Некоммерческое Партнерство «Инновации в электроэнергетике»



СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

СТО 70238424.27.100.029-2009

ТРУБОПРОВОДЫ И АРМАТУРА ТЭС ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ НОРМЫ И ТРЕБОВАНИЯ

Дата введения – 2009-06-29

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» и ГОСТ Р 1.0-2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Основные положения».

Порядок разработки и применения стандартов организации установлены ГОСТ Р 1.4-2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения».

Сведения о стандарте

1. РАЗРАБОТАН	Филиалом ОАО «Инженерный центр ЕЭС» - «Фирма ОРГРЭС»
2. ВНЕСЕН	Комиссией по техническому регулированию НП «ИНВЭЛ»
3.УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ	Приказом НП «ИНВЭЛ» от 01.06.2009 г. № 30
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»

Оглавление

1 Область применения 1
2 Нормативные ссылки 1
3 Термины, определения, обозначения и сокращения 2
3.1 Термины и определения 2
3.2 Обозначения и сокращения 3
4 Основные нормативные положения 3
4.1 Организационные мероприятия 3
4.2 Трубопроводы и их элементы 5
4.3 Тепловая изоляция трубопроводов 16
4.4 Стационарные и нестационарные режимы ксплуатации трубопроводов 16
5 Эксплуатация трубопроводов 18
5.1 Эксплуатационная документация трубопроводов 18
5.2 Требования к персоналу и порядку проведения операций по изменению состояния трубопровода 19
5.3 Операции, предшествующие прогреву трубопровода после монтажа, реконструкции или восстановительной термической обработки 19
5.4 Прогрев трубопровода из холодного состояния после ремонта или длительного простоя 20
5.5 Прогрев трубопровода из неостывшего состояния 23
5.6 Отключение (расхолаживание) трубопровода 24
5.7 Расхолаживание трубопровода при выводе оборудования в кратковременный останов 25
5.8 Особенности отключения (расхолаживания) трубопровода с выводом в ремонт, на реконструкцию или для проведения ВТО 25
5.9 Режим аварийного останова 26
5.10 Стационарный режим эксплуатации 27
6 Контроль состояния трубопроводов и арматуры 28
6.1 Цели контроля 28
6.2 Объем эксплуатационного контроля 28
6.3 Критерии исправности трубопроводов 31
6.4 Инструментальный контроль ОПС трубопроводов и его критерии 31
6.5 Контроль металла элементов трубопроводов и арматуры 32
7 Техническое обслуживание трубопроводов и арматуры 33
7.1 Техническое обслуживание опорно-подвесной системы трубопроводов 33
7.2 Оценка состояния уклонов трубопроводов 35
7.3 Объемы технического обслуживания арматуры 35
7.4 Техническое освидетельствование 39
7.5 Содержание трубопровода 40

Введение

Трубопроводы являются неотъемлемым элементом технологических схем тепловых электростанций (ТЭС), обеспечивающим процесс производства тепловой и электрической энергии. Назначение трубопроводов состоит в соединении между собой источников технологических сред с их потребителями и выполнения других функций, обеспечивающих поддержку технологических процессов.

Настоящий стандарт является нормативным документом, устанавливающим требования как технического, так и организационного характера, направленные на обеспечение безопасной, надежной, эффективной и экономичной эксплуатации и технического обслуживания трубопроводов и арматуры.

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

Трубопроводы и арматура ТЭС
Организация эксплуатации и технического обслуживания
Нормы и требования

Дата введения – 2009-06-29

1 Область применения

Настоящий стандарт организации (СТО) распространяется на трубопроводы пара и горячей воды с рабочим давлением более 0,07 МПа или с температурой воды более 115^0С.

Настоящий СТО предназначен для применения на всех энергетических предприятиях.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 12.2.007.0-75 ССБТ. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности.

ГОСТ 12.2.063-81 Арматура промышленная трубопроводная. Общие требования безопасности.

ГОСТ 12.2.085-2002 Сосуды, работающие под давлением. Клапаны предохранительные. Требования безопасности.

ГОСТ 27.002-90 Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения.

ГОСТ 356-80 Давления условные, пробные и рабочие. Ряды.

ГОСТ 7192-89 Механизмы электрические исполнительные постоянной скорости. ГСП. Общие технические условия.

ГОСТ 14891 Устройства автоматического управления для систем автоматического регулирования.

ГОСТ 15467-79 Управление качеством продукции. Основные понятия термины и определения.

ГОСТ 20911-89 Техническая диагностика. Термины и определения.

ГОСТ 24856 Арматура трубопроводная промышленная. Термины и определения.

ГОСТ 28338-89 Соединение арматуры и трубопроводов. Проходы условные. Ряды.

СТО 17330282.27.100.005-2008 Основные элементы котлов, турбин и трубопроводов тепловых электростанций. Контроль состояния металла. 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 информационному 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, определения, обозначения и сокращения

3.1 Термины и определения

В настоящем стандарте применены термины с соответствующими определениями по ГОСТ 20911-89, ГОСТ 15467-79 и ГОСТ 27.002-90:

3.1.1 **гиб**: Колено, изготовленное с применением деформации изгиба трубы.

3.1.2 **деталь**: Изделие, изготовленное из однородного материала (без применения сборочных операций).

3.1.3 **дефект**: Каждое отдельное несоответствие продукции установленным требованиям.

3.1.4 **колено**: Фасонная часть, обеспечивающая изменение направления потока рабочей среды на угол от 15 до 180^0.

3.1.5 **контроль технического состояния**: Проверка соответствия значений параметров объекта требованиям технической документации и определения на этой основе одного из данных видов технического состояния в данный момент времени.

3.1.6 **наработка**: Продолжительность работы объекта.

3.1.7 **прогнозирование технического состояния**: Определение технического состояния объекта с заданной вероятностью на предстоящий интервал времени.

3.1.8 **ресурс**: Суммарная наработка объекта от начала его эксплуатации или ее возобновления после ремонта до перехода в предельное состояние.

3.1.9 **условия эксплуатации объекта**: Совокупность факторов, действующих на объект при его эксплуатации.

3.1.10 **арматура трубопроводная**: Техническое устройство, устанавливаемое на сосудах, аппаратах и трубопроводах, предназначенное для управления потоками рабочей среды путем изменения проходного сечения.

3.1.11 **арматура запорная**: Арматура, предназначенная для полного перекрытия потока рабочей среды.

3.1.12 **арматура регулирующая**: Арматура, предназначенная для регулирования параметров рабочей среды путем изменения расхода или изменения проходного сечения при неизменном расходе.

3.1.13 **арматура предохранительная**: Арматура, предназначенная для защиты оборудования и трубопроводов от повышения давления сверх допустимой величины путем сброса избытка рабочей среды в атмосферу.

3.1.14 **арматура обратная**: Арматура, предназначенная для автоматического предотвращения обратного тока рабочей среды.

3.1.15 **арматура отсечная**: Запорная арматура, предназначенная для быстрого автоматического прекращения подачи рабочей среды при нарушении технологического цикла.

3.1.16 **задвижка**: Тип арматуры, в котором запорный или регулирующий орган возвратно-поступательно перемещается перпендикулярно оси потока.

3.1.17 **клапан**: Тип арматуры, в которой запорный или регулирующий орган возвратно поступательно перемещается вдоль оси потока.

3.1.18 **условное давление**: Рабочее давление среды в арматуре и деталях трубопроводов, при котором обеспечивается их длительная эксплуатация при температуре 20 ^{0}C.

3.1.19 **пробное давление**: Избыточное давление, при котором должны проводиться гидравлические испытания трубопроводов или их составных частей, включая арматуру, на прочность и герметичность по отношению к окружающей среде.

3.1.20 **рабочее давление**: Максимальное внутреннее избыточное давление, при котором обеспечивается заданный режим эксплуатации арматуры и деталей трубопровода.

3.1.21 **условный проход арматуры и деталей трубопроводов**: Номинальный внутренний диаметр присоединяемого трубопровода.

3.1.22 **предельное состояние**: Состояние объекта, при котором его дальнейшая эксплуатация либо восстановление работоспособности невозможны или нецелесообразны.

3.1.23 **парковый ресурс**: Наработка однотипных по конструкциям, маркам стали и условиям эксплуатации однотипных элементов теплоэнергетического оборудования, которая обеспечивает их безаварийную работу.

3.1.24 **экспертиза промышленной безопасности**: Оценка соответствия объекта экспертизы предъявляемым к нему требованиям промышленной безопасности, результатом которой является заключение.

3.2 Обозначения и сокращения

ВТО – восстановительная термическая обработка;

ГИ – гидравлическое испытание;

КИП – контрольно измерительные приборы;

ОПС – опорно-подвесная система;

РОУ – редукционно-охладительное устройство;

СТО – стандарт организации;

ТЭС – тепловая электростанция;

DN – условный проход;

PN – условное давление;

ИПУ – импульсное предохранительное устройство.

4 Основные нормативные положения

4.1 Организационные мероприятия

4.1.1 Обязанности по обеспечению безопасного и исправного состояния трубопровода и входящих в его состав вспомогательных устройств, а также соблюдению допустимых режимов эксплуатации лежит на руководителе организации-владельца оборудования. Руководитель организации-владельца оборудования обеспечивает содержание трубопроводов в исправном состоянии и безопасные условия их эксплуатации путем организации надлежащего обслуживания.

В этих целях владельцу необходимо:

а - назначить ответственного за исправное состояние и безопасную эксплуатацию трубопроводов из числа инженерно-технических работников, прошедших проверку знаний в установленном порядке;

б - назначить необходимое количество лиц обслуживающего персонала, обученного и имеющего удостоверение на право обслуживания трубопроводов;

в - разработать и утвердить инструкцию для персонала, обслуживающего трубопроводы. Инструкция должна быть выдана под расписку обслуживающему персоналу и вывешена на рабочих местах;

г - персонал, на который возложены обязанности по обслуживанию трубопроводов, должен вести тщательное наблюдение за порученным ему оборудованием путем осмотра, проверки исправности действия арматуры, контрольно-измерительных приборов и предохранительных устройств; для записи результатов осмотра и проверки должен вестись сменный журнал;

д - обеспечить периодичность проверки знания руководящими и инженерно-техническими работниками правил, норм и инструкций по технике безопасности.

4.1.2 Руководитель организации обязан обеспечить ответственного за исправное состояние и безопасную эксплуатацию трубопроводов необходимыми материальными средствами для выполнения им своих обязанностей (спецодеждой, приборами и инструментами, канцелярскими принадлежностями и др.).

4.1.3 Ответственный за исправное состояние и безопасную эксплуатацию трубопроводов обязан:

4.1.3.1 Допускать к обслуживанию трубопроводов только обученный и аттестованный персонал.

4.1.3.2 Своевременно извещать комиссию по периодической и внеочередной проверке знаний о предстоящих проверках и обеспечить явку персонала для проверки знаний.

4.1.3.3 Обеспечивать прохождение обслуживающим персоналом периодических медицинских обследований.

4.1.3.4 Обеспечивать ведение и хранение технической документации по эксплуатации трубопроводов.

4.1.3.5 Выдавать письменное распоряжение на пуск трубопроводов в работу после проверки готовности к эксплуатации и организации их обслуживания.

4.1.3.6 Допускать к применению трубопроводы, соответствующие требованиям промышленной безопасности.

4.1.3.7 Организовывать своевременную подготовку к техническому освидетельствованию трубопроводов и участвовать в этих освидетельствованиях.

4.1.3.8 Проводить своевременное техническое освидетельствование трубопроводов.

4.1.3.9 Обеспечивать вывод трубопроводов в ремонт в соответствии с графиком планово-предупредительных ремонтов.

4.1.3.10 Участвовать в обследованиях, проводимых органами по энергетическому надзору, и выполнять предписания, выдаваемые по результатам обследования.

4.1.3.11 Проводить инструктаж и противоаварийные тренировки с персоналом, обслуживающим трубопроводы.

4.1.3.12 Устанавливать порядок приемки и сдачи смены обслуживающим трубопроводы персоналом.

4.1.3.13 Обеспечивать устранение выявленных во время технического освидетельствования или диагностирования неисправностей или дефектов до пуска трубопроводов в эксплуатацию.

4.1.4 Ответственный за исправное состояние и безопасную эксплуатацию трубопроводов имеет право:

4.1.4.1 Осуществлять свободный доступ во все помещения, связанные с эксплуатацией трубопроводов в любое время суток.

4.1.4.2 Участвовать в деятельности комиссии по расследованию причин аварий, инцидентов и несчастных случаев, произошедших при эксплуатации трубопроводов.

4.1.4.3 Участвовать в работе комиссии по проверке знаний у специалистов и обслуживающего трубопроводы персонала.

4.1.4.4 Отстранять от обслуживания трубопроводов персонал, допустивший нарушения инструкций или показавший неудовлетворительные знания во время периодической или внеочередной проверок знаний и во время противоаварийных тренировок.

4.1.4.5 Предоставлять руководству организации предложения по привлечению к ответственности специалистов и обслуживающий персонал, допустивших нарушения правил эксплуатации и технического обслуживания трубопроводов.

4.1.4.6 Предоставлять руководству организации предложения по устранению причин, вызывающих нарушения требований правил эксплуатации и технического обслуживания трубопроводов.

4.2 Трубопроводы и их элементы

4.2.1 Трубные элементы

4.2.1.1 Трубные элементы характеризуется рядом условных проходов (*DN*) приблизительно равных внутреннему диаметру трубы. Для условных проходов не указывается размерность. Условные диаметры труб от 10 до 25 мм кратны 5; от 40 до 80 мм кратны – 10; от 100 до 375 кратны 25; от 400 до 1400 мм кратны 100. В качестве исключений применяются условные проходы 32 и 450.

Выбор основных размеров трубных элементов (внутреннего диаметра, толщины стенки, радиуса изгиба криволинейных элементов, протяженности, конфигурации и т.п.), а также металла, из которого они изготавливаются, определяется прочностным и конструкторским расчетами трубопровода.

4.2.1.2 Каждый трубный элемент должен иметь клеймо удостоверяющее марку стали и сертификат, удостоверяющий ее физические свойства и состав.

4.2.1.3 Расстояние от оси поперечного сварного соединения трубопровода до края опоры или подвески должно выбираться исходя из возможности проведения осмотра, контроля и термообработки. После проведения реконструкции и монтажа вновь вводимых трубопроводов, с внутренним диаметром 150 мм и более, рекомендуемое расстояние от сварного соединения до края опоры или подвески должно составлять 0,75 – 1,2 м.

4.2.1.4 Конфигурация соединений трубных элементов в единый трубопровод должна обеспечивать:

– выполнение условий прочности от действия всех нагружающих факторов (давление транспортируемой среды при рабочей температуре, весовая нагрузка, реакции опор и подвесок, усилия, развивающиеся при температурных расширениях участков трубопроводов при их нагреве (обеспечение условий самокомпенсации температурных расширений), дополнительные напряжения на нестационарных режимах при пусках и остановах теплоэнергетического оборудования);

– беспрепятственное удаление конденсата или воды (для этого ответвления трубопроводов выполнять на их нижней образующей, а расходомерные устройства располагать на вертикальных участках);

– отсутствие возможности для возникновения непроектных ограничений температурным расширениям участков трубопровода, покрытого тепловой изоляцией, со стороны строительных конструкций, площадок обслуживания и других трубопроводов;

– удобство монтажа, обслуживания, контроля и ремонта всех его элементов.

4.2.1.5 Прокладка участков трубопроводов должна быть выполнена таким образом, чтобы самопроизвольное движение конденсата или удаляемой из трубопровода воды было направлено к узлам дренирования. Прокладка горизонтальных участков осуществляется с определенным, заданным проектными расчетами наклоном трубы по отношению к горизонтали (уклоном).

4.2.1.6 Величина уклона для трубопроводов пара при прогреве трубопровода из холодного состояния до температуры насыщения, соответствующей полному давлению, должна быть не менее 4 мм на 1 метр длины. Для трубопроводов горячей воды уклон горизонтальных участков трубопровода для холодного состояния должен быть не менее 2 мм на 1 метр длины. Начальные уклоны монтажного и холодного положения трубопровода должны быть определены проектными расчетами и содержаться в проектной документации.

4.2.1.7 Направление уклонов, как правило, должно совпадать с направлением движения рабочей среды. В случае подъемного движения рабочей среды по трубопроводу пара допускается встречное направление потоков пара и конденсата.

4.2.1.8 Наличие недренируемых участков («мешков конденсата») на трубопроводах не допускается. При выявлении таких участков необходима организация их дренирования.

4.2.2 Воздушники и дренажные линии трубопроводов

4.2.2.1 В верхних точках трубопровода, на верхней образующей трубы должны устанавливаться специальные линии (воздушники), предназначенные для отвода воздуха и вентиляции внутреннего объема трубопровода. Эти линии должны связывать трубопровод с атмосферой. Открытие и закрытие воздушников должно осуществляться запорной арматурой, расположенной за пределами тепловой изоляции трубопровода.

4.2.2.2 Воздушники должны иметь площадки обслуживания. Линии воздушников не должны быть источником непроектных ограничений для перемещений трубопровода.

4.2.2.3 Во всех точках трубопровода пара, в которых может скапливаться конденсат должны быть смонтированы дренажные трубопроводы, назначение которых состоит в обеспечении возможности опорожнения и продувки трубопровода (т.е. пропуска через него греющей среды) или только опорожнения трубопровода. Как правило, функции опорожнения и продувки (в сочетании с прогревом трубопроводов) объединяют в себе дренажные трубопроводы, расположенные на наибольшем расстоянии от места подачи в трубопровод греющей среды. Исправ-

ность дренажных трубопроводов и их арматуры во многом определяет надежность трубопровода и его долговечность.

4.2.2.4 Схема дренажных трубопроводов, направления потоков удаляемой среды и их проходное сечение определяются при проектировании трубопровода. Проходное сечение дренажных линий, на которые возлагается задача опорожнения и продувки трубопровода должно выбираться из условия срыва потоком пара пленки конденсата со стенок трубопровода.

4.2.2.5 Схема подключения к сборным емкостям (расширителям дренажа) дренажных линий от трубопроводов с различным давлением должна обеспечивать отсутствие возможности запирания одних потоков другими, а также попадания удаляемой среды из одних трубопроводов в другие. Конструкция и расположение расширителей должны исключать возможность попадания конденсата обратно в дренируемые трубопроводы.

4.2.2.6 Дренажные трубопроводы должны прокладываться без подъемных участков с уклоном в сторону расширителей дренажа. Прокладка дренажных трубопроводов, конструкция их опорных элементов, а также узлов прохода через площадки обслуживания не должны препятствовать температурным перемещениям трубопровода.

4.2.2.7 Для предотвращения образования конденсата и попадания его в прогретые трубопроводы пара протяженность участков воздушников и дренажных трубопроводов от штуцера подключения к трубопроводу до первой по ходу среды запорной арматуры не должна превышать 250-300 мм.

4.2.2.8 В непроточных ответвлениях трубопроводов пара, а также ответвлениях, которые могут находиться в непроточном состоянии, в которых может накапливаться конденсат должны быть устроены линии постоянной продувки в расширители с меньшим давлением (через дроссельные устройства и конденсатоотводчики), или, при соответствующей компоновке, безарматурные линии прогрева, связывающие непроточные и проточные объемы трубопровода. Безарматурные линии должны прокладываться с уклоном в сторону проточного объема и не должны содержать в себе участков с подъемным движением среды.

4.2.2.9 Воздушники, дренажные линии, линии постоянной продувки и безарматурные линии, во избежание образования в них конденсата, должны быть тщательно теплоизолированы.

4.2.3 Арматура

4.2.3.1 Настоящий стандарт распространяется на арматуру, установленную на оборудовании ТЭС и предназначенную для управления потоками рабочей среды и распределения ее по технологическим узлам.

4.2.3.2 Установленная на ТЭС арматура должна быть сертифицирована в системе сертификации ГОСТ Р и иметь разрешение на применение при работе на потенциально опасных объектах тепловых электростанций.

4.2.3.3 По функциональному назначению арматура подразделяется на запорную, регулирующую и предохранительную. Разновидностью предохранительной арматуры является обратная арматура.

4.2.3.4 Арматура с автоматическим управлением является исполнительным устройством, с помощью которого реализуются командные сигналы, и назначается заданный режим работы системы. Она должна быть оснащена электроприводами, отвечающими требованиям ГОСТ 14891 и ГОСТ 7192-89

4.2.3.5 Основные показатели, характеризующие арматуру любого функционального назначения: условный проход DN и условное давление PN.

С целью унификации диаметры условных проходов стандартизированы в виде ряда диаметров: 6, 10, 15, 20, 25, 32, 40, 50, 65, 80, 100, 125, 150, 175, 200, 225, 250, 300, 350, 400, 450, 500, 600,700, 800, 1000, 1200,1400, 1600, 2000. Из-за сортамента труб, выпускаемых промышленностью для энергетических объектов, условный проход арматуры и трубопроводов, как правило, не совпадает с фактическим внутренним диаметром трубопровода. Условный проход определяют по ближайшему к фактическому диаметру трубопровода значению стандартного ряда.

Значения условных давлений арматуры и деталей трубопроводов должны соответствовать следующему ряду: 0,1 (1,0); 0,16 (1,6); 0,25 (2,5); 0,4 (4,0); 0,63 (6,3); 1,0 (10); 1,6 (16); 2,5 (25); 4,0 (40); 6,3 (63); 10 (100); 16 (160); 20 (200); 25 (250); 32 (320); (400); 50 (500); 63 (630); 80 (800); 100 (1000) МПа (кгс/см^2).

Допускается применение арматуры, изготовленной на конкретные давления и температуру.

4.2.3.6 Арматура на условное давление PN $\geq$ 6,3 МПа должна быть присоединена к трубопроводу посредством сварки. Арматура меньших условных давлений может быть присоединена к трубопроводу, как посредством сварки, так и на фланцах.

4.2.3.7 Арматура на трубопроводах должна быть установленная таким образом, чтобы при вращении маховика (рукоятки) по часовой стрелке запорный (регулирующий) орган арматуры перемещался в направлении закрытия. На маховике арматуры должны быть стрелки, указывающие направление вращения и буквы «О» и «З».

4.2.3.8 На электрифицированной арматуре при потере напряжения на электроприводе положение рабочего органа не должно изменяться.

4.2.3.9 Арматура должна быть установлена:

– на горизонтальных трубопроводах – с расположением шпинделя (штока) в любом положении в пределах верхней полуокружности;

– на вертикальных трубопроводах – с расположением шпинделя (штока) в горизонтальном положении.

При расположении арматуры со встроенным электроприводом в положении отличном от вертикального электропривод должен быть расположен в положении, при котором обеспечивается смазка деталей редуктора.

4.2.3.10 Силовая часть запорной арматуры рассчитана на управление ею при полном перепаде давлений на запорном органе. Однако, для исключения повреждения уплотнительных поверхностей деталей затвора при перемещении затвора перепад давлений на нем не должен превышать 0,3·Р, где Р – рабочее давление среды.

4.2.3.11 Для снижения перепада давления на запорном органе до требуемого значения, а также для возможности регулирования скорости прогрева трубопроводов должен быть выполнен байпас запорного органа с установкой на нем запорной и регулирующей арматуры. Проходное сечение байпасов должно определяться при проектировании трубопровода.

4.2.3.12 Запорная арматура должна иметь коэффициент гидравлического сопротивления ζ не более:

– задвижки DN $>$ 200 – 1,0;

– задвижки DN $\leq$ 200 – 1,5;

– запорные клапаны проходного типа – 7,0.

4.2.3.13 Значение допустимых протечек запорной арматуры определятся исходя из ее функционального назначения по ГОСТ 9544-93.

Для арматуры с условным проходом менее 100 мм значение допустимых протечек должно быть не выше класса «В»; для арматуры питательных трубопроводов, трубопроводов свежего пара и пара промперегрева DN $\geq$ 100 мм – не выше класса «С».

4.2.3.14 Арматура с электроприводом должна иметь местный указатель крайних положений рабочего органа и датчики сигнализации крайних положений на щите управления.

4.2.3.15 Схема управления арматурой, имеющей электромоторный привод, должна быть построена таким образом, чтобы при достижении рабочим органом крайних положений и при заедании подвижных частей в процессе его перемещения производилось автоматическое отключение электродвигателей муфтой ограничения крутящего момента или токовым реле.

Органы управления арматурой и ручные дублеры приводных устройств должны исключать возможность их самопроизвольного включения.

4.2.3.16 Для арматуры с ручным управлением значение усилия на маховике не должно превышать:

300 Н – для перемещения рабочего органа;

500 Н – для отрыва запорного органа и его дожатия.

4.2.3.17 Время перемещения рабочего органа на величину рабочего хода должно соответствовать требованиям систем автоматического регулирования.

4.2.3.18 На задвижках, установленных на трубопроводах, на которых возможен нагрев находящейся в замкнутом объеме корпуса воды (например, корпуса встроенных задвижек прямоточных котлов), они должны быть оборудованы устройством, исключающем повышение в нем давления, свыше допускаемого расчетом на прочность значения. Для этого в задвижках с односторонним подводом среды следует выполнить отверстие во входной тарелке или соединить межседельное пространство с трубопроводом перед задвижкой. У задвижек с двусторонним подводом среды выполнить байпас задвижки с двумя запорными клапанами и соединить участок этого трубопровода между клапанами с межседельным пространством задвижки. В процессе эксплуатации клапан со стороны входа среды должен быть открыт.

4.2.3.19 Установленная на трубопроводах обратная арматура не должна открываться сразу после прекращения движения среды по трубопроводу. Открытие арматуры должно происходить при перепаде давлений на затворе $\Delta P < 0{,}03$ МПа.

4.2.3.20 Проточная часть обратной арматуры должна иметь коэффициент гидравлического сопротивления ζ не более:

для клапанов с поворотным затвором - 3;

для клапанов с подъемным затвором - 6.

4.2.3.21 Протечки обратной арматуры не должны превышать ($см^3$/мин):

3 – для $DN \leq 100$;

7 – для $100 < DN \leq 200$;

12 – для $200 < DN \leq 300$;

15 – для $300 < DN \leq 800$.

4.2.3.22 Установленная на ТЭС регулирующая арматура должна быть рассчитана для работы при реальных перепадах давлений. Она должна быть оснащена встроенными электроприводами. На регулирующей арматуре старых выпусков допускается применение выносных приводов, соединенных с арматурой посредством рычагов и тяг.

4.2.3.23 Установленные на регулирующей арматуре электроприводы должны быть рассчитаны для работы в повторно-кратковременном режиме с числом включений до 320 в час и продолжительность включения не менее 25% при нагрузке на выходном органе от номинального значения противодействующей до 0,5 номинального значения сопутствующей. При этом электроприводы должны допускать работу в течение 1 часа в повторно-кратковременном реверсивном режиме с числом включений 630 в час и продолжительностью включения не менее 25%.

4.2.3.24 Выбег рабочего органа не должен превышать 0,25% от полного его хода.

4.2.3.25 Люфты в сочленениях от выходного вала электродвигателя привода до рабочего органа не должны превышать 2% номинального хода.

4.2.3.26 Вся арматура с электроприводом должна быть заземлена. В конструкции арматуры должны быть предусмотрено устройство для подключения заземления в соответствии с «Правилами устройств электроустановок» и ГОСТ 12.2.007.0-75.

4.2.3.27 Допустимый пропуск среды через закрытый регулирующий клапан определяется исходя из влияния его на качество регулирования. Требования к герметичности запорно-регулирующих клапанов те же, что и для запорной арматуры (см. п. 4.2.3.13).

4.2.3.28 Для защиты оборудования ТЭС от повышения давления сверх допустимого значения допускается применять:

– предохранительные клапаны прямого действия;

– предохранительные клапаны, приводимые в действие с помощью клапанов управления (импульсно-предохранительные устройства);

– предохранительные устройства с разрушающимися мембранами;

– другие устройства, применение которых согласовано с органом по энергетическому надзору.

4.2.3.29 Установленные на оборудовании ТЭС предохранительные устройства должны быть рассчитаны и отрегулированы так, чтобы давление в защищаемом объекте не могло подняться выше значений, указанных в таблице 4.2.3.

Таблица 4.2.3

Вид оборудования	**Диапазон расчетных давлений**	**Величина допустимого давления**
Котел	0,07 МПа и выше	1,1Ррасч.
Трубопроводы	≤ 0,5 МПа	Ррасч + 0,05 МПа

	> 0,5 МПа	1,1 Ррасч.
Сосуды	≤ 0,3 МПа	Ррасч + 0,05 МПа
	> 0,5 …6,0 МПа	1,15 Ррасч.
	> 6,0 МПа	1,1 Ррасч.

Повышение давления выше указанных в таблице значений может быть допущено в том случае, если это предусмотрено расчетом на прочность защищаемого оборудования.

Если эксплуатация защищаемого объекта разрешена на пониженном давлении, то регулировка предохранительных устройств должна производиться по этому давлению.

4.2.3.30 Главные предохранительные клапаны свежего пара должны быть оснащены шумоглушителями, обеспечивающими при срабатывании уровень шума на выходе пара в атмосферу не превышающий 85 дБ.

4.2.3.31 Импульсно-предохранительные устройства свежего пара и пара промперегрева должны быть оснащены электромагнитным приводом, обеспечивающим возможность управления устройством со щита управления и герметичность затвора импульсных клапанов.

4.2.3.32 Предохранительные клапаны должны быть установлены вертикально на наиболее высокой части защищаемого оборудования с тем, чтобы при их открытии из защищаемого объекта в первую очередь удалялись пар и газы. Допускается установка предохранительных клапанов на трубопроводах и специальных отводах в непосредственной близости к защищаемому объекту.

4.2.3.33 Между предохранительным устройством и защищаемым объектом запрещается установка запорных органов.

4.2.3.34 Импульсные и присоединительные трубопроводы должны быть защищены от замерзания в них рабочей среды.

4.2.3.35 Среда от предохранительных клапанов должна отводиться в безопасное место. В тех случаях, когда рабочей средой является вода, она должна отводиться в расширитель или другой сосуд, рассчитанный на прием воды от предохранительных клапанов.

4.2.3.36 Установка шумоглушителей не должна снижать пропускную способность предохранительного клапана ниже требуемого по условиям безопасности уровня. На отводящем трубопроводе между клапаном и шумоглушителем (сразу за клапаном) должен быть предусмотрен штуцер для установки манометра с целью контроля давления в сбросном трубопроводе.

4.2.3.37 Отводящие трубопроводы и импульсные линии ИПУ в местах возможного скопления конденсата должны иметь дренажное устройство для его удаления. Установка запорных органов на дренажных трубопроводах не допускается.

4.2.3.38 Стояк (вертикальный трубопровод), по которому среда отводится в атмосферу, должен быть надежно закреплен и защищен от попадания атмосферных осадков.

4.2.3.39 Трубопроводы предохранительных клапанов должны быть рассчитаны с учетом статических нагрузок и динамических усилий, возникающих при их срабатывании.

4.2.3.40 В тех случаях, когда защита объекта от повышения давления осуществляется импульсно-предохранительными устройствами, расстояние между штуцерами импульсного и главного клапанов должно быть не менее 500 мм, а длина соединительного трубопровода между ними не должна превышать 2,5 м.

4.2.3.41 При применении импульсно-предохранительных устройств, оснащенных электромагнитным приводом, питание электромагнитов должно осуществляться от двух независимых друг от друга источников питания, обеспечивающих их срабатывание при исчезновении напряжения собственных нужд.

4.2.3.42 В тепловых схемах ТЭС применение мембранных предохранительных устройств допускается только на тех объектах, отключение которых не приводит к отключению основного оборудования (ПВД, расширители и т.п.).

4.2.3.43 Запорные клапаны (вентили) установленные на трубопроводах рециркуляции питательных насосов, через 10 – 12 часов после закрытия следует обтянуть, обеспечив плотное прилегание уплотнительных поверхностей деталей затвора.

4.2.4 Опорно-подвесная система крепления трубопроводов

4.2.4.1 Масса трубопровода, его ответвлений и арматуры должна быть равномерно распределена по специальным опорным элементам, надежно закрепленным на строительных конструкциях. Опорные элементы, а также узлы их закрепления на строительных конструкциях, должны быть рассчитаны на вертикальную нагрузку от массы трубопровода, заполненного водой и покрытого тепловой изоляцией, а также усилий, возникающих в результате температурных расширений участков трубопровода при его нагреве. Упругие элементы ОПС должны обладать нормативными запасами по грузоподъемности и диапазону изменения упругих свойств. Нагрузки отдельных элементов ОПС в различных состояниях трубопровода (монтажном, холодном без рабочей среды, холодном с рабочей средой и рабочем) должны определяться на основе его проектных или поверочных расчетов. В отдельных случаях элементы ОПС должны обеспечивать защиту трубопровода от сейсмических, ветровых и вибрационных нагрузок.

4.2.4.2 Максимальная грузоподъемность элементов ОПС трубопроводов пара может назначаться без учёта массы воды, необходимой для проведения гидравлических испытаний. Для таких случаев должны быть предусмотрены специальные приспособления, принимающие на себя дополнительную нагрузку от массы воды. Аналогичные меры должны быть предусмотрены в отношении ОПС трубопроводов пара, в которые вода может попасть в результате гидравлических испытаний, проводимых в других элементах технологической схемы.

4.2.4.3 По конструктивному исполнению различают подвижные и неподвижные опоры. Подвижные опоры обеспечивают отсутствие перемещений трубопровода или заданный диапазон этих перемещений в одном (обычно – вертикальном) направлении. К ним относятся скользящие и упругие (пружинные) опоры, упругие подвески, а также жесткие тяги. Неподвижные опоры (в зависимости от их предназначения и конструкции), помимо вертикальных перемещений должны обеспечивать блокирование линейных или линейных и угловых перемещений трубопровода (для всех или некоторых степеней свободы) при его температурных расширениях.

4.2.4.4 Расстановка элементов ОПС по длине трубопровода должна выбираться из условий соблюдения определенной длины пролета между опорными

элементами, обеспечения самокомпенсации температурных расширений и возможности строительных конструкций воспринимать усилия, передаваемых на них при наименее благоприятном сочетании нагружающих факторов. Дополнительными условиями является обеспечение возможности доступа к сварным соединениям трубопровода с целью проведения их контроля, а также огнестойкость опорных конструкций.

4.2.4.5 Для участков трубопроводов, имеющих температурные перемещения более 100 мм, необходимо применять упругие элементы ОПС с длинами тяг более 1.5 м.

Примечание - Длиной тяги следует считать расстояние от места ее закрепления на строительных конструкциях до оси трубопровода.

4.2.4.6 Из различных конструкций упругих опорных элементов более предпочтительными являются такие конструкции, в которых упругие опорные элементы устанавливаются в рассечке тяг, а также такие, нагрузка которых поддается оценке и регулировке.

4.2.4.7 При монтаже подвижных элементов ОПС на трубопроводы, а также при их закреплении на строительных конструкциях должны быть учтены температурные перемещения точек закрепления опор на трубопроводе при их переходе из монтажного состояние в рабочее состояние. Это достигается упреждающими смещениями точек закрепления на трубопроводах и (или) строительных конструкциях.

4.2.4.8 Для трубопроводов, которые в процессе эксплуатации подвергаются воздействию вибрации, должны быть предусмотрены средства ее снижения (главным образом, амортизаторы) до уровня, исключающего возможности аварийного разрушения и разгерметизации системы. Снижение или устранение вибрации на действующем трубопроводе представляет собой сложную задачу. Для ее снижения возможно применение различных антивибрационных приспособлений.

4.2.4.9 Регулировка нагрузки элементов ОПС допускается только в холодном состоянии трубопровода.

4.2.5 Средства контроля трубопроводов

4.2.5.1 Трубопроводы должны оснащаться приборами и средствами для измерения параметров транспортируемой среды: давления, температуры и расхода, а также, разности температур между отдельными точками по длине или периметру трубы.

4.2.5.2 Состав средств измерения, количество точек контроля параметров, а также порядок использования результатов измерений в схемах защит, сигнализации и автоматического регулирования должны определяться в проекте трубопровода на основании его индивидуальных особенностей.

4.2.5.3 Для обеспечения надежности проведения операций прогрева и охлаждения трубопровода обязательными зонами температурного контроля (помимо измерения температуры греющей среды) должны быть все участки трубопроводов, секционированные запорной арматурой, участки за впрыскивающими пароохладителями и участки, которые могут при разных обстоятельствах стать тупиковыми. При установке поверхностных одиночных термопар их следует размещать на нижней образующей трубопровода.

4.2.5.4 На трубопроводах с внутренним диаметром 150 мм и более и температурой транспортируемой среды от 300°С и выше должны быть установлены указатели перемещений для контроля за температурными расширениями участков и наблюдением за правильностью работы опорных элементов.

Примечания

1 Допускается не устанавливать указатели температурных перемещений на трубопроводы пара с температурой 540°С, максимальные габаритные размеры которых не превышают 10 м, поскольку точность измерений перемещений в этом случае будет меньше диапазона допускаемых отклонений при выполнении замеров. При меньших значениях температуры пара протяженность таких трубопроводов, обратно пропорциональна температуре пара.

2 Допускается не устанавливать указатели температурных перемещений на трубопроводах с числом опор менее трех. В этом случае контроль температурных перемещений должен быть заменен непосредственным контролем температурных перемещений элементов ОПС.

3 На протяженных трубопроводах, проложенных по открытой местности на жестких опорах, допускается заменять контроль температурных перемещений по указателям непосредственным контролем состояния элементов опорно-подвесной системы.

4.2.5.5 Расстановка указателей температурных перемещений должна осуществляться в соответствии с проектом трубопровода. Изменение в расстановке указателей допускается для удобства их обслуживания при наличии контрольных значения перемещений, отвечающих измененной расстановке указателей.

4.2.5.6 Для обеспечения достоверности результатов измерений по указателям температурных перемещений длина штанги указателя, закрепляемая на трубопроводе, не должна превышать 1 м.

4.2.5.7 Разметка указателей температурных перемещений в холодном и рабочем состояниях должна производиться для условий, отвечающих условиям расчета проектных значений перемещений.

4.2.5.8 К указателям температурных перемещений должен быть обеспечен свободный доступ. В необходимых случаях для них следует устраивать площадки обслуживания и лестницы.

4.2.5.9 Контроль температурных перемещений трубопроводов должен выполняться в режимах эксплуатации, для которых имеются проектные контрольные значения перемещений или значения перемещений, полученные в результате специальных поверочных расчетов.

Примечание - При контроле температурных перемещений, соблюдение условия, указанного в п. 4.2.5.9 особенно важно для трубопроводов пара ТЭС с поперечными связями.

4.2.5.10 Трубопроводы диаметром более 100 мм из хромомолибденовых, хромомолибденованадиевых и высоколегированных теплоустойчивых сталей, работающих при температуре пара - 450°С и выше, должны быть снабжены устройствами для измерения остаточной деформации. Количество точек замера остаточной деформации и их расположение должны определяться проектом трубопровода.

4.2.5.11 Трубопроводы пара к установкам, используемым периодически, но постоянно подключенным к работающим трубопроводам, должны иметь точки температурного контроля. Целью этого контроля должно быть получение объективной информации о текущей температуре трубопровода. Эта информация должна использоваться для предотвращения образования конденсата в их тупико-

вых участках, а также для определения фактической температуры их эксплуатации.

4.2.5.12 Для контроля работы впрыскивающих пароохладителей, расположенных на горизонтальных участках трубопроводов пара, за ними по ходу пара должны быть установлены термопары на верхней и нижней образующих трубопроводов. Эти термопары могут быть поверхностного или глубинного типа. В последнем случае нерасчетный режим эксплуатации пароохладителей может быть предотвращен значительно раньше.

Для контроля работы впрыскивающего пароохладителя, расположенного на вертикальном участке трубопровода, термопары «верх-низ» трубы должны быть установлены на первом по ходу пара за этим участком горизонтальном или наклонном участке трубопровода.

4.2.5.13 Контроль разницы температур «верх-низ» трубопровода пара с помощью поверхностных или глубинных термопар рекомендуется осуществлять во всех зонах, в которых возможно скопление конденсата или его поступление извне.

4.2.5.14 Для измерения давления используются манометры.

Класс точности манометров должен быть не ниже:

2,5 – при рабочем давлении до 2,5 МПа (25 кгс/см^2);

1,5 - при рабочем давлении более 2,5 МПа (25 кгс/см^2) до 14 МПа (140кгс/см^2);

1,0 - при рабочем давлении более 14 МПа (140 кгс/см^2).

Шкала манометров выбирается из условия, чтобы при рабочем давлении стрелка манометра находилась в средней трети шкалы.

На шкале манометра должна быть нанесена красная черта, указывающая допустимое давление.

Взамен красной черты допускается прикреплять к корпусу манометра металлическую пластинку, окрашенную в красный цвет и плотно прилегающую к стеклу манометра.

Манометр должен быть установлен так, чтобы его показания были отчетливо видны обслуживающему персоналу, при этом шкала его должна быть расположена вертикально или с наклоном вперед до 30^0 для улучшений видимости показаний.

Номинальный диаметр манометров, устанавливаемых на высоте до 2 м от уровня площадки наблюдения за манометрами, должен быть не менее 100мм, на высоте от 2 до 3 м – не менее 150 мм и на высоте от 3 до 5 м – не менее 250 мм. При расположении манометра на высоте более 5 м должен быть установлен сниженный манометр в качестве дублирующего.

Перед каждым манометром должен быть трехходовой кран или другое аналогичное устройство для продувки, проверки и отключения манометра. Перед манометром, предназначенным для измерения давления пара, должна быть сифонная труба диаметром не менее 10 мм.

4.2.5.15 Контроль давления и температуры пара, скорости изменения температуры металла, разности температур по периметру трубы, скорости прогрева отдельных участков трубопроводов, секционированных задвижками, а также вспомогательных трубопроводов (отборов, собственных нужд и др.) должен осуществляться по штатным и регистрирующим приборам.

4.3 Тепловая изоляция трубопроводов

4.3.1 Тепловая изоляция трубопровода должна выполняться по специальному проекту. От качества выполнения тепловой изоляции во многом зависит экономичность и надежность трубопровода, а также безопасность обслуживающего персонала.

4.3.2 Для тепловой изоляции должны применяться материалы, не вызывающие коррозии металла.

4.3.3 Тепловая изоляция должна полностью покрывать трубопровод, его ответвления и вспомогательные линии и находиться в исправном состоянии. Температура наружной поверхности теплоизолированного трубопровода при полных параметрах и температуре окружающего воздуха 25°С не должна превышать 45°С.

4.3.4 Тепловая изоляция фланцевых соединений, арматуры, компенсаторов и участков трубопроводов, подвергающихся периодическому контролю (в зонах, в которых имеются сварные соединения, бобышки для измерения ползучести и т.п.) должна выполняться съемной. Съемная тепловая изоляция по своим теплотехническим показателям не должна уступать стационарной теплоизоляции.

4.3.5 Тепловая изоляция трубопроводов, проложенных на открытом воздухе, вблизи масляных баков, маслопроводов, мазутопроводов, кабельных линий должна иметь металлическое или другое покрытие (кожухи), предохраняющее от пропитывания влагой или горючими нефтепродуктами. Возможность попадания воды на не теплоизолированную или не защищенную кожухом поверхность прогретого трубопровода может привести к его повреждению, поэтому трубопроводы, на тепловую изоляцию которых возможно попадание влаги, также должны иметь металлическое покрытие.

4.3.6 Полная или частичная замена тепловой изоляции на облегченную с сохранением проектных нагрузок пружинных подвесок приводит к появлению зон повышенных напряжений в криволинейных элементах трубопровода, вызывает смещение по вертикали индикаторов температурных перемещений и изменение уклонов. Поэтому изменение массы тепловой изоляции требует пересчета и изменения нагрузок элементов ОПС, изменения разметки индикаторов температурных перемещений и проверки системы уклонов трубопровода.

4.4 Стационарные и нестационарные режимы ксплуатации трубопроводов

Основным фактором, влияющим на надежность трубопровода и определяющим режимы его эксплуатации являются внутренние напряжения в металле его элементов.

Уровень допускаемых напряжений в рабочем состоянии трубопровода определяется жаропрочными свойствами металла, из которого изготовлен трубопровод, его рабочей температурой и предполагаемой продолжительностью эксплуатации.

В проектных расчетах трубопроводов во внимание принимаются напряжения от следующих нагружающих факторов: давления, температуры (температурных расширений), массовой нагрузки и реакций опорных элементов.

Реальные напряжения в трубопроводе относительно близки к расчетным значениям напряжений в двух стационарных состояниях – холодном и рабочем.

Существенные отклонения напряжений, действующих в холодном и рабочем состояниях, могут иметь место при:

– неудовлетворительном качестве тепловой изоляции (в этом случае появляется нерасчетный перепад температуры по толщине стенки и, как следствие, - дополнительные стационарные температурные напряжения);

– нагрузках элементов ОПС, отличающихся от расчетных значений (в этом случае повышаются напряжения, обусловленные распределенной и сосредоточенной массой трубопровода и реакцией элементов ОПС).

В условиях, когда температура трубопровода изменяется (при его прогреве или охлаждении) на напряженное состояние металла трубопровода накладываются дополнительные нестационарные напряжения, вызванные неустановившимся температурным полем по толщине стенки, периметру и длине трубопровода (нестационарные температурные напряжения).

Для ограничения величины дополнительных напряжений вводится нормирование скорости изменения температуры (прогрева и охлаждения) трубопровода (таблица 4.4).

Таблица 4.4

Наименование	Интервал температур, °С	Скорость, °С/мин	
		прогрева	охлаждения
Паропроводы среднего давления (до 5 МПа)	20-500	15	10
	Более 500	5	3
Паропроводы высокого давления (свыше 5 до 22 МПа)	20-500	8	5
	Более 500	3	2
Паропроводы сверхкритического давления (свыше 22 МПа)	20-250	7	5
	250-500	5	3
	Более 500	1	1
Паросборные камеры свежего пара давлением более 22 МПа, корпуса ГПЗ и клапаны	20-250	5	4
	250-500	3	2
	Более 500	1	1

Примечания

1 При охлаждении трубопровода компоненты температурных напряжений и напряжений от внутреннего давления на внутренней поверхности складываются, поэтому для этого режима скорость изменения температуры нормируется более жестко, чем при прогреве.

2 Естественное остывание под слоем исправной тепловой изоляции обеспечивает допустимые скорости охлаждения трубопровода.

Увеличение скорости прогрева или охлаждения по сравнению с данными таблицы 4.4 может быть разрешено только на основании результатов специальных прочностных расчетов.

В режимах прогрева и расхолаживания в трубопроводе могут действовать дополнительные напряжения, обусловленные рядом объективных и субъективных факторов:

температурная неравномерность по периметру трубы; этот фактор проявляется при прогреве горизонтальных участков трубопроводов из-за неравномерной толщины пленки конденсата по периметру, наличия в трубопроводе не уда-

ленного конденсата, нерасчетной работы впрыскивающих пароохладителей и т.п.; неравномерное температурное поле по периметру трубы вызывает коробление трубопровода, результатом коробления нередко является необратимое искажение оси прямолинейных участков, повреждения сварных соединений и опорных элементов трубопровода, а также необратимое изменение их нагрузки;

скачкообразное изменение температуры стенки трубы (тепловой удар); тепловые удары, сопровождаются значительными температурными напряжениями, эти напряжения тем больше, чем больше толщина стенки трубопровода; наиболее опасным видом теплового удара является скачкообразное снижение температуры при попадании относительно холодной среды на разогретые стенки трубопровода пара, находищегося под действием внутреннего давления; результатом воздействия тепловых ударов является обычно сетка трещин на поверхности трубы;

гидравлический удар; этот фактор проявляется при захвате паром, движущемся в паропроводе, не удаленного конденсата (например, из-за большого количества конденсата или его медленного дренирования); гидравлические удары обычно сопровождаются значительным динамическим воздействием водяных «снарядов» на криволинейные элементы трубопровода (при этом нагрузки на них могут превосходить рабочие в несколько раз) и могут вызвать повреждение элементов трубопровода или его ОПС;

вибрационная нагрузка; эта нагрузка может быть обусловлена различными факторами, например, движением однофазной среды в гибких трубопроводах, акустическими колебаниями в тупиковых участках, движением двухфазной среды, нестабильной работой регуляторов давления или расхода и т.п.; при неблагоприятном стечении обстоятельств вибрационная нагрузка может привести к усталостным повреждениям элементов трубопровода.

Режимы прогрева и расхолаживания трубопроводов должны быть организованы таким образом, чтобы снизить вероятность появления указанных факторов к минимуму.

5 Эксплуатация трубопроводов

5.1 Эксплуатационная документация трубопроводов

Владельцу трубопроводов необходимо иметь следующие документы:

- паспорт трубопровода с расчетными и исполнительными схемами трубопровода с указанием в них:
  - марок стали, диаметров (условных проходов) и толщин стенок труб;
  - расположения опор, компенсаторов, подвесок, арматуры, воздушников и дренажных трубопроводов, фланцев, заглушек;
  - значения нагрузок на пружинные опоры и подвески, а также высоты пружин в холодном и рабочем состояниях трубопровода;
  - сварных соединений с указанием расстояний между ними;
  - расположения указателей температурных перемещений и значений проектных величин перемещений;
  - расположение устройств замера ползучести.
- монтажная документация:
  - свидетельство о монтаже трубопровода;

- документы сварщиков;
- паспорта арматуры;
- акт приёмки трубопровода владельцем от монтажной организации;
- сертификатные данные на металл элементов трубопровода и электроды;
- журнал сварочных работ на трубопроводе (сертификаты, подтверждающие качество примененных при ремонте материалов и качество сварных стыков, должны храниться в организации, выполнившей работу, и предъявляются для проверки по требованию службы технического надзора);
- документация по входному контролю металла трубопровода;
- акты ревизии и отбраковки элементов трубопровода;
- акт о проведении монтажной растяжки.

– эксплуатационная документация:
- акты периодического наружного осмотра трубопровода;
- акты гидроиспытаний трубопровода;
- акты ревизии, ремонта и испытания арматуры;
- журнал термической обработки сварных соединений трубопроводов;
- заключения по контролю за металлом трубопроводов и арматуры;
- заключения экспертных организаций и документация по продлению срока службы.

5.2 Требования к персоналу и порядку проведения операций по изменению состояния трубопровода

5.2.1 Последовательность выполнения операций по изменению состояния трубопровода должна проводиться в соответствии с местной инструкцией и фиксироваться в оперативном журнале.

5.2.2 Все отклонения от заданного ведения режима (за исключением аварийных) должны быть заранее согласованы и утверждены техническим руководителем ТЭС

5.3 Операции, предшествующие прогреву трубопровода после монтажа, реконструкции или восстановительной термической обработки

5.3.1 При включении трубопровода в работу впервые после монтажа, реконструкции, или ВТО операциям прогрева должен предшествовать комплекс дополнительных проверочных мероприятий.

5.3.2 Перед наложением тепловой изоляции проверяется:

– наличие бобышек для контроля ползучести металла;

– соответствие правильности маркировки всех элементов, составляющих трубопровод, арматуры и ОПС требованиям проекта;

– соответствие проекту геометрических размеров участков, привязки элементов ОПС и индикаторов температурных перемещений;

– уклоны горизонтальных участков трасс и их соответствие проектным значениям;

– наличие, соответствие проекту и исполнение дренажных линий, воздушников, импульсных линий; отсутствие возможности для их защемлений;

– отсутствие приварок к трубопроводам хомутов и подушек опор, отсутствие приварок между поверхностями скользящих опор;

– правильность сборки элементов, номенклатуру упругих элементов ОПС, наличие ими возможности воспринимать нагрузку при температурных перемещениях трубопровода;

– прочность закрепления элементов ОПС, качество приварки ушек, проушин и других деталей ОПС, отсутствие зазоров в хомутах и тягах;

– выполнение монтажных перемещений элементов ОПС, упреждающих их смещение под действием температурных расширений трубопровода.

5.3.3 При приемке трубопровода после ВТО перед наложением тепловой изоляции должны быть дополнительно проверены:

– массовые погонные характеристики тепловой изоляции, которая будет смонтирована на трубопроводе и их соответствие проектным значениям;

Примечание - При замене тепловой изоляции на тепловую изоляцию, с отличающимися массовыми характеристиками должны быть уточнены нагрузки упругих элементов ОПС.

– уклоны горизонтальных участков (они должны быть равны уклонам монтажного состояния);

– нагрузки упругих элементов ОПС (эти нагрузки должны быть расчетными нагрузками монтажного состояния);

– наличие, соответствие проекту и техническое исполнение дренажных линий, воздушников, импульсных линий, а также отсутствие возможности для их защемлений при температурных расширениях трубопровода.

5.3.4 После наложения тепловой изоляции проверяется наличие нормативных зазоров между трубопроводом и элементами его ОПС с одной стороны и строительными конструкциями, оборудованием и тепловой изоляцией соседних трубопроводов, с другой.

5.3.5 После удаления блокирующих приспособлений с упругих элементов ОПС проверяется соответствие их нагрузок проектным значениям и, при необходимости, или в соответствии с проектом, - выполняется дополнительная регулировка нагрузки.

5.3.6 Выполняется разметка холодного состояния для индикаторов температурных перемещений.

5.3.7 Все выявленные дефекты должны быть устранены до проведения операций по прогреву трубопроводов.

5.4 Прогрев трубопровода из холодного состояния после ремонта или длительного простоя

5.4.1 До начала проведения операций по прогреву трубопровода должны быть закончены все работы, незавершенность которых может быть источником опасности для обслуживающего и ремонтного персонала, а также самого оборудования связанного с:

– обследованием технического состояния трубопроводов;

– ремонтом и гидроиспытаниями трубопроводов;

– ремонтом основной и вспомогательной арматуры, предохранительных клапанов, пуско-сбросных устройств;

– ремонтом вспомогательных трубопроводов, подключенных к основным магистралям, (дренажных линий, воздушников, линий КИП и автоматики, а также линий отборов проб);

– опробованием арматуры и приводов;

– проверкой приборов контроля температуры и давления.

5.4.2 Все наряды-допуски на производство работ на трубопроводе, его ответвлениях и арматуре до начала операций по прогреву должны быть закрыты.

5.4.3 После капитального или среднего ремонтов, остановки в резерв, продолжительностью более 10 суток, а также после ремонтов, связанных с вырезкой и переваркой участков трубопровода, заменой арматуры, наладкой опор и подвесок, заменой тепловой изоляции, должен быть выполнен комплекс следующих проверок:

– целостности трубопровода и его ответвлений, наличия и исправности тепловой изоляции, исправности опорных элементов;

– выполнение демонтажа лесов и отсутствие их в непосредственной близости от трубопровода опасных в пожарном отношении;

– готовности к работе арматуры трубопровода (присоединение электропитания к двигателям, отсутствия блокирующих приспособлений: хомутов, цепей, замков), надежность крепления приводов, полноты сборки узлов арматуры, отсутствия слабины затяжки гаек на прижимных болтах грундбукс и периферийных сальников, возможности подтяжки сальников);

– целостности дренажных линий и их арматуры, отсутствие в них препятствий для удаления конденсата или воды, целостности воздушников трубопровода и их арматуры, целостности импульсных линий, датчиков КИП и автоматики, а также их коммуникаций.

Кроме того, должны быть подвергнуты осмотру:

– указатели температурных перемещений;

– неподвижные и скользящие опоры (в особенности те, на которые при выполнении ремонта ставились блокирующие приспособления);

– упругие элементы ОПС;

– вероятные места защемлений трубопроводов и элементов ОПС, дренажных линий, воздушников, соединительных (импульсных) линий КИП и арматуры.

5.4.4 После нахождения в резерве от 3 до 10 суток или ремонта трубопровода с целью ремонта сварных соединений, а также замены элементов системы крепления, перед началом проведения пусковых операций должно проверяться состояние тепловой изоляции, указателей температурных перемещений и элементов ОПС.

5.4.5 После остановки в резерв менее 3 суток без проведения ремонта, перед включением трубопровода в эксплуатацию должно проверяться состояние элементов ОПС.

5.4.6 Результаты проверок должны быть занесены в оперативный журнал. При выявлении в процессе осмотра защемлений, разрушенных или поврежденных элементов ОПС, должны быть приняты меры по устранению выявленных дефектов до начала проведения пусковых операций.

5.4.7 Разрешение на операции по прогреву и включению трубопровода должен давать ответственный за исправное состояние и безопасную эксплуатацию трубопровода.

5.4.8 Перед началом проведения операций по прогреву руководитель смены обязан приостановить ремонтные работы и удалить ремонтный персонал от оборудования, расположенного в непосредственной близости от прогреваемого участка и убедиться в отсутствии персонала, не участвующего в операциях.

5.4.9 После получения указания о начале операций по прогреву от руководителя смены, обслуживающий персонал обязан:

– опорожнить трубопровод пара от конденсата (для этого должны быть открыты все дренажные трубопроводы);

– если требуется заполнить трубопровод водой, то провести эту операцию с одновременным удалением воздуха через воздушники, а затем закрыть арматуру воздушников после появления из них воды;

– полностью открыть запорную арматуру байпаса и медленно и осторожно – его регулирующую арматуру (при подаче пара в трубопровод через специальную линию прогрева, последовательность действий должна быть аналогичной);

– при дренировании и на начальном этапе прогрева убедиться в работоспособности дренажных линий путем пропуска потока конденсата через ревизии;

– убедиться в завершении операции дренирования (над сливными воронками ревизий должна отсутствовать струя воды);

Примечания

1 При включении дренажей, первый по ходу среды (запорный) вентиль должен открываться первым, а второй (регулирующий) – вторым; при закрытии дренажей последовательность операций должна быть обратной; запорные вентили дренажей при сливе конденсата должны быть полностью открыты во избежание их износа.

2 При засорении дренажного штуцера он может быть продут быстрым закрытием и открытием вентиля. Если устранить засорение невозможно, следует прекратить операции по прогреву, отключить трубопровод и прочистить штуцер.

– при наличии данных температурного контроля о том, что трубопровод пара начал прогреваться по всей длине и появления пара из воздушников - закрыть арматуру воздушников;

– далее прогревать трубопровод дросселированным потоком пара; степень дросселирования в регулирующей арматуре должна постепенно снижаться в зависимости от графика изменения температуры металла.

5.4.10 В начальный период прогрева и до температуры металла, равной температуре насыщения, следует повышать температуру в трубопроводах пара предельно осторожно, поскольку прогрев с повышенной скоростью может сопровождаться гидравлическим и тепловым ударами, а также значительным короблением трубопроводов и перегрузкой элементов ОПС.

5.4.11 При возникновении гидроударов следует снизить расход пара на прогрев трубопровода, а при их повторении - прекратить прогрев и возобновить его после тщательного дренирования трубопровода и контрольного пропуска через него небольшого расхода пара.

5.4.12 На начальном этапе прогрева трубопровода пара из холодного состояния должно проверяться качество конденсата, удаляемого из него.

5.4.13 При достижении параметров, соответствующих температуре насыщения (при появлении из дренажей «сухого пара») при текущем давлении в трубопроводе, дренажные линии, предназначенные для слива конденсата должны быть закрыты, и включены продувочные линии для дальнейшего прогрева трубопроводов «пролетным» паром, который отводится в конденсатор, расширитель дренажей или РОУ.

5.4.14 После завершения прогрева трубопровода следует поднять давление в трубопроводе до рабочего значения, после чего постепенно открыть арматуру, связывающую трубопровод с основным оборудованием. Далее следует отключить вспомогательные трубопроводы.

5.4.15 Если трубопровод на время останова отключался от работающих трубопроводов одной задвижкой, то после его полного прогрева и подъема давления до рабочего следует проверить подключение привода арматуры к электрическим цепям управления.

5.4.16 Включение в эксплуатацию непрогретого паропровода или отдельных его участков, не отключенных запорной арматурой, запрещается.

5.4.17 В процессе прогрева трубопроводов должен осуществляться визуальный контроль исправности опор и подвесок, и температурных перемещений трубопровода. По завершению операций прогрева должна выполняется проверка соответствия положения указателей температурных перемещений контрольной разметке на координатных пластинах (если для текущего состояния трубопроводной системы эта разметка выполнена. При обнаружении расхождения следует проверить ОПС и трубопроводную систему на возможность наличия защемлений. Результаты визуального контроля и обнаруженные дефекты должны быть занесены в оперативный журнал и(или) журнал дефектов.

5.4.18 Прогрев вспомогательных трубопроводов (дренажных, продувочных, сбросных), не имеющих средств контроля температурного состояния, должен регулироваться степенью открытия арматуры. В этом случае последовательность выполнения операций и скорость открытия арматуры должна определяться местными инструкциями по эксплуатации трубопровода.

5.5 Прогрев трубопровода из неостывшего состояния

5.5.1 Перед началом операций прогрева трубопроводов необходимо убедиться в отсутствии в них конденсата. Это можно осуществить по данным температурного контроля, а в его отсутствии - путем кратковременного открытия дренажных линий ответвлений и, при необходимости - их дренирования.

5.5.2 Схема прогрева трубопроводов пара блочных энергоустановок должна быть организована таким образом, чтобы первоначальная подача пара из относительно холодного котла в неостывший трубопровод не вызвала его дополнительного охлаждения. Для этого до начала прогрева трубопровода следует поднять температуру греющего пара, и только затем подавать его на прогрев трубопровода.

5.5.3 Дальнейший прогрев трубопровода пара из неостывшего (до температуры насыщения) состояния осуществляется также как прогрев из холодного состояния после отключения дренажных линий.

5.6 Отключение (расхолаживание) трубопровода

5.6.1 Для отключения трубопровода, который может быть отделен от работающих трубопроводов запорной арматурой, необходимо:

– закрыть арматуру, связывающую трубопровод с работающим оборудованием и другими трубопроводами, а также байпасные линии и убедиться в завершении этих операций;

– перед открытием арматуры воздушников или дренажей убедиться в ее исправном состоянии;

– для трубопроводов пара следует убедиться в плотности закрытия отключающей арматуры;

– произвести дренирование трубопровода пара, при этом открытие арматуры дренажных линий производить, не допуская попадания пара или воды на людей и рядом расположенное оборудование; кроме того, при открытом сливе конденсата следует не допускать запаривание помещения;

– убедиться в отсутствии избыточного давления в отключенном трубопроводе, для этого медленно закрыть, а затем снова открыть арматуру дренажной линии; при этом воздушники трубопровода должны быть полностью открыты, и через них в дренируемое пространство должен свободно, поступать наружный воздух;

– в случае, если давление в трубопроводе не снижается при полностью открытых воздушниках, а при их закрытии оно повышается, следует прекратить слив конденсата и повторить операции по уплотнению отключающей арматуры и ее байпасов, после чего вновь выполнить операции по проверке надежности отключения;

– если будет установлено, что отключающая арматура или ее байпасы не обеспечивают достаточной плотности, персонал, производящий отключение трубопровода, должен сообщить об этом руководителю смены структурного подразделения и дежурному инженеру ТЭС и не производить дальнейших операций до принятия мер, обеспечивающих надежное отключение трубопровода (например, закрытия дополнительной отключающей арматуры);

– если в процессе дренирования трубопровода появится значительное парение (при открытом сливе конденсата или горячей воды), следует принять меры по устранению опасности для жизни людей и запаривания электроустановок путем усиленной вентиляции помещения.

5.6.2 Обеспаривание трубопроводов пара энергоблока должно выполняться в паровое пространство конденсатора турбины (при наличии в нем разряжения).

5.6.3 При останове энергоблока и снижении давления в паровом тракте котла до 2 – 2,5 МПа должны быть обратным ходом пара прочищены распыливающие устройства впрыскивающих пароохладителей.

5.6.4 После завершения операций расхолаживания должен быть проведен внешний осмотр трубопровода, его ОПС, указателей температурных перемещений и зафиксированы в ремонтном журнале (журнале дефектов) все выявленные дефекты. Срок устранения дефектов и лиц, ответственных за проведение этих работ, назначает технический руководитель ТЭС.

5.6.5 Если трубопровод пара энергоустановки с блочной структурой не отделен от котла отключающей арматурой, необходимо учитывать, что из-за разной

скорости остывания конденсат из поверхностей нагрева и коллекторов котла может попасть в неостывшие паропроводы. Такую возможность следует контролировать по температурному состоянию коллекторов котла и предотвращать путем их своевременного дренирования.

5.6.6 При расхолаживании трубопроводов пара в период, когда происходит быстрое снижение расхода пара необходимо исключить вероятность попадания воды из впрыскивающих устройств пароохладителей на прогретые стенки трубы. Для этого должно быть категорически запрещено использование впрыскивающих пароохладителей для регулирования скорости изменения температуры при расходах пара, не обеспечивающих надежной эксплуатации этих устройств.

5.7 Расхолаживание трубопровода при выводе оборудования в кратковременный останов.

5.7.1 При кратковременном останове оборудования основная задача персонала – максимально замедлить темп остывания трубопроводов для снижения потерь при последующем их прогреве. Для снижения темпа остывания трубопроводов их отключают от оборудования запорной арматурой, а вспомогательные линии оставляют закрытыми.

5.7.2 Текущее температурное состояние трубопроводов определяется по температуре их наименее прогретых участков. В зависимости от этой температуры должно приниматься решение о необходимости проведения операций дренирования в процессе остывания.

5.8 Особенности отключения (расхолаживания) трубопровода с выводом в ремонт, на реконструкцию или для проведения ВТО

5.8.1 При выводе в ремонт трубопровод должен (как правило) отключаться двумя последовательно установленными задвижками. Для вывода в ремонт к перечню операций, изложенных в п. 5.6.1 необходимо добавить следующие:

– демонтировать байпасы, через которые трубопровод может оказаться связанным с работающим оборудованием или другими трубопроводами;

– демонтировать дренажные линии на отключенном участке;

– при невозможности демонтажа - запереть управляющие органы байпасов, а также дренажных линий со стороны работающих трубопроводов или оборудования на цепи с замками;

– открыть в атмосферу дренажную линию, между двумя отключающими задвижками, с каждой стороны трубопровода, где может быть избыточное давление;

– запереть приводы отключающей арматуры на цепи с замками;

– снять напряжение с электродвигателей привода арматуры;

– повесить на отключенную арматуру плакаты: «НЕ ОТКРЫВАТЬ – РАБОТАЮТ ЛЮДИ!», а на открытую арматуру – «НЕ ЗАКРЫВАТЬ – РАБОТАЮТ ЛЮДИ», а на место производства работ плакаты – «РАБОТАТЬ ЗДЕСЬ»;

– открыть воздушники в верхних участках трубопровода для постоянной вентиляции трубопровода.

5.8.2 До начала ремонтных работ на трубопроводе с фланцевой арматурой он должен быть отделен от всех других трубопроводов заглушками или отсоединен. Если арматура трубопроводов безфланцевая, отключение трубопровода должно производиться двумя запорными органами при наличии между ними дренажного устройства диаметром условного прохода не менее 32 мм, имеющего прямое соединение с атмосферой. В отдельных случаях, когда нельзя отключить для ремонта трубопровод двумя последовательными задвижками, допускается с разрешения технического руководителя предприятия отключать ремонтируемый участок одной задвижкой. При этом не должно быть парения (утечки) через открытый на время ремонта на отключенном участке дренаж в атмосферу.

5.8.3 При отключении трубопровода для проведения ВТО дополнительно должны быть выполнены следующие мероприятия:

- слита вода из застойных зон при их наличии;
- упругие элементы трубопровода поставлены на фиксаторы;
- демонтирована тепловая изоляция;
- выполнена инструментальная проверка прямолинейности участков и состояния системы уклонов; по результатам проверки должен быть составлен акт о состоянии трубопроводной системы перед ВТО.

5.9 Режим аварийного останова

5.9.1 Трубопровод должен быть немедленно отключен при разрыве труб, тройников, сварных и фланцевых соединений.

5.9.2 Трубопровод должен быть отключен при возникновении гидравлических ударов или внезапной вибрации.

5.9.3 При разрыве трубопровода пара следует:

– повреждённый участок локализовать путем закрытия его запорной арматуры, а при наличии возможности направить пар по обводной линии;

– открыть на поврежденном участке воздушники и дренажные линии;

– если закрытие запорной арматуры приводит к увеличению давления на 10% выше разрешенного, следует произвести аварийную остановку оборудования с подрывом предохранительных клапанов;

– предохранительные клапана закрепить в открытом положении;

– открыть все окна и двери в зоне инцидента и включить приточно-вытяжную вентиляцию;

– в случае угрозы персоналу и невозможности экстренного отключения трубопровода, принять меры к снижению давления и уменьшению выхода пара в помещение.

5.9.4 При обнаружении трещин, выпучин, свищей в трубопроводах пара, а также пропариваний через тепловую изоляцию, до отключения трубопровода, персонал обязан:

– поставить в известность об этом руководителя смены структурного подразделения;

– определить опасную зону и принять меры к ее ограждению, для предотвращения прохода через нее людей;

– вывесить знаки «Проход воспрещен!», «Опасная зона».

В опасной зоне должны быть прекращены все работы и из нее удален персонал. Если при отключении невозможно резервировать аварийный участок, то оборудование, связанное с ним, должно быть остановлено. Время останова в этих случаях определяется главным инженером электростанции.

5.9.5 Особую опасность представляют собой свищи в криволинейных участках трубопроводов. При их обнаружении границы опасной зоны должны быть максимально расширены, а операции по отключению трубопровода (или оборудования) выполнены дистанционно и с максимально допустимой скоростью.

5.9.6 Одной из особенностей аварийного расхолаживании трубопроводов пара является большая вероятность попадания воды из впрыскивающих устройств пароохладителей в прогретые трубопроводы и их повреждения. Для предотвращения этих повреждений использование пароохладителей в условиях резкого снижения расхода пара должно быть ограничено.

5.9.7 После выхода из аварийного режима трубопроводная система должна быть проверена на отсутствие защемлений, проверено состояние ОПС, текущие нагрузки упругих опор, положение индикаторов температурных перемещений по отношению к их первоначальной разметке. В случае обнаружения отклонений нагрузок упругих опор на горизонтальных участках трубопроводов от их первоначальных значений или смещения по вертикали положения индикаторов температурных перемещений должны быть выполнены измерения уклонов горизонтальных участков трубопроводов. При обнаружении отклонений должны быть приняты меры по их исправлению.

5.10 Стационарный режим эксплуатации

5.10.1 Задачами обслуживающего персонала в стационарном режиме эксплуатации является поддержание давления, температуры и расхода теплоносителя на заданном уровне, а также обеспечение заданного качества регулирования этих параметров.

5.10.2 Необходимо соблюдать качество регулирования температуры пара, которое должно обеспечиваться максимально плавно, поскольку скачкообразное регулирование приводит к появлению дополнительных температурных напряжений в трубопроводах. Осуществление плавного регулирования температуры является одним из показателей исправности впрыскивающих пароохладителей и культуры эксплуатации оборудования.

5.10.3 Для поддержания в прогретом состоянии тупиковых участков трубопровода пара в них должна быть предусмотрены: автоматическая продувка через шайбы, конденсатоотводчики, петли и другие приспособления или (при наличии возможности) – безарматурные линии прогрева. Используемая схема должна автоматически поддерживать температуру в тупиковых участках с минимальными потерями пара и тепла.

5.10.4 Допустимой (но нежелательной) мерой для предотвращения образования конденсата в тупиковых участках при отсутствии автоматических средств продувки является незначительное открытие (подрыв) арматуры их дренажных линий.

6 Контроль состояния трубопроводов и арматуры

6.1 Цели контроля

6.1.1 Целями контроля трубопроводов и арматуры в процессе эксплуатации является выявление и предупреждение повреждений, которые могут быть вызваны следующими причинами:

– ошибками проектирования или монтажа;

– технологическими дефектами в металле деталей трубопроводов, возникшими при их изготовлении;

– износом деталей труб и арматуры;

– недопустимой скоростью ползучести металла труб вследствие возможного превышения рабочей температуры металла или несоответствия фактической и проектной марок стали, из которой изготовлен трубопровод или его отдельные элементы;

– воздействием повышенных напряжений связанных с образованием защемлений, повреждениями элементов ОПС, пружин, тяг, хомутов и т.п.;

– воздействием температурных напряжений, возникших вследствие нарушения скоростей изменения температуры в переходных режимах;

– гидроударами;

– различными нарушениями в технологии изготовления сварных соединений, а также изменением структуры металла в процессе его длительной эксплуатации;

– нарушением технологии проведения гидроопрессовок.

6.2 Объем эксплуатационного контроля

6.2.1 Наблюдение за трубопроводами и контроль их элементов осуществляет персонал смен в соответствии с должностной инструкцией, а также лица ответственные за безопасную эксплуатацию трубопроводов.

6.2.2 Сменный персонал не реже одного раза в смену осуществляет контроль трубопровода в следующем объеме:

– наружный осмотр трубопровода, в том числе: состояние тепловой изоляции, фланцевых соединений, основной и вспомогательной арматуры, элементов ОПС;

– проверка плотности сальников;

– проверка плотности трубопроводов и арматуры;

– проверка отсутствия вибрации трубопроводов;

– проверка плотности арматуры дренажей и воздушников (они не должны иметь пропуска в закрытом положении);

– проверка отсутствия возможности попадания на трубопроводы воды, масла, щелочей, кислот, мазута и пр.

При необходимости осуществляется проверка свободы управления арматурой.

6.2.3 При обнаружении характерного шума, течи, парения, указывающего на наличие неплотности сальников арматуры необходимо предпринять действия по устранению неисправности. Прежде всего, следует проверить сальник штока. Если арматура находится в открытом состоянии, устранение парения через сальник возможно путем перемещения штока вверх до упора. Далее следует прове-

рить состояние периферийного сальника (сальника корпуса). Парение через штоки арматуры байпасов или дренажных линий, при условии плотности самой арматуры, может быть устранено путем ее плотного закрытия.

6.2.4 Монтаж арматуры должен быть выполнен в соответствии с технической документацией, разработанной проектной организацией в соответствии с действующими нормами и правилами.

6.2.5 В местах установки арматуры должны быть площадки, позволяющие производить ее техническое обслуживание и ремонт без вырезки из трубопровода. Органы управления арматурой должны находиться на высоте не превышающей 1,6 м от уровня пола. При нахождении арматуры на высоте, превышающей 1,6 м, должны быть выполнены специальные площадки и лестницы для проведения ее технического обслуживания. В местах установки арматуры с условным проходом более 100 мм должны быть грузоподъемные механизмы или устройства для их крепления.

6.2.6 Трубопровод, примыкающий к регулирующей арматуре, должен иметь прямые участки длиной 5DN – на входе и 8…10 DN – на выходе.

6.2.7 Арматура должна монтироваться в трубопровод в соответствии с указаниями таблицы 6.2.7.

Правила установки арматуры на трубопроводе при ее замене

Таблица 6.2.7

Арматура	Условный проход DN, мм	Правила установки арматуры на трубопроводе
Запорная арматура		
Клапан запорный (вентиль) для воды и пара	10, 20, 32, 40, 50, 65	Подача среды допускается с любой стороны; клапан устанавливается при любом положении шпинделя как на горизонтальных, так и на вертикальных участках трубопроводов. Клапаны со встроенными электроприводами должны устанавливаться шпинделем вверх. Допускается установка клапанов с горизонтальным положением шпинделя, но при этом должна быть обеспечена смазка деталей редуктора привода.
Клапан запорный (вентиль) для воды и пара	100 150	Подача среды возможна только на тарелку; вентиль устанавливается при любом положении шпинделя как на горизонтальных, так и на вертикальных участках трубопроводов. Клапаны со встроенными электроприводами должны устанавливаться шпинделем вверх. Допускается установка клапанов с горизонтальным положением шпинделя, но при этом должна быть обеспечена смазка деталей редуктора привода.

Арматура	Условный проход DN, мм	Правила установки арматуры на трубопроводе
Задвижка запорная для воды и пара	100 - 450	Подача среды допускается с любой стороны. В зависимости от рода привода допускается следующая установка задвижек: а) при оснащении задвижки маховиком - как на горизонтальных, так и на вертикальных участках трубопроводов с любым положением шпинделя; б) при оснащении задвижки приводной головкой с коническим редуктором - на горизонтальных и вертикальных участках трубопроводов с горизонтальным положением шпинделя; в) при оснащении задвижки приводной головкой с цилиндрическим редуктором - на горизонтальных участках трубопроводов с положением шпинделя вверх; г) при оснащении задвижки электроприводом – шпинделем вверх. Допускается установка задвижек с горизонтальным положением шпинделя, но при этом должна быть обеспечена смазка деталей редуктора привода.
Обратная арматура		
Клапаны обратные вертикальные	175 - 250	Направление потока среды - под тарелку.
Клапаны обратные горизонтальные	20 - 250	Направление потока среды - под тарелку. Клапаны устанавливаются на горизонтальных участках трубопроводов крышкой вверх
Регулирующая арматура		
Клапаны регулирующие, игольчатые, проходные с ручным приводом	10 - 50	Подача среды - под иглу (снизу вверх). Клапаны устанавливаются при любом положении шпинделя как на горизонтальных, так и на вертикальных участках трубопровода
Клапаны регулирующие (дроссельные) с рычажным приводом (игольчатые, плунжерные, шиберные).	20, 32, 50, 65	Клапаны устанавливаются на горизонтальных участках трубопровода.
Клапаны регулирующие, угловые ЧЗЭМ серий 868, 870, 1092, 1098, 1102, 1192, 1194, 1196	20, 40, 50, 65	Клапаны устанавливаются в соответствии с нанесенной на корпус стрелкой, предписывающей подачу среды через горизонтальный патрубок.
Клапаны регулирующие (дроссельные), шиберные	100...350	Клапаны устанавливаются на горизонтальных участках трубопроводов шпинделем вверх в соответствии с нанесенной на корпус стрелкой (подачей среды на шибер).
Клапаны регулирующие, поворотно-дисковые.	100...250	Клапаны устанавливаются на горизонтальных и вертикальных участках трубопроводов с вертикальным или горизонтальным положением шпинделя с подачей среды в соответствии с нанесенной на корпус стрелкой (на золотник).

6.2.8 Перед установкой арматуры должна быть проведена тщательная промывка и продувка трубопроводов. Перед вваркой запорной арматуры для предотвращения заклинивания затвора из-за нагрева корпуса его следует слегка приоткрыть.

6.2.9 Перед включением арматуры в эксплуатацию должны быть выполнены следующие работы:

– проверена затяжка крепежа;

– резьба крепежа смазана тонким слоем смазки ЛИМОЛ;

– произведена запрессовка смазки во внутренние полости узла перемещения шпинделя и залита смазка в корпус электропривода;

– арматура с электроприводом должна быть заземлена;

– у арматуры с электроприводом должна быть проведена настройка на автоматическую остановку привода в крайних положениях рабочего органа.

Настройку путевых выключателей и муфт ограничения крутящего момента производить в соответствии с действующей эксплуатационной документацией на приводы.

6.2.10 Ответственный за безопасную эксплуатацию трубопроводов должен выполнять осмотр трубопроводов в рабочем состоянии не реже одного раза в год.

6.3 Критерии исправности трубопроводов

6.3.1 Критерием отсутствия возможности для возникновения непроектных ограничений перемещений трубопровода (защемлений) является наличие между наружной поверхностью тепловой изоляции трубопровода, его вспомогательных линий и расположенным рядом оборудованием, строительными конструкциями в рабочем и холодном состояниях видимого зазора. При проходе трубопровода через перекрытия, площадки обслуживания, а также рядом расположенным оборудованием и строительными конструкциями, в рабочем и холодном состояниях трубопроводов, зазор должен быть не менее 200 мм.

6.3.2 При осмотре опор следует убедиться в том, что:

– подвижные опоры не мешают свободному перемещению трубопровода при расширении;

– рабочие поверхности скользящих опор находятся в соприкосновении и опираются друг на друга;

– отсутствуют перекосы, заедания и защемления подвижных частей;

– отсутствуют пружины, потерявшие устойчивость;

– отсутствуют не удаленные монтажные приспособления;

– у неподвижных опор труба плотно лежит в подушке, хомут прилегает к ней без зазоров, крепление опор на строительной конструкции исправно и не имеет трещин;

– тяги упругих и жестких подвесок трубопроводов не имеют слабины.

6.3.3 Критерием исправности трубопровода является отсутствие в нем неплотностей.

6.4 Инструментальный контроль ОПС трубопроводов и его критерии

6.4.1 Лица, ответственные за безопасную эксплуатацию трубопроводов должны организовать периодические измерения:

– температурных перемещений трубопроводов;

– нагрузок (высот пружин) упругих элементов ОПС в рабочем и холодном состояниях.

6.4.2 Отклонения измеренных температурных перемещений от расчетных значений не должны превышать для горизонтальных перемещений $\pm(10+0.2\Delta Xi)$ мм, а для вертикальных перемещений $\pm0.5\times(10+0.2\Delta Xi)$ мм, где ΔXi – проектное видимое перемещение вдоль оси i, мм.

6.4.3 Значения отклонений индивидуальных нагрузок упругих элементов ОПС не должны превышать ±15% от расчетных значений нагрузок. При этом отклонение суммы нагрузок всех пружинных опор и подвесок на участках трубопроводов между неподвижными опорами не должно превышать ±5% проектного (расчетного) значения.

6.4.4 Результаты замеров температурных перемещений, высот и текущих нагрузок пружин должны заноситься в специальные журналы.

6.4.5 При выявлении показателей по температурным перемещениям или нагрузкам элементов ОПС, отличающихся от проектных значений, должна быть выяснена причина отклонений и приняты меры по ее устранению, а также решен вопрос о необходимости выполнения регулировки нагрузок упругих элементов или измерение уклонов.

6.4.6 Обо всех дефектах и неисправностях, обнаруженных при ежесменных обходах, должен быть немедленно поставлен в известность руководителя смены. Все обнаруженные дефекты должны быть своевременно записаны в журнал дефектов.

6.4.7 После каждого пуска или останова лица, ответственные за эксплуатацию трубопроводов обязаны анализировать информацию (диаграммные ленты, записи в оперативных журналах, соответствующие электронные базы данных), отражающую последовательность проведения операций и графики изменения параметров для определения качества управления переходными процессами и скоростью изменения температуры. Во всех случаях превышения допустимых скоростей изменения температуры или разности температур должны быть выявлены причины отклонений и приняты меры по их предотвращению.

6.5 Контроль металла элементов трубопроводов и арматуры

6.5.1 Контроль металла элементов трубопроводов должен проводиться во время плановых ремонтов оборудования. Методы, объемы и периодичность контроля приведены в СТО «Основные элементы котлов, турбин и трубопроводов тепловых электростанций. Контроль состояния металла. Нормы и требования».

6.5.2 Ответственность за выполнение контроля металла в нормативных объемах и в заданные сроки лежит на техническом руководителе организации-владельца трубопровода.

6.5.3 Все виды работ по обследованию металла должен организовывать владелец оборудования. Контроль металла трубопровода может производиться лабораторией или службой металлов владельца оборудования, а также другими организациями, имеющими на этот вид работ соответствующие лицензии.

6.5.4 Решение о допуске трубопроводов к эксплуатации в пределах паркового ресурса принимает технический руководитель организации-владельца.

Возможность эксплуатации ответственных элементов и деталей трубопроводов гибов, сварных соединений тройников при неудовлетворительных результатах контроля металла определяется организациями, имеющими на этот вид работ соответствующие лицензии.

Возможность дальнейшей эксплуатации ответственных элементов и деталей трубопроводов после выработки ими паркового ресурса определяется организациями, имеющими лицензию органа по энергетическому надзору на проведение экспертизы промышленной безопасности. Заключение экспертизы промышленной безопасности утверждается органами по энергетическому надзору.

7 Техническое обслуживание трубопроводов и арматуры

7.1 Техническое обслуживание опорно-подвесной системы трубопроводов

7.1.1 В холодном и рабочем состояниях трубопроводов измерения высот (нагрузок) пружин упругих элементов ОПС должны выполняться не реже одного раза в два года, кроме того, эта операция должна выполняться перед введением трубопровода в эксплуатацию из монтажа и капитального ремонта, а также перед выводом трубопровода в капитальный ремонт.

7.1.2 Измерение нагрузок упругих элементов в рабочем состоянии должно выполняться при параметрах транспортируемой среды, соответствующих тем значениям, для которых эти нагрузки определялись в проектных расчетах.

7.1.3 Допускается не проводить измерения высот пружин в рабочем состоянии для отдельных труднодоступных упругих элементов ОПС, если результаты измерений нагрузок остальных упругих элементов, а также данные, полученные по указателям температурных перемещений, укладываются в допустимый диапазон отклонений.

7.1.4 Работы по контролю и регулировке нагрузок упругих элементов ОПС должны проводятся также:

– в случае обнаружения признаков стояночной коррозии, появления гидравлических ударов и вибрации, или замедления темпов прогрева одной из двух параллельных ниток;

– при обнаружении усталостных трещин по результатам неразрушающего контроля сварных соединений;

– при повреждениях трубопровода или системы крепления, приведших к прогибу его оси;

– при изменении положения трубопровода относительно разметки соответствующих состояний на координатных пластинах индикаторов температурных перемещений, а также при изменении нагрузок упругих элементов ОПС в процессе эксплуатации или появлении зазоров между опорными поверхностями скользящих опор;

– при замене более 30% длины участка трубопровода, заключенного между неподвижными опорами;

– при одновременной переварке более 20% сварных соединений паропровода;

– при реконструкция трассы;

– при устранении защемлений и недостатков ОПС;

– при корректировке проектных нагрузок;

– при обследованиях, целью которых является продление срока службы трубопроводов.

7.1.5 При появлении отклонений в нагрузках опор по сравнению с результатами предыдущих обследований необходимо провести анализ и устранить причины возникновения отклонений.

7.1.6 Регулировку нагрузок упругих элементов ОПС необходимо выполнять с учетом фактической массы одного погонного метра трубы, покрытого тепловой изоляцией. Этот показатель наиболее точно определяется путем взвешивания фактической тепловой изоляции и результатами расчета погонной массы трубы, для которой фактическая толщина стенки и наружный диаметр принимаются по результатам выборочных измерений.

7.1.7 Допускается не выполнять регулировку нагрузки упругих опор, у которых разница фактических и проектных высот пружин с максимальной осадкой 70 мм в рабочем состоянии менее 5 мм, а для пружин с максимальной осадкой 140 мм - менее 10 мм.

Примечания

1 Тип установленных в упругих элементах ОПС пружин должен определяться сопоставлением наружного диаметра прутка, внешнего диаметра пружины и числа витков пружин с проектными данными или данными соответствующих нормалей. Для упругих опор должны применяться только пружины, соответствующих специальным нормалям.

2 Фактическая высота пружин должна измеряться в двух диаметрально противоположных точках между плоскостями оснований, прилегающих к пружине, при этом ось измерительной линейки должна быть параллельна оси пружины.

3 Нагрузки пружинных опор и подвесок, имеющих градуировочную шкалу нагрузок должны определяться по этой шкале. При отсутствии градуировочных шкал нагрузки упругих элементов ОПС должны определяться расчетным путем по тарировочным или табличным данным.

7.1.8 При проведении ремонта пружинных опор (замене пружин или поврежденных элементов) должны быть приняты меры к тому, чтобы положение осей трубопроводов в пространстве не изменилось. В частности, при замене пружин вновь монтируемые пружины рекомендуется установить в пружинные обоймы и предварительно сжать до расчетной высоты в холодном состоянии. Затем необходимо зафиксировать пружинные обоймы резьбовыми или приварными стяжками. После завершения ремонтных работ на трубопроводе резьбовые и приварные стяжки необходимо полностью демонтировать.

7.1.9 После ремонта пружинных опор, вызванного повреждениями отдельных элементов, следует отрегулировать высоты пружин в целях обеспечения расчетных значений нагрузки в холодном состоянии трубопроводов. Аналогичную операцию следует выполнить и для двух близлежащих пружинных опор (по ходу и против хода среды). Регулировка должна выполняться с учетом допустимых отклонений нагрузки от проектных (расчетных) значений.

7.1.10 При ремонте трубопроводов, связанном с вырезкой забракованных стыков, арматуры или патрубков для исследования металла, необходимо принять меры к сохранению неизменным положения упругой оси трубопровода (в противном случае возможно нарушение распределения нагрузок на ОПС).

С этой целью необходимо:

– зафиксировать резьбовыми или приварными стяжками пружинные обоймы двух близлежащих опор с каждой стороны от места реза (всего минимум четыре опоры);

Примечание - Если вблизи от ремонтируемого узла пролеты между элементами ОПС существенно различаются, рекомендуется одновременно фиксировать от вертикальных перемещений середины наибольших пролетов.

– на расстоянии не более 1 м по обеим сторонам от места реза установить бугельные опоры, которые должны обеспечивать требуемое при сварке смещение трубопроводов вдоль его оси;

– перед разрезкой трубопровода по обе стороны от вырезаемого участка нанести керном точечные отметки на образующую трубы и зафиксировать в соответствующем документе расстояние между этими отметками;

– обеспечить такую линейную длину вставки, чтобы изменение расстояния между отметками кернения по образующей трубы после сварки стыков не превышало ±10 мм;

– после сварки и термообработки стыков и восстановления тепловой изоляции полностью демонтировать фиксирующие стяжки с пружин опор трубопровода.

7.1.11 Перед нанесением тепловой изоляции необходимо проверить надежность системы крепления трубопроводов, а также наличие достаточных зазоров в местах прохода трубопровода через строительные конструкции.

7.1.12 Нагрузки опор постоянного усилия принимаются по данным заводской настройки, обозначенным на маркировке. Критерием работоспособности опор постоянного усилия является отсутствие защемлений их подвижных частей, а также соответствие положения указателя перемещений проектным отметкам.

7.1.13 Наличие нагрузки на жестких тягах или скользящих опор должно контролироваться по отсутствию слабины тяг или наличия зазоров между скользящими поверхностями в рабочем и холодном состояниях.

7.2 Оценка состояния уклонов трубопроводов

7.2.1 Уклоны горизонтальных участков трасс должны проверяться в процессе капитальных ремонтов энергооборудования. Уклон горизонтальных участков трубопроводов должен быть не менее 0,004 и направлен к точке дренирования.

7.2.2 Если при проверке будут обнаружены участки с недостаточным уклоном, должны быть разработаны и реализованы меры по приведению всей системы уклонов трубопровода.

7.2.3 В случае, если будут обнаружены участки с контруклонами («мешки конденсата»), необходимо выполнить анализ условий, при которых они возникли, разработать и принять меры по предотвращению продолжения их деформации, а также (при невозможности замены участка) - меры по организации дополнительного дренирования.

7.3 Объемы технического обслуживания арматуры

7.3.1 Объемы и периодичность технического обслуживания арматуры приведены в таблице 7.3.

Таблица 7.3

Периодичность проведения	Наименование выполняемых работ	Технические требования
Ежемесячно	Произвести осмотр уплотнений: шток (шпиндель) – корпус; шток (шпиндель) – крышка; крышка – корпус. Пополнить смазку в подшипниковой камере бугеля. Произвести осмотр уплотнения шток (шпиндель)-бугель. Убедиться в отсутствии парений через изоляцию Проверить затяжку крепежа. Ослабление затяжки не допускается. Проверить соответствие положения стрелки на шкале клапана показаниям «УП» на щите управления.	Протечки не допускаются. В случае протечек уплотнение обжать. В случае невозможности устранить протечки - уплотнение заменить. Протечка смазки из подшипниковой камеры не допускается. Пропаривание через изоляцию не допускается. В случае обнаружения парения удалить изоляцию и установить источник парения. В случае необходимости крепеж подтянуть.
Ежегодно	Произвести осмотр узла перемещения штока (шпинделя). В регулирующих клапанах с помощью толщиномера проверить состояние выходного патрубка и примыкающего к нему трубопровода.	Допустимый износ поверхностей ходовой трапецеидальной резьбы на штоке (шпинделе) и втулке резьбовой не должен превышать 0,5 мм. Допускается эрозионный износ не более 15% толщины стенки. При превышении указанной величины необходимо клапан вырезать из трубопровода и произвести ремонт дефектного участка.
1 раз в 4 года	В арматуре с электроприводами проверить работу блокировки, отключающей электропривод при переходе на ручное управление. Полная разборка, очистка от загрязнений и дефектация деталей, замена, ремонт и восстановление изношенных деталей, сборка, контроль качества ремонта	При переключении маховика ручного дублера на ручное управление привод должен отключаться.

7.3.2 Регулировка предохранительных клапанов на срабатывание производится:

– после окончания монтажа объекта перед включением его в эксплуатацию;

– после ремонта, если производилась замена предохранительного клапана или его капитальный ремонт (полная разборка, проточка уплотнительных поверхностей, замена деталей ходовой части, замена пружины).

7.3.3 Импульсно-предохранительные устройства и рычажные клапаны прямого действия регулируются на месте установки рабочей средой или с помощью специальных приспособлений. Пружинные предохранительные клапаны могут регулироваться как на рабочем месте, так и специальном стенде паром или воздухом соответствующего давления.

7.3.4 До начала работ по регулировке клапанов должны быть выполнены следующие организационно-технические мероприятия: обеспечено хорошее

освещение рабочих мест, проходов и площадок обслуживания; налажена двусторонняя связь мест регулировки со щитом управления; проведен инструктаж персонала, участвующего в регулировке.

7.3.5 Перед началом регулировки проверить прекращение всех монтажных и наладочных работ в тех системах, в которых будет создаваться необходимое для регулировки клапанов давление пара, на самих предохранительных клапанах, и их сбросных трубопроводах. Из зоны регулировки клапанов должны быть выведены все посторонние люди.

7.3.6 Проверка исправности действия предохранительных клапанов продувкой должна проводиться не реже 1 раза в 6 месяцев. На ТЭС, котлы которых работают на угольной пыли, проверку исправности действия предохранительных клапанов следует проводить не реже 1 раза в 3 месяца.

7.3.7 На оборудовании, включаемом в работу периодически, перед каждым включением их в работу принудительным открытием следует расходить импульсный клапан и сделать об этом запись в «Журнале эксплуатации и ремонта предохранительных устройств». Допускается не проводить расхаживание клапанов, если интервал между включениями защищаемого оборудования не превысил 1 месяц.

7.3.8 Проверка предохранительных клапанов продувкой должна проводиться по графику, который составляется ежегодно по каждому подразделению ТЭС и утверждается главным инженером.

7.3.9 Проверка каждого клапана производится поднятием давления перед ним до уставки срабатывания. Если по режимным условиям нет возможности поднять давление до уставки срабатывания, то допускается производить проверку клапанов ручным подрывом при рабочем давлении.

7.3.10 Проверка должна проводиться руководителем смены или старшим машинистом при участии представителя ремонтной организации, осуществляющей ремонт клапанов.

О проведенной проверке должна быть сделана запись в «Журнале эксплуатации и ремонта предохранительных устройств».

7.3.11 В зависимости от технического состояния арматура подвергается следующим видам ремонта:

– Текущий ремонт предназначен для поддержания исправного состояния арматуры и характеризуется тем, что для его проведения не требуется демонтаж арматуры с трубопровода. В объем текущего ремонта входят: очистка арматуры, набивка сальниковых уплотнений, подтяжка крепежа, добавление смазочных материалов в узел перемещения шпинделя и редуктор привода, устранение других неисправностей, не требующих разборки арматуры.

– Средний ремонт предназначен для восстановления работоспособности арматуры. При его проведении проверяется работоспособность всех узлов и деталей и их техническое состояние. Производится частичная разборка арматуры. Все детали очищаются от грязи, и проводится выявление причин отказов, имевших место в процессе эксплуатации; уплотнительные поверхности деталей затвора притираются, детали, имеющие коррозионные повреждения или эрозионный износ, заменяются новыми. Производится замена сальниковых и прокладочных уплотнений.

– Капитальный ремонт предназначен для полного восстановления ресурса арматуры. При его проведении арматура демонтируется и направляется в специализированную арматурную мастерскую ремонтной организации. При его проведении производится полная разборка изделия, замена или восстановление поврежденных деталей и узлов. Производится механическая обработка уплотнительных поверхностей несъемных деталей, набивка сальников и прокладки заменяются новыми. Крепежные детали, имеющие повреждения, также заменяются новыми. В процессе капитального ремонта потребительские свойства арматуры могут быть повышены путем замены ненадежных узлов, применения новых более прочных и износостойких материалов.

7.3.12 После ремонта арматура должна быть подвергнута гидравлическим испытаниям на плотность сварных соединений и сальниковых уплотнений, герметичность затвора запорных органов, а также проверке на работоспособность. Заполняется формуляр фактических зазоров сопрягаемых деталей.

7.3.13 Объем и характер проведенного ремонта записываются в специальный журнал ремонта арматуры. В журнал должны быть занесены следующие сведения: наименование ремонтного подразделения, материал введенных в состав арматуры деталей, материал наплавок, в случае их применения, марки электродов, использовавшихся при ремонте, виды проведенных испытаний и их результаты.

Применение в процессе ремонта новых материалов с повышенными прочностными характеристиками должно быть согласовано с заводом-изготовителем или специализированной организацией, имеющей опыт проектирования и эксплуатации арматуры.

7.3.14 Ремонт арматуры должен проводиться по технической документации, предоставленной заводом-изготовителем или разработанной специализированной организацией.

7.3.15 Исполнитель ремонта несет ответственность за качество ремонта и соблюдение сроков его исполнения. Ремонт должен исполняться обученным персоналом с соблюдением требований ремонтной документации, охраны труда и техники безопасности.

7.3.16 Организация, осуществляющая ремонт арматуры, должна иметь специализированную мастерскую, укомплектованную станками и приспособлениями и стендами, необходимыми для проведения ремонта, стендами для контроля его качества. Организация должна располагать технической документацией, необходимой для проведения ремонта: чертежами общих видов и отдельных деталей, технологическим процессом ремонта, формулярами зазоров и т п.

7.3.17 Условия сдачи арматуры в ремонт и приемки из ремонта должны быть оговорены в специальном договоре между привлеченной организацией и ТЭС. В этом же договоре следует оговорить вопросы обеспечения ремонта запасными частями и арматурой для замены физически изношенной и морально устаревшей.

7.3.18 Для подготовки арматуры для сдачи в ремонт и приемки арматуры в эксплуатацию после ремонта привлеченной организацией на ТЭС должна быть создана группа, обеспеченная чертежами и формулярами, позволяющими инструментально проверить качество проведенного ремонта.

При подготовке арматуры к сдаче в ремонт специалисты группы составляют ведомость дефектов, выявленных в процессе эксплуатации каждого изделия, подбирают паспорта сдаваемой в ремонт арматуры, и имеющуюся в распоряжении ТЭС техническую документацию, необходимую для проведения ремонта [опыт эксплуатации].

В процессе ремонта осуществляется надзор за качеством работ.

При приемке арматуры в эксплуатацию контролирует правильность монтажа арматуры в трубопровод; у арматуры с электроприводом правильность настройки концевых выключателей и устройств ограничения крутящего момента; участвует в регулировке предохранительной арматуры на срабатывание при заданном давлении; проверяет наличие информации в паспортах или в специальных журналах ремонта об объеме проведенного ремонта.

На группу могут быть возложены обязанности по техническому обслуживанию арматуры в процессе эксплуатации.

7.4 Техническое освидетельствование

7.4.1 Трубопроводы перед пуском в работу и в процессе эксплуатации должны подвергаться следующим видам технического освидетельствования: наружному осмотру и гидравлическому испытанию.

7.4.2 Техническое освидетельствование трубопроводов должно проводиться в следующие сроки:

– наружному осмотру и гидравлическому испытанию (ГИ) – перед пуском вновь смонтированного трубопровода, после ремонта трубопровода, связанного со сваркой, а также при пуске трубопровода после его нахождения в состоянии консервации свыше двух лет;

– наружному осмотру – не реже одного раза в три года.

7.4.3 Вновь смонтированные трубопроводы подвергаются наружному осмотру и гидравлическому испытанию до наложения изоляции.

7.4.4 Гидравлическое испытание трубопроводов может проводиться лишь после окончания всех сварочных работ, термообработки, а также после установки и окончательного закрепления опор и подвесок. При этом должны быть представлены документы, подтверждающие качество выполненных работ.

7.4.5 ГИ трубопровода должно производиться водой с температурой не ниже + 5 и не выше + 40 с учётом температуры окружающего воздуха. ГИ проводится пробным давлением равным 1,25 рабочего давления, но не менее 0,2 МПа.

Под пробным давлением трубопровод выдерживается не менее 10 минут, после чего давление должно быть снижено до рабочего и произведён осмотр трубопровода. Давление во время ГИ должно контролироваться двумя манометрами одинаковых пределов измерения, цены деления, классов точности. Результаты ГИ считаются удовлетворительными, если во время испытания не произошло падение давления по манометру, а в сварных швах, трубах, корпусах арматуры и т. п. не обнаружено признаков разрыва течи и запотевания. Класс точности манометра должен быть не ниже 2,5 для трубопроводов с рабочим давлением до 2,5 МПа, и не ниже 1,5 с рабочим давлением более 2,5 МПа.

7.4.6 Техническое освидетельствование трубопроводов осуществляется специалистами организации, имеющей лицензию органа по энергетическому надзору на экспертизу промышленной безопасности.

7.4.7 При техническом освидетельствовании трубопровода обязательно присутствие лица, ответственного за исправное состояние и безопасную эксплуатацию трубопровода.

7.4.8 Результаты технического освидетельствования и заключение о возможности эксплуатации трубопровода с указанием разрешенного давления и сроков следующего освидетельствования должны быть записаны в паспорт трубопровода лицом, производившим освидетельствование.

Если при освидетельствовании трубопровода окажется, что он находится в аварийном состоянии или имеет серьезные дефекты, вызывающие сомнение в его прочности, то дальнейшая эксплуатация трубопровода должна быть запрещена, а в паспорте сделана соответствующая мотивированная запись.

7.4.9 По истечении расчетного срока службы (расчетного ресурса) трубопровод должен пройти техническое диагностирование по методике, согласованной с органом по энергетическому надзору, или демонтирован. Техническое диагностирование должно выполняться организацией, имеющей лицензию органа по энергетическому надзору на проведение экспертизы промышленной безопасности.

7.5 Содержание трубопровода

7.5.1 Трубопроводы и арматура, а также подходы к ним должны содержаться в чистоте. Для удобства обслуживания арматуры, расходомерных устройств, элементов ОПС и указателей температурных перемещений к ним должны быть организованы стационарные лестницы и площадки обслуживания.

7.5.2 По трассе трубопровода не должно быть посторонних металлоконструкций. Проходы, предназначенные для обслуживания трубопроводов, должны быть свободными. При проведении каких-либо работ вблизи трубопровода должны быть исключено появление защемлений за счет прокладки временных лесов, балок, подставок, подпорок и т.п.

7.5.3 На арматуре и трубопроводах должно быть организовано регулярное обновление надписей и табличек.

7.5.4 Все трубопроводы, поверхность тепловой изоляции которых не имеет металлической обшивки, должны быть окрашены. При наличии защитного покрытия на их поверхность должны быть нанесены маркировочные кольца, расстояние между которыми должно составлять порядка 1 – 5 м. Кольца наносятся также при входе и выходе трубопровода из стен здания, а также до и после арматуры.

На трубопроводах должны наноситься следующие надписи:

– на магистральных линиях – номер магистрали римской цифрой и стрелка, указывающая направление движения рабочей среды;

– на ответвлениях вблизи магистралей – номер магистрали римской цифрой, буквенное обозначение агрегатов (К – котёл, Н – насос, Б – бойлер, Р – прочие потребители) и стрелка, указывающая направление движения транспортируемой среды;

– на ответвлениях от магистрали вблизи агрегатов – номер магистрали римской цифрой и стрелка, указывающая направление движения транспортируемой среды.

На каждый паропровод после его регистрации вывешивается табличка размером не менее 400×300 мм, где должны быть указаны следующие данные:

– регистрационный номер;
– разрешённое давление;
– температура среды;
– дата (месяц, год) следующего наружного осмотра.

Таблички вывешивают в начале, середине, конце паропровода и, если он проходит через помещение, то внутри помещения.

обозначение стандарта

УДК _____ ОКС _____

код продукции

Ключевые слова: трубопроводы, опорно-подвесная система, тепловое расширение, напряжение

Руководитель организации-разработчика
Филиал ОАО «Инженерный центр ЕЭС» - «Фирма ОРГРЭС»
наименование организации

Директор		В.А. Купченко
должность	личная подпись	инициалы, фамилия

Руководитель разработки начальник центра надежности

		Б.Д. Дитяшев
должность	личная подпись	инициалы, фамилия

Исполнители Старший бригадный инженер, Руководитель группы _____ В.Б.Какузин

gost.e-ecolog.ru