков, пробоотборников и средств измерения, исправность паровых регистров (по качеству конденсата), исправность изоляционного покрытия и его окожушивание, состояние покраски вертикальной наружной поверхности резервуара, состояние кровли резервуара и устройств для слива дождевой воды от поверхности кровли. Производится наружный осмотр стыковых швов окраек днища и швов в месте примыкания стенки корпуса к днищу. Ревизия резервуара при текущем ремонте проводится путем внешнего осмотра корпуса, кровли, основания, наружного оборудования и системы орошения.

Проверяется состояние обвалования и переходных мостиков через обвалование (подпорной стенки), состояние колодцев (на чистоту), положение запорных устройств внутри колодцев, состояние пеногенераторов, нет ли протечек топлива из-под окраек днища и других конструкций. Все замеченные неисправности должны устраняться.

10.3.5 Средний ремонт металлических резервуаров с проведением внутренних осмотров проводится через 10 лет эксплуатации. Срок капитального ремонта назначается для каждого резервуара на основании результатов технического диагностирования (эксплуатационных осмотров и ревизий) с учетом его фактического износа, особенностей условий эксплуатации, анализа технического состояния резервуара, результатов экспертизы промышленной безопасности по техническому диагностированию данного резервуара.

При подготовке резервуара к ремонту и в процессе ремонта проводится ревизия резервуарного оборудования. Результаты ревизии учитываются при составлении дефектной ведомости на резервуар. Ревизия резервуара при текущем ремонте проводится путем внешнего осмотра корпуса, кровли, основания, наружного оборудования и системы орошения.

Целью осмотра является выявление поверхностных дефектов, приводящих, как правило, к местному уменьшению толщины металла, уменьшению толщины и изменению формы сварного шва. Осмотру подлежат наружная и внутренняя поверхности стенки и кровли и внутренняя поверхность днища. Особо тщательному осмотру и измерению геометрических размеров сварных швов подлежат все сварные соединения четырех нижних поясов. При осмотре,

дефектные места следует очистить от краски металлической щеткой. Внутренняя поверхность резервуара, если она не имеет антикоррозионного покрытия, при осмотре должна быть очищена от ржавчины и грязи.

При осмотре необходимо использовать лупу с 3-10 кратным увеличением, переносные лестницы и подвесные люльки. Могут быть использованы также бинокли и подзорные трубы. Для осмотра несущих элементов кровли вырезают окно в настиле кровли, и на фермах или подвесках устанавливают леса из досок хвойных пород толщиной не менее 40 мм.

Все выявленные дефекты подлежат измерению по глубине, протяженности (площади) и наносятся на карту осмотра.

Глубину дефекта измеряют штангенциркулем, шаблоном сварщика или индикатором часового типа, длину – линейкой с ценой деления 1 мм. Размеры и формы сварного шва измеряются с помощью шаблона сварщика. Шаблон используется также для измерения угловатости монтажного шва и вмятин.

Осмотр сварных соединений конструкций с внешней стороны резервуара должен проводиться по мере необходимости и каждый раз при выводе резервуара в ремонт (внешний осмотр резервуара при ежедневном обходе резервуарного парка обслуживающим персоналом не может заменять осмотра сварных соединений и основного металла, излагаемого в настоящем стандарте).

К поверхностным дефектам основного металла относятся:

- коррозионное повреждение – сплошное или местное;
- царапины вдоль и поперек листа (более опасны царапины поперек листа);
- плены, представляющие собой тонкие металлические корки в форме языков на поверхности металла, вытянутые в продольном направлении листа. Их отделяют от основного металла путем подрубания зубилом в продольном направлении листа. Плены не имеют прочной связи с основным металлом, поэтому уменьшают расчетную толщину стенки;
- местные оплавления металла и вырывы представляют собой углубления произвольной формы и глубины, образовавшиеся, как правило, в процессе монтажа (ремонта) при срезывании или отрыве технологических пластин или кронштейнов. Эти дефекты могут быть удалены путем пологой зачистки наждачным кругом;
- неметаллические включения (шлак, порода, окалина и др.) нарушают сплошность металла, уменьшают его расчетное сечение.

Все вышеназванные дефекты приводят к уменьшению толщины стенки и местному ее ослаблению, некоторые дефекты создают концентрацию напряжений, поэтому должны быть выявлены и устранены.

10.3.6 При среднем ремонте стальных резервуаров выполняются все операции по ревизии как при текущем ремонте и, кроме того:

- внутренний осмотр поверхностей и сварных швов резервуара (днища, стенки) и оборудования, находящегося снаружи и внутри;
- ревизия вспомогательного оборудования (арматуры, трубопроводов, внутрирезервуарных устройств подогрева мазута, средств измерений) с частичной или полной разборкой;

- осмотр стыковых швов окраек днища и швов в месте примыкания стенки корпуса к днищу (снаружи и внутри резервуара), а также сварных соединений стенки и кровли (в первую очередь в местах, подверженных коррозии, со следами потеков, деформаций); в этих местах проводится выборочный контроль неразрушающими методами. Целью осмотра является выявление поверхностных дефектов, приводящих, как правило, к местному уменьшению толщины металла, уменьшению толщины и изменению формы сварного шва. Осмотру подлежат наружная и внутренняя поверхности стенки и кровли и внутренняя поверхность днища. Особо тщательному осмотру и измерению геометрических размеров сварных швов подлежат все сварные соединения четырех нижних поясов. При осмотре дефектные места следует очистить от краски металлической щеткой. Внутренняя поверхность резервуара, если она не имеет антикоррозионного покрытия, при осмотре должна быть очищена от ржавчины и грязи;

- замер толщин металла стенок корпуса, днища кровли. Целью измерения толщины металла является определение фактической толщины различных элементов резервуара. Полученные результаты используются при вычислении напряжений в металле, а также для определения скорости коррозии металла. Периодичность измерения толщины стенки зависит от длительности эксплуатации и коррозионной активности среды. Чем выше скорость коррозии металла, тем чаще должна назначаться операция измерения толщины стенки резервуара. С учетом различной интенсивности коррозии для различных зон внутри резервуара могут быть выполнены выборочно, например, измерение толщины кровли и верхних двух поясов, измерение толщины первого пояса и т.д. На месте измерения поверхность металла должна быть очищена от брызг, окалины, ржавчины, краски и грязи. Для очистки можно применять абразивный круг, металлическую щетку, наждачную бумагу. После очистки поверхность должна быть ровной и гладкой. Для измерения толщины металла рекомендуются различные толщиномеры («Кварц-6», «Кварц-15», УТ-31МЦ, УТ-93) и другие приборы, позволяющие определить толщину от 1,0 до 30 мм с точностью 0,1 мм;

- контроль просадки резервуара путем нивелирования окрайки днища и центра резервуара. Целью нивелирования основания и днища резервуара в процессе его эксплуатации является получение информации о состоянии основания и днища, выявление недопустимых по величине осадок основания и хлопунов днища для принятия мер по их устранению. Нивелированию подлежат окрайка днища по наружному периметру резервуара, фундамент лестницы и фундамент под запорную арматуру у резервуара. Нивелированием днища внутри резервуара определяют высоту хлопунов днища и координаты их расположения;

- проверка геометрической формы резервуара и вертикальности его стенки. Измерение геометрической формы стенки резервуаров производится с целью выявления отклонений формы от проектных требований и норм по Инструкции [33]. Измерения выполняются с помощью теодолита или каретки, вертикально перемещающейся по стенке резервуара. Для отсчета показаний по линейке используют отвес, перекинутый через блок каретки, или теодолит. Отклонения образующих стенки от вертикали, проходящей по наружной поверхности стенки на уровне днища, не должны превышать норм по Инструкции [33];

- проверка состояния заземления и молниезащиты;
- проверка противопожарного оборудования (пенокамеры, стояки пенокамер, системы орошения и др.);
- испытания на прочность и плотность (в случае, если при ремонте проводились исправления просевшего основания или огневые работы на корпусе и днище).

10.3.7 В период капитального ремонта стальных резервуаров при ревизии выполняются те же операции, что и при среднем ремонте, кроме того дополнительно:

- проводится проверка осмотром всех стыковых вертикальных швов и мест пересечения вертикальных швов с горизонтальными, двух нижних поясов внутри и снаружи резервуара с использованием лупы. Сомнительные участки, а также вновь сваренные при ремонте швы подвергаются радиографическому контролю (гаммарентгенографии);
- стыковые швы окраек днища и уторные швы примыкания стенки корпуса к днищу подвергают проверке осмотром с применением лупы внутри и снаружи резервуара. Для уточнения состояния сомнительных стыковых швов окрайки и пересечения стыков окрайки днища с уторным швом в месте примыкания корпуса к днищу для резервуаров объемом 2000 $м^3$ и более необходимо проверить эти пересечения не разрушаемым методом контроля в соответствии с Инструкциями [32] и [33];
- проводится наружный осмотр 100 % сварных соединений кровли с замером толщин металла, дефектные участки подвергаются ремонту, после чего проводится проверка вакуум-камерой или керосиновой пробой на плотность;
- проверяется состояние основания и отмостки, контролируется положение резервуара нивелирной съемкой до и после гидравлических испытаний.

Контроль сварных соединений методом гаммарентгенографии производится в соответствии с требованиями ГОСТ 7512. По рентгено- или гамма-снимку определяют характер дефекта, его размеры по длине, глубине и ширине, их количество. Однако при рентгено- или гаммаграфическом методе микроскопические трещины могут быть не выявлены.

Перед просвечиванием сварные швы подвергаются внешнему осмотру. В случае обнаружения подрезов, пор, незаваренных кратеров они до просвечивания должны быть устранены. При обнаружении трещин, границы их должны быть определены просвечиванием или любым другим методом: засверловкой, травлением, применением ультразвуковой дефектоскопии, цветной дефектоскопии.

Длина и ширина дефекта по рентгеноснимку определяется измерением. Глубину дефектов по сечению шва ориентировочно определяют при помощи эталона чувствительности, сравнивая затемнение на снимке с затемнением соответствующей канавки эталона чувствительности. По результатам просвечивания делается заключение.

Ультразвуковой контроль применяют для выявления внутренних и поверхностных дефектов в сварных швах и околошовной зоне без расшифровки характера дефектов по типам (например, шлаковые включения, непровары,

трещины и т.п.). Здесь определяются условная протяженность, глубина и координаты дефекта.

Ультразвуковой контроль проводят после устранения дефектов, обнаруженных при внешнем осмотре, в объеме, предусмотренном Инструкцией [33]. В случае необходимости определения границ дефектных участков объем контроля увеличивается.

Ультразвуковая дефектоскопия производится только при положительной температуре воздуха от 5 до 55°С.

Оформление результатов должно производиться в соответствии с требованиями ГОСТ 14782.

При диагностике резервуаров, по согласованию с заказчиком, могут использоваться другие неразрушающие методы контроля, которые позволяют добиться более совершенного результата, и в то же время позволяют обеспечить полную безопасность (акустико-эмиссионный метод обнаружения дефектов, магнитный или иной метод измерения фактических напряжений в стенке резервуара и т.п.).

10.3.8 Организация и объем работ при проведении технического обследования (ревизии) и диагностирования стальных вертикальных резервуаров должны соответствовать требованиям Положения [31] и Инструкции [32]. Техническое обследование и диагностирование проводится организацией, имеющей соответствующую лицензию.

10.3.9 Железобетонные резервуары и приемные емкости должны подвергаться техническому диагностированию, при котором требуются выведение их из эксплуатации, опорожнение, дегазация и зачистка с периодичностью не реже 1 раза в 5 лет после истечения нормативного срока службы.

Работы должны выполняться согласно требованиям Инструкции [29] организацией, имеющей лицензию на право проведения работ по техническому диагностированию железобетонных резервуаров или емкостей.

10.3.10На железобетонных резервуарах устранение появившихся течей мазута и усиление конструкций, получивших повреждения, сводятся к следующим наиболее часто встречающимся видам ремонта:

- ремонт ввода трубопроводов;
- герметизация стен и днища резервуара и локализация протечек мазута;
- восстановление преднапряженного состояния резервуара;
- усиление несущих балок и колонн;
- ремонт покрытия резервуара.

10.3.11Если утечка мазута из-за нарушения герметичности стен и днища железобетонного резервуара происходит в количестве, при котором возникает опасность загрязнения окружающей среды или создаются условия для возникновения пожара в хозяйстве ЖКТ, наиболее эффективным и целесообразным устранением течей мазута является покрытие стен и днища металлическими листами. Работы выполняют по специальному проекту.

10.4 Сосуды, работающие под давлением

10.4.1 Ремонт подогревателя и его элементов, находящихся под давлением, не допускается. Не разрешается производить подтяжку болтовых соединений на сосудах, находящихся в работе, без снятия давления и отключения от технологической схемы.

10.4.2 Работы по ремонту сосудов должны выполняться организацией по договорам или персоналом предприятия, эксплуатирующего сосуд по технологии, разработанной изготовителем, конструкторской или ремонтной организацией до начала выполнения работ.

10.4.3 Работы внутри сосуда (внутренний осмотр, ремонт, очистка) выполняются по наряду-допуску. При необходимости должна быть, произведена паровая пропарка внутренних поверхностей его топливной части в течение не менее 3 часов и проведен анализ воздушной среды на отсутствие паров топлива.

Ремонт проводится на отглушенном сосуде. Результаты ремонта должны заноситься в паспорт сосуда.

10.4.4 До начала производства работ внутри сосуда, соединенного с другими работающими сосудами общим трубопроводом, сосуд должен быть отделен от них заглушками или отсоединен. Отсоединенные трубопроводы должны быть заглушены.

10.4.5 Применяемые для отключения сосуда заглушки, устанавливаемые между фланцами, должны быть соответствующей прочности и иметь выступающую часть (хвостовик), по которой определяется наличие заглушки. При установке прокладок между фланцами они должны быть без хвостовиков.

10.4.6 Ремонт с применением сварки (пайки) сосудов и их элементов, работающих под давлением, должен производиться по технологии, разработанной изготовителем, конструкторской или ремонтной организацией до начала выполнения работ, и результаты ремонта должны записываться в паспорт сосуда.

10.4.7 При работе внутри сосуда (внутренний осмотр, ремонт, чистка и др.) должны применяться безопасные светильники на напряжение не выше 12 В. Работы внутри сосуда выполняются по наряду-допуску.

## 11 Эксплуатация приемно-сливного устройства

11.1 Подготовка оборудования к приему и сливу ЖКТ из железнодорожных цистерн:

11.1.1 Подготовка к приему железнодорожных цистерн.

11.1.1.1 Обеспечить требуемые значения параметров пара в паропроводах приемно-сливного устройства:

- давление – 0,8-1,3 МПа (8-13 кгс/см$^2$);
- температура – 200-250 °С.

11.1.1.2 Проверить положение переходных мостиков (должны быть в поднятом состоянии) и крышек сливных лотков (должны быть закрыты).

11.1.1.3 Проверить состояние приемных емкостей, гидрозатворов, погружных насосов (уровень мазута, наличие и исправность манометров, наличие заземляющих устройств электродвигателей насосов, состояние и положение арматуры, шандор).

Обо всех замеченных неисправностях доложить начальнику смены топливно-транспортного подразделения.

11.1.1.4 Проверить уровень мазута в резервуарах мазутного склада, в которые предполагается перекачивать прибывший мазут.

11.1.1.5 Собрать технологическую схему перекачки мазута из приемных емкостей в резервуары мазутного склада.

11.1.1.6 По указателям положения электродвигателей погружных насосов убедиться, что электрические схемы на них собраны.

11.1.1.7 Проверить состояние устройства (насос, эжектор и др.) для откачки мазута через верхний люк цистерн.

11.1.1.8 Убедиться в том, что на сливной эстакаде и железнодорожных путях ЖД СН эстакады ЖКТ отсутствуют посторонние.

Убедиться в том, что все поступившее топливо принято по количеству на вагонных весах, качество топлива соответствует данным сопроводительных документов (паспорта качества). Получить разрешение от вышестоящего должностного персонала на разгрузку поступившего ЖКТ на ЖД СН эстакады ЖКТ.

11.1.1.9 Открыть ворота (шлагбаумы) для подачи цистерн на ЖД СН эстакады ЖКТ.

11.1.2 Расстановка железнодорожных цистерн.

11.1.2.1 Железнодорожные цистерны с ЖКТ на ЖД СН эстакады должны быть установлены так, чтобы поворотные стояки были над серединой цистерн (±1 м от горловины).

Расстановка цистерн производится персоналом железной дороги или электростанции (поездной бригадой) в соответствии с указаниями бригадира сливщиков (старшего сливщика).

11.1.2.2 Убедиться в установке тормозных башмаков под колесные пары цистерн. Тормозные башмаки устанавливаются персоналом железной дороги (поездной бригады). Количество и порядок установки тормозных башмаков предусматривается техническо-распорядительным актом станции примыкания. Получить сопроводительные документы на партию прибывшего топлива от поездной бригады.

11.1.2.3 После расстановки цистерн проверить техническое состояние лестниц, перил, поручней, ограждений и настила площадок, котла цистерн, сливного прибора и чистоту поверхностей колпака, крышки, рабочей площадки и лестниц цистерн. Все отмеченные неисправности и недостатки оформляются актом по установленной форме.

11.1.3 Подготовка цистерн к сливу.

11.1.3.1 До начала слива выполнить следующие операции:

а. по низу эстакады:

- открыть крышки сливных лотков под сливными клапанами цистерн;
- открыть крышки сливных клапанов цистерн и прикрепить их к цистернам;
- установить металлические или брезентовые защитные кожуха на патрубки сливных приборов для предотвращения разбрызгивания мазута;

б. по верху эстакады:

- опустить переходные мостики на цистерны;
- открыть крышку верхнего люка цистерн;
- подвести поворотные стояки к верхним люкам цистерн;
- опустить в цистерны шланги и прикрепить их к поворотным стоякам.

11.1.3.2 При отсутствии железнодорожных весов для определения количества мазута:

- определить в цистернах высоту налива мазута метрштоком;
- отобрать пробы мазута из цистерн и определить его температуру.

Операции по верху и низу эстакады следует производить, по возможности, одновременно.

11.2 Слив мазута и пропаривание цистерн.

11.2.1 Открыть клапан сливного прибора цистерн. Клапаны следует открывать с определенными интервалами, гарантирующими исключение переполнения сливных лотков.

11.2.2 Закрыть верхний люк каждой цистерны уплотняющей крышкой (для уменьшения парения и сокращения времени слива и пропарки цистерн).

11.2.3 Произвести слив без разогрева в цистернах, если температура мазута более 40°С.

11.2.4 Произвести слив с разогревом в цистернах при температуре мазута 40°С, для чего открыть паровой вентиль на поворотном стояке цистерне и подать пар в цистерну.

11.2.5 После начала поступления сливаемого ЖКТ в приемный резервуар:

- включить погружные насосы в работу;
- убедиться в том, что давление, создаваемое насосом, не меньше 0,2 МПа (2 кгс/см$^2$);
- убедиться по маслоуказательному стеклу в том, что подшипник электродвигателя насоса полностью заполнен маслом;
- открыть напорную задвижку включенного насоса;
- проверить работу включенного насоса по давлению на стороне нагнетания.

11.2.6 Пропаривание цистерн после слива мазута должно производиться независимо от температуры прибывшего мазута. Длительность пропаривания в зависимости от марки мазута и времени доставки может достигать: в летнее время 2 ч, в зимнее время 8 ч.

Окончание пропаривания определяется по цвету сливаемого из цистерн продукта – при появлении из патрубка цистерн конденсата без мазута пропаривание считается законченным.

11.2.7 При сливе мазута и пропаривании цистерн проверяются:

- состояние сочленений поворотных стояков со штангой, уплотнений фланцевых соединений, арматуры на поворотных стояках (не допускается парение в этих местах);
- состояние поверхностей котла цистерн (не допускается разлив мазута по поверхности);

- уровень мазута в приемных емкостях и сливных лотках (не допускается их переполнение);
- режим истечения мазута из сливного клапана цистерн (не допускается разбрызгивание мазута помимо сливных лотков).

11.2.8 При работе погружных насосов следует следить за:

- давлением, создаваемым насосом, по показаниям манометров на напоре насоса и общем трубопроводе погружных насосов (ЭКМ). Давление должно быть не меньше 0,2 МПа (2,0 кгс/см$^2$);
- наличием масла в подшипнике электродвигателя насоса по маслоуказательному стеклу, которое должно быть полностью заполнено масловоздушной смесью;
- уровнем мазута в емкости по показанию уровнемера;
- температурой перекачиваемого мазута в емкости и на стороне нагнетания насоса (температура должна быть более 40°С);
- состоянием насоса; при появлении постороннего стука, шума, вибрации насос должен быть немедленно остановлен;
- равномерным повышением уровня мазута в заполняемом резервуаре;

При обнаружении несоответствия скорости заполнения резервуаров с производительностью и временем работы насосов, следует проверить схему подключения резервуара, температуру мазута, давление, создаваемое работающими погружными насосами, и, при невозможности обнаружения несоответствия скорости заполнения, отключить погружные насосы.

- уровнем мазута в резервуарах мазутного склада;
- состоянием средств измерений.

11.3 Окончание слива мазута.

11.3.1 После снижения уровня мазута в приемной емкости до 0,5 м закрыть напорные задвижки работающих насосов, остановить насосы и закрыть вентили на паровые регистры приемных емкостей, а также вентили паропроводов сливных лотков (при температуре окружающего воздуха не ниже 5°С).

11.3.2 После окончания пропаривания:

- закрыть паровые вентили на поворотных стояках;
- остановить цистерны в таком положении для остывания. Длительность остывания цистерн (прекращение парения) составляет от 10 до 30 минут в зависимости от погодных условий.

11.3.3 После остывания цистерн:

- снять уплотняющую крышку;
- отсоединить штанги от поворотных стояков и уложить их на место, предназначенное для их хранения;
- отвести от цистерн поворотные стояки;
- определить визуально качество слива мазута. При этом должна быть видна нижняя образующая котла цистерны. Мазут должен быть слит полностью, без остатка под люком цистерны.

11.3.4 Если в цистернах по каким-либо причинам остался мазут, следует произвести их зачистку специальными скребками, изготовленными из дерева или алюминия (во избежание образования искры), до полного удаления остатков.

11.3.5 После окончания зачистки:

- снять защитные кожуха;
- закрыть клапаны сливных приборов;
- закрыть и закрепить крышки сливных патрубков цистерн;
- закрыть крышки сливных лотков.

11.3.6 Предъявить цистерны к осмотру представителю железной дороги, после чего:

- закрыть крышки люков цистерн;
- отвести и закрепить переходные мостики;
- сообщить дежурному железнодорожной станции примыкания об окончании слива мазута;
- разрешить уборку порожняка только после уведомления персонала о подходе локомотива.

11.3.7 После вывода цистерн за пределы ограждения ХЖКТ:

- закрыть ворота (шлагбаумы);
- убрать и уложить на отведенные места инструменты и инвентарь.

11.4 Обслуживание оборудования ЖД СН эстакады ЖКТ в период отсутствия слива ЖКТ.

11.4.1 В работе находятся:

- паропровод от НС ЖКТ до ЖД СН эстакады;
- паропроводы на сливной эстакаде;
- паропроводы гидрозатворов;
- паропроводы сливных лотков (в зимнее время года);
- конденсатопровод от ЖД СН эстакады до НС ЖКТ с конденсатоотводчиками от подключенных паропроводов;
- приборы теплового контроля, автоматики и сигнализации;
- осветительные приборы в ночное (темное) время суток. В этом режиме собранные электрические схемы погружных насосов и электрифицированных задвижек. В зимнее время года приоткрыты вентили на паропроводах поворотных стояков ЖД СН эстакады.

11.4.2 Проверяется:

- состояние паровых шлангов и приспособлений для открывания клапанов цистерн, разогревающих и брызгозащитных устройств, уплотняющих крышек и защитных кожухов, противопожарного инвентаря и пробоотборников;
- территория, лестницы, проходы, площадки сливной эстакады;
- состояние фильтр-сеток приемных емкостей (фильтр-сетки должны периодически очищаться согласно утвержденному графику или по мере необходимости);
- положение переходных мостиков и крышек сливных лотков (крышки сливных лотков должны быть закрыты, переходные мостики подняты и закреплены);

- состояние железнодорожных путей, переездов, тупиков.

11.5 Возможные неисправности при сливе приведены в таблице 11.1.

Таблица 11.1

| Неисправность, нарушение в работе | Возможная причина неисправности | Меры по ликвидации неисправности |
|---|---|---|
| 11.5.1 Шток клапана сливного прибора цистерны не вращается | 11.5.1.1 Погнут или поломан шток клапанов | Открыть клапан снизу специальным приспособлением. Произвести откачку мазута через верхний люк цистерны. Подготовить переносный насос, опустить всасывающий шланг внутрь цистерны (на конце шланга должен быть обратный клапан), заполнить насос мазутом через воздушник из ведра или другой емкости, включить насос и откачать мазут из цистерны в сливной лоток |
| | 11.5.1.2 Замерзла вода в сливном приборе | Подать пар под клапан с помощью шланга |
| 11.5.2 Шток клапана вращается, но мазут из сливного клапана не поступает | 11.5.2.1 Замерзла вода в сливном приборе | То же |
| | 11.5.2.2 Выходное отверстие засорено | Произвести откачку через верхний люк цистерны. Прочистить выходное отверстие |
| | 11.5.2.3 Сорвана или выпала шпилька на штоке | Произвести откачку через верхний люк цистерны |
| 115.3 Не поступает пар на разогрев мазута | Замерз конденсат в поворотном стояке | Отогреть поворотный стояк с помощью шланга |
| 11.5.4 Не открывается сливной клапан цистерны | Неисправен сливной клапан | Произвести откачку через верхний люк цистерн |

## 12 Возможные неисправности и меры по их устранению. Действия персонала при возникновении аварийных ситуаций

12.1 Неисправности и нарушения в работе оборудования при несвоевременном принятии мер по их устранению могут привести к повреждению оборудования и явиться причиной возникновения аварийной ситуации.

Аварийной ситуацией в ХЖКТ считают всякое изменение в нормальной работе оборудования, которое создает угрозу бесперебойной подачи топлива к котлам, сохранности оборудования и безопасности обслуживающего персонала, а также нарушение герметичности топливопроводов или установленного топливного оборудования, в том числе резервуаров склада ХЖКТ.

Аварией в хозяйстве ЖКТ считают возникновение взрыва или пожара в резервуарах склада ХЖКТ, помещении насосной станции для ЖКТ, приемных (прирельсовых) резервуарах ЖД СН эстакады, разрыв наружных трубопроводов

ЖКТ на железнодорожной сливно-наливной эстакаде, внутренних трубопроводов ЖКТ в зданиях насосной станции и котельного отделения.

Каждый работник во время дежурства является лицом, ответственным за правильное обслуживание и безаварийную работу ХЖКТ.

12.2 Основными условиями обеспечения безаварийной работы и безопасности обслуживающего персонала являются:

- сохранение персоналом спокойствия при изменении режима и возникновении неполадок, дисциплинированное и осознанное выполнение указаний, инструкций и распоряжений вышестоящего оперативного персонала, недопущение суеты, растерянности, вмешательства в работу посторонних лиц и нарушения единоначалия в смене;
- знание технологической схемы, значений установок и действия защит, блокировок и предупредительной сигнализации, назначения всей запорной арматуры;
- умение быстро и правильно ориентироваться в производственной обстановке, своевременно обнаруживать неисправность оборудования, оперативно реагировать на звуковые и световые сигналы предупредительной сигнализации;
- знание и умение использовать методы устранения возникших неисправностей в работе оборудования;
- знание и умение пользоваться средствами индивидуальной защиты, оказания доврачебной помощи пострадавшим, знание порядка вызова скорой помощи и пожарной команды.

Все переключения в аварийных условиях производятся оперативным персоналом при обязательном применении защитных средств.

Если к моменту возникновения аварийной ситуации проводились какие-либо ремонтные работы или испытания оборудования, они должны быть немедленно остановлены и возобновлены только после ликвидации аварии с разрешения вышестоящего оперативного персонала. Оперативное распоряжение вышестоящего оперативного персонала должно быть кратким и четким.

Выслушав распоряжение, подчиненный оперативный персонал должен дословно повторить текст распоряжения и получить подтверждение, что распоряжение понято правильно.

Отдающий и принимающий распоряжение должны четко представлять порядок выполнения всех намеченных операций и допустимость их выполнения по состоянию схемы и режиму работы оборудования.

Исполнению подлежат только те распоряжения, которые получены от непосредственного руководителя.

Распоряжение вышестоящего оперативного персонала по вопросам, входящим в его компетенцию, обязательно для исполнения подчиненным оперативным персоналом.

В случае если распоряжение вышестоящего оперативного персонала представляется подчиненному оперативному персоналу неверным, он должен

немедленно доложить об этом лицу, давшему распоряжение. При подтверждении распоряжения дежурный должен его выполнить.

Распоряжения вышестоящего оперативного персонала, которые могут угрожать жизни людей, сохранности оборудования или привести к прекращению подачи топлива на сжигание в котельную, выполнять запрещается.

О невыполнении распоряжения должно быть сообщено вышестоящему персоналу.

12.3 Дежурный персонал при нарушении нормальной работы оборудования обязан:

- составить общее представление о том, что произошло (по показаниям средств измерений, срабатыванию звуковой и световой сигнализации и внешним признакам);
- немедленно принять меры к устранению опасности для жизни людей и обеспечению сохранности оборудования, вплоть до отключения последнего, если в этом появится необходимость, и предотвратить развитие нарушений;
- не вмешиваться в работу автоматики и, только убедившись в неправильном ее действии, переходить на ручное управление;
- обеспечить нормальную работу основного оборудования, оставшегося в работе, и в случае необходимости включить резервное оборудование;
- выяснить состояние отключившегося и отключенного оборудования по установленным по месту СИ, выяснить место, характер и объем повреждения;
- восстановить работу оборудования в требуемых параметрах.

Отключившееся и отключенное во время аварии оборудование следует, по возможности, ввести в работу (после выяснения и устранения неисправности) по распоряжению вышестоящего оперативного персонала, а при отсутствии связи – самостоятельно в соответствии с указаниями инструкций.

При срабатывании защит, действующих на останов, оперативный персонал по дисплеям должен следить за правильностью выполнения операций по останову оборудования, не вмешиваясь в действия защит. Если операции защиты по останову оборудования не выполнены до конца, оперативный персонал должен произвести невыполненные операции вручную. При отказе защиты персонал должен выполнять ее функции.

О каждой операции по ликвидации аварии следует докладывать вышестоящему оперативному персоналу, не дожидаясь опроса. Начальники смены станции и котлотурбинного (котельного) подразделения (цеха) должны быть информированы о возникновении аварийной ситуации немедленно.

Руководство цеха оповещается о происходящем и принятых мерах после проведения тех операций, которые следует выполнять немедленно. Об аварийных ситуациях, ликвидируемых оперативным персоналом самостоятельно, сообщается после их ликвидации.

12.4 Старший машинист насосных установок во время ликвидации аварийных ситуаций должен находиться, как правило, на щите управления и принимать меры, направленные на поддержание нормальной работы оборудования, и не допускать развития аварии. Старший машинист, покидая

рабочее место, обязан указывать свое местонахождение (распределение обязанностей между оперативным персоналом при ликвидации аварии, переключениях, пуске и останове оборудования должно быть регламентировано местными инструкциями).

Оперативный персонал даже в присутствии лиц из административно-технического персонала несет личную ответственность за правильность действий при ликвидации аварий, единолично принимая решения и осуществляя мероприятия по восстановлению нормального режима.

В случае необходимости вышестоящее лицо из оперативного или административно-технического персонала имеет право поручить руководство ликвидацией аварии другому лицу или взять руководство на себя, сделав запись в оперативном журнале.

Во время ликвидации аварии дежурный персонал, непосредственно обслуживающий оборудование, должен оставаться на рабочих местах, принимая все меры к сохранению оборудования в работе, а если это невозможно, к его отключению. Оставлять рабочее место можно только:

- при явной опасности для жизни;
- для оказания первой помощи пострадавшему при несчастном случае;
- для принятия мер по сохранности и целостности оборудования;
- по распоряжению лица, руководящего ликвидацией аварии. Лицо, руководящее ликвидацией аварии, должно принять меры к предотвращению попадания в опасную зону других лиц.

Приемка и сдача смены во время ликвидации аварии запрещается. Пришедший на смену персонал используется по распоряжению лица, руководящего ликвидацией аварии.

При аварии, которая требует длительного времени для ее ликвидации, допускается приемка-сдача смены по разрешению вышестоящего оперативного персонала.

Оперативному персоналу предоставляется право на самостоятельные действия по ликвидации аварии с последующим уведомлением вышестоящего оперативного персонала только при потере связи с ним. Потерей связи считается не только нарушение всех видов связи, но и невозможность в течение 2-3 минут связаться с вышестоящим оперативным персоналом из-за его занятости, плохой слышимости и перебоев в работе связи.

После ликвидации аварии или неполадок необходимо записать в оперативный журнал или в суточную ведомость все обстоятельства с указанием времени возникновения аварии или неисправности и проведения основных мероприятий по их ликвидации.

После ликвидации аварии лицо, руководящее ликвидацией, обеспечивает сбор объяснительных записок и рапортов персонала, участвовавшего в ликвидации аварии, и очевидцев, организует разбор аварии с персоналом.

12.5 Возможные неисправности в работе ХЖКТ и меры по их ликвидации приведены в таблице 12.2.

Таблица 12.2 – Возможные неисправности в работе ХЖКТ и меры по их ликвидации

| Неисправность, нарушение в работе | Возможная причина неисправности | Меры по ликвидации неисправности |
|---|---|---|
| Понижение давления в напорном магистральном трубопровода ЖКТ – (А), (Б) | Засорился ФТО насосов второй ступени | Перейти на резервный ФТО, отключить работающий ФТО |
| | Низкое давление на стороне всасывания насосов второй ступени | Проверить схему циркуляции мазута на резервуар, включить резервный насос первой ступени |
| | Прикрыта задвижка на напорных трубопроводах от насосов второй ступени | Проверить схему работы насосов первой и второй ступеней, положение арматуры на трубопроводах ЖКТ |
| | Увеличен расход на котельное отделение | Проверить расход, силу тока электродвигателя и в случае увеличения нагрузки котельной включить резервный насос |
| | Течи трубопровода ЖКТ А (Б) (понижение давления только на одном трубопроводе и увеличен расход на нем) | Перейти на подачу по одному трубопроводу ЖКТ Б (А). Сообщить начальнику смены электростанции. Проверить трассу |
| | Открыт обратный клапан на резервном насосе | Закрыть напорную задвижку на резервном насосе. Поставить другой насос на АВР |
| | Понизилась температура мазута | Проверить температуру мазута и повысить ее до требуемого значения |
| Уровень в приемной емкости высокий | Неисправность прибора | Проверить уровень по месту |
| | Открыт вентиль дренажа трубопровода от погружных насосов | Закрыть вентиль дренажа. Включить погружной насос |
| | Открыта задвижка циркуляционного разогрева на приемный резервуар (группу) или на сливные лотки | Закрыть (при необходимости) задвижку циркуляционного разогрева |
| | Большой слив мазута из цистерн | Уменьшить количество сливаемых цистерн, включить резервный погружной насос |
| | Погружной насос не создает расхода | Проверить работу погружного насоса. Включить резервный погружной насос |
| Уровень в расходном резервуаре высокий | Неисправность прибора | Проверить уровень по месту |
| | Большой расход мазута по циркуляционному контуру | Уменьшить расход мазута по циркуляционному контуру на расходный резервуар |
| Понижение температуры в магистральных трубопроводах | Неправильно выставлено положение ручного задатчика регулятора регулирующего клапана по пару на подогревателях | Выставить положение ручного задатчика в соответствии с указаниями инструкции по эксплуатации сосудов, работающих под давлением |

| Неисправность, нарушение в работе | Возможная причина неисправности | Меры по ликвидации неисправности |
|---|---|---|
| ЖКТ | Уровень конденсата в подогревателе не соответствует требованиям завода-изготовителя | Установить уровень конденсата в подогревателе в соответствии с требованиями (400 мм вод.ст. для ПМ-10-120 и 170 мм вод.ст. для ПМР) |
| | Давление пара меньше проектного | Повысить давление пара до 1,3 МПа (13 кгс/см$^2$) |
| | Большой расход мазута, температура на входе низкая | Включить резервный подогреватель |
| | На поверхностях нагрева подогревателя возникли коксосмолистые отложения или нарушена внутренняя герметичность перегородок | Включить резервный подогреватель и вывести неисправный подогреватель в ремонт |
| | Воздушные пробки на мазутной и паровой части подогревателя | Открыть вентили воздушников и выпустить воздух из мазутной и паровой части подогревателя |
| Уровень в дренажной емкости высокий | Открыты вентили дренажей на оборудовании | Закрыть вентили дренажей |
| | Сработал предохранительно-сбросной клапан | Проверить технологическую схему ХЖКТ и обеспечить нормальную работу МХ, т.е. понизить давление мазута в линии рециркуляции |
| | Не включились дренажные насосы | Включить дренажные насосы, обеспечить их нормальную работу |
| | Неисправен прибор | Проверить уровень по месту |
| Уровень в дренажном баке низкий | Не отключились дренажные насосы | Отключить дренажные насосы. Сообщить о неисправности блокировки дренажных насосов |
| | Неисправен прибор | Проверить уровень по месту |
| Уровень в расходном резервуаре низкий | Мал расход мазута по циркуляционному контуру, закрыты задвижки циркуляционного контура на резервуар | Проверить положение арматуры на резервуаре |
| | Неисправен прибор | Проверить уровень по месту |
| Давление в напорных трубопроводах ЖКТ низкое | Насос первой ступени не создает требуемого давления | Проверить перепад давлений на фильтрах; открыть воздушники и спустить воздух из фильтров, подогревателей и другого оборудования |
| | Большой расход мазута | Включить в работу резервный насос первой ступени |
| | Понизилась температура мазута | Проверить температуру мазута по местным приборам. Повысить ее до требуемой |

| Неисправность, нарушение в работе | Возможная причина неисправности | Меры по ликвидации неисправности |
|---|---|---|
| | Неправильно собрана схема | Проверить правильность сборки технологической схемы |
| Пульсация давления в трубопроводах ЖКТ | Забился ФГО на работающем насосе первой ступени | Перейти на резервный насос первой ступени |
| | Воздушные мешки на оборудовании | Открыть вентили воздушников на ФТО, подогревателях. Открывать воздушники на напорных трубопроводах насосов второй ступени на работающем оборудовании запрещается |
| | Кавитация на насосе | Увеличить подпор во всасывавшем трубопроводе. Уменьшить расход |
| Повышение температуры корпуса подшипников до 60 °С | Мал расход охлаждающей воды | Увеличить расход охлаждающей воды |
| | Недостаточное количество масла в корпусе подшипников | Проверить и восстановить необходимый уровень масла |
| | Нарушена центровка насоса | Перейти на резервный насос, насос остановить и вывести в резерв |
| | Наличие в масле воды или грязи | Перейти на резервный насос, насос остановить и вывести в резерв. Выявить и ликвидировать причины попадания воды. Слить масло, залить свежее масло |
| Чрезмерный нагрев сальникового уплотнения насоса | Чрезмерная затяжка сальниковой набивки | Ослабить затяжку набивки |
| Повышение температуры подшипников электродвигателя до 90 °С | Высокая температура воздуха в помещении НС ЖКТ | Увеличить вентиляцию помещения |
| | Недостаточная смазка подшипников электродвигателя | Потребуйте немедленной набивки консистентной смазки подшипников |
| Течь мазута из резервуара | Нарушена герметичность резервуара | Сообщить НСС. Собрать схему перекачки в другой резервуар. Уменьшить температуру и уровень мазута в резервуаре |
| Низкое давление охлаждающей воды | Не полностью открыта задвижка на входе | Открыть задвижку полностью |
| | Большой расход | Вести постоянное наблюдение за состоянием деталей, требующих охлаждения водой. Подключить резервное снабжение охлаждающей водой |

| Неисправность, нарушение в работе | Возможная причина неисправности | Меры по ликвидации неисправности |
|---|---|---|
| Течь через сальники задвижек, фланцевые соединения оборудования | Нарушена герметичность | Отключить участок, на котором нарушена герметичность оборудования, устранить неисправность. Усилить вентиляцию помещения. Прекратить огневые работы в районе течи |
| Высокое содержание воды в мазуте | Малый расход мазута по циркуляционному контуру на расходный резервуар | Увеличить расход на циркуляцию в расходный резервуар. Подключить резервный насос и подогреватель, перейти на подготовленный расходный резервуар |
| | Попадание воды от коллектора паровой продувки | Проверить схему подключения паровой продувки к оборудованию |
| | Низкий уровень в расходном резервуаре | Сообщить начальнику смены электростанции |
| | Произведена перекачка мазута в расходный резервуар с низкой температурой или большой влажностью | Увеличить расход на циркуляцию в расходный резервуар. Прекратить перекачку обводненного мазута в расходный резервуар |
| Неисправность АВР насосов | Неисправность реле, приборов электропитания | Сообщить НСС и начальнику смены подразделения, в ведении которого находятся средства тепловой автоматики и измерений, и потребовать немедленного устранения неисправности АВР |
| | Неготовность работы схемы АВР | Сообщить НСС. Проверить правильность положения ключей блокировки |
| Замазученность конденсата в баках сбора конденсата | Неплотность в подогревателях мазута | Проверить (визуально) качество конденсата после подогревателей, включенных в работу. Отключить неисправный подогреватель |
| | Неплотность от регистров сливной эстакады, приемных резервуаров, дренажной емкости | Проверить (визуально) качество конденсата от источников, отключить неисправное оборудование от схемы сбора конденсата |
| Повышение температуры воздуха в помещении НС ЖКТ выше 40 °С | Неисправность вентиляции | Проверить работу вентиляторов |
| | Закрыты дефлекторы | Подключить резервные вентиляторы. Проверить состояние дефлекторов, открыть окна |
| | Высокая температура воздуха | Включить кондиционирование, закрыть окна, дефлекторы, увеличить расход воды на охлаждение оборудования |

| Неисправность, нарушение в работе | Возможная причина неисправности | Меры по ликвидации неисправности |
|---|---|---|
| Повышение концентрации паров нефтепродуктов выше ПДК | Утечка нефтепродукта в помещении НС ЖКТ | Проверить работу оборудования, устранить течи, неплотности, включить резервные вентиляторы, открыть двери, окна |
| | Неисправность вентиляции | Включить резервные вентиляторы. Открыть двери, окна. Провентилировать помещение |
| | Неисправен прибор | Проверить исправность прибора |
| Повышение уровня в резервуаре конденсата | Не включился насос перекачки конденсата | Включить насос вручную по месту, сообщить начальнику смены подразделения, в ведении которого находятся средства тепловой автоматики и измерений, о неисправности блокировки конденсатных насосов |
| | Неисправен прибор | Проверить уровень по месту |
| Повышение температуры в приемной емкости (резервуаре, дренажной емкости) | Возможное загорание топлива | Проверить состояние емкостей, резервуаров. Сообщить НСС или РДС котлотурбинного подразделения |
| | Открыт вентиль дренажа оборудования на дренажный резервуар | Проверить дренажи от ПМ, фильтров, насосов второй ступени, магистральных трубопроводов |
| Температура мазута в напорных магистральных трубопроводах высокая | Положение РЗ нарушено | Выставить РЗ в соответствии с положением инструкции по эксплуатации средств измерений подразделения, в ведении которого находятся средства тепловой автоматики и измерений |
| | Нарушена работа регулирующих клапанов ПМ | Перейти с автоматического поддержания температуры на ручное управление. Сообщить начальнику смены электростанции и начальнику смены подразделения, в ведении которого находятся средства тепловой автоматики и измерений |
| | Неисправен прибор | Проверить температуру мазута после подогревателей или после насосов (ртутными термометрами) по месту |

12.6 Возможные неисправности в работе центробежных насосов и меры по их устранению приведены в таблице 12.3.

Таблица 12.3 – Возможные неисправности в работе центробежных насосов и меры по их устранению

| Неисправность, нарушение в работе | Возможная причина неисправности | Меры по ликвидации неисправности |
|---|---|---|
| Электродвигатель не включается в работу | Установлено низкое значение токовой нагрузки | Отключить электродвигатель, увеличить значение токовой нагрузки электродвигателя |
| | Выход из строя предохранителей. Повреждение кабеля или нарушение соединения его с электродвигателем | Отключить двигатель, привести электрооборудование в порядок. Сообщить НСС |
| | Отсутствует силовое напряжение | Сообщить НСС |
| Насос не подает жидкость | Недостаточное заполнение насоса перекачиваемой жидкостью | Перейти на резервный насос. Отключить неисправный насос. Открыть вентили воздушников и заполнить насос полностью топливом |
| | Наличие воздуха или газов во всасывающем трубопроводе или корпусе насоса | Перейти на резервный насос. Отключить неисправный насос. Открыть вентили воздушников и заполнить насос полностью топливом |
| | Подсос воздуха через неплотности во всасывающем трубопроводе или уплотнении вала | Отключить двигатель. Перейти на резервный насос. Уплотнить фланцевые разъемы трубопроводов. Обеспечить герметичность в местах выхода вала из корпуса насоса. Заменить уплотнения или произвести добивку сальниковой камеры насоса |
| | Высота всасывания больше или подпор меньше допустимых значений | Проверить уровень топлива в резервуаре. Сообщить НСС. Перейти на резервный насос |
| | Закупорка каналов рабочих колес или корпуса, засорение сетки фильтра во всасывающем трубопроводе | Отключить двигатель. Перейти на резервный насос. Отключить насосы. Сообщить НСС. Очистить каналы и фильтр |
| Насос не создает требуемого напора | Неправильное направление вращения вала (только после ремонта или разборки электросхемы насоса). Электродвигатель не создает необходимой частоты вращения | Отключить насос. Обеспечить нормальную работу электродвигателя |
| | Наличие воздуха или газов в перекачиваемой жидкости | Перейти на резервный насос. Отключить неисправный насос. Открыть вентили воздушников и заполнить насос полностью топливом |
| Насос не создает требуемого напора (продолжение) | Износ уплотняющих колец, повреждение лопаток рабочих колес | Отключить насос. Сообщить НСС. Заменить изношенные детали |

| Неисправность, нарушение в работе | Возможная причина неисправности | Меры по ликвидации неисправности |
|---|---|---|
| | Частично забиты рабочие колеса или корпуса | Отключить двигатель. Перейти на резервный насос. Отключить насосы. Сообщить НСС. Очистить каналы и фильтр |
| | Несоответствие вязкости перекачиваемой жидкости значениям, предусмотренным проектом | Повысить температуру перекачиваемой жидкости |
| | Засорен всасывающий трубопровод | По показаниям манометра установить степень загрязнения фильтра. Отключить насос, почистить фильтр |
| Вибрация и шум при работе | Явления кавитации | Увеличить подпор во всасывавшем трубопроводе. Уменьшить расход |
| | Подача насоса ниже минимальной, т.е. ниже 10 % от оптимальной подачи | Увеличить расход (подачу) |
| | Нарушена центровка насоса | Перейти на резервный насос. Вывести насос в ремонт |
| | Износ подшипников, прогиб вала, повреждение вращающихся деталей | То же. Заменить поврежденные детали |
| | Недостаточная прочность фундамента, недостаточная затяжка фундаментных болтов или ослабление крепления основных трубопроводов | Перейти на резервный насос. Вывести насос в ремонт. Подтянуть гайки соответствующих болтов и шпилек |
| | Плохая балансировка ротора | То же. Заново отбалансировать ротор |
| Насос потребляет большую мощность | Большой расход | Уменьшить расход |
| | Низкая температура топлива | Увеличить температуру топлива |
| | Механические повреждения деталей электродвигателя или насоса | Остановить насос. Заменить поврежденные детали |
| | Чрезмерная затяжка сальниковой набивки | Остановить насос. Ослабить затяжку |
| | Плотность или вязкость слишком велики | Увеличить температуру топлива |

12.7 Возможные неисправности в работе торцевых уплотнений насосов и меры по их ликвидации приведены в таблице 12.4.

Таблица 12.4 – Возможные неисправности в работе торцевых уплотнений насосов и меры по их ликвидации

| Неисправность, нарушение в работе | Возможная причина неисправности | Меры по ликвидации неисправности |
|---|---|---|
| Повышена утечка нефтепродуктов | Нарушение контакта трущихся втулок из-за чрезмерного износа вследствие работы уплотнения всухую | Проверить систему циркуляции масла и охлаждения, спустить воздух из АГП-1. Перейти на резервный насос. Насос вывести в ремонт. Разобрать насос и протереть рабочие поверхности втулок или заменить их новыми |
| | Перекос вращающихся и неподвижных втулок вследствие сильного набухания резиновых уплотнительных колец, износа резиновых колец, поломки неподвижной втулки, поломки пружин | Перейти на резервный насос, насос вывести в ремонт. Разобрать насос и заменить резиновые кольца, заменить кольца, заменить неподвижную втулку, заменить пружины |
| Чрезмерный нагрев уплотнения | Выход из строя системы охлаждения и циркуляции | Выпустить воздух из холодильника. Увеличить проток воды на охлаждение. Перейти на резервный насос |
| | Кольцо недостаточно закреплено на валу | Отключить насос. Прочно закрепить клеммовое кольцо на валу насоса затяжкой винта, протереть сопрягаемые поверхности, усилить затяжку ключом до 30 кгс/см$^2$ |
| | Нарушен зазор между корпусом и канавкой на гильзе | Отключить насос. Обеспечить зазор 3 мм |
| Чрезмерный нагрев подшипников или быстрый выход их из строя | Увеличение осевого усилия вследствие неравномерного износа уплотнительных колец или возросшего давления на всасывании | Понизить давление во всасывающем патрубке до значения, предусмотренного проектом. Отключить насос. Перейти на резервный насос. Заменить изношенные детали |
| | Нарушение центровки агрегата. Чрезмерная затяжка радиально-упорных подшипников | Отключить насос. Провести центровку агрегата. Ослабить затяжку установкой прокладок или подшлифовкой деталей подшипникового узла |
| Чрезмерный нагрев подшипников или быстрый выход их из строя (продолжение) | Недостаточное количество масла | Проверить уровень масла, поддерживаемый масленкой. Наладить работу масленки. Постоянное быстрое опорожнение баллона масленки указывает на недопустимо большую утечку масла из масляной ванны корпуса подшипников или негерметичность самого баллона. Отключить насос. Прочистить маслопроводящие каналы корпуса подшипников |

| Неисправность, нарушение в работе | Возможная причина неисправности | Меры по ликвидации неисправности |
|---|---|---|
| | Недостаточное охлаждение | Увеличить подачу охлаждающей воды в холодильник корпуса подшипников |
| | Сорт масла не соответствует рекомендуемому. Наличие в масле воды и грязи | Отключить насос. Выявить и ликвидировать причину попадания грязи в масляную ванну. Промыть ванну и залить новое рекомендуемое масло |
| Чрезмерный нагрев сальниковых уплотнений вала | Давление жидкости перед уплотнением выше допустимого | Понизить давление во всасывающем патрубке насоса до проектной величины |
| | Чрезмерная затяжка сальниковой набивки. Недостаточное охлаждение набивки | Ослабить затяжку набивки. Увеличить расход охлаждающей воды |
| | Трение втулки сальника о вал | Отключить насос. Устранить причину трения |
| Утечка перекачиваемой жидкости через сальниковое уплотнение вала превышает нормальную | Понизить давление во всасывающем патрубке насоса до проектной величины | |
| | Износ сальниковой набивки | Отключить насос. Заменить набивку |
| | Биение защитной гильзы выше допустимого | Отключить насос. Устранить биение |
| | Поверхность защитной гильзы имеет выработку | Отключить насос. Прошлифовать гильзу |

12.8 Действия персонала при попадании жидкого (дизельного) топлива на почву.

12.8.1 Действия оперативного персонала при разливе топлива:

- немедленно отключить топливопровод, из которого происходит утечка топлива;
- сообщить о случившемся начальнику смены котлотурбинного подразделения;
- принять меры по устранению возможности загорания топлива, прекратить все огневые работы в зоне разрыва трубопровода, выставить в зоне разлива средства пожаротушения и наблюдающих;
- оградить зону разлива топлива, вывесить предупреждающие знаки;
- на пути возможного перелива топлива в канализационные системы, водоемы, колодцы, незамедлительно, не дожидаясь подхода техники, имеющимся (на пожарных постах) инструментом начать насыпать защитные дамбы.

12.8.2 Действия начальника смены котлотурбинного (котельного) подразделения:

- принять решение и отдать распоряжения персоналу об останове котлов (или ГТУ) или о переходе на газ;
- сообщить о случившемся НСС и РДС;
- лично руководить выполнением мер в соответствии с п. 12.9.1.

12.8.3 Действия НСС:

- вызвать на место аварии землеройную технику (бульдозер, экскаватор) для возведения ограждающего обвалования (земляной насыпи), при необходимости, в случае разлива ЖКТ для предотвращения его дальнейшего растекания;
- вызвать ремонтную бригаду;
- сообщить о случившемся руководству;
- сообщить инженеру-экологу ТЭС.

12.8.4 Устранение последствий:

- засыпать разлив песком или мелким гравием;
- организовать вывозку засыпки и грунта с места разлива на полигон;
- уборку грунта с места разлива производить до полного исчезновения следов топлива в нем по данным анализов.

12.9 Действия персонала при разливе топлива в помещениях.

12.9.1 Действия оперативного персонала:

- немедленно отключить трубопровод ЖКТ, из которого происходит утечка топлива;
- сообщить о случившемся РДС котлотурбинного подразделения;
- принять меры по устранению угрозы загорания топлива, прекратить все огневые работы в зоне разрыва трубопровода ЖКТ, выставить в зоне разлива средства пожаротушения;
- оградить зону разлива ЖКТ, вывесить предупреждающие знаки, выставить наблюдающих;
- открыть окна и двери для усиления вентиляции помещения;
- засыпать разлив опилками или песком;

Примечание – засыпать розлив ЖКТ более целесообразно опилками, с последующей утилизацией сжиганием в топках котлов.

- засыпку из песка или опилок, пропитанную топливом собрать в специальные металлические емкости для последующего вывоза на полигон.

12.9.2 Действия начальника смены котлотурбинного подразделения:

- принять решение и отдать распоряжения персоналу об останове котлов или о переходе на газ;
- сообщить о случившемся НСС, руководству подразделения;
- лично руководить выполнением мер в соответствии с п. 12.10.1.

12.9.3 Действия НСС:

- вызвать ремонтную бригаду;
- сообщить о случившемся руководству.

## 13 Действия персонала при проведении огневых работ и при тушении пожаров на объектах хозяйства жидкого котельного топлива

13.1 В НС ЖКТ до начала ремонтных работ, с применением сварки необходимо:

- перекрыть задвижки на топливопроводах оборудования, на котором намечаются работы;
- освободить от нефтепродуктов оборудование, которое подлежит ремонту (насосы, фильтры, подогреватели, задвижки, трубопроводы);
- отсоединить трубопроводы и установить на них соответствующие заглушки;
- продуть (пропарить) свежим паром все ремонтируемое оборудование;
- проветрить помещение насосной, взять анализ воздуха для определения возможности ведения в нем огневых работ.

При ведении огневых работ вентиляция помещения НС ЖКТ должна быть постоянно включена в работу и должен быть установлен периодический контроль состояния воздушной среды путем проведения экспресс-анализов, с применением для этой цели газоанализаторов.

13.2 При обнаружении в насосной паров или газов нефтепродуктов более 1000 мг/м$^3$, огневые работы должны быть немедленно прекращены до полного устранения паров нефтепродуктов. После этого должен быть проведен повторный анализ воздуха.

13.3 Ремонтные (огневые) работы на железнодорожной сливной эстакаде разрешается производить при выполнении следующих мероприятий:

- до начала работ должны быть полностью прекращены сливные операции и с территории сливной эстакады удалены железнодорожные цистерны;
- территория сливной эстакады и железнодорожные пути должны быть полностью очищены от случайно разлитых нефтепродуктов;
- в радиусе 15 м от места проведения огневых работ территория должна быть очищена от слоя земли, пропитанного нефтепродуктами, и засыпана слоем песка толщиной не менее 5 см;
- проверить заполнение гидрозатворов, в случае неполного их заполнения дополнить их водой;
- удалить людей от приемных емкостей;
- на время проведения огневых работ выставить противопожарный пост или вызвать пожарную машину ОПЧ.

13.4 Ремонтные (огневые) работы в сливных лотках разрешается производить после полного удаления остатков нефтепродуктов в них, проведения пропарки сливных лотков и взятия анализа воздуха для определения возможности проведения в них огневых работ.

13.5 При ремонте трассы топливопроводов с применением огневых работ место ремонта должно быть очищено от разлитых нефтепродуктов. Ближайшие от места проведения ремонтных работ задвижки с обеих сторон трубопровода должны быть закрыты. Отключенный участок трубопровода должен быть освобожден от нефтепродуктов и пропарен.

13.6 При выполнении ремонтно-монтажных работ огневые работы разрешается производить не ближе:

- 20 м от работающих насосных по перекачке нефтепродуктов, резервуарных парков и отдельно стоящих резервуаров с нефтепродуктами;
- 100 м от эстакады мазутослива во время слива цистерн и 50 м, когда слив не производится;
- 60 м от мест с открытыми нефтепродуктами (мазутоловушек и мест утечек газа);
- 20 м от узлов задвижек и мест утечек нефтепродуктов, канализационных колодцев, промливневых стоков.

13.7 При возникновении пожара на каком-либо участке ХЖКТ следует немедленно сообщить о случившемся НСС, НС котлотурбинного подразделения и в пожарную охрану по телефону «01» и приступить к тушению пожара имеющимися средствами пожаротушения.

13.8 Руководителем тушения пожара до прибытия первого пожарного подразделения является начальник смены станции или директор (технический руководитель). По прибытии первого пожарного подразделения управления пожарной охраны (УПО) начальник смены (директор, технический руководитель) должен проинформировать о принятых мерах по тушению пожара старшего командира пожарного подразделения и передать ему руководство тушением пожара с выдачей письменного допуска. До прибытия пожарного подразделения действия персонала и порядок тушения пожара должны определяться положениями оперативного плана тушения пожара на ТЭС. Убытие подразделений АДС и УПО (и других ведомств) с места аварии производится после ее ликвидации по согласованию с руководством ТЭС. При пожаре на резервуарах склада жидкого топлива ТЭС общее руководство работами по локализации и ликвидации пожара осуществляет штаб по тушению пожара.

13.9 При возникновении пожара на мазутном резервуаре необходимо:

- сообщить о возникновении пожара НСС и НС котлотурбинного подразделения;
- вызвать пожарную охрану по телефону «01»;
- откачать (по-возможности) мазут из горящего резервуара в другие резервуары мазутного склада;
- отключить резервуар по линии заполнения;
- закрыть пожарные задвижки от резервуаров на НС ЖКТ;
- включить систему подачи пены в резервуар (автоматически, дистанционно или вручную).

13.10 При возникновении пожаров в помещении НС ЖКТ и невозможности быстро сбить пламя необходимо:

- немедленно сообщить о пожаре в пожарную охрану;
- сообщить НСС и НС котлотурбинного подразделения и вызвать пожарную охрану;
- снять с АВР насосы первой и второй ступеней;
- отключить работающие насосы первой и второй ступеней ключом управления со щита управления НС ЖКТ;

- отключить (проконтролировать отключение) вентиляцию НС ЖКТ;
- закрыть пожарные задвижки от резервуаров и на эстакаде;
- закрыть регулирующие клапаны по пару на работавших подогревателях со щита управления НС ЖКТ и задвижки по пару и конденсату на этих подогревателях по месту;
- открыть воздушники по паровой части на отключенных подогревателях;
- отключить напряжение со всех электродвигателей и кабелей в помещении насосной (производит персонал соответствующих подразделений);
- после отключения (снятия) напряжения приступить к тушению пожара распыленной струей воды и пенным огнетушителем, приняв меры к предотвращению распространения пожара с растекающейся водой и мазутом;
- включить систему подачи пены в помещение (автоматически, дистанционно или вручную) или систему пожаротушения помещения НС ЖКТ.

13.11 При возникновении пожара на внутренних трубопроводах ЖКТ котельной необходимо:

- отключить поврежденный участок (закрыть задвижки по мазуту). При невозможности отключения поврежденного участка остановить насосы первой и второй ступеней с ЦЩУ кнопкой аварийного останова;
- снять пломбу и отключить мазутные насосы (должны иметь право: начальник смены станции, начальник смены котлотурбинного подразделения, старший машинист котлотурбинного подразделения, машинист блока по указанию лиц вышестоящего оперативного персонала). Надзор за целостностью пломбы возлагается, как правило, на машиниста блока;
- приступить к тушению пожара распыленной струей воды, песком, огнетушителями (при наличии в зоне электрооборудования предварительно отключить его и снять напряжение);
- принять меры к недопущению растекания горячего мазута или распространению огня с растекающейся струей воды.

13.12 При возникновении пожара в КРУ-0,4 кВ или на щите НС ЖКТ необходимо:

- включить подачу пены в указанное помещение (автоматически, дистанционно или вручную);
- приступить к тушению пожара углекислотными огнетушителями;
- снять напряжение с электрооборудования (производит персонал соответствующих подразделений).

После снятия напряжения приступить к тушению пожара водой и пенными огнетушителями.

# Приложение А
(справочное)
# Основные показатели топочных мазутов по ГОСТ 10585. Основные эксплуатационные свойства нефтепродуктов

А.1 Основные показатели топочных мазутов по ГОСТ 10585 (марки 40 и 100)

Таблица А1

| Наименование показателей | Значения для марки | |
|---|---|---|
| | 40 | 100 |
| Вязкость условная в градусах в пределах при 80°С | 8,0 | 16,0 |
| Зольность в %, не более:<br>Малозольного<br>Зольного | <br>0,04<br>0,12 | <br>0,05<br>0,14 |
| Массовая доля серы в %, не более, для мазутов видов:<br>I<br>II<br>III<br>IV<br>V<br>VI<br>VII | <br>0,5<br>1,0<br>1,5<br>2,0<br>2,5<br>3,0<br>3,5 | <br>0,5<br>1,0<br>1,5<br>2,0<br>2,5<br>3,0<br>3,5 |
| Содержание водорастворимых кислот и щелочей | Отсутствует | |
| Массовая доля механических примесей в %, не более | 0,5 | 1,0 |
| Массовая доля воды в %, не более | 1,0 | 1,0 |
| Температура застывания не выше,°С<br>Для парафинистых нефтей, не выше,°С | +10<br>+25 | +25<br>+42 |
| Плотность при 20°С, не выше | Не нормируется | |
| Температура вспышки, определяемая в открытом тигле,°С, не ниже | 90 | 110 |
| Теплота сгорания (низшая) в пересчете на сухой мазут (небраковочная), кДж/кг, не менее, для мазутов видов:<br>I, II, III и IV<br>V, VI и VII | <br>40740<br>39900 | <br>40530<br>39900 |

А.2 Основные эксплуатационные свойства нефтепродуктов

Эксплуатационные свойства нефтепродуктов (далее – н/п) характеризуются: испаряемостью, прокачиваемостью, воспламеняемостью, горючестью, склонностью к образованию отложений, коррозионной активностью, охлаждающей способностью, сохраняемостью, токсичностью и пожаровзрывоопасностью.

Испаряемость – способность нефтепродуктов переходить из жидкого состояния в газообразное состояние.

Прокачиваемость – характеризует поведение н/п при перекачке по трубопроводам и топливным системам, фильтровании, определяя бесперебойность подачи н/п при разных температурах. Прокачиваемость оценивается кинематической и динамической вязкостями при низких температурах, температурами помутнения, предельной температурой фильтруемости, содержанием воды и механических примесей, коэффициентом фильтруемости, вспениваемостью, плотностью и степенью чистоты.

Динамическая вязкость – мера внутреннего трения н/п, равная отношению тангенциального напряжения к градиенту скорости сдвига при ламинарном движении ньютоновской жидкости.

Кинематическая вязкость н/п – отношение динамической вязкости к плотности н/п.

Температура начала кристаллизации – температура, при которой в нефтепродукте начинается образование кристаллов в условиях испытания.

Температура помутнения – температура, при которой жидкий прозрачный нефтепродукт начинает мутнеть в условиях испытания.

Температура застывания – температура, при которой нефтепродукт теряет подвижность в условиях испытания.

Предельная температура фильтруемости – температура, при которой нефтепродукт после охлаждения в определенных условиях способен проходить через фильтр с установленной скоростью.

Коэффициент фильтруемости – это отношение времени фильтрования последних 2 $см^3$ (десятой части) ко времени фильтрования первых 2 $см^3$ топлива.

Воспламеняемость характеризует особенности и результаты процессов воспламенения смесей паров н\п с воздухом; оценивается температурами вспышки и самовоспламенения, удельной электрической проводимостью.

Температура вспышки нефтепродукта – минимальная температура, при которой происходит кратковременное воспламенение паров н/п от пламени в условиях испытания.

Температура самовоспламенения нефтепродукта – минимальная температура возгорания паров н/п без контакта с пламенем.

Температура воспламенения нефтепродукта – минимальная температура возгорания нефтепродукта от пламени с продолжением дальнейшего горения без контакта с пламенем.

Удельная теплота сгорания – количество теплоты, выделяющееся при сгорании единицы массы топлива.

Высшая удельная теплота сгорания является мерой химической энергии, содержащейся в топливе.

Низшая удельная теплота сгорания характеризует предельное количество энергии, которое может быть использовано при сжигании в тепловой машине (двигателе). Значение низшей удельной теплоты сгорания меньше значения высшей удельной теплоты сгорания на величину теплоты испарения воды, выделенной и образовавшейся из топлива в процессе сгорания.

Коксуемость нефтепродукта – показатель, указывающий склонность н/п образовывать коксовые отложения.

Зольность нефтепродукта – показатель, указывающий наличие в н/п несгораемых веществ.

Условная вязкость – отношение времени истечения из вискозиметра типа ВУ 200 $см^2$ испытуемого н/п при температуре 50°С ко времени истечения 200 $см^2$ дистиллированной воды при температуре 20°С.

Охлаждающая способность характеризует особенности и результаты процессов поглощения и отвода тепла от нагретых поверхностей, оценивается по удельной теплоемкости и теплопроводности.

Удельная теплоемкость – отношение количества теплоты, сообщенной системе, к изменению ее температуры на 1°С, отнесенное к единице массы.

Удельная теплопроводность – количество тепла, которое проходит в единицу времени через единицу площади при разности температур в 1°С.

Сохраняемость характеризуется стабильностью показателей качества н/п при хранении. Оценивается по времени окисления, периоду стабильности.

Токсичность характеризует особенности и результаты воздействия н/п на человека и окружающую среду. Оценивается по классу токсичности, предельно допустимой концентрации в рабочей зоне, в атмосфере населенных пунктов, в воде водоемов по ГОСТ 12.1.005.

Пожаровзрывоопасность нефтепродуктов характеризуется температурой вспышки и самовоспламенения, группой пожароопасности.

Способность электризоваться – способность образовывать и накапливать заряды статического электричества. Заряды статического электричества возникают при перекачивании как светлых, так и темных нефтепродуктов в трубопроводах, при перемещении их в резервуарах, при разбрызгивании и т.д. Наличие в нефтепродуктах посторонних примесей, в том числе воды и воздуха, значительно повышает опасность накопления зарядов статического электричества.

Для предупреждения опасных проявлений статического электричества необходимо устранение возможности накопления зарядов статического электричества на оборудовании и нефтепродукте путем заземления металлического оборудования и трубопроводов, снижения скорости движения нефтепродуктов в трубопроводе и предотвращения разбрызгивания нефтепродукта или снижения концентрации паров нефтепродуктов до безопасных пределов, т.е. снижение температуры подогрева жидкого топлива при хранении и транспортировке.

# Приложение Б
(справочное)
# Нормы расхода тепла в хозяйствах ЖКТ тепловых электростанций

Б.1 Настоящие нормы расхода тепла в хозяйствах ЖКТ тепловых электростанций предназначены для определения нормативного расхода тепла (пара) на ХЖКТ ТЭС при их эксплуатации.

Б.2 Нормы составлены для мазутных хозяйств, в технологических схемах которых предусматривается разогрев мазутов марок М100 и М40 в железнодорожных цистернах.

Б.3 Суммарное нормативное количество тепла $Q^{п(нр)}_{мх}$ (Гкал (ГДж)), содержащееся в поданном для ХЖКТ паре за отчетный (прогнозируемый) период (месяц, квартал, год. Далее - расчетный период), определяют по формуле:

$$Q^{п(нр)}_{мх} = (Q_{сл} + Q_{под} + Q^{м}_{тр} + Q^{п}_{тр} + Q_{хр} + Q^{р}_{псу} + Q^{р}_{мх}) \, 1{,}01, \quad (Б.1)$$

где $Q_{сл}$ - расход тепла при сливе мазута из железнодорожных цистерн и пропарке их после слива;

$Q_{под}$ - расход тепла при подогреве в подогревателях подаваемого на сжигание мазута;

$Q^{м}_{тр}$ - расход тепла при транспортировке мазута по трубопроводам;

$Q^{п}_{тр}$ - расход тепла при транспортировке пара по трубопроводам;

$Q_{хр}$ - расход тепла при хранении мазута в резервуарах;

$Q^{р}_{псу}$ - расход тепла при поддержании ЖД СН эстакады ЖКТ в резерве (при отсутствии слива ЖКТ);

$Q^{р}_{мх}$ - расход тепла при поддержании ХЖКТ (технологической схемы подачи мазута в котельную) в режиме «горячего резерва»;

1,01 - коэффициент, учитывающий расход тепла при проведении паровых продувок оборудования.

Б.4 Отдельные составляющие суммарного нормативного количества тепла $Q^{п(нр)}_{мх}$ определяются по формулам:

Б.4.1 При сливе мазута ($Q_{сл}$) из железнодорожных цистерн и пропарке их после слива, Гкал (ГДж)

$$Q_{сл} = q_{сл} \, G_{сл}, \quad (Б.2);$$

где $q_{сл}$ - удельный расход тепла при сливе, определенный по рисункам Б.1 – Б.3 настоящих Норм, Гкал/т (ГДж/т);

$G_{сл}$ - количество мазута, поступившего на слив за расчетный период времени, т.

Б.4.2 При подогреве мазута в подогревателях ($Q_{под}$), Гкал (ГДж)

$$Q_{под} = q_{под} \, G_{сж} \quad (Б.3);$$

где $q_{под}$ - удельный расход тепла при разогреве, определенный по рисунку Б4 настоящих Норм, Гкал/т (ГДж/т);

$G_{сж}$ - количество мазута, сожженного в котельной за расчетный период времени, т.

Б.4.3 При транспортировке мазута по трубопроводам ($Q^{м}_{тр}$), Гкал (ГДж)

$$Q^{м}_{тр} = q^{м}_{тр} \, G_{сж} \, L_{м}, \qquad (Б.4);$$

где $q^{м}_{тр}$ - удельный расход тепла при транспортировке мазута по трубопроводам, определенный по рисунку Д5 настоящих Норм, Гкал/(т·м) (ГДж/(т·м));

$L_{м}$ - длина трубопроводов ЖКТ, м.

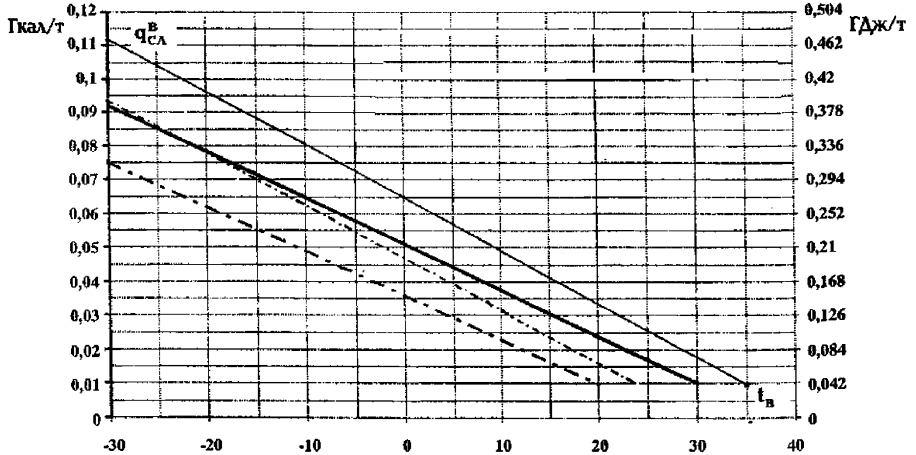



Рисунок Б.1 – Нормы удельного расхода тепла при сливе мазута ($q^{в}_{сл}$), учитываемые при проектировании ХЖКТ

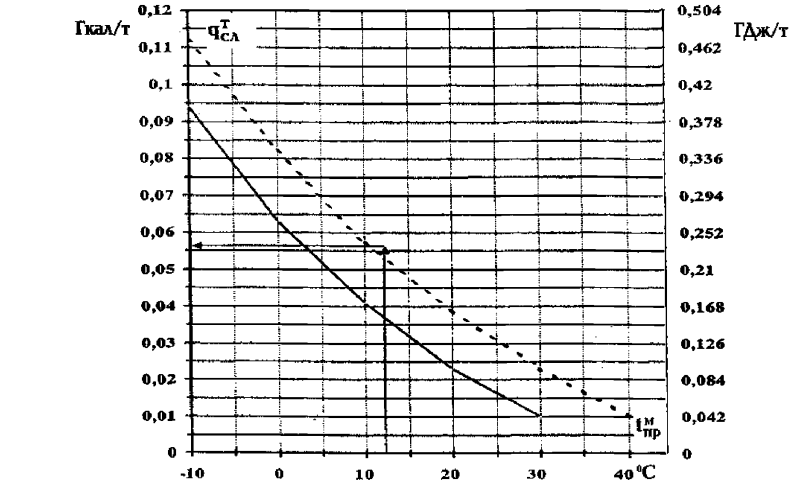



Рисунок Б.2 – Нормы удельного расхода тепла при сливе мазута ( $q^{т}_{сл}$ ), учитываемые при эксплуатации ХЖКТ

Примечание – $t^{м}_{пр}$ - температура прибывшего мазута, определяемая по рисунку Б.3 или натурным измерением.

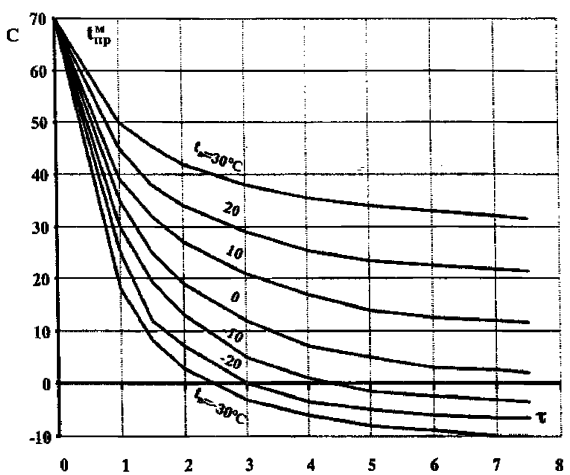
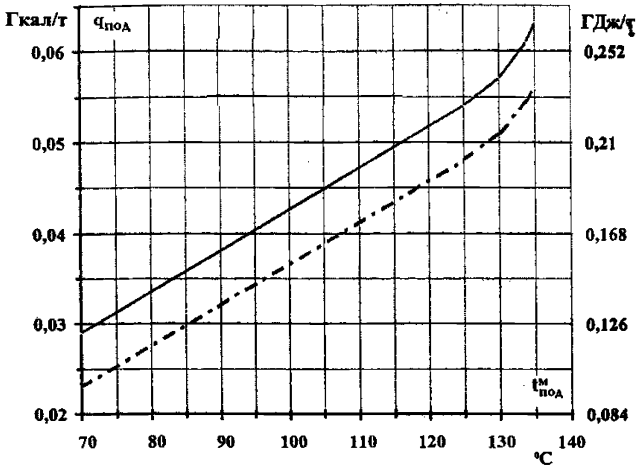



Рисунок Б.3 – Температура мазута в цистернах при транспортировке в зависимости от температуры окружающего воздуха и времени нахождения в пути




мазут М40
мазут М100

Рисунок Б.4 – Нормы удельного расхода тепла на подогрев мазута в подогревателях ($q_{под}$), учитываемые при проектировании эксплуатации ХЖКТ

Б.4.4 При транспортировании пара по трубопроводам ( $\mathbf{Q^{п}_{тр}}$ ) Гкал (ГДж)

$$Q^{п}_{тр}=q^{п}_{тр}G_{п}L_{п} \quad (Б.5)$$

где $q^{п}_{тр}$ - удельный расход тепла при транспортировке пара по трубопроводам, определенный по рисунку Б5 настоящих Норм, Гкал/(т·м) [ГДж/(т·м)];

$G_{п}$ - количество пара, поступившего на ХЖКТ за расчетный период времени, т;

$L_{п}$ - длина паропроводов, м.

Б.4.5 При хранении мазута в резервуарах ($Q_{хр}$), Гкал (ГДж)

$$Q_{хр} = q_{хр}\, G_{хр}\, \tau_{р}, \quad (Б6)$$

где $q_{хр}$ - удельный расход тепла при хранении мазута, определенный по рисунку Б6 настоящих Норм, Гкал/(т·ч) [ГДж/(т·ч)];

$G_{хр}$ - среднее количество мазута, находившегося в резервуарах склада топлива за расчетный период времени, т;

$\tau_{р}$ - количество часов в расчетном периоде времени, ч.

Б.4.6 При поддержании ХЖКТ в режиме «горячего резерва» ( $\mathbf{Q^{р}_{мх}}$ ), Гкал (ГДж)

$$Q^{р}_{мх}=q^{р}_{мх}G_{м}\tau_{гр}, \quad (Б.7)$$

где $\mathbf{q^{р}_{мх}}$ - удельный расход тепла при поддержании ХЖКТ в режиме «горячего резерва», определенный по рисунку Б.7 настоящих Норм в зависимости от средней температуры окружающего воздуха за время нахождения ХЖКТ в режиме «горячего резерва», Гкал/(т·ч) (ГДж/(т·ч)];

$G_м$ - производительность НС ЖКТ, т/ч;

$\tau_{гр}$ - продолжительность нахождения ХЖКТ в режиме «горячего резерва», ч.

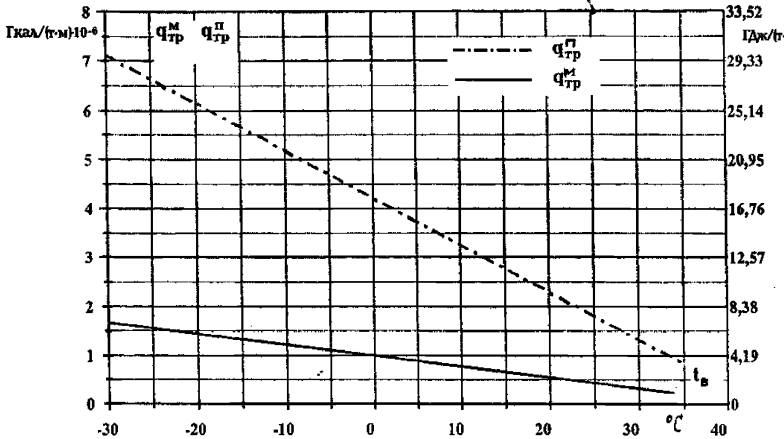
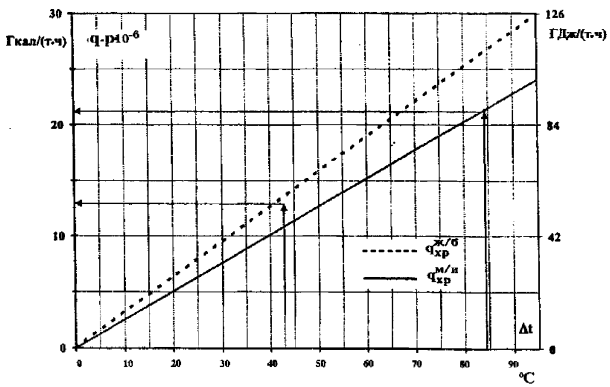



Рисунок Б.5 – Нормы удельного расхода тепла при транспортировке мазута ( $q^{м}_{тр}$ ) и пара ( $q^{п}_{тр}$ ) по трубопроводам, учитываемые при проектировании и эксплуатации ХЖКТ

Примечание – Нормы приведены на 1 метр длины трубопровода.




Δt - разность температур хранения мазута и наружного воздуха, °С

Рисунок Б.6 – Нормы удельного расхода тепла при хранении мазута в железобетонных ( $q^{ж/б}_{хр}$ ), металлических с изоляцией ( $q^{м/и}_{хр}$ ) емкостях, учитываемые при эксплуатации

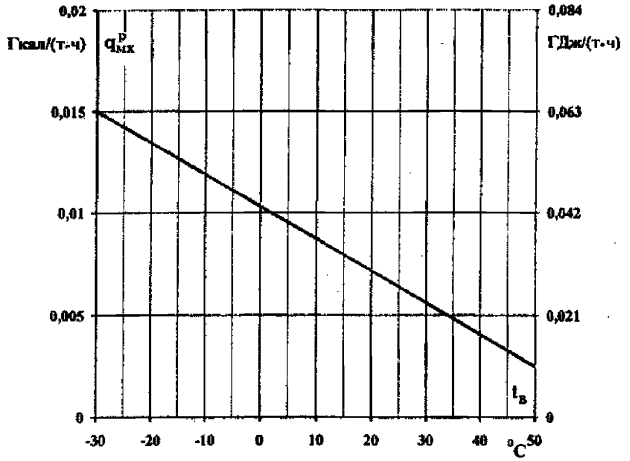



Рисунок Б.7 – Нормы удельного расхода тепла на поддержание ХЖКТ в «горячем режиме» ( $q^{р}_{мх}$ ), учитываемые при эксплуатации

При расчете тепла на поддержание ХЖКТ в режиме «горячего резерва» производительность НС ЖКТ определяется по производительности одного насоса первого подъема или другого насоса меньшей производительностью, установленного в технологической схеме подачи топлива в котельное отделение главного корпуса, предназначенного для осуществления прокачки ЖКТ по прямому и обратному трубопроводам ЖКТ в режиме «горячего резерва».

Б.4.7 При поддержании ЖД СН эстакады или его части в резерве ( $Q^{р}_{псу}$ ), Гкал (ГДж)

$$Q^{р}_{псу} = q^{р}_{псу} \tau_{з}, \quad (Б.8),$$

где $q^{р}_{псу}$ - удельный расход тепла при поддержании одного «гусака» в резерве, определенный по рисунку Б.8, Гкал/ч (ГДж/ч);

$\tau_{з}$ - суммарное время нахождения в резерве всех устройств для подвода пара во внутрь цистерны для разогрева ЖКТ и пропарки железнодорожных цистерн после его слива («гусаков») ЖД СН эстакады, ч.

Б.5 При расчете суммарного нормативного расхода тепла на ХЖКТ необходимо учитывать следующее:

Б.5.1 Количество мазута, поступившего на слив ($G_{сл}$) и сожженного в котельной ($G_{сж}$) за расчетный период, должно определяться согласно СТО 70238424.27.100.034-2009.

Б.5.2 Среднее количество мазута, находящегося в резервуарах за расчетный период ($G_{хр}$), определяют по суточным ведомостям движения топлива и данным

инвентаризации. Учету подлежит все топливо, находившееся в резервуарах приемной (прирельсовой) группы и в резервуарах хранения госрезерва.

Б.5.3 Длина трубопроводов ЖКТ определяется с учетом всех технологических топливопроводов ХЖКТ, включая ЖД СН эстакады, железнодорожной сливно-наливной эстакады и котельного отделения, за исключением дренажных трубопроводов.

Б.5.4 Длина трубопроводов пара определяется с учетом паропроводов ЖД СН эстакады, за исключением «гусаков», паропроводов продувок оборудования, регистров и спутников.

Б.5.5 Температура поступающего на слив мазута определяется по рисунку Б3 или по натурным измерениям согласно ГОСТ 2517.

Б.5.6 Температура мазута, находящегося в резервуаре или емкости, определяется по штатным приборам измерения температуры топлива в них. Температуру подогретого мазута ( $t^{м}_{под}$ ) определяют штатными приборами, установленными за подогревателями мазута.

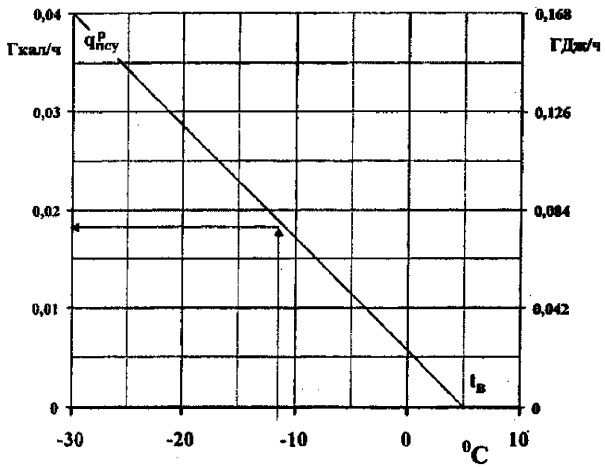



Рисунок Б.8 Нормы удельного расхода тепла на поддержание одного парового «гусака» приемно-сливного устройства в резерве ( $q^{р}_{псу}$ ), учитываемые при эксплуатации

Б.5.7 Температура наружного воздуха определяют натурными измерениями.

Б.5.8 При расчетах значений удельных расходов тепла на поддержание ХЖКТ в режиме «горячего резерва» учитывались расходы тепла:

- при хранении мазута в двух расходных резервуарах с температурой до 70°С;
- нагреве мазута в подогревателях от 70 до 90°С при расходах мазута, обеспечивающих минимально допустимую скорость мазута по трубопроводам (0,5 м/с) по одному напорному трубопроводу от насосной станции ЖКТ до

котельной, трубопроводов ЖКТ котлов и по трубопроводу рециркуляции до расходных резервуаров;

- расходы тепла при транспортировании ЖКТ и пара по трубопроводам по территории ХЖКТ и по трассе. При этом принималось, что другие резервуары мазутного склада находятся в режиме «холодного» хранения, и расход тепла на них не затрачивался, прием мазута на производство не проводился.

Б.6 При поступлении мазута в железнодорожных цистернах с температурой $t^{м}_{пр(х)}$ ниже минус 10°С значения нормативного удельного расхода тепла при сливе мазута из железнодорожных цистерн ( $q^{тх}_{сл}$ ) определяются по формуле:

$$q^{тх}_{сл}=q^{т(-10)}_{сл}\left[1-0{,}04\left(t^{м}_{пр(х)}+10\right)\right], \quad (Б.9);$$

где $q^{т(-10)}_{сл}$ - удельный расход тепла при сливе из железнодорожных цистерн мазута с температурой минус 10°С, определенный по рисунку Б.2, Гкал/т (ГДж/т).

Б.7 При размещении ТЭС в районах с температурой наружного воздуха $t_{в(х)}$ ниже минус 30°С значения нормативного удельного расхода тепла при сливе мазута из железнодорожных цистерн ( $q^{вх}_{сл}$ ) определяют по формуле:

$$q^{вх}_{сл}=q^{в(-30)}_{сл}\left[1-0{,}02\left(t_{в(х)}+30\right)\right], \quad (Б.10);$$

где $q^{в(-30)}_{сл}$ - удельный расход тепла при сливе мазута из железнодорожных цистерн при температуре наружного воздуха минус 30°С, определенный по рисунку Б1 настоящих Норм, Гкал/т (ГДж/т).

Б.8 Нормативный технологический расход тепла на ХЖКТ ( $Q^{нр}_{мх}$ ) определяют по формуле:

$$Q^{нр}_{мх}=Q^{п(нр)}_{мх}-Q_{к}, \quad (Б.11);$$

где $Q_к$ - количество тепла, вносимое в тепловую схему ТЭС с конденсатом от ХЖКТ, Гкал (ГДж).

Б.8.1 Количество тепла ($Q_к$), вносимое в тепловую схему ТЭС с конденсатом от ХЖКТ, определяется по формуле:

$$Q_к = G_к\, i_к, \quad (Б12);$$

где $G_к$ - количество конденсата, возвращаемое из ХЖКТ, т;

$i_к$ - теплосодержание конденсата, Гкал/т (ГДж/т).

Б.8.2 Количество и температура конденсата, возвращаемого из ХЖКТ, определяются по штатным приборам.

Б.8.3 Теплосодержание конденсата ($i_к$) определяют по таблицам теплофизических свойств воды и водяного пара.

Б.9 Примеры расчетов расходов тепла на ХЖКТ приведены ниже.

***Пример расчета нормативного расхода тепла (пара) на эксплуатируемое*** ХЖКТ ***за 1 месяц.***

*Исходные данные:*

*Количество поступившего на слив мазута марки М100 за 1 мес, $G_{сл}$ 200000 т;*

*Количество мазута, сожженного в котельной за 1 мес, $G_{сж}$ 180000 т;*

*Среднее количество мазута, находившееся на складе, $G_{хр}$ 240000 т;*

*Средняя температура наружного воздуха, $t_в$ минус 12°С;*

*Длительность доставки мазута на энергообъект, $\tau_1$ 2 сут;*

*Число часов за мес, $\tau_р$ 720 ч;*

*Продолжительность нахождения всех «гусаков»* ЖД СН эстакады *в резерве, $\tau_з$ 14400 ч;*

*Средняя температура мазута, подаваемого на сжигание в котельную,* $t^{м}_{под}$ *120°С;*

*Общая длина трубопроводов* ЖКТ, *$L_м$ 6000 м;*

*Температура хранения* ЖКТ *:*

- *в металлических резервуарах расходной группы с изоляцией,* $t^{м}_{хр}$ *70°С;*
- *в железобетонных резервуарах,* $t^{ж/б}_{хр}$ *30°С;*

*Среднее количество мазута, хранившегося:*

- *в металлических расходных резервуарах с изоляцией,* $G^{м}_{хр}$ *60000 т;*
- *в железобетонных резервуарах,* $G^{ж/б}_{хр}$ *80000 т;*

*Общая длина паропроводов, $L_п$ 3000 м;*

*Теплосодержание пара, подаваемого на* ХЖКТ, *$i_п$ 0,70 Гкал/т;*

*Теплосодержание конденсата после мазутных подогревателей,* $i^{под}_{к}$ *0,140 Гкал/т;*

*Теплосодержание конденсата, возвращаемого из* ХЖКТ, *$i_к$ 0,080 Гкал/т.*

***Пример последовательности расчета нормативного расхода тепла***

*По рисунку Б.3 определяется температура прибывшего мазута ($t^{м}_{пр}$) при $\tau_1$ = 2 сут и $\tau_в$ = минус 12°С. По найденному значению температуры прибывшего мазута $t^{м}_{пр}$ =12°С по рисунку Б.2 определяется удельный расход тепла при сливе мазута марки М100 из железнодорожных цистерн ($q_{сл}$):*

$$q_{сл} = 0{,}0535 \text{ Гкал/т.}$$

*По рисунку Б4 определяется удельный расход тепла на подогрев мазута, подаваемого на сжигание ($q_{под}$) при* $t^{м}_{под}$ *= 120°С*

$$q_{под} = 0{,}0472 \text{ Гкал/т.}$$

*По рисунку Б.5 определяются удельные расходы тепла при транспортировке мазута* $q^{м}_{тр}$ *и пара* $q^{п}_{тр}$ *по трубопроводам при $t_в$ = минус 12°С:*

$$q^{м}_{тр} = 1{,}30 \cdot 10^{-6} \text{ Гкал/(т·м);}$$

$$q^{п}_{тр} = 5{,}30 \cdot 10^{-6} \text{ Гкал/(т·м).}$$

*По рисунку Б.6 определяется удельный расход тепла при хранении мазута в металлических (* $q^{м}_{хр}$ *) и железобетонных (* $q^{ж/б}_{хр}$ *) резервуарах при разности температур хранения и наружного воздуха равной соответственно 82 и 42°С:*

$$q^{м}_{хр} = 21 \cdot 10^{-6} \text{ Гкал/(т·ч);}$$

$$q_{хр}^{ж/б} = 14 \cdot 10^{-6}\ Гкал/(т \cdot ч).$$

*По рисунку Б.8 определяется удельный расход тепла на поддержание одного парового «гусака» ЖД СН эстакады в резерве ($q_{псу}^{р}$), при $t_в$ = минус 12°С*

$$q_{псу}^{р} = 0{,}019\ Гкал/ч.$$

*Рассчитывается расход тепла на подогрев мазута при его сливе и пропарке цистерн после слива*

$$Q_{сл} = q_{сл}\, G_{сл} = 0{,}0535 \cdot 200000 = 10700\ Гкал.$$

*Рассчитывается расход тепла на подогрев сожженного мазута*

$$Q_{под} = q_{под} G_{сж} = 0{,}0472 \cdot 180000 = 8496\ Гкал.$$

*Рассчитывается расход тепла в окружающую среду при транспортировке мазута по трубопроводам*

$$Q_{тр}^{м} = q_{тр}^{м} G_{сж} L_{м} = 1{,}3 \cdot 10^{-6} \cdot 180000 \cdot 6000 = 1404\ Гкал.$$

*Рассчитываются расходы тепла в окружающую среду при хранении мазута в металлических и железобетонных резервуарах:*

$$Q_{хр}^{м} = q_{хр}^{м} G_{хр}^{м} \tau_{р} = 21 \cdot 10^{-6} \cdot 60000 \cdot 720 = 907{,}2\ Гкал;$$

$$Q_{хр}^{ж/б} = q_{хр}^{ж/б} G_{хр}^{ж/б} \tau_{р} = 14 \cdot 10^{-6} \cdot 180000 \cdot 720 = 1814{,}4\ Гкал.$$

*Рассчитывается расход тепла на поддержание* ЖД СН эстакады *в резерве*

$$Q_{псу}^{р} = q_{псу}^{р} \tau_{З} = 0{,}019 \cdot 14400 = 273{,}6\ Гкал.$$

*Рассчитываются промежуточные (без учета расхода тепла в окружающую среду при транспортировке пара по трубопроводам и при паровых продувках оборудования) суммарные значения:*

*Количества тепла, содержащегося в поданном на ХЖКТ паре,* $Q_{мх}^{п}$

$$Q_{мх}^{п} = Q_{сл} + Q_{под} + Q_{тр}^{м} + Q_{хр}^{м} + Q_{хр}^{ж/б} + Q_{псу}^{р} =$$

$$= 10700 + 8496 + 1404 + 907{,}2 + 1814{,}4 + 273{,}6 = 23595{,}2\ Гкал.$$

*Количества поданного на ХЖКТ пара* $G_{п}^{п}$

$$G_{п}^{п} = G_{мх}^{п} / i_{п} = 23595{,}2 / 0{,}7 = 33707{,}4\ т.$$

*Рассчитывается расход тепла в окружающую среду при транспортировке пара по трубопроводам*

$$Q_{тр}^{п} = q_{тр}^{п} \cdot G_{п}^{п} \cdot L_{п} = 5{,}30 \cdot 10^{-6} \cdot 33707{,}4 \cdot 3000 = 535{,}9\ Гкал.$$

*Рассчитывается суммарное нормативное количество тепла пара, поданного в ХЖКТ за расчетный период ($Q_{мх}^{п(пр)}$) с учетом расхода тепла в окружающую среду при транспортировании пара по трубопроводам и при паровых продувках оборудования*

$$Q_{мх}^{п(пр)} = \left(Q_{мх}^{п} + Q_{тр}^{п}\right) \cdot 1{,}01 = (23595{,}2 + 535{,}9) \cdot 1{,}01 = 24372{,}4\ Гкал.$$

*Находится количество конденсата, возвращаемого в тепловую схему электростанции от подогревателей* ЖКТ *и от спутников трубопровода* ЖКТ*:*

$$G_{к} = \frac{Q_{под} + Q_{тр}^{м} + Q_{хр}^{м} + Q_{хр}^{ж/б} + Q_{хр}^{п}}{i_{п} - i_{хр}^{под}} =$$

$$= \frac{8496{,}0 + 1404{,}0 + 907{,}2 + 1814{,}4 + 535{,}9}{0{,}7 - 0{,}140} = 23495{,}5\ т.$$

*Определяется количество тепла, вносимое возвращаемым конденсатом из ХЖКТ в тепловую схему станции*

$$Q_к = G_к \times i_к = 23495{,}5 \cdot 0{,}08 = 1879{,}6 \text{ Гкал.}$$

*Определяется нормативный технологический расход тепла на собственные нужды*

$$Q_{мх}^{техн} = Q_{мх}^{п(пр)} - Q_к = 24372{,}4 \cdot 1879{,}6 = 22492{,}8 \text{ Гкал.}$$

***Пример расчета расхода тепла (пара) за 1 час проектируемого*** ХЖКТ.

*Исходные данные:*

*Фронт слива, n=112 цистерн;*

*Минимальная температура окружающего воздуха в районе размещения, $t_в$ минус 25°С;*

*Максимальный часовой расход мазута в котельную, $G_{сж}$ 560 т/ч;*

*Суммарная вместимость склада жидкого топлива , $G_{хр}$ 180000 т;*

*Температура сжигаемого мазута, $t_{под}^{м}$ 125°С;*

*Температура мазута, подаваемого по циркуляционному контуру на разогрев мазута в резервуарах склада топлива, $t_{под}^{ц}$ 115°С;*

*Расчетный часовой расход мазута по циркуляционному контуру разогрева мазута в резервуарах, $G_ц$ 640 т/ч;*

*Общая длина трубопроводов* ЖКТ, *$L_м$ 8000 м;*

*Общая длина паропроводов, $L_п$ 6000 м;*

*Расчетный срок доставки мазута по железной дороге на ТЭС, $\tau_1$ более 3 сут;*

*Средняя вместимость одной железнодорожной цистерны, $G_{цист}$ 55 т;*

*Теплосодержание пара, поступающего в хозяйство* ЖКТ, *$i_п$ 0,7 Гкал/т;*

*Теплосодержание конденсата после подогревателей мазута, $i_п^{под}$ 0,14 Гкал/т;*

*Продолжительность подогрева и слива мазута, пропарки цистерн в зимнее время, $\tau_3$ 460 мин;*

*Марка мазута М100.*

*Последовательность расчета расхода тепла (пара):*

*По рисунку Б1 определяется удельный расход тепла при сливе мазута ($q_{сл}$) марки М100 с длительностью доставки ($\tau_1$) более 3 сут при температуре наружного воздуха $t_в$ = минус 25°С*

$$Q_{сл} = 0{,}105 \text{ Гкал/т.}$$

*По рисунку Б4 определяется удельный расход тепла на подогрев мазута, подаваемого на сжигание ($q_{под}^{сж}$) при $t_{под}^{м}$ = 125°С*

$$q_{под}^{сж} = 0{,}0472 \text{ Гкал/т.}$$

*По рисунку Б4 определяется удельный расход тепла на подогрев мазута в подогревателях, подаваемого по циркуляционному контуру ($q_{под}^{ц}$) с $t_{под}^{ц}$ = 115°С в резервуары склада топлива*

$$q_{под}^{ц} = 0{,}045 \text{ Гкал/т.}$$

*По рисунку Б5 определяются удельные расходы тепла при транспортировке мазута $q_{тр}^{м}$ и пара $q_{тр}^{п}$ по трубопроводам при $t_в$ = минус 25°С:*

$$q^{м}_{тр} = 1{,}60 \cdot 10^{-6}\ Гкал/(т \cdot м);$$

$$q^{п}_{тр} = 6{,}6 \cdot 10^{-6}\ Гкал/(т \cdot м).$$

*Рассчитывается расход тепла в зимний период на подогрев мазута марки М100 при сливе 112 цистерн вместимостью 55 т каждая*

$$Q_{сл} = q_{сл}\, n\, G_{цист} = 0{,}105 \cdot 112 \cdot 55 = 646{,}8\ Гкал.$$

*Рассчитывается часовой расход тепла на подогрев мазута в зимний период*

$$Q^{ч}_{сл} = \frac{Q_{сл} \cdot 60}{\tau_{з}} = \frac{646{,}8 \cdot 60}{460} = 84{,}4\ Гкал/ч.$$

*Рассчитывается часовой расход тепла, необходимый для подогрева мазута при сжигании и циркуляции:*

$$Q^{сж}_{под} = q^{сж}_{под} G_{сж} = 0{,}0472 \cdot 560 = 26{,}4\ Гкал/ч;$$

$$Q^{ц}_{под} = q^{ц}_{под} G_{ц} = 0{,}045 \cdot 640 = 28{,}8\ Гкал/ч.$$

*Рассчитывается часовой расход тепла, расходуемый в окружающую среду при транспортировке мазута по трубопроводам*

$$Q^{м}_{тр} = q^{м}_{тр} G_{сж} L_{м} = 1{,}6 \cdot 10^{-6} \cdot 560 \cdot 8000 = 7{,}2\ Гкал/ч.$$

*Рассчитывается часовой расход тепла на разогрев и транспортировку мазута*

$$Q^{р}_{мх} = Q^{сж}_{под} + Q^{ц}_{под} + Q^{м}_{тр} = 26{,}4 + 28{,}8 + 7{,}2 = 62{,}4\ Гкал/ч.$$

*Рассчитываются часовые расходы пара, в ХЖКТ и ЖД СН эстакады без учета расхода тепла при транспортировке пара по трубопроводам:*

$$G^{пр}_{мх} = Q^{р}_{мх} : \left(i_{п} - i^{под}_{к}\right) = 62{,}4 / (0{,}7 - 0{,}14) = 111{,}4\ т/ч;$$

$$G^{п}_{псу} = Q^{ч}_{сл} : i_{п} = 84{,}4 / 0{,}7 = 120{,}6\ т/ч;$$

$$G^{п}_{мх} = G^{пр}_{мх} + G^{п}_{псу} = 111{,}4 + 120{,}6 = 232{,}0\ т/ч.$$

*Рассчитывается часовой расход тепла в окружающую среду при транспортировке пара*

$$Q^{п}_{тр} = q^{п}_{тр} G_{п} L_{п} = 6{,}6 \cdot 10^{-6} \cdot 232{,}0 \cdot 6000 = 9{,}2\ Гкал/ч.$$

*Уточняется количество пара* $G^{пк}_{мх}$ *на ХЖКТ за 1 час с учетом расхода тепла в окружающую среду при транспортировании пара по трубопроводам* ХЖКТ

$$G^{пк}_{мх} = G^{п}_{мх} + Q^{п}_{тр} : \left(i_{п} - i^{под}_{к}\right) = 232{,}0 + 9{,}2 / (0{,}7 - 0{,}14) = 248{,}4\ т/ч$$

*(в том числе на ЖД СН эстакады – 120,5 т/ч).*

# Приложение В
(рекомендуемое)
## Форма таблицы режимной карты работы оборудования ХЖКТ

| Оборудование, параметры | Режим работы | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | Размерность | Рабочий режим, количество работающих К/А (котлоагрегатов) | | | Режим горячего резерва | Примечание |
| | | 1 | 2 | 3 | | |
| Расход мазута, подаваемого в котельную | $м^3/ч$ | | | | | |
| Давление мазута, подаваемого в котельную | $кгс/см^2$ | | | | | |
| Температура мазута, подаваемого в котельную | $^0C$ | | | | | |
| Количество включенных в работу наружных главных трубопроводов подачи ЖКТ в котельную | шт. | | | | | |
| Количество включенных в работу расходных резервуаров | шт. | | | | | |
| Количество включенных в работу насосов первого подъема | шт. | | | | | |
| Количество включенных в работу фильтров грубой очистки | шт. | | | | | |
| Количество включенных в работу подогревателей | шт. | | | | | |
| Количество включенных в работу фильтров тонкой очистки | шт. | | | | | |
| Количество насосов первого подъема на АВР | шт. | | | | | |
| Количество насосов второго подъема на АВР | шт. | | | | | |
| Количество включенных в работу насосов второго подъема | шт. | | | | | |
| Количество включенных в работу насосов циркуляции | шт. | | | | | |
| Параметры пара, поступающего на ХЖКТ | $кгс/см^2$,° С | | | | | |
| Температура мазута в расходных резервуарах | $^0C$ | | | | | |
| Температура мазута в резервуарах склада | $^0C$ | | | | | |
| Уровень мазута в расходных резервуарах, максимальный | см | | | | | |
| Уровень мазута в резервуарах склада | см | | | | | |

# Приложение Г
(рекомендуемое)
## Форма паспорта стального наземного цилиндрического вертикального резервуара со стационарной кровлей

Г.1 Вместимость _____

Г.2 Проект, по которому изготовлен. Организация, разработавшая проект, _____
(указать номер типового проекта или организацию, выполнившую индивидуальный проект)

Г.3 Тип (марка) РВС (вертикальной сварной полистовой сборки). Имеет соединение стыков встык, днище коническое (высота конуса 100 мм) с центральной стойкой _____
(указать: сварной, клепаный, полистовой сборки или рулонного типа, с понтоном, плавающей крышей, с газоуравнительной системой и др. особенностями)

Г.4 Дата составления паспорта _____

Г.5 Лицо, ответственное за эксплуатацию _____
(должность, Ф.И.О.)

Приказ № _____

Г.6 Место установки _____
(указать наименование предприятия, цех (подразделение), объект)

Г.7 Назначение – хранение нефтепродуктов.

Г.8 Хранимый продукт – топочный мазут по ГОСТ 10585-99 марок М-40 (М100).

Значения показателей качества хранимого продукта по ГОСТ 10585-99 _____
(плотность, удельный вес, коррозионность, температура вспышки паров, токсичность и др.)

Г9. Технологические параметры:
- избыточное давление под кровлей _____
- допускаемый вакуум _____
- установленный уровень налива _____
- максимальная скорость наполнения и опорожнения _____
- оборачиваемость _____

Г10. Основные размеры элементов резервуара:
- вместимость, $м^3$ _____
(фактическая)
- вес резервуара, т _____
- высота резервуара, мм _____
- высота стенки, мм _____
- диаметр, мм _____
- толщина листов по поясам, мм:

| № пояса, начиная снизу | Толщина листов каждого пояса по проекту | Действительная толщина пояса | Марка материала и ГОСТ |
|---|---|---|---|
| | | | |

| | | | |
|---|---|---|---|
| | | | |
| | | | |

Г11. Тип кровли _____
(тип, марка стали, толщина листов)

Г12. Понтон или плавающая крыша _____

Г13. Днище _____
(марка стали, толщина листов окрайки и центральной части, наличие и тип антикоррозионного покрытия)

Г14. Наименование организации, выполнявшей рабочие чертежи, и номера чертежей_____

Г15. Наименование завода-изготовителя конструкций _____

Г16. Наименование строительно-монтажных организаций, участвовавших в возведении резервуара:

данные контроля вертикальных швов стенки резервуара рентгено- или гамма-просвечиванием, магнитографическим или другими физическими методами.

1 _____
2 _____
3 _____
и т. д.

Г17. Отклонения от проекта:

1) по днищу _____
2) по кровле _____
3) по стенке и др._____

Г18. Перечень установленного на резервуаре оборудования:

| Наименование | Кол-во, шт. | Дата установки | Краткая техническая характеристика, размеры, мм |
|---|---|---|---|
| Клапан дыхательный (вентиляционный патрубок $D_y$ 100) | | | |
| Люк замерный | | | |
| Люк световой | | | |
| Люк-лаз | | | |
| Прибор для замера уровня | | | |
| Подъемная труба | | | |
| Кран сифонный | | | |
| Змеевики для подогрева | | | |
| Пенокамеры | | | |
| Пенопровод | | | |
| Задвижка коренная | | | |

| Наименование | Кол-во, шт. | Дата установки | Краткая техническая характеристика, размеры, мм |
|---|---|---|---|
| Молниезащита | | | |
| Заземление | | | |

а также:

- наличие другого специального оборудования (размывающие головки, отражающие диски и др.)_____;
- наличие и тип подогревательных устройств _____

Г19. Наличие и вид внутренних покрытий или антикоррозионной защиты (дата нанесения)_____

Г20. Наличие и тип теплоизоляции (дата монтажа) _____

Г21. Дата начала монтажа _____

Г22. Дата окончания монтажа _____

Г23. Даты начала и окончания каждого промежуточного испытания и результаты испытания_____

_____

(указать номера актов испытания, даты, результаты)

Г24. Даты начала и окончания испытания резервуара в целом и результаты испытания_____

Г25. Даты приемки резервуара и сдачи его в эксплуатацию_____

(указать даты ввода в эксплуатацию,

_____

первого наполнения резервуара, продувки)

Г26. Подписи представителей заказчика и строительно-монтажных организаций _____

_____

(перечислить)

Г27. Даты и результаты внутренних осмотров технического состояния (комиссией):

| Дата | Результат осмотра | Ф.И.О., подпись ответственного за эксплуатацию |
|---|---|---|
| | | |

Г28. Записи о проведении ревизии (результаты нивелировки и проверок осадки резервуара, отклонений от вертикали, толщинометрии, качества сварных швов и др.) _____

Г29. Записи о проведенных специальных обследованиях_____

(дата, результаты)

Г30. Данные об авариях, ремонтах и реконструкциях _____

Г31. Перечень приложенных к паспорту документов:

- деталировочные чертежи (развертки боковой поверхности стенки, днища, кровли с указанием толщин листов);
- заводские сертификаты на изготовленные стальные конструкции;
- документы о согласовании отступлений от проекта при монтаже;
- акты приемки скрытых работ (дата и номер);
- документы (сертификаты и др.), удостоверяющие качество сварных материалов, применяемых при монтаже;
- журнал сварочных работ;
- схемы геодезических замеров при приемке разбивочных осей и установке конструкции для вновь вводимого резервуара (для находящегося в эксплуатации – результаты проведенной нивелировки днища и его окрайки);
- акты испытания резервуара;
- документы по результатам испытаний сварочных монтажных швов (дата и номер);
- описи удостоверений (дипломов) о квалификации сварщиков;
- заключение по просвечиванию сварных монтажных швов (со схемами расположения мест просвечивания);
- акты приемки смонтированного оборудования (дата и номер);
- документы о результатах проверок и обследований (рекомендации, заключения и др.).

Примечания

1. По мере установки на резервуар в процессе эксплуатации специального оборудования все сведения об этом оборудовании необходимо внести в паспорт, а также сведения о замене ранее установленного оборудования.

2. Для резервуаров, находящихся в эксплуатации и не имеющих отдельных сведений по исполнительной документации, заполнение соответствующих граф следует проводить при ремонтах.

3. В случае усиления стенки резервуара (например, кольцевыми бандажами), в паспорте делают запись о проведенном усилении, о количестве установленных кольцевых бандажей, о допустимом уровне наполнения усиленного резервуара и сроке его обследования.

# Приложение Д
(рекомендуемое)
# Технологическая карта резервуара

| Наименование | Данные |
|---|---|
| Тип резервуара | |
| Номер резервуара по технологической схеме | |
| Фактическая высота резервуара до врезки пенокамеры (пеногенератора), м | |
| Максимально допустимый уровень налива нефтепродукта зимний, м | |
| Максимально допустимый уровень налива нефтепродукта летний, м | |
| Аварийный уровень налива нефтепродукта, м | |
| Минимально допустимый уровень при работе насоса технологической схемы перекачки, м | |
| Минимально допустимый уровень при работе дренажного насоса («мертвый остаток»), м | |
| Минимально допустимый уровень при работе внутрирезервуарного разогревающего устройства, м | |
| Максимальная производительность наполнения (опорожнения), $м^3/ч$ | |
| Максимально допустимая температура подогрева нефтепродукта,°С | |
| Геометрическая вместимость резервуара, $м^3$ | |
| Величина «мертвого остатка», $м^3$ | |
| Суммарная пропускная способность установленных механических (дыхательных) клапанов (вентиляционного патрубка), $м^3/ч$ | |
| Суммарная пропускная способность установленных гидравлических (предохранительных) клапанов, $м^3/ч$ | |
| Тип и количество дыхательных клапанов | |
| Тип и количество предохранительных клапанов | |
| Тип и количество огневых предохранителей | |
| Величина высотного трафарета при приемке в эксплуатацию, м | |

# 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 04.09.2007 № 606).

[2] ПБ 03-517-02 Общие правила промышленной безопасности для организаций, осуществляющих деятельность в области промышленной безопасности опасных производственных объектов (Утверждены Постановлением Госгортехнадзора России от 18.10.02 № 61-А).

[3] ПБ 09-560-03 Правила промышленной безопасности нефтебаз и складов нефтепродуктов (Утверждены Постановлением Госгортехнадзора России от 20.05.03 № 33).

[4] ПБ 09-563-03 Правила промышленной безопасности для нефтеперерабатывающих производств (Утверждены Постановлением Госгортехнадзора России от 29.05.03 № 44).

[5] Правила применения технических устройств на опасных производственных объектах (Утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 25.12.98 № 1540).

[6] 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 04.10.04 № 111).

[7] ПБ 09-540-03 Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных, химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств (Утверждены Постановлением Госгортехнадзора России от 05.05.03 № 29).

[8] СНиП 3.05.05-84 Технологическое оборудование и технологические трубопроводы.

[9] СНиП 21-01-97 Пожарная безопасность зданий и сооружений.

[10] РД 09-364-00 Типовая инструкция по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных, взрывопожароопасных объектах (Утверждена Постановлением Госгортехнадзора России от 23.06.00 № 38).

[11] НПБ 110-03 Перечень зданий, сооружений, помещений и оборудования, подлежащих защите автоматическими установками пожаротушения и автоматической пожарной сигнализацией (Утверждены Приказом МЧС России от 18.06.03 № 315).

[12] СНиП 2.11.03-93 Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы.

[13] НПБ 104-03 Системы оповещения и управления эвакуацией людей при пожарах в зданиях и сооружениях (Утверждены Приказом МЧС России от 20.06.03 № 323).

[14] СНиП 23-03-2003 Защита от шума.

[15] ПБ 10-573-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды (Утверждены Постановлением Госгортехнадзора России от 11.06.03 № 90).

[16] ПБ 03-576-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением (Утверждены Постановлением Госгортехнадзора России от 11.06.03 № 91).

[17] ПБ 03-585-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов (Утверждены Постановлением Госгортехнадзора России от 10.06.03 № 80).

[18] РД 03-19-2007 Положение об организации работы по подготовке и аттестации специалистов организаций, поднадзорных Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору (Утверждены Приказом Ростехнадзора России от 29.01.07 № 37).

[19] РД 03-20-2007 Положение об организации обучения и проверки знаний рабочих организаций, поднадзорных Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору (Утверждены Приказом Ростехнадзора России от 29.01.07 № 37).

[20] ПБ 03-273-99 Правила аттестации сварщиков и специалистов сварочного производства (Утверждены Постановлением Госгортехнадзора России от 30.10.98 № 63).

[21] РД 03-495-02 Технологический регламент проведения аттестации сварщиков и специалистов сварочного производств (Утвержден Постановлением Госгортехнадзора России от 25.06.02 № 36).

[22] РД 03-14-2005 Порядок оформления декларации промышленной безопасности опасных производственных объектов и перечень включаемых в нее сведений (Утвержден Приказом Ростехнадзора России от 29.11.05 № 893).

[23] РД 03-418-01 Методические указания по проведению анализа риска опасных производственных объектов (Утверждены Постановлением Госгортехнадзора России от 10.07.01 № 30).

[24] СНиП 2.01.51-90 Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны.

[25] РД 09-539-03 Положение о порядке проведения экспертизы промышленной безопасности в химической, нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности (Утверждено Постановлением Госгортехнадзора России от 18.03.03 № 8).

[26] РД 09-536-03 Методические указания о порядке разработки плана локализации и ликвидации аварийных ситуаций (ПЛАС) на химико-технологических объектах (Утверждены Постановлением Госгортехнадзора России от 18.04.03 № 14).

[27] ПБ 03-605-03 Правила устройства вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов (Утверждены Постановлением Госгортехнадзора России от 09.06.03 № 76).

[28] НПБ 105-03 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности (Утверждены Приказом МЧС России от 08.06.03 № 314).

[29] РД 03-420-01 Инструкция по техническому обследованию железобетонных резервуаров для нефти и нефтепродуктов (Утверждена Постановлением Госгортехнадзора России от 10.09.01 № 40).

[30] 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).

[31] РД 08-95-95Положение о системе технического диагностирования сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов (Утверждено Постановлением Госгортехнадзора России от 25.07.95 № 38).

[32] РД 153-112-017-97 Инструкция по диагностике и оценке остаточного ресурса вертикальных стальных резервуаров (Утверждена приказом Минэнерго России от 01.01.97).

[33] РД 03-606-03 Инструкция по визуальному и измерительному контролю (Утверждена Постановлением Госгортехнадзора России от 11.06.03 № 92).

УДК 006.85 ОКС 27.100 ОКП

Ключевые слова: тепловые электростанции, мазут, резервуары, сливная эстакада, подогреватель, фильтр, насос, персонал, техническое обслуживание, эксплуатация.

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