РАО «ЕЭС РОССИИ»

ТИПОВОЕ РУКОВОДСТВО ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ ТРУБОПРОВОДОВ ПАРА И ГОРЯЧЕЙ ВОДЫ ТЭС

Руководство

gost.e-ecolog.ru

Москва
Технорматив
2008

РАО "ЕЭС РОССИИ"

ТИПОВОЕ РУКОВОДСТВО ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ ТРУБОПРОВОДОВ ПАРА И ГОРЯЧЕЙ ВОДЫ ТЭС

Руководство

Москва
Технорматив
2008

Руководство. Типовое руководство по эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды ТЭС.– М.: Технорматив, 2008. – 39 с.

Руководство предназначено для применения организациями, выполняющими работы по эксплуатации, техническому обслуживанию, наладке и ремонту оборудования тепловых электрических станций.

Компания «Технорматив», 2008
http://www.technormativ.ru

УДК 622.692.4

РОССИЙСКОЕ ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ «ЕЭС РОССИИ»

ТИПОВОЕ РУКОВОДСТВО
по эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды ТЭС

Разработано: Департаментом технического аудита и генеральной инспекции Корпоративного центра ОАО РАО «ЕЭС России»; Филиалом ОАО «Инженерный Центр ЕЭС» - «ФИРМА ОРГРЭС»; «Научно-производственным объединением «Центральный научно-исследовательский институт технологии машиностроения» (ОАО «НПО ЦНИИТМАШ»).

Исполнители: М.Ю. Львов, А.А. Андреев, А.Б. Попов, Б.Д. Дитяшев, В.Н. Скоробогатых.

Утверждено: Членом Правления, Техническим директором ОАО РАО «ЕЭС России» Б.Ф. Вайнзихером 31.07.2007.

Введение

В Типовом Руководстве (далее Руководство) по эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды ТЭС приведены требования технического и организационного характера, направленные на обеспечение безопасной и эффективной эксплуатации трубопроводов тепловых электрических станций.

Руководство предназначено для применения организациями, выполняющими работы по эксплуатации, техническому обслуживанию, наладке и ремонту оборудования тепловых электрических станций.

1. Область применения

1.1. Руководство распространяется на главные трубопроводы (код ОКП 31 1311, 31 1312) тепловых электрических станций, включая трубопроводы I и II категории в соответствии с приведенной ниже классификацией.

Таблица 1

Категория трубопроводов	Группа	Рабочие параметры среды	
		Температура (°С)	Давление, МПа (кгс/см^2)
I	1	Более 560	Не ограничено
	2	Более 520 до 560	Не ограничено
	3	Более 450 до 520	Не ограничено
	4	До 450	Более 8.0 (80)
II	1	Более 350 до 450	До 8.0 (80)
	2	До 350	Более 4.0 (40) до 8.0 (80)

1.2. Руководство устанавливает порядок, правила и технические показатели организации эффективной эксплуатации оборудования тепловых электрических станций при обеспечении его надежности и безопасности.

1.3. Руководство определяет методическую основу, а также минимально необходимые технические и организационные требования при разработке производственных инструкций для конкретного оборудования тепловых электрических станций.

1.4. С выходом настоящего Руководства утрачивает силу «Типовая инструкция по эксплуатации трубопроводов тепловых электростанций (РД 34.39.503-89).

2. Обозначения и сокращения

В настоящем Руководстве применены следующие обозначения и сокращения:

2.1. БРОУ: Быстродействующая редукционно-охладительная установка.

2.2. ВТО: Восстановительная термическая обработка.

2.3. ГПЗ: Главная паровая задвижка.

2.4. ГИ: Гидравлическое испытание.

2.5. И: Инструкция.

2.6. ИПУ: Импульсно-предохранительное устройство.

2.7. МР: Методические рекомендации.

2.8. МУ: Методические указания.

2.9. НТД: Нормативно-технический документ.

2.10. ОПС: Опорно-подвесная система креплений трубопровода.

2.11. ПБ: Правила безопасности.

2.12. ПВД: Подогреватель высокого давления.

2.13. ПЗК: Предохранительный запорный клапан;

2.14. ПК: Предохранительный клапан.

2.15. РОУ: Редукционно-охладительная установка.

2.16. РД: Руководящий документ.

2.17. Ростехнадзор: Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору.

2.18. РТМ: Руководящий технический материал.

2.19. СО: Стандарт организации.

2.20. СРМ: Сборник руководящих материалов.

2.21. ТИ: Типовая инструкция.

2.22. Р: Типовое руководство.

2.23. ТЭС: Тепловая электрическая станция.

2.24. Ц: Циркуляр.

2.25. d_y: Условный диаметр.

2.26. $\omega_{доп}$: Допустимая скорость прогрева трубопровода.

3. Организация эксплуатации трубопроводов

3.1. Руководство организации-владельца, осуществляющей эксплуатацию трубопровода, несет ответственность за безопасную эксплуатацию трубопровода, контроль за его работой, за своевременность и качество проведения ревизии и ремонта, а также за согласование с автором проекта изменений, вносимых в трубопровод и его проектную документацию.

Руководство организации - владельца должно обеспечивать содержание трубопровода в исправном состоянии и безопасные условия его эксплуатации.

В этих целях владельцу необходимо:

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

обеспечить инженерно-технических работников действующей нормативно-технической документацией, правилами и руководящими указаниями по безопасной эксплуатации трубопроводов;

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

- разработать и утвердить инструкцию для персонала, обслуживающего трубопроводы;

- установить такой порядок, при котором персонал, на который возложены обязанности по обслуживанию трубопроводов, вел тщательное наблюдение за порученным ему оборудованием путем осмотров, проверок исправности действия арматуры, контрольно-измерительных приборов и предохранительных устройств; для записи результатов осмотров и проверок должен вестись оперативный журнал;

- установить порядок и обеспечить периодичность проверки знания руководящими и инженерно-техническими работниками правил, норм и инструкций по технике безопасности;

- организовать периодическую проверку знаний персоналом инструкций;

- обеспечить неукоснительное выполнение инженерно-техническими работниками установленных правил, а обслуживающим персоналом - инструкций.

3.2. Ответственность за исправное состояние и безопасную эксплуатацию трубопроводов возлагается на руководящего работника, назначенного приказом по предприятию, которому непосредственно подчинен персонал, обслуживающий трубопроводы.

3.3. Ответственный за исправное состояние и безопасную эксплуатацию трубопроводов обязан:

- допускать к обслуживанию трубопроводов только обученный и аттестованный персонал;
- своевременно извещать комиссию по периодической и внеочередной проверке знаний о предстоящих проверках и обеспечивать явку персонала для проверки знаний;
- обеспечивать обслуживающий персонал производственными инструкциями;
- обеспечивать прохождение обслуживающим персоналом периодических медицинских освидетельствований;
- обеспечивать ведение и хранение технической документации по эксплуатации и ремонту трубопроводов (паспорт, оперативный и ремонтный журналы, журнал контрольных поверок манометров и др.);
- ежедневно в рабочие дни проверять записи в сменном журнале и расписываться в нем;
- выдавать письменное распоряжение на пуск трубопроводов в работу после проверки готовности к эксплуатации и организации их обслуживания;
- обеспечивать каждый трубопровод, введенный в эксплуатацию, табличками и надписями, предусмотренными п.п. 7.5 [1];
- допускать к эксплуатации трубопроводы, соответствующие требованиям промышленной безопасности;
- организовывать своевременную подготовку к техническим освидетельствованиям трубопроводов, зарегистрированных в органах Ростехнадзора и участвовать в освидетельствованиях;
- проводить техническое освидетельствование трубопроводов;
- проводить наружный осмотр трубопроводов (в процессе работы) - не реже одного раза в год;
- обеспечивать вывод трубопроводов в ремонт в соответствии с графиком ремонтов;
- участвовать в обследованиях, проводимых территориальными органами Ростехнадзора, и выполнять предписания, выдаваемые по результатам обследований;
- проводить инструктаж и противоаварийные тренировки с персоналом, обслуживающим трубопроводы;
- устанавливать порядок приемки и сдачи смены обслуживающим трубопроводы персоналом;
- обеспечивать устранение выявленных во время технического освидетельствования или диагностирования неисправностей или дефектов до пуска трубопровода в эксплуатацию.

3.4. К обслуживанию трубопроводов могут быть допущены лица, обученные по программе, согласованной в установленном порядке, имеющие удостоверение на право обслуживания трубопроводов и знающие инструкции по их эксплуатации.

3.5. Подготовка персонала, занятого эксплуатацией трубопровода должна быть организована в соответствии с [2].

3.6. Важнейшим видом подготовки оперативного персонала являются противоаварийные тренировки. Оперативный персонал ТЭС должен участвовать в противоаварийных тренировках не реже одного раза в квартал.

3.7. Для трубопроводов и арматуры проектной организацией устанавливается расчетный срок эксплуатации. Эта информация должна быть отражена в проектной документации и внесена в паспорт трубопровода. Эксплуатация трубопроводов, отработавших назначенный или расчетный срок службы, допускается при получении разрешения в установленном порядке.

4. Устройство трубопроводов

Трубопровод, является совокупностью деталей и устройств, предназначенной для транспортировки технологической среды. Он включает в себя прямолинейные участки, криволинейные участки, фасонные элементы (тройники, переходники с одного диаметра на другой, компенсаторы), устройства и арматуру различного назначения, а также вспомогательные технологические линии для заполнения, опорожнения, прогрева и удаления воздуха.

В состав трубопровода входят также ОПС, обеспечивающая сохранение заданной трассировки трубопровода и его проектных перемещений при монтаже и в условиях эксплуатации, тепловая изоляция, а также средства контроля и защиты.

Средства контроля и защиты, устанавливаемые на трубопроводах, должны обеспечивать надежное и безопасное функционирование не только самого трубопровода, но и подключенного к нему технологического оборудования.

4.1. Трубы

4.1.1. Трубы характеризуются основными размерами: внутренним или наружным диаметром, толщиной стенки, радиусом изгиба криволинейных участков. Кроме того, для них должен быть указан материал и стандарт (технические условия) на изготовление и условный проход (d_y), который приблизительно равен внутреннему диаметру трубы, выраженному в миллиметрах.

В технической документации для условных проходов не указываются единицы измерения. В соответствии с ГОСТ 28338-89 условные проходы труб с внутренним диаметром 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 исключения применяются условные проходы 32 и 450.

Выбор основных размеров труб - внутреннего диаметра и толщины стенки определяется прочностным и конструкторским расчетами трубопровода. Толщина стенки труб и деталей трубопроводов должна определяться расчетом на прочность в зависимости от расчетных параметров, коррозионных и эрозионных свойств транспортируемой среды в соответствии с действующей НТД и применительно к действующему сортаменту труб. При выборе толщины стенки труб и деталей трубопроводов должны учитываться особенности технологии их изготовления. Полнота выполнения расчетов должна соответствовать требованиям [3].

4.1.2. Возможность изменения в условиях эксплуатации трубопровода давления, или рабочей температуры, или типоразмеров его элементов должна быть обоснована результатами прочностных поверочных расчетов, возможностями установленных предохранительных устройств и тепловой автоматики и согласована со специализированной проектной организацией.

4.1.3 Трубы должны иметь маркировку с обозначением организации-изготовителя, клейма отдела технического контроля, марки стали, номера партии, а также сертификаты, удостоверяющие типоразмер, качество труб, состав металла и его свойства в соответствии с требованиями нормативных документов.

При отсутствии маркировки или неполноте сведений о трубах, указанных в сертификатах, организация, проводящая монтаж или ремонт трубопровода, должна организовать необходимые испытания (контроль труб) с оформлением результатов протоколами и (или) заключениями специализированных организаций.

4.1.4. Качество сборки трубопровода и требования к его сварным соединениям регламентируются в [1, 4-8].

4.2. Прокладка трубопроводов

4.2.1. Конфигурация соединения трубных элементов в единую конструкцию должна обеспечивать:

- выполнение для каждого элемента трубопровода условий прочности при воздействии внутреннего давления, собственной массы, массы транспортируемой среды и реакций опорных элементов;
- выполнение условий прочности металла элементов трубопроводов при воздействии усилий, развивающихся при нагреве и расширении участков трубопроводов (обеспечение условий самокомпенсации температурных расширений);
- беспрепятственное удаление конденсата, воды и воздуха;
- управляемый прогрев и охлаждение трубопровода;
- исключение 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.

4.2.2. Прокладка участков трубопроводов должна быть выполнена с предусмотренным проектом наклоном трубы по отношению к горизонтали (уклоном) для того, чтобы самопроизвольное движение конденсата или воды было направлено к узлам эвакуации (штуцерам дренажных линий).

4.2.3. В соответствии с [1, 8,] величина уклона при прогреве, остывании или опорожнении должна быть не менее 4 мм на 1 метр длины трубопровода.

Для трубопроводов пара указанная величина уклона должна сохраняться до температуры, соответствующей насыщению при рабочем давлении среды. Начальные уклоны монтажного и холодного состояний горизонтальных участков трубопровода должны быть определены проектными расчетами и указаны в его документации.

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

4.2.5. Наличие недренируемых участков («мешков конденсата») на трубопроводах не допускается. При выявлении таких участков на трубопроводе должны быть приняты меры по их устранению или организации дополнительных точек дренирования.

4.3. Арматура трубопроводов

Термин «арматура трубопроводов» - отражает совокупность технических устройств, основное назначение которых состоит:

- в отключении трубопроводов от других, присоединенных к нему трубопроводов или оборудования (запорная арматура);
- в регулировании параметров транспортируемой среды: расхода, давления, температуры (регулирующая арматура);
- в предохранении трубопроводов или подключенного к ним оборудования от повреждений (защитная арматура или предохранительные устройства).

Требования к арматуре трубопроводов ТЭС устанавливаются в [1, 10].

По способу присоединения к трубопроводу арматура разделяется на фланцевую и с концами, разделанными под сварку. По способу управления - на ручную, электрифицированную с управлением по месту и электрифицированную с дистанционным управлением.

4.3.1. Арматура для трубопроводов выбирается по наибольшим возможным давлению и температуре, условному проходу, а также по физико-химическим свойствам транспортируемой среды.

4.3.2. Для обеспечения возможности регулирования скорости прогрева ответственных трубопроводов, а также для снижения перепада давления на рабочих органах запорной или регулирующей арматуры, параллельно ей, как правило, должны устанавливаться байпасы (обводные линии), снабженные установленными последовательно по ходу среды запорной арматурой и вентилем. Возможна также установка последовательно двух вентилей, один из которых (первый по ходу среды) используется в качестве запорной, а второй - регулирующей арматуры.

Проходное сечение байпасов должно определяться при проектировании трубопровода.

Прокладка линий байпасов должна обеспечивать отсутствие возможности скопления в них конденсата при эксплуатации трубопровода.

4.3.3. Арматура с условным проходом (d_y) большим или равным 50 должна иметь паспорт предприятия-изготовителя, в котором должны быть указаны полные сведения, содержащиеся в ТУ на изготовление ответственных элементов: ее корпуса, крышки, шпинделя, затвора и крепежных деталей.

4.3.4. Арматура должна быть рассчитана на прочность с учетом максимально допустимых нагрузок от трубопроводов. Запрещается использовать арматуру в качестве опоры для трубопровода.

4.3.5. Рабочие органы запорной, запорно-регулирующей и регулирующей электроприводной арматуры, предназначенной для работы на воде и паре, при исчезновении электропитания не должны менять своего положения.

4.3.6. Арматура в соответствии с [1] должна иметь четкую маркировку на корпусе, в которой должно быть указано:

- наименование или товарный знак предприятия-изготовителя;
- условный проход;
- условное или рабочее давление и температура среды;
- марка стали;
- направление потока транспортируемой среды (для определенных конструкций арматуры).

4.3.7. Запорная арматура должна обеспечивать в закрытом состоянии отсутствие протока через нее среды (т.е. плотность), а также минимальное гидравлическое сопротивление для транспортируемой среды в открытом состоянии. Оба эти показателя для запорной арматуры являются нормируемыми. Запорная арматура должна быть рассчитана на полный перепад давлений на запорном органе.

4.3.8. Неполное открытие или закрытие запорной арматуры ведет к дросселированию транспортируемой среды и ускоренному эрозионному износу рабочих поверхностей затвора. В рабочем состоянии трубопровода запорная арматура должна быть либо полностью открыта, либо закрыта. Использование запорной арматуры в качестве регулирующей запрещается.

4.3.9. Сила прижатия рабочих поверхностей затвора арматуры зависит от температуры шпинделя. Поэтому при переходе трубопровода из одного теплового состояние в другое сила прижатия должна корректироваться. В частности, для арматуры с электроприводом, у которой сила тока отключения электродвигателя привода (в положениях «открыто» и «закрыто») устанавливается в холодном состоянии трубопровода, целесообразно выполнять коррекцию этого показателя для рабочего состояния трубопровода.

4.3.10. Регулирующая арматура предназначена для плавного изменения параметров транспортируемой среды в процессе эксплуатации трубопровода (давления, расхода и температуры). К регулирующей арматуре относятся: регулирующие и дроссельные клапаны, вентили.

4.3.11. Условия использования и характеристики регулирующей арматуры, должны отвечать ее паспортным данным. Использование регулирующей арматуры вне области применения, указанной в паспортных данных не допускается.

4.3.12. Если на корпусе арматуры имеется стрелка, указывающая направление потока транспортируемой среды, то установка арматуры по потоку должна производиться в соответствии с направлением этой стрелки.

4.3.13. На арматуре должен быть установлен электрический привод с местным и/или дистанционным управлением, в случаях если:

- ручные усилия по управлению арматурой велики;
- этого требует скорость выполнения технологических операций;
- обслуживание арматуры затруднено или связано с опасностью для обслуживающего персонала.

4.3.14. На арматуре должны быть таблички с названиями и номерами, соответствующими номерам на технологических (рабочих) схемах трубопроводов, а также направления вращения штурвала в сторону открытия «О» и закрытия «З». Регулирующие клапаны должны быть снабжены указателями степени открытия регулирующего органа, а запорная арматура - указателями «Открыто» и «Закрыто».

4.3.15. Предохранительные устройства и защитная арматура являются составными частями технологического комплекса, обеспечивающего безопасность, как трубопроводов, так и подключенного к ним оборудования. Предохранительные устройства должны обеспечивать невозможность повышения давления в трубопроводе и подключенном к нему оборудовании выше установленного уровня. К предохранительным устройствам относятся предохранительные клапаны, БРОУ (в режимах пуска и останова), а также обратные клапаны.

4.3.16. Размещение предохранительных устройств и их содержание регламентируются требованиями [1, 12-14]. Настройка предохранительных устройств и защитной арматуры должна производиться в соответствии с инструкциями предприятий-изготовителей.

4.3.17. Отбор среды от патрубка, на котором установлено предохранительное устройство, не допускается. Предохранительные клапаны должны иметь отводящие трубопроводы, предохраняющие персонал от ожогов при срабатывании клапанов. Эти трубопроводы должны быть защищены от замерзания и оборудованы дренажными линиями (с рекомендуемым значением d_y не менее 50). Установка запорных органов на этих дренажных линиях не допускается. Также запрещается установка запорных органов между предохранительными устройствами и защищаемыми трубопроводами, а также за самими предохранительными устройствами.

4.3.18. В конструкциях грузовых или пружинных предохранительных клапанов должна быть предусмотрена возможность проверки исправности действия клапанов во время работы трубопровода путем их принудительного открытия. В случае установки на трубопроводе электромагнитного импульсно-предохранительного устройства (ИПУ) оно должно быть оборудовано устройством, позволяющим производить принудительное открытие клапана дистанционно со щита управления.

4.3.19. Предохранительные клапаны должны быть рассчитаны и отрегулированы так, чтобы давление в защищаемом элементе не превышало расчетное более чем на 10%.

4.3.20. Превышение давления при полном открытии предохранительного клапана выше, чем на 10% расчетного может быть разрешено лишь в том случае, если это предусмотрено расчетом на прочность трубопровода и подключенного к нему оборудования.

4.3.21. Если эксплуатация трубопровода разрешена на пониженном давлении, то регулировка предохранительных устройств должна производиться по этому давлению, причем пропускная способность устройств должна быть проверена расчетным путем.

4.4. Дренажные трубопроводы и воздушники

4.4.1. Во всех нижних точках трубопровода, в которых может накапливаться конденсат или оставаться вода (для трубопроводов питательной воды) в соответствии с [1] должны быть смонтированы дренажные линии. Опорожнение трубопровода должно производиться в специальное технологическое оборудование (расширители дренажа), имеющее устройства для периодического или непрерывного отвода жидкости.

На дренажных линиях должна быть установлена запорная арматура, а при давлении свыше 2.2 МПа (22 кгс/см^2) - два последовательных вентиля, первый из которых должен использоваться как запорная арматура, второй - как регулирующая.

Для контроля прогрева трубопровода и исправности дренажной линии целесообразно между запорной и регулирующей арматурой устанавливать специальное ответвление в атмосферу, снабженное вентилем (ревизию).

Трубопроводы пара на давление 20 МПа (200 кгс/см^2) и выше должны обеспечиваться штуцерами с последовательно расположенными запорным и регулирующим вентилями и дроссельной шайбой.

Исправность дренажных линии и их арматуры во многом определяет надежность трубопровода и его долговечность.

4.4.2. В трубопроводах, транспортирующих воду, назначение дренажных линий состоит в опорожнении внутреннего объема трубопровода. Для трубопроводов, транспортирующих пар они предназначены:

- для контроля пропуска пара через трубопровод (через ревизии);
- для отмывания трубопровода (через ревизии - в сливную воронку);
- для опорожнения от конденсата;
- для пропуска пара при прогреве трубопровода (продувки трубопровода);
- для пропуска небольших расходов пара для поддержания высокой температуры в тупиковых участках трубопровода.

Как правило, дренажные линии, расположенные на наибольшем расстоянии от места подачи в трубопровод пара должны объединять в себе возможности проведения дренирования трубопровода и выполнение его продувки.

4.4.3. Места расположения, проходное сечение дренажных линий, их схема и направление потоков удаляемой среды определяются при проектировании трубопровода. Схема подключения дренажных линий от трубопроводов с различным давлением к сборным емкостям (расширителям дренажа) должна обеспечивать отсутствие возможности запирания одних потоков другими, а также попадания удаляемой среды из одних трубопроводов в другие.

4.4.4. При объединении дренажных линий нескольких трубопроводов или отключаемых участков трубопровода на каждой из них должна устанавливаться запорная арматура.

4.4.5. Конструкция и расположение расширителей дренажа должно исключать возможность неполного дренирования, а также попадания конденсата обратно в дренируемые трубопроводы.

4.4.6. Во избежание гидравлических ударов дренажные линии должны прокладываться без подъемных участков с уклоном в сторону сборных емкостей.

4.4.7. Конфигурация дренажных линий, а также конструкция и расположение их опорных элементов должны обеспечивать условия самокомпенсации температурных расширений. Кроме того, дренажные линии, их ОПС, и узлы прохода через площадки обслуживания не должны препятствовать температурным перемещениям основного трубопровода.

4.4.8. Тупиковые участки трубопроводов пара, а также ответвления, которые при различных схемных переключениях при работающем оборудовании могут оказаться в непроточном состоянии, должны быть снабжены устройствами, позволяющими удалять скапливающийся там конденсат. Для этого в зонах скопления конденсата должны быть устроены дренажные линии постоянной продувки в расширители дренажей (через дроссельные устройства и конденсатоотводчики), или безарматурные линии, связывающие непроточные и проточные объемы одного и того же трубопровода, не разделенные арматурой (постоянно действующие дренажи). Обязательным условием в последнем случае должна быть прокладка безарматурных линий с уклоном в сторону проточного объема.

4.4.9. При включении дренажных линий запорный вентиль должен открываться первым, а регулирующий - вторым; при закрытии дренажных линий последовательность операций должна быть обратной. При сливе конденсата во избежание износа оба вентиля должны быть полностью открыты.

4.4.10. В верхних точках трубопровода, на верхней образующей трубы должны устанавливаться воздушники - линии, предназначенные для удаления из трубопровода воздуха при его заполнении паром или водой. Воздушники должны связывать трубопровод с атмосферой. Открытие и закрытие воздушников должно осуществляться вентилем.

Поскольку воздушники устанавливаются на верхней образующей трубы, они в меньшей степени подвержены загрязнению и могут использоваться в качестве дополнительных линий ревизии.

4.4.11. Воздушники должны иметь площадки обслуживания. Их трассировка не должна позволять скопления конденсата, кроме того, линии воздушников не должны быть источником непроектных ограничений для температурных перемещений трубопровода.

4.4.12. Для предотвращения образования конденсата и попадания его в прогретые трубопроводы пара, протяженность участков воздушников, дренажных и продувочных трубопроводов от штуцера подключения к трубопроводу до первой по ходу среды запорной арматуры не должна превышать 250-300 мм. Кроме того, воздушники, дренажные линии, линии продувки и безарматурные линии должны быть тщательно теплоизолированы.

4.4.13. Арматура воздушников и дренажных линий должна выбираться на те же параметры рабочей среды, что и арматура трубопровода, на котором они устанавливаются.

4.5. Опорно-подвесная система креплений трубопровода (ОПС)

4.5.1. Масса трубопровода, его ответвлений и арматуры должна быть равномерно распределена по опорным элементам, надежно закрепленным на строительных конструкциях. Опорные элементы, а также узлы их закрепления, должны быть рассчитаны на вертикальную нагрузку от массы трубопровода, заполненного водой и покрытого тепловой изоляцией, а также усилия, возникающие 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 и рабочем) должны определяться на основе проектных или поверочных расчетов. В отдельных случаях элементы ОПС должны обеспечивать защиту трубопровода от сейсмических, ветровых и вибрационных нагрузок. Требования к состоянию ОПС трубопроводов устанавливаются в [1, 9, 14]. Требования к элементами ОПС в условиях проведения ремонтных работ приводятся в [15].

4.5.2. Максимальная грузоподъемность элементов ОПС трубопроводов пара может назначаться без учета массы воды, необходимой для проведения гидравлических испытаний. Для этих случаев в конструкции ОПС трубопровода должны быть предусмотрены специальные приспособления, принимающие на себя дополнительную нагрузку от массы воды.

4.5.3. По конструктивному исполнению различают подвижные и неподвижные опорные элементы. Подвижные опорные элементы должны обеспечивать возможность перемещений трубопровода в одном или нескольких направлениях. К подвижным опорным элементам относятся скользящие и упругие (пружинные) опоры, упругие подвески, а также жесткие тяги. Неподвижные опорные элементы (в зависимости от их конструкции), должны обеспечивать блокирование линейных перемещений или угловых и линейных перемещений трубопровода (для всех или некоторых степеней свободы) при его температурных расширениях.

4.5.4. Расстановка элементов ОПС по длине трубопровода должна выбираться при проектировании из условий соблюдения определенных размеров пролетов 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.

4.5.5. Для участков трубопроводов, имеющих температурные перемещения более 100 мм, рекомендуется использовать упругие элементы ОПС с длинами тяг не менее 1.5 м.

Примечание:

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

4.5.6. Из различных конструкций упругих опорных элементов предпочтительны такие, в которых упругие опорные элементы устанавливаются в рассечке тяг и нагрузка которых поддается оценке и регулировке.

4.5.7. При монтаже подвижных элементов ОПС, а также при их закреплении на строительных конструкциях должны быть учтены температурные перемещения точек закрепления опор на трубопроводе при его переходе из монтажного состояния в рабочее состояние. Для этого выполняются упреждающие смещения точек закрепления элементов ОПС на трубопроводах и (или) строительных конструкциях.

4.5.8. Для трубопроводов, которые в процессе эксплуатации подвергаются воздействию вибрации, должны быть предусмотрены средства ее снижения до уровня, исключающего возможности их аварийного разрушения и разгерметизации системы.

4.5.9. Регулировка нагрузки элементов ОПС должна выполняться только в холодном состоянии трубопровода. Технология проведения регулировки нагрузки описана в [14].

4.6. Средства контроля и защиты трубопроводов

4.6.1. Трубопроводы должны оснащаться средствами для измерения давления и температуры рабочей среды. Помимо этого, на трубопроводах устанавливаются первичные датчики, а также исполнительные устройства защит, обеспечивающие безопасность персонала, трубопроводов и связанного с ними оборудования.

4.6.2. Объем необходимых технологических измерений и защит, должен быть предусмотрен проектом трубопровода, а также технической документацией заводов-изготовителей оборудования в соответствии с требованиями [16].

4.6.3. Алгоритм работы защит и их действие на исполнительные органы, размещенные на трубопроводе, определяется заводом-изготовителем оборудования и действующими нормативными документами.

Значения уставок и выдержек времени срабатывания защит определяются заводом-изготовителем защищаемого оборудования или наладочной организацией.

В случае реконструкции оборудования или отсутствия данных заводов-изготовителей уставки и выдержки времени устанавливаются на основании результатов испытаний.

4.6.4. Проверка исправности защит и реакции исполнительных органов должна выполняться во время комплексных проверок трубопроводов и оборудования.

4.6.5. Для обеспечения надежности трубопровода при проведении операций прогрева и расхолаживания рекомендуется осуществлять его дополнительный температурный контроль поверхностными термопарами или термопарами, размещенными в основном металле трубопровода в следующих зонах:

- на участках за впрыскивающими пароохладителями;
- на участках, которые при различных схемных переключениях могут стать тупиковыми.

Наиболее информативными зонами для установки одиночных поверхностных термопар являются нижние образующие горизонтальных участков трубопроводов вблизи штуцеров дренажных линий (поскольку это дает возможность объективно оценить работу дренажных линий при прогреве трубопровода).

4.6.6. На трубопроводах пара с внутренним диаметром 150 мм и более и температурой пара от 300 °С и выше в соответствии с [1, 17] должны устанавливаться указатели для контроля за температурными расширениями участков, а также наблюдением за правильностью работы элементов ОПС.

Примечания:

1. *Количественный контроль температурных перемещений по указателям перемещений является* корректным только для:

a. трубопроводов, конфигурация и протяженность которых обеспечивает значения перемещений, превышающие допускаемые значения отклонений между измеренными и расчетными значениями (см. п.п. 7.2.2.);

b. индикаторов, расположенных на таком расстоянии от неподвижных опор, которое обеспечивает условие, изложенное в п. 1a.

2. При числе элементов ОПС трубопровода от одного до трех, целесообразно контролировать перемещения не по указателям температурных перемещений, а по изменению нагрузки (осадки) самих упругих элементов ОПС или изменению взаимного положения подвижных частей скользящих опор относительно их неподвижных частей.

3. Для протяженных трубопроводов пара, проложенных на жестких опорах по открытой местности, допускается заменять контроль температурных перемещений по указателям периодическим контролем технического состояния элементов опорной системы.

4.6.7. Расстановка указателей температурных перемещений должна осуществляться в соответствии с проектом трубопровода. Изменение в расстановке указателей для удобства их обслуживания допускается при наличии разрешения проектной организации. При изменении проектного положения указателей должны быть рассчитаны новые контрольные значения температурных перемещений.

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

4.6.9. Разметка указателей температурных перемещений в холодном и рабочем состояниях должна производиться для температурных состояний трубопровода или взаимосвязанных трубопроводов, отвечающих условиям расчета проектных контрольных значений перемещений.

4.6.10. Количественный контроль температурных перемещений трубопроводов должен выполняться для тех режимов эксплуатации, для которых имеются контрольные значения температурных перемещений.

Примечание:

Соблюдение условий п. 4.6.9. и 4.6.10. особенно важно для трубопроводов пара ТЭС с поперечными связями, поскольку проектные контрольные значения перемещений для них обычно имеются только для перехода из состояния, когда все связанные единой системой температурных перемещений трубопроводы являются холодными, в состояние, когда все они имеет рабочие параметры. В промежуточных случаях (когда часть оборудования находится в рабочем состоянии, а часть — остановлена) сопоставление измеренных и расчетных перемещений является некорректным.

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

4.6.12. В соответствии с [1, 18] трубопроводы из углеродистой и молибденовой стали работающие при температуре от 450°С и выше, из хромомолибденовых и хромомолибденованадиевых сталей, работающих при температуре пара от 500 °С и выше и из высоколегированных жаропрочных сталей при температуре пара от 550 °С, и выше должны быть снабжены реперами для измерения остаточной деформации. Количество точек замера остаточной деформации и их расположение должны определяться проектом трубопровода.

4.6.13. Для предотвращения нерасчетных режимов использования впрыскивающих пароохладителей, расположенных на горизонтальных участках трубопроводов пара (за котлами), а также выявления их неисправностей, за ними по ходу пара на расстоянии 4-5 внутренних диаметров трубы от защитных рубашек целесообразно устанавливать поверхностные термопары или термопары в основном металле. Эти термопары следует размещать на верхней и нижней образующей трубопровода. Использование термопар, устанавливаемых в объеме основного металла, является предпочтительным.

Для контроля нерасчетных режимов работы впрыскивающих пароохладителей, расположенных на вертикальных участках трубопровода, аналогичные термопары рекомендуется устанавливать за ближайшим к впрыскивающему пароохладителю криволинейным участком на горизонтальном или наклонном участке трубопровода.

4.6.14. Рекомендуется осуществлять контроль разницы температур «верх-низ» трубопровода пара во всех зонах, в которых возможно скопление конденсата. Для этого возможно использование поверхностных термопар или термопар, установленных в объеме металла (см. п.п. 4.6.5.)

4.6.15. Для измерения давления среды используются манометры. Требования к ним устанавливаются в [1].

4.6.16. В соответствии с проектом контроль наиболее важных технологических параметров, должен осуществляться по регистрирующим приборам. Желательным также является запись и хранение информации в компьютерной базе данных.

4.6.17. Для работающего оборудования и подключенных к нему трубопроводов средства измерений, контроля, автоматического регулирования, технологической защиты и сигнализации, логического и дистанционного управления, технической диагностики должны постоянно находиться в эксплуатации в проектном объеме.

4.6.18. После монтажа или реконструкции технологических защит ввод их в эксплуатацию на оборудовании и связанных с ним трубопроводах должен выполняться по разрешению технического руководителя ТЭС.

4.6.19. Вывод из работы исправных технологических защит не допускается. Защиты подлежат выводу из работы в следующих случаях:

- при работе оборудования в переходных режимах, когда необходимость отключения защиты определяется инструкцией по эксплуатации;

- при очевидной неисправности защиты (отключение должно производиться по распоряжению начальника смены ТЭС с обязательным уведомлением технического руководителя и оформляться записью в оперативном журнале);

- для периодического опробования (если оно производится на действующем оборудовании).

4.6.20. Все случаи срабатывания защит и сигнализации, а также их отказы должны фиксироваться в оперативном журнале и подвергаться анализу.

4.7. Тепловая изоляция трубопроводов

4.7.1. Тепловая изоляция трубопровода должна выполняться по отдельному проекту и соответствовать требованиям [9, 19]. От качества выполнения тепловой изоляции во многом зависит экономичность энергоустановки (в особенности, при повышенных требованиях к маневренности), надежность трубопровода и безопасность обслуживающего персонала.

4.7.2. Для тепловой изоляции должны применяться материалы, не вызывающие коррозию металла.

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

4.7.4. 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 техническим показателям не должна уступать стационарной тепловой изоляции.

4.7.5. Тепловая изоляция трубопроводов, проложенных на открытом воздухе, вблизи масляных баков, маслопроводов, мазутопроводов, кабельных линий должна иметь металлическое или другое покрытие, предохраняющее тепловую изоляцию от пропитывания влагой или горючими нефтепродуктами.

4.7.6. Полная или частичная замена тепловой изоляции на облегченную изоляцию без переналадки упругих элементов ОПС может привести к появлению зон повышенных напряжений и вызвать негативное изменение уклонов. Поэтому изменение массы тепловой изоляции требует повторного расчета нагрузок элементов ОПС, изменения разметки индикаторов температурных перемещений и проверки системы уклонов трубопровода. Целесообразно замену тепловой изоляции на трубопроводе (изменяющую его суммарную погонную массу) проводить на всей протяженности трубопровода, поскольку в противном случае расчетные данные по оптимальной загрузке элементов ОПС будут недостоверными. При замене тепловой изоляции на отдельных участках трубопровода (например, гибах) необходимо составлять карту расположения изоляции с указанием границ участков с различной погонной массой изоляции для получения достоверных данных по оптимальной загрузке элементов ОПС.

5. Принципы организации эксплуатации трубопроводов в нестационарных режимах

5.1. Факторы, влияющие на надежность трубопроводов в нестационарных режимах

5.1.1. Основным фактором, влияющим на надежность трубопровода, являются уровень напряжений в металле его элементов, обусловленный:

а) внутренним давлением;

б) распределенной и сосредоточенной массовой нагрузкой, а также реакцией элементов ОПС;

в) усилиями самокомпенсации температурных расширений.

В условиях, когда температура среды изменяется, в металле трубопровода возникает неравномерное температурное поле по толщине стенки, периметру и длине трубы, которое вызывает дополнительные нестационарные температурные напряжения. Эти напряжения, наряду с напряжениями от механических и гидродинамических воздействий определяют надежность трубопровода в нестационарных режимах эксплуатации.

Факторы, указанные в пунктах а) и б), при их сверхнормативном увеличении, а также значительные по уровню гидродинамические воздействия, могут вызвать ускоренное повреждение трубопроводов. Воздействие указанных факторов на заданном (проектном) уровне, а также других воздействий на металл трубопровода растянуто во времени. Для высокотемпературных трубопроводов оно обусловлено постепенным накоплением в металле повреждений от влияния

процессов ползучести и малоцикловой усталости, а для низкотемпературных трубопроводов - усталостных явлений.

Наибольшее влияние уровня действующих напряжений на металл происходит в зонах конструктивных концентраторов напряжений в гибах, сварных соединениях, тройниках, а также в узлах, где повышенное влияние отдельных факторов обусловлено особенностями режима эксплуатации, конструктивными или приобретенными в процессе эксплуатации особенностями этих узлов.

Большое значение для трубопроводов, работающих в условиях ползучести, имеет поддержание проектных параметров и, в особенности, температуры.

5.1.1.1. Неравномерное температурное поле по толщине стенки трубы.

Наиболее важной разновидностью температурных напряжений являются напряжения, обусловленные разницей температур по толщине стенки трубы. Эти напряжения определяются скоростью изменения температуры среды, интенсивностью теплообмена и геометрическими характеристиками стенки трубы. Скорость изменения температуры среды в процессе нестационарных режимах эксплуатации, как правило, поддается воздействию со стороны обслуживающего персонала, и, поэтому, указанный вид напряжений является управляемым.

5.1.1.2. Неравномерное температурное поле по периметру трубы.

Неравномерное температурное поле по периметру трубы вызывает коробление трубопровода. Элементы ОПС оказывают сопротивление короблению, при этом наибольшим препятствием становятся неподвижные и скользящие опоры, жесткие тяги, а также элементы ОПС, у которых запас упругости пружин оказался недостаточным. В результате силового взаимодействия нередко происходят необратимые искажения осей прямолинейных участков трубопроводов, изменение уклонов, повреждения сварных соединений и элементов ОПС, а также изменение нагрузок упругих элементов ОПС.

Неравномерное по периметру трубы температурное поле появляется, в частности, при прогреве горизонтальных участков трубопроводов из холодного состояния до температуры насыщения. Это происходит из-за неодинаковой толщины пленки конденсата по высоте сечения горизонтальной трубы. Неравномерный прогрев трубы по периметру возникает также при наличии в трубопроводе не удаленного конденсата, его скопления в недренируемых зонах («мешках конденсата»), нерасчетных режимов эксплуатации впрыскивающих пароохладителей и т.п.

Температурная неравномерность по периметру сечения количественно оценивается как разница температур «верх-низ» трубы. При прогреве трубопровода из холодного состояния допускаемая температурная неравномерность по периметру горизонтальных участков нормируется и не должна превышать 50°С [21]. В других случаях, температурная неравномерность по периметру сечения допускается только при наличии положительных результатов специальных прочностных расчетов.

Появление температурной неравномерности по периметру трубопроводов пара при температурах выше температуры насыщения является, как правило, признаком:

- использования пароохладителей в нерасчетных режимах;
- неисправности пароохладителей;
- недостатками дренирования.

Например, появление температурной неравномерности в условиях высоких температур может быть обусловлено избыточным расходом воды на впрыск при сравнительно малых пропусках пара или попаданием в прогретый трубопровод пара конденсата из тупикового участка.

При отсутствии температурного контроля «верх-низ трубы» появление температурной неравномерности по периметру трубы в нестационарном режиме может быть обнаружено по изменению положения указателей температурных перемещений (обычно она проявляется в резком отклонении траектории перемещения указателя от обычной траектории, соединяющей положения начальной и конечной точек разметки).

Необратимые последствия действия температурной неравномерности по периметру трубы могут быть обнаружены по появлению повреждений в сварных соединениях, изменению нагрузок упругих опор по сравнению с проектными значениями, смещению указателей температурных перемещений относительно разметки на координатных пластинах, отрыву опорных пластин в скользящих опорах и ряду других признаков.

5.1.1.3. Скачкообразное изменение температуры стенки трубы - тепловой удар.

Режим теплового удара является одномоментным процессом изменения температуры среды по отношению к температуре стенки трубы. При контроле температуры металла трубопровода поверхностными термопарами тепловой удар выглядит как кратковременное изменение

температуры со скоростью до 30-70 °С/мин, затем эта скорость быстро снижается.

Предотвратить повышение напряжений вследствие теплового удара можно лишь заблаговременно, создавая соответствующие условия изменения температуры.

Наиболее опасным видом теплового удара является скачкообразное снижение температуры при попадании относительно холодной среды на разогретые стенки трубопровода, находящегося под действием внутреннего давления. В этом случае окружные напряжения от внутреннего давления и температурные напряжения теплового удара в металле трубы на ее внутренней поверхности складываются, создавая на короткий промежуток времени эффект местного повышения растягивающих напряжений в поверхностном слое металла. Результатом воздействия охлаждающих тепловых ударов обычно является сетка трещин на внутренней поверхности трубы.

При прогреве трубопровода окружная компонента напряжений от нагревающего теплового удара на внутренней поверхности трубы вычитается из напряжений от внутреннего давления (они в этом случае имеют разные знаки), а на наружной поверхности - складываются, однако на наружной поверхности трубы абсолютная величина напряжений теплового удара примерно вдвое меньше, чем на внутренней поверхности. Поэтому нагревающий тепловой удар на внутренней поверхности трубы считается менее опасным. Тем не менее, абсолютная величина термических напряжений при нагревающем тепловом ударе влияет на кинетику повреждаемости металла от малоцикловой усталости.

Напряжения теплового удара, определяются:

- начальной разницей температур стенки и среды (при фазовых превращениях - разницы температуры стенки и температуры насыщения при текущем давлении в трубопроводе);
- толщиной стенки трубы и интенсивностью теплообмена.

Допустимость скачков температуры среды по отношению к температуре стенки, вызванная технологическими причинами, должна определяться специальными расчетами, выполняемыми применительно к конкретным условиям.

В общем случае следует избегать любых резких изменений температуры среды по отношению к температуре стенки трубы.

5.1.1.4. Гидроудары.

В процессе пусков и остановов могут создаваться условия, при которых движущийся с большой скоростью поток пара захватывает некоторое количество воды (конденсата). Вода, движущаяся с потоком пара, оказывает ударное воздействие (воспринимаемое на слух как резкий стук) в местах поворота потока, в частности, на криволинейные участки трубопровода и его арматуру. Аналогичное воздействие происходит при захвате потоком воды некоторого количества пара, воздуха или парогазовой смеси в том случае, если он движется единым объемом.

Явление, гидроудара возникает также при резкой остановке движущегося потока воды (например, при большой скорости закрытия запорных органов). В этом случае из-за инерции потока происходит скачкообразное увеличение давления на запорный орган.

При гидроударах силовые воздействия на элементы трубопровода могут в несколько раз превосходить проектные нагрузки. Результатом может быть повреждение трубопровода, а также его сход с опор. Кроме того, повторяющиеся через небольшие промежутки времени гидроудары могут вызвать резонансные явления и разрушение трубопровода.

Явления, близкие к повторяющимся с большой частотой гидроударам, возникают при транспортировке по трубопроводу двухфазной или вскипающей среды. Они также обусловлены попеременными воздействиями на криволинейные участки трубопровода водяных и паровых объемов. Оказываемое на трубопровод воздействие увеличивается с увеличением неоднородности потока двухфазной среды. При значительной неоднородности (например, при чередовании идущих один за другим паровых и водяных объемов, занимающих все сечение трубы) это явление можно отнести к гидроударам, при низкой неоднородности - к фактору, вызывающему вибрационную нагрузку.

Гидроудары в трубопроводах и близкие к ним явления весьма опасны, поэтому их следует всячески избегать. Для этого трубопроводы пара следует тщательно дренировать, не допускать скопления конденсата в тупиковых участках, не допускать смешения потоков пара и воды, плавно открывать и закрывать запорную арматуру, применять различные технические средства для повышения однородности двухфазных потоков (например, устройства для закручивания потока или его гомогенизации).

5.1.1.5. Вибрационная нагрузка.

Вибрационная нагрузка характеризуется периодическими взаимными перемещениями частей трубопровода, которые выглядят как раскачивание или тряска. Она может быть обусловлена такими факторами, как, повышенная гибкость трубопровода в условиях значительных скоростей потока среды, акустическими колебаниями в тупиковых участках, движением двухфазной среды, нестабильностью потока, связанной с работой регуляторов давления или расхода, вибрации присоединенного оборудования и т.п. При значительной амплитуде колебаний (например, когда возбуждающие вибрацию воздействия близки к собственным частотам трубопровода) вибрационная нагрузка может привести к усталостным повреждениям элементов трубопровода, а также повреждению (перетиранию) подвижных сочленений элементов ОПС.

5.1.2. Действующие напряжения в трубопроводе относительно близки к расчетным значениям напряжений в его холодном и рабочем состояниях.

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

- при неудовлетворительном качестве тепловой изоляции (поскольку это вызывает нерасчетную разницу температур по толщине стенки в рабочем состоянии и, как следствие, - дополнительные температурные напряжения в металле);
- при нагрузках элементов ОПС, отличающихся от расчетных значений (в этом случае повышаются напряжения, обусловленные распределенной и сосредоточенной массой трубопровода и реакцией элементов ОПС).

5.2. Совместные нестационарные режимы оборудования и трубопроводов

5.2.1. Нестационарные режимы изменения состояния трубопроводов являются составной частью нестационарных режимов энергетического оборудования, к которому они подключены. Основные принципы организации режимов их совместного прогрева и расхолаживания состоит в том, чтобы:

- соблюдать определенную последовательность технологических операций на оборудовании, подключенном к трубопроводу, а также на самом трубопроводе;
- обеспечивать скорость изменения параметров среды (а, следовательно, и температуры металла трубопроводов) в процессе нестационарных режимов в соответствии со специальными графиками и критериям;
- соблюдать синхронность прогрева параллельных ниток трубопроводов.

Соблюдение на практике указанных принципов позволяет обеспечить:

- минимальные потери топлива на ведение нестационарных режимов;
- соблюдение условий прочности и долговечности оборудования и трубопроводов.

5.2.2. Последовательность, основные критерии выполнения технологических операций и графики изменения параметров для элементов энергетического оборудования в нестационарных режимах определяется заводами-изготовителями и содержится в инструкциях по их эксплуатации. Кроме того, эти показатели уточняются в процессе наладочных испытаний головных образцов оборудования или других специальных испытаний.

5.2.3. При проектировании на основе результатов многовариантных расчетов, выполняемых в соответствии с [21], определяются графики допустимых скоростей изменения температуры металла трубопроводов при различных значениях параметров и при различных ситуациях, которые могут возникнуть в процессе нестационарных режимов эксплуатации. В дальнейшем эти графики согласуются с аналогичными графиками, разработанными заводами-изготовителями оборудования.

5.2.4. Подавляющее большинство режимов, в которых пускается и останавливается энергетическое оборудование, являются типовыми.

На разных этапах типовых режимов элементами, определяющими скорость изменения температуры металла, могут быть как наиболее толстостенные элементы котла (выходные коллекторы котла), турбины, так и сами трубопроводы.

Для типовых режимов разрабатываются типовые графики-задания, обеспечивающие надежные и экономичные режимы изменения состояния оборудования в целом. В процессе индивидуальных испытаний они уточняются применительно к особенностям каждой конкретной единицы оборудования.

5.2.5. В типовых графиках-заданиях указываются основные показатели, характеризующие последовательность операций и изменение параметров в их зависимости от времени и начальных условий. В частности, важнейшим показателем является начальная температура металла наиболее толстостенных коллекторов котла или зон паровпуска цилиндров турбины.

5.2.6. Цель персонала ТЭС при осуществлении типовых режимов изменения состояния оборудования состоит в том, чтобы обеспечить выполнение графиков-заданий с минимальным отклонением параметров от рекомендуемых значений. Допускаемые отклонения от графиков-заданий в соответствии с [21] составляют:

- не более ±20°С по температуре свежего и вторичного перегретого пара;
- не более ±0,5 МПа по давлению свежего пара;
- не более 15°С разницы температур между параллельными нитками трубопроводов.

5.2.7. Скорость изменения температуры пара может регулироваться пароохладителями в пределах котла, а также пароохладителями, встроенными в сами трубопроводы. При отсутствии встроенных пароохладителей ориентиром для определения скорости изменения температуры металла являются графики изменения температуры толстостенных элементов оборудования. При наличии в схеме встроенных пароохладителей (т.е. при многоэтапном регулировании температуры пара), для обеспечения допустимых скоростей прогрева металла обслуживающим персоналом должны обеспечиваться как допустимые скорости изменения температуры коллекторов, так и допустимые скорости изменения температуры трубопроводов за встроенными пароохладителями.

5.2.8. Для значений температур толстостенных элементов оборудования, не предусмотренных в графиках-заданиях, пусковые операции производятся в соответствии с графиком-заданием для ближайшего температурного состояния или определяются специальными графиками-заданиями с учетом допустимых скоростей прогрева каждого элемента технологической схемы в отдельности.

5.3. Допустимая скорость изменения температуры металла трубопроводов

5.3.1. Допустимая скорость изменения температуры металла трубопроводов определяется геометрическими характеристиками сечения трубы (толщиной стенки, наружным или внутренним диаметром), текущим значением температуры, металлом, из которого изготовлен трубопровод и наихудшей возможной совокупностью других нагружающих факторов. Ориентировочные расчетные графики допустимых скоростей прогрева для трубопроводов и коллекторов различных типоразмеров приводятся на рис. 1 и рис.2 [20].

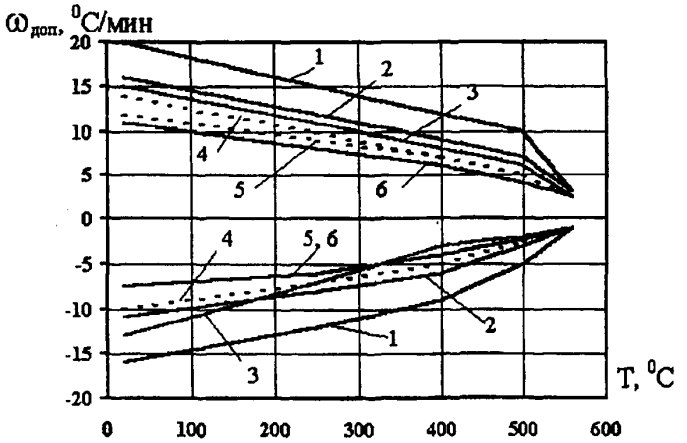


Рис.1. Допустимые скорости $\omega_{доп}$ прогрева и расхолаживания паропроводов свежего пара (1 - 194×36 мм; 2 - 245×45 мм; 3 - 219×32 мм; 4 - 219×52 мм; 5 - 325×60 мм; 6 - 275×62,5 мм).

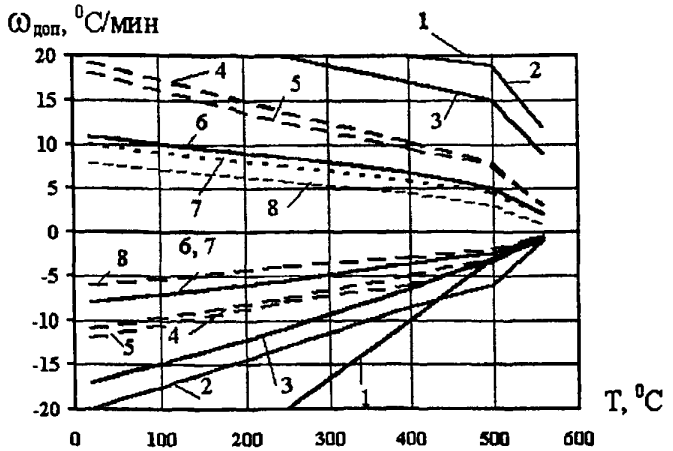


Рис.2. Допустимые скорости $\omega_{доп}$ прогрева и расхолаживания коллекторов котлов (1 - 273×30 мм; 2 - 273×40 мм; 3 - 325×45 мм; 4 - 325×60 мм; 5 - 273×60 мм; 6 - 325×75 мм; 7 - 219×70 мм; 8 - 325×85 мм).

5.3.2. Превышение скорости изменения температуры трубопроводов по сравнению с данными, приведенными в типовых графиках-заданиях, может быть допущено только на основании положительных результатов уточненных прочностных расчетов.

5.3.3. При отсутствии данных по допустимым скоростям изменения температуры трубопроводов их следует определять в соответствии с методикой [21], а при необходимости срочной оценки - руководствоваться значениями, приведенными в таблице 2.

Таблица 2

Допустимые скорости прогрева и охлаждения элементов паропроводов

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	20-500	5	4
	250-500	3	2
	Более 500	1	1

5.3.4. При назначении допустимой скорости изменения температуры элементов, являющихся частями единого тракта транспортировки среды (например, выходного коллектора конвективного пароперегревателя и присоединенного к нему трубопровода пара), следует принимать меньшую из расчетных величин.

6. Нестационарные режимы эксплуатации трубопроводов

Различаются следующие типовые режимы изменения состояния технологического оборудования ТЭС:

- прогрев из холодного состояния;
- прогрев из неостывшего состояния;
- прогрев из горячего состояния;

- останов оборудования в резерв;
- останов в ремонт;
- аварийный останов.

Перечисленные режимы прогрева, как правило, идентифицируются начальной температурой толстостенных элементов турбины или котла (см. п. 5.2.4.). Для трубопроводов нестационарные режимы в приведенной классификации не являются показательными поскольку:

- большинство операций и проверок, выполняемых в рамках указанных режимов на основном технологическом оборудовании, практически не затрагивают трубопроводы;
- многие технологические операции, выполняемые на трубопроводах в упомянутых выше режимах, практически не отличаются друг от друга;
- имеется ряд индивидуальных операций, характерных только для трубопроводов, особенности которых требуют отдельного рассмотрения.

Нестационарные режимы толстостенных трубопроводов питательной воды, попадающих в область действия настоящего ТР, как правило, не требуют проведения каких-либо особых операций для обеспечения допустимой скорости изменения температуры металла. Изменение температуры металла этих трубопроводов обычно определяется степенью открытия регулирующей арматуры трубопроводов, подающих пар в ПВД в соответствии с графиком-заданием изменения состояния оборудования в целом. Кроме того, из-за относительно невысокой температуры горячей воды и высокого уровня допускаемых напряжений скорость прогрева металла трубопроводов может быть достаточно велика, что позволяет ее выдерживать без каких-либо специальных условий в рамках соблюдения общего графика-задания ведения нестационарного режима.

Некоторое исключение составляют режимы, относящиеся к обогреваемым толстостенным коллекторам ПВД, в которых при определенных обстоятельствах, связанных со схемными переключениями могут возникать процессы, близкие к тепловым ударам. Однако, во-первых, эти режимы на самих трубопроводах питательной воды отражаются слабо из-за большой инерционности происходящих процессов. Во-вторых, возникновение этих режимов не является объективным и связано с культурой эксплуатации оборудования.

В дальнейшем будут рассмотрены особенности ряда режимов, характерных только для трубопроводов пара. В частности:

- прогрев трубопровода до температуры насыщения;
- прогрев от температуры насыщения до рабочей температуры;
- прогрев от температуры выше температуры насыщения до рабочей температуры;
- останов оборудования без расхолаживания трубопроводов;
- останов оборудования с расхолаживанием трубопроводов (включая аварийный останов);
- особенности останова трубопроводов в ремонт.

6.1. Общие положения

6.1.1. Операции по изменению теплового состояния оборудования и трубопроводов должны проводиться в соответствии с утвержденными графиками, инструкциями, а в отдельных случаях, - по специальным программам. Выполняемые операции должны фиксироваться в оперативном журнале.

6.1.2. Все отклонения от графиков-заданий нестационарных режимов (за исключением аварийных ситуаций) должны быть заранее утверждены техническим руководителем ТЭС.

6.1.3 Разрешение на проведение операций по изменению состояния трубопровода должен давать технический руководитель цеха или его заместитель. Если трубопровод находился в ремонте, то указанное разрешение может быть дано только после записи ответственного руководителя работ по наряду об окончании ремонта трубопровода и его готовности к пусковым операциям.

6.1.4. Операции по изменению состояния трубопровода и оборудования, подключенного к нему, как правило, должны производить не менее двух человек. При этом первый из них должен выполнять технологические операции, а второй - контролировать правильность их выполнения.

6.1.5. Анализ качества ведения нестационарных режимов оборудования, и трубопроводов в частности, должен проводиться постоянно действующей комиссией, назначаемой приказом руководителя организации - владельца оборудования. В комиссии назначаются председатель (главный инженер или его заместитель), лицо, его заменяющее и определяются конкретные обязанности отдельных членов комиссии.

Анализ должен проводиться на основании материалов и в соответствии с критериями, изложенными в [20]. Цель проведения анализа состоит в определении качества управления переходными процессами, в том числе, происходящими в трубопроводах. Во всех случаях нарушения последовательности выполнения операций, отклонении параметров от допустимых значений, нарушения заданных критериев, а для трубопроводов, в частности, - превышения допустимых скоростей изменения температуры или разности температур, должны быть выявлены причины отклонений и приняты меры по их предотвращению.

6.2. Схемы прогрева и расхолаживания трубопроводов и требования, предъявляемые к ним

Ряд типовых схем прогрева и расхолаживания оборудования и трубопроводов приводятся в [22-26].

6.2.1. Для прогрева трубопровода до заданной температуры требуется:

- регулируемый по температуре и (или) расходу источник пара;
- линия для подачи пара в трубопровод;
- линии для эвакуации среды (пара или его конденсата) из трубопровода; их использование должно определяться текущими параметрами среды, а также схемой ее утилизации;
- устройства, к которым подключаются линии эвакуации среды из прогреваемого трубопровода.

6.2.2. Источниками греющей среды обычно являются котлы, установленные на ТЭС, трубопроводы, которые находятся в эксплуатации, а также специальные вспомогательные коллекторы.

К источнику пара при прогреве неостывших (горячих) трубопроводов предъявляется дополнительное требование: начальная температура пара должна быть больше или равна температуре наиболее толстостенных элементов оборудования, к которым подключен трубопровод, или температуре наиболее толстостенных элементов самого трубопровода.

6.2.3. Подача пара в трубопровод осуществляется:

- непосредственно из котла или из отбора турбины без промежуточной арматуры:
- через байпасы арматуры;
- через специальные вспомогательные линии.

6.2.4. Удаление конденсата из трубопровода пара, как правило, производится через дренажные линии в сборные коллекторы и далее - в емкости-расширители.

6.2.5. После завершения интенсивной конденсации греющего пара на стенках трубопровода его прогрев может продолжаться путем:

- пропуска пара через дренажные линии (последние исполняют роль нескольких продувочных линий);
- пропуска пара через одну продувочную линию (с закрытием остальных дренажных линий);
- совместного использования дренажных линий и РОУ.

6.2.6. Особенностью схемы прогрева главных трубопроводов блочных энергоустановок является одновременность и согласованность операций на котле, трубопроводах и турбине. При этом после достижения заданных значений параметров пара производится толчок турбины, и дальнейший прогрев главного паропровода, турбины и трубопроводов тракта вторичного перегрева пара производится синхронно одним потоком пара с нарастающим давлением и температурой.

6.2.7. На ТЭС с поперечными связями схемы прогрева зависят от назначения трубопровода и рабочей схемы его включения. Прогрев обычно производится по участкам: от котла до переключающей магистрали, от переключающей магистрали до ГПЗ турбины, и от ГПЗ турбины до СК. Отдельно прогреваются участки переключающей магистрали. Возможен совместный прогрев главных трубопроводов котла и турбины.

6.2.8. Расхолаживание (охлаждение) трубопроводов производится:

- естественным путем через тепловую изоляцию с открытием воздушников и дренажных линий (медленное охлаждение);
- принудительно (если это предусмотрено технологической схемой), путем пропуска охлаждающей среды с температурой, меньшей, чем температура стенки трубопровода.

6.2.9. В режимах аварийного останова оборудования блочных ТЭС эвакуация пара из котла через трубопроводы осуществляться через БРОУ высокой пропускной способности. На ТЭС с параллельными связями эвакуация пара из котла производится через линии продувки конвективного пароперегревателя.

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

6.2.11. Скорость охлаждения оборудования, подключенного к трубопроводам обычно не одинакова: быстрее остывают котлы, медленнее - паропроводы, и еще медленнее - наиболее толстостенные части турбины. Эта закономерность является следствием различий в металлоемкости и в условиях отвода тепла от этих элементов. Разные скорости охлаждения трубопроводов пара и котла для барабанных и прямоточных котлов в ряде случаев требует дополнительных операций дренирования промежуточных коллекторов котла для предотвращения захолаживания образующимся конденсатом выходных коллекторов и трубопроводов пара.

6.3. Предпусковые проверки и операции

6.3.1. Предпусковые проверки и подготовительные операции должны проводиться в соответствии со специальным графиком.

6.3.2. До полного или частичного наложения тепловой изоляции после монтажа трубопровода, а также после проведения ВТО проверяются:

а) качество выполненных монтажных и сварочных работ;

б) соответствие маркировки всех элементов, составляющих трубопровод, арматуры и элементов ОПС требованиям проекта;

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

г) значения уклонов горизонтальных участков трасс и их соответствие проектным значениям;

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

е) отсутствие монтажных или временных соединений между поверхностями скользящих опор;

ж) правильность сборки элементов ОПС и их работоспособность при переходе трубопровода из монтажного в холодное и рабочее состояния;

з) соответствие установочных характеристик упругих элементов ОПС проектным или расчетным данным;

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

к) достаточность диапазона перемещений в подвижных частях упругих опор;

л) выполнение монтажных перемещений элементов ОПС, упреждающих их смещение под действием температурных расширений трубопровода;

м) массовые погонные характеристики тепловой изоляции и их соответствие проектным (расчетным) значениям.

6.3.3. До полного или частичного наложения тепловой изоляции после ремонта трубопровода, связанного с вырезкой и переваркой участков, заменой арматуры или реконструкцией ОПС проверяются качество выполненного ремонта, целостность трубопровода и его ответвлений, а также пункты: г), е), ж), з), и), к), м) п.п. 6.3.2.

6.3.4. Перед заменой тепловой изоляции трубопровода, проверяются пункты з), к) раздела 6.3.2, проверяются фактические уклоны горизонтальных участков трубопровода в холодном состоянии (после монтажа трубопроводов или после ВТО). При необходимости принимаются меры для приведения уклонов горизонтальных участков трубопровода к проектным (расчетным) значениям по методике, изложенной в [14];

После проведения замены тепловой изоляции проверяется качество выполненных работ.

6.3.5. По окончании ремонта после наложения тепловой изоляции и удаления блокирующих приспособлений с упругих элементов ОПС осуществляются:

- проверка исправности восстановленной тепловой изоляции;
- регулировка нагрузки упругих элементов ОПС по проектными (расчетным) данными (если это предусмотрено планом проведения работ);
- проверка соответствия нагрузок упругих элементов ОПС проектным (расчетным) данным и, при необходимости, их дополнительная регулировка;
- демонтаж лесов и временных металлоконструкций;
- проверка отсутствия в непосредственной близости от трубопровода опасных в пожарном отношении предметов;
- проверка наличия нормативных зазоров между трубопроводом, элементами его ОПС, арматурой, дренажными линиями, воздушниками с одной стороны (с учетом будущих

температурных перемещений трубопровода) и строительными конструкциями, площадками обслуживания, соседним оборудованием и трубопроводами, - с другой.

6.3.6. После работ, связанных с монтажом трубопровода в соответствии с указаниями проекта должна выполняться его продувка в атмосферу. Продувка трубопровода должна также выполняться после проведения ВТО способами, при которых на внутренней поверхности трубопровода остается окалина.

6.3.6.1. Продувка трубопровода должна осуществляться по специальной программе, утвержденной руководителем монтажной, ремонтной или пусконаладочной организации и согласованной с техническим руководителем ТЭС.

6.3.6.2. При выполнении продувки трубопровода в нем должны быть обеспечены скорости пара, не меньшие рабочих значений. Продувка должна осуществляться при рабочем давлению, но не более 4 МПа.

6.3.6.3. Временный трубопровод, предназначенный для проведения продувки, в местах обслуживания должен быть покрыт тепловой изоляцией. Опора для концевой части продувочного трубопровода (за пределами здания ТЭС), должна быть надежно закреплена. Территория в месте выхода выхлопной трубы продувочного трубопровода должна быть огорожена, а по ее границам выставлены наблюдающие. Место выхлопа в атмосферу должно быть выбрано с таким расчетом, чтобы в опасной зоне не было персонала, механизмов и оборудования. Леса и подмостья около продуваемого трубопроводов пара должны быть разобраны. При проведении продувки следует соблюдать правила противопожарной безопасности.

6.3.6.4. Продолжительность продувки, (при отсутствии специальных указаний в проекте), должна составлять не менее 10 мин.

6.3.6.5. На время продувки с трубопровода демонтируются диафрагмы, приборы, регулирующая и предохранительная арматура и вместо них устанавливаются временные вставки.

6.3.6.6. Во время продувки трубопровода арматура, установленная на спускных линиях и тупиковых участках, должна быть полностью открыта, а после окончания продувки тщательно осмотрена и очищена.

6.3.6.7. При появлении признаков гидроударов подача пара в продуваемый трубопровод должна быть немедленно прекращена и возобновлена лишь после его тщательного дренирования.

6.3.6.8. По завершению операций продувки производится окончательная сборка трассы трубопровода и его ОПС.

6.3.7. Выполняется проверка соответствия положения индикаторов температурных перемещений разметке холодного состояния на координатных пластинах. Если состояние рассматриваемого трубопровода (для ТЭС с блочной структурой) и связанных с ним трубопроводов (для ТЭС с поперечными связями) отвечает условиям расчета проектных контрольных значений перемещений, а разметка координатных пластин не соответствует положениям указателей или отсутствует, то она осуществляется заново.

6.3.8. После завершения монтажа трубопровода, его сборки после ВТО, 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, по завершению всех перечисленных выше работ, проверяется:

- готовность к работе арматуры трубопровода: присоединение электропитания к электродвигателям, отсутствие хомутов, цепей, замков на штурвалах и приводах, надежность крепление приводов, полнота сборки узлов арматуры, отсутствие слабины затяжки гаек на прижимных болтах грундбукс и периферийных сальников, легкость хода подвижных частей арматуры, соответствие показаний крайних положений запорной арматуры («открыто-закрыто») на щитах управления ее фактическому положению;
- состояние дренажных линий, воздушников и их арматуры, отсутствие в них препятствий для удаления конденсата и воздуха;
- целостности импульсных линий;
- готовность к работе КИП, автоматики, защит, сигнализации, дистанционного управления;
- исправность лестниц и площадок обслуживания арматуры.

6.3.9. После нахождения в резерве от 3 до 10 суток, или останова с целью ремонта сварных соединений трубопровода, а также замены элементов системы крепления, перед началом проведения пусковых операций проверяется качество выполненных ремонтных работ, состояние тепловой изоляции, указателей температурных перемещений и элементов ОПС.

6.3.10. После остановки в резерв на срок менее 3 суток без проведения ремонта, перед включением трубопровода в эксплуатацию проверяется состояние элементов ОПС.

6.3.11. Выполняется проверка устранения дефектов и замечаний по работе трубопроводов, отмеченных ранее в ремонтном журнале и журнале дефектов. Результаты проверок заносятся в оперативный журнал. При выявлении в процессе осмотра защемлений, разрушенных или поврежденных элементов ОПС, принимаются меры по устранению выявленных дефектов до начала проведения пусковых операций.

6.3.12. Завершаются работы, незаконченность которых, или их выполнение в процессе операций по прогреву трубопровода и оборудования, может стать источником опасности для обслуживающего и ремонтного персонала, а также самого оборудования. В частности:

- регулировка нагрузки элементов ОПС;
- гидроиспытания трубопроводов или их ответвлений;
- удаление заглушек;
- ремонт основной и вспомогательной арматуры, предохранительных клапанов, пуско-сбросных устройств;
- ремонт вспомогательных трубопроводов, подключенных к основным магистралям, включая дренажные линии, воздушники, линии КИП и автоматики, а также линии отборов проб;
- ремонт и опробование систем защит, сигнализации, средств измерений;
- опробование арматуры и приводов.

6.3.13. Перед пуском в эксплуатацию защищаемого оборудования (трубопроводов) после капитального или среднего ремонта, а также после проведения ремонта в цепях технологических защит проверяется исправность и готовность защит к включению. Проверка защит проводится путем опробования на сигнал каждой защиты и действия защит на все исполнительные устройства.

Перед пуском защищаемого оборудования после его простоя более 3 суток проверяется действие защит на все исполнительные устройства, а также операции включения резерва технологического оборудования. Опробование должно производиться персоналом соответствующего технологического цеха и персоналом, обслуживающим технические средства.

6.3.14. Опробование защит с воздействием на оборудование (в том числе - арматуру трубопроводов) производится после окончания всех работ на оборудовании, участвующем в работе защит.

6.3.15. После проведения всех видов ремонтных работ ремонтная организация должна подготовить и сдать соответствующему подразделению ТЭС ремонтную документацию (схемы, формуляры, сварочную документацию, протоколы металлографических исследований, акты выполнения скрытых работ, акты приемки после ремонта и т.д.).

6.4. Прогрев трубопровода до температуры насыщения

Прогрев главных трубопроводов пара блочных ТЭС и ТЭС с поперечными связями, как правило, осуществляется подачей в него перегретого пара. Если начальная температура стенки трубы ниже температуры насыщения, то на ней происходит конденсация пара. В начале процесса прогрева весь поступающий пар конденсируется на входе в трубопровод. Затем, по мере повышения температуры стенки, зона конденсации постепенно смещается по трубопроводу, уступая место более горячему пару. Время прохождения зоны конденсации по трубопроводу зависит от его длины. Интенсивное образование конденсата происходит в течение продолжительного времени - до нескольких десятков минут.

Напряжения начального теплового удара в трубопроводе определяются разницей температур стенки трубы и температуры насыщения при текущем давлении в трубопроводе. Поэтому чем ниже начальное давление пара, поступающего в трубопровод, тем меньше эта разница и в стенке трубопровода возникают меньшие начальные напряжения.

6.4.1. Перед началом проведения операций начальник смены обязан прекратить ремонтные работы и удалить ремонтный персонал от оборудования, расположенного в непосредственной близости от прогреваемого трубопровода, проверить завершенность всех работ, проводимых на трубопроводе и его ответвлениях (см. п.п. 6.3), а также убедится в отсутствии у трубопровода персонала, не участвующего в операциях.

6.4.2. После получения указания о начале операций по прогреву трубопровода от начальника смены, обслуживающий персонал обязан:

- открыть все дренажные линии, а также воздушники;

- если требуется заполнить трубопровод водой, - начать заполнение с одновременным удалением воздуха через воздушники; после появления воды из воздушников закрыть их арматуру;

- по завершению операции начального дренирования трубопровода следует убедиться в том, что над сливными воронками ревизий отсутствует струя воды;

6.4.3. Подача пара для прогрева главного трубопровода энергоблока осуществляется от встроенного сепаратора через дроссельный клапан.

При прогреве участка от котла до переключающей магистрали или от котла до турбины трубопроводов пара ТЭС с поперечными связями пар может подаваться непосредственно из котла.

При прогреве переключающей магистрали, а также трубопровода пара от переключающей магистрали к турбине ТЭС с поперечными связями пар подается через байпас регулирующей арматуры, разделяющей прогретые или холодные трубопроводы.

Подача пара на прогрев трубопроводов вторичного перегрева пара энергоблоков осуществляется либо из РОУ или специального расширителя (начальный прогрев до толчка турбины), либо из самой турбины (после ее толчка).

Расход пара на прогрев трубопроводов блочных энергоустановок определяется степенью дросселирования в регулирующей арматуре растопочного сепаратора, а для трубопроводов ТЭС с поперечными связями - текущей производительностью котла или степенью дросселирования в регулирующей арматуре байпасов.

6.4.4. При подаче пара на прогрев через байпас запорной арматуры следует полностью открыть запорный вентиль, а затем медленно и осторожно приоткрыть регулирующий вентиль.

6.4.5. При дренировании трубопровода следует убедиться в работоспособности дренажных линий. Это осуществляется путем контроля выхода конденсата через ревизии.

6.4.6. При засорении дренажной линии его следует продуть быстрым закрытием и открытием вентиля. Если устранить таким способом засорение оказывается невозможно, следует прекратить операции прогрева и отключить трубопровод для ремонта дренажного трубопровода.

6.4.7. Прогрев основных и вспомогательных трубопроводов в условиях конденсации может сопровождаться их короблением с образованием контруклонов, а также гидроударами. Поэтому прогрев металла до температуры, равной температуре насыщения при рабочем давлении является наиболее ответственным этапом пусковых операций, в котором необходимо тщательно соблюдать требования графика-задания.

6.4.8. При возникновении гидроударов следует прекратить прогрев и возобновить его после осмотра трубопровода, проверки дренажной системы и тщательного дренирования.

6.4.9. При наличии данных температурного контроля о том, что трубопровод пара начал прогреваться по всей длине и появления пара из воздушников следует закрыть арматуру воздушников.

6.5. Прогрев трубопровода от температуры насыщения до рабочей температуры

6.5.1. После достижения температуры насыщения, соответствующей текущему давлению (признак - появление из ревизий «сухого» пара) технология дальнейшего прогрева до рабочих параметров зависит от принятой схемы прогрева:

- если все дренажные линии продолжают работать в режиме продувки, то прогрев через них осуществляется до полных параметров пара;

- если предполагается отключение части дренажных линий, то оно выполняется только после появления остаточного перегрева пара;

- возможен комбинированный прогрев до рабочих параметров через продувочные (дренажные) линии и РОУ.

6.5.2. При прогреве трубопроводов пара к турбине параллельно с прогревом главного трубопровода может осуществляться прогрев участка от главной паровой задвижки (через байпас) до стопорного клапана и пароперепускных труб турбины.

6.5.3. Для энергоблоков после завершения дренирования главного трубопровода пара открывается главная паровая задвижка и осуществляется толчок турбины, за которым следует начало (или продолжение - см. п.п. 6.4.3) прогрева тракта вторичного перегрева пара.

6.5.4. Подключение котла к переключающей магистрали на ТЭС с поперечными связями должно производиться при давлении, незначительно превышающем давление в переключающей магистрали (чтобы избежать «запирания» котла). Значение этого превышения должно быть указано в местной инструкции по эксплуатации котла.

Для других главных трубопроводов ТЭС с поперечными связями после завершения подъема давления должна быть постепенно открыта арматура, связывающая прогреваемый участок с основным оборудованием. Далее должны быть отключены вспомогательные трубопроводы.

6.5.5. Включение непрогретого трубопровода или отдельных его участков запрещается.

6.5.6. В процессе прогрева трубопроводов обслуживающий персонал должен осуществлять визуальный контроль исправности опор, подвесок и температурных перемещений трубопровода.

6.5.7. 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 - см. п.п. 4.6.9 и 4.6.10). При обнаружении расхождения следует проверить элементы ОПС и трубопроводную систему на возможность защемлений. Результаты визуального контроля и обнаруженные дефекты должны быть занесены в оперативный журнал и/или журнал дефектов.

6.6. Прогрев трубопровода из неостывшего (горячего) состояния

6.6.1. После получения указания о начале операций по прогреву трубопровода от начальника смены, обслуживающий персонал обязан открыть все дренажные линии и воздушники.

6.6.2. Начальная температура пара, подаваемого в трубопровод через регулирующую арматуру должна быть не ниже начальной температуры трубопровода.

6.6.3. На ТЭС с поперечными связями при необходимости прогрева неостывшего трубопровода пара котла при относительно низкой температуре выходного коллектора котла необходимо предварительно выровнять температуру метала трубопровода и выходного коллектора котла.

6.6.4. Для главного трубопровода энергоблока, трубопровода пара к турбине, а также участка переключающей магистрали на ТЭС с поперечными связями, технология прогрева из неостывшего (горячего) состояния аналогична технологии прогрева из холодного состояния. Отличие состоит лишь в значениях допустимых начальных скоростей прогрева.

6.7. Останов оборудования без расхолаживания трубопроводов

6.7.1. До проведения операций останова необходимо:

- убедиться в исправном состоянии отключающей арматуры, а также дренажей и воздушников;
- убедиться в исправном состоянии приборов температурного контроля и давления.

6.7.2. Останову должны предшествовать операции по разгрузке технологического оборудования. После останова производится сброс избыточного пара через РОУ и (или) через специальные линии в паровое пространство конденсатора турбины. В процессе проведения этих операций должна выдерживаться последовательность действий и выполнение критериев, определенных в соответствующих графиках-заданиях, а также - заданные скорости снижения параметров.

6.7.3. Если в трубопроводе установлены впрыскивающие пароохладители, необходимо исключить вероятность попадания воды из них на прогретые стенки трубопровода. Для этого должно быть запрещено их использование при расходах пара, не обеспечивающих надежной работы впрыскивающего устройства.

6.7.4. После останова энергоблока и снижения давления в паровом тракте котла до 2-2.5 МПа рекомендуется обратным ходом пара прочистить впрыскивающие устройства пароохладителей.

6.7.5. После отключения оборудования необходимо максимально замедлить темп остывания трубопроводов, чтобы избежать потери топлива на их последующий прогрев. Для этого необходимо обеспечить плотность закрытия основной отключающей арматуры и арматуры вспомогательных трубопроводов.

6.7.6. При останове котлов из-за интенсивного остывания поверхностей нагрева в них может образовываться конденсат. На барабанных котлах, а также на прямоточных котлах с полнопроходным сепаратором должны быть реализованы дополнительные операции, исключающие возможность попадания конденсата из пароперегревательных поверхностей нагрева в горячие паросборные коллекторы и главные трубопроводы пара.

6.8. Останов оборудования с расхолаживанием трубопроводов

6.8.1. Начальные операции останова с расхолаживанием трубопроводов аналогичны операциям, изложенным в п.п. 6.7.1 - 6.7.3.

6.8.2. В режиме останова, как указано выше, знаки окружных температурных напряжений и напряжений от внутреннего давления совпадают. Поэтому выполнение требований графиков-заданий по допустимым скоростям охлаждения металла для этого режима особенно важно. Наиболее опасным с точки зрения величины развивающихся температурных напряжений является режим аварийного отключения трубопровода.

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

- перед открытием арматуры воздушников или дренажей убедиться в ее исправном состоянии: привод арматуры должен быть надежно закреплен на корпусе, надежно закреплена сальниковая грундбукса, ее крепящие болты, затянуты, а маховик привода надежно укреплен на штоке;
- закрыть арматуру и ее байпасные линии, связывающие трубопровод с работающим оборудованием и другими трубопроводами;
- убедиться в плотности закрытия отключающей арматуры, для этого приоткрыть воздушник, снизить давление в дренируемом пространстве на 2÷3 кгс/см^2, затем закрыть воздушник и убедиться, что давление не повышается;
- открыть дренажные линии, при этом открытие арматуры дренажей производить не допуская запаривание помещения, а также попадания пара или воды на персонал и расположенное рядом оборудование;
- открыть воздушники;
- убедиться в отсутствии избыточного давления в отключенном трубопроводе, для этого медленно закрыть, а затем открыть сливную дренажную арматуру; при этом воздушники должны быть полностью открыты, и через них в дренируемое пространство должен свободно, без свиста поступать наружный воздух;
- в случае, если давление в дренируемом пространстве не снижается при полностью открытых воздушниках, а при их закрытии оно повышается, следует прекратить слив конденсата и обеспаривание и убедиться в плотном закрытии всей отключающей арматуры и ее байпасов, после чего вновь выполнить операции по открытию арматуры воздушников и дренажей;
- если установлено, что отключающая арматура или ее байпасы не обеспечивают достаточной плотности, персонал, производящий отключение трубопровода, должен сообщить об этом начальнику смены цеха и не производить дальнейших действий до осуществления дополнительных операций по надежному отключению трубопровода.

6.8.4. Через некоторый промежуток времени после закрытия запорных органов арматуры (обычно, спустя 15 ч 20 минут), вследствие остывания штока, сила прижатия рабочих поверхностей арматуры снижается, поэтому должно быть организовано ее дополнительное уплотнение (поджатие).

6.8.5. При планировании длительных простоев оборудования должны быть приняты меры для консервации трубопроводов (см. разд.1).

6.8.6. После остывания должен быть проведен внешний осмотр трубопровода, элементов ОПС, выполнена проверка соответствия положения указателей температурных перемещений контрольной разметке на координатных пластинах (если для текущего состояния трубопроводной системы эта разметка выполнена - см. п.п. 4.6.9 и 4.6.10). При обнаружении расхождения следует проверить элементы ОПС и трубопроводную систему на возможность защемлений. Результаты визуального контроля и обнаруженные дефекты должны быть занесены в оперативный журнал и/или журнал дефектов.

6.8.7. Если трубопровод был отключен аварийно, то при обнаружении смещения по вертикали положения индикаторов температурных перемещений в дополнение к работам, выполняемым в соответствии с п.п. 6.8.6 должны быть выполнены измерения уклонов горизонтальных участков трубопроводов. При обнаружении недопустимых отклонений от проектных значений должны быть приняты меры по исправлению значений уклонов и регулировке нагрузки упругих элементов ОПС.

6.9. Особенности останова трубопроводов в ремонт

6.9.1. При выводе в ремонт трубопровод, связанный с работающим оборудованием, как правило, должен отключаться двумя последовательно установленными запорными органами. В этом случае, к перечню операций, изложенных в п.п. 6.8.3, необходимо добавить следующие операции:

- 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 задвижками, отключающими трубопровод от работающего оборудования;
- 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.

6.9.2. В отдельных случаях, когда нельзя отключить для ремонта трубопровод двумя последовательными задвижками, допускается с разрешения главного инженера (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. Разрешение фиксируется его подписью на полях наряда-допуска.

6.9.3. При неплотности отключающей арматуры, ремонтируемый участок трубопровода должен быть отделен от работающего участка заглушкой.

6.9.4. Если трубопровод расхолаживается с целью проведения ВТО, то дополнительно должны быть выполнены следующие мероприятия [30]:

- в холодном состоянии трубопровода его упругие элементы ОПС должны быть поставлены на фиксаторы;
- демонтирована тепловая изоляция;
- выполнена инструментальная проверка прямолинейности участков трубопровода и состояния системы уклонов;
- по результатам проверки составлен акт о состоянии трубопроводной системы перед проведением ВТО.

7. Периодический контроль трубопроводов в процессе эксплуатации

7.1. Осмотры, проверки, испытания

7.1.1. Целями контроля трубопроводов в процессе эксплуатации является выявление и предупреждение повреждений, а также обеспечение работоспособности ответственных элементов трубопровода.

Повреждения трубопровода могут быть вызваны следующими причинами:

- ошибками проектирования или монтажа;
- технологическими дефектами в металле элементов трубопроводов, возникшими при их изготовлении;
- износом деталей арматуры;
- недопустимой скоростью ползучести металла труб вследствие превышения рабочей температуры металла или несоответствия фактической и проектной марок стали, из которой изготовлены отдельные элементы трубопровода;
- 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 и вибрацией;
- различными нарушениями в технологии изготовления сварных соединений, а также охрупчиванием металла в процессе его длительной эксплуатации;
- нарушением технологии проведения гидроопрессовок.

7.1.2. Наблюдение за трубопроводами и контроль их элементов должен осуществлять персонал смен в соответствии с должностными инструкциями, а также лица, ответственные за исправное состояние и безопасную эксплуатацию трубопроводов.

7.1.3. Ежесменный контроль трубопроводов и их элементов, как работающих, так и находящихся в резерве и на консервации, должен осуществляться не реже одного раза в смену в следующем объеме:

- наружный осмотр трубопровода, в том числе: состояния тепловой изоляции, фланцевых соединений, основной и вспомогательной арматуры, элементов ОПС;
- проверка исправности КИП;
- осмотр и 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 состояния предохранительных устройств;
- проверка отсутствия попадания на трубопроводы воды, масла, щелочей, кислот, мазута и пр.;
- проверка наличия табличек на трубопроводах и арматуре;
- проверка исправности индикаторов температурных перемещений;
- проверка состояния площадок обслуживания элементов трубопровода, арматуры, предохранительных устройств, КИП;
- проверка отсутствия защемлений основных и вспомогательных трубопроводов.

7.1.4. Критерием отсутствия возможности для возникновения непроектных ограничений перемещений трубопровода (защемлений) в холодном и рабочем состоянии является наличие зазоров между наружной поверхностью тепловой изоляции трубопровода, его вспомогательных линий и расположенным рядом оборудованием, строительными конструкциями и проходами через площадки обслуживания. Указанные зазоры должны быть не менее 200 мм.

7.1.5. При осмотре элементов ОПС следует убедиться в том, что:
- подвижные опоры не мешают свободному перемещению трубопровода при его расширении;
- рабочие поверхности скользящих опор находятся в соприкосновении (опираются друг на друга);
- отсутствуют перекосы, заедания и взаимные защемления подвижных частей элементов ОПС;
- в упругих элементах ОПС отсутствуют пружины, потерявшие устойчивость;
- крепление опор на строительной конструкции исправно и не имеет трещин;
- тяги упругих и жестких подвесок трубопроводов не имеют слабины.

Должны быть надежно закреплены:
- приводы арматуры на ее корпусе;
- сальниковые грундбуксы, а также затянуты их крепящие болты;
- маховики приводов арматуры на штоках.

7.1.6. При обнаружении пропаривания через тепловую изоляцию персонал обязан:
- прекратить все работы в опасной зоне и из нее удалить персонал;
- немедленно поставить в известность начальника смены цеха;
- определить опасную зону и принять меры по ее ограждению для предотвращения прохода через нее людей;
- вывесить знаки «ПРОХОД ВОСПРЕЩЕН!», «ОПАСНАЯ ЗОНА!».

7.1.7. Все обнаруженные при ежесменных обходах дефекты должны быть своевременно занесены в журнал дефектов и о них должен быть поставлен в известность начальник смены цеха.

7.1.8. Периодическое опробование технологических защит оборудования должно проводиться по графику, утвержденному техническим руководителем ТЭС. При недопустимости проверки исполнительных операций защит в связи с текущим состоянием оборудования, их опробование должно производиться без воздействия на исполнительные устройства. Состояние оборудования, при котором защиты проверяются без воздействия на исполнительные устройства должно быть отражено в местной инструкции по эксплуатации.

7.1.9. Испытания предохранительных устройств должны проводиться по утвержденному графику в соответствии с [11, 12]. В частности:

7.1.9.1. На пылеугольных котлах и их главных паропроводах испытания предохранительных устройств должны проводиться один раз в три месяца. На газомазутных котлах — один раз в шесть месяцев. На котлах, включаемых в работу периодически, проверка должна проводиться при пусках, если с момента предыдущей проверки прошло больше соответственно трех или шести месяцев.

7.1.9.2. Проверка предохранительных устройств производится либо поднятием давления до уставки срабатывания клапанов, либо (при невозможности, связанной с технологическими причинами) - принудительно: дистанционно (при наличии дистанционного привода) или вручную. Контролироваться должно срабатывание каждого клапана по месту. Для энергоблоков проверка ПК должна осуществляться при нагрузке не ниже 50% от номинальной.

7.1.9.3. Результаты проверки предохранительных устройств должны быть занесены в журнал ремонта и эксплуатации предохранительных устройств.

7.1.10. Проверка качества тепловой изоляции должна производится не реже одного раза в год (критерий качества тепловой изоляции приводится в п.п. 4.7.3). При проведении проверки целесообразно использование тепловизоров.

7.1.11. Периодическая проверка свободы управления арматурой, а также смазка приводов должны осуществляться в соответствии с местной инструкцией по эксплуатации.

7.1.12. При эксплуатации трубопроводов должен быть организован учет температурного режима работы металла, а также сбор информации по суточным графикам температуры пара [18].

7.2. Инструментальный контроль трубопроводов и его критерии

7.2.1. На трубопроводах должны быть организованы периодические измерения:

- температурных перемещений по индикаторам температурных перемещений (в соответствии с [17]);
- нагрузок (высот пружин) упругих элементов ОПС в рабочем состоянии (в соответствии с [14]).

7.2.2. Допускаемые отклонения измеренных температурных перемещений от расчетных значений должно соответствовать требованиям [17].

7.2.3 Измерение нагрузок (высот пружин) упругих элементов в рабочем состоянии должно выполняться при проектной (расчетной) температуре трубопровода.

7.2.4. Допускается не проводить измерения высот пружин в рабочем состоянии для отдельных труднодоступных элементов ОПС, если результаты измерений нагрузок остальных упругих элементов, а также данные, полученные по указателям температурных перемещений, укладываются в допустимый диапазон отклонений [14].

7.2.5. Допускаемые значения отклонений индивидуальных нагрузок упругих элементов ОПС не должны превышать ±15% от расчетных значений нагрузок. Допускаемые значения суммарных отклонений нагрузок упругих элементов ОПС не должны превышать ±5% от расчетных значений суммарных нагрузок [14].

7.2.6. Результаты замеров остаточных деформаций, температурных перемещений, высот и текущих нагрузок пружин должны заноситься в специальные журналы и обрабатываться в соответствии с [14, 18]).

7.2.7. При выявлении значений температурных перемещений или нагрузок элементов ОПС, отличающихся от проектных значений, должна быть выявлена причина появления отклонений и приняты меры по ее устранению, а также решен вопрос о необходимости выполнения регулировки нагрузок упругих элементов или измерения уклонов.

7.2.8. При выявлении недопустимой остаточной деформации или деформации ползучести в соответствии с требованиями [18] трубопровод должен быть выведен из эксплуатации.

8. Контроль трубопроводов во время длительного останова

8.1. Контроль и регулировка нагрузки элементов ОПС

8.1.1. В холодном состоянии трубопровода в соответствии с [14] измерения нагрузок (высот 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, капитального ремонта, ВТО, а также перед выводом трубопровода в капитальный ремонт.

8.1.2. 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 одного из двух параллельных трубопроводов пара;
- при обнаружении повреждений сварных соединений;
- при повреждениях трубопровода или системы крепления, приведших к искажению 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 одновременном ремонте более 20% сварных соединений трубопровода пара;
- при реконструкции или изменении трассы трубопровода или его ответвлений;
- при устранении защемлений и недостатков ОПС;
- при корректировке проектных нагрузок;
- при обследованиях, целью которых является продление срока службы трубопроводов.

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

8.1.4. 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 трубопровода принимаются по результатам выборочных измерений.

8.1.5. Отклонение индивидуальных и суммарных нагрузок упругих элементов ОПС от проектных (или расчетных) значений в рабочем состоянии не должны превышать значений указанных в п.п. 7.2.5. В случае, если отклонение суммарной нагрузки упругих элементов ОПС превысит указанные пределы, должен быть выполнен анализ и корректировка расчетных данных по погонной массе трубопровода и изменение нагрузок элементов ОПС в соответствии с новыми расчетными данными.

8.1.6. Допускается не выполнять регулировку нагрузки упругих элементов ОПС, 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 определяется 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, соответствующие 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.

8.1.7. 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.

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

8.2. Измерение и исправление уклонов

8.2.1. Уклоны горизонтальных участков трасс должны проверяться в процессе проведения капитальных ремонтов энергооборудования. Шаг измерения уклонов не должен превышать 1.5-2 м, поскольку при большем шаге могут быть пропущены местные искажения прямолинейности, возникшие в процессе эксплуатации трубопровода. Технология проверки и восстановления уклонов трубопроводов описана в [14].

8.2.2. Если при проверке будут обнаружены участки трубопровода с недостаточным уклоном, должны быть разработаны и реализованы меры по приведению системы уклонов трубопровода в положение, отвечающее требованиям п.п. 4.2.3.

8.2.3. При обнаружении участков трубопровода с контруклонами («мешками конденсата»), должен быть выполнен анализ условий, при которых они возникли, разработаны и приняты меры по предотвращению продолжения их углубления, а также, при невозможности замены участка, - меры по организации дополнительного дренирования трубопровода.

8.3. Контроль металла элементов трубопроводов

8.3.1. Контроль металла элементов трубопроводов должен осуществляться в холодном состоянии во время плановых остановов оборудования. Сроки и методы проведения контроля металла элементов трубопровода, а также сроки проведения замеров остаточной деформации устанавливаются требованиями [18, 31, 32] и других действующих нормативных документов.

8.3.2. Дополнительные объемы или периодичность контроля элементов трубопровода могут быть назначены после обнаружения отклонений от нормативных требований по состоянию металла и элементов трубопровода, а также в соответствии с предписаниями и указаниями Ростехнадзора, а также распоряжениями по энергосистеме или ТЭС.

8.3.3. Повышенные объемы контроля назначаются по достижении установленного (назначенного) срока службы [33]. Для трубопроводов I категории парковый ресурс определяется типоразмером труб, материалом, из которого они изготовлены, радиусом кривизны гибов, а также параметрами эксплуатации. При отсутствии данных об установленном сроке службы для трубопроводов 1-й группы II категории их срок службы устанавливается равным 150 тыс. часов (20 лет), для 2-й группы II категории - 30 лет [34].

8.3.4. Контроль элементов трубопроводов может быть проведен до установленного срока. В этом случае он должен осуществляется по специально разработанной программе.

8.3.5. Контроль монтажных или ремонтных сварных соединений трубопроводов должен выполняться в процессе текущего ремонта: в пределах паркового ресурса по программе [18] и за его пределами - по программе [33].

8.3.6. Решение о допуске трубопроводов к эксплуатации в пределах паркового ресурса принимается техническим руководителем ТЭС.

8.3.7. Возможность эксплуатации ответственных элементов и деталей трубопроводов (гибов, сварных соединений тройников) при неудовлетворительных результатах неразрушающего контроля и исследования состояния металла определяется организациями, имеющими правовые и технические основания для проведения таких работ, включая наличие квалифицированного персонала и научно-технического оснащения.

8.3.8. Возможность дальнейшей эксплуатации ответственных элементов и деталей трубопроводов после выработки ими паркового ресурса определяется в соответствии с [33].

8.4. Техническое освидетельствование трубопровода

8.4.1. Перед пуском в эксплуатацию вновь смонтированного трубопровода, после ремонта трубопровода, связанного со сваркой, а также при пуске трубопровода после его нахождения в состоянии консервации свыше двух лет в соответствии с [1] проводится его техническое освидетельствование, которое включает в себя:

- наружный осмотр;
- ГИ.

ГИ должно проводиться по программе, утвержденной техническим руководителем ТЭС.

8.4.2. Техническое освидетельствование в виде наружного осмотра трубопровода должно проводиться также не реже одного раза в три года.

8.4.3. ГИ трубопровода должно производиться водой с температурой не ниже +5°С и не выше +40°С при положительной температуре окружающего воздуха. ГИ проводится пробным давлением, равным 1,25 от рабочего давления, но не менее 0.2 МПа.

8.4.4. В соответствии с [1] под пробным давлением трубопровод должен выдерживаться не менее 10 минут, после чего давление должно быть снижено до рабочего и произведен осмотр трубопровода. Давление во время ГИ должно контролироваться двумя манометрами одного типа, одинаковых пределов измерения, цены деления и класса точности.

8.4.5. Трубопровод и его элементы считаются выдержавшими гидравлическое испытание, если во время испытания не обнаружено: течи, потения в сварных соединениях и в основном металле, видимых остаточных деформаций, трещин или признаков разрыва.

8.4.6. Эксплуатация трубопровода, не выдержавшего испытания, запрещается.

8.4.7. При проведении ГИ отдельных элементов технологической схемы необходимо с помощью дренажных линий убедиться в плотности отключающей арматуры трубопроводов.

8.5. Испытания арматуры

8.5.1. Арматура, отремонтированная в условиях мастерской, должна быть испытана на герметичность затвора, сальниковых, сильфонных и фланцевых уплотнений давлением, равным 1,25 от рабочего.

8.5.2. Арматура, отремонтированная без вырезки из трубопровода, должна быть испытана на плотность рабочим давлением среды при пуске оборудования.

8.5.3. Функционирование приводов арматуры должно проверяться с соблюдением правил техники безопасности на отключенном трубопроводе в процессе ремонта, а также перед включением трубопровода в работу. Результаты проверок должны заноситься в специальный журнал.

8.6. Содержание трубопровода

8.6.1. 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 устроены стационарные лестницы и площадки обслуживания.

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

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

8.6.4. Все трубопроводы, поверхность тепловой изоляции которых не имеет металлической обшивки, должны быть окрашены. Окраска трубопроводов и надписи на них должны производиться в соответствии с [35].

9. Противоаварийные указания

9.1. Порядок действий персонала в аварийных ситуациях должен быть предусмотрен в местных производственных инструкциях и отработан на противоаварийных тренировках.

9.2. При ликвидации аварийных ситуаций персонал обязан руководствоваться принципами, изложенными ниже в приоритетном порядке:

- обеспечение безопасности людей;
- сохранение целостности оборудования;
- обеспечение потребителей тепловой и электрической энергией.

9.3. Трубопровод должен быть немедленно отключен при разрыве любого из его элементов, а также при возникновении в процессе эксплуатации гидравлических ударов или внезапной вибрации.

9.4. При разрыве элементов трубопровода персонал должен действовать в соответствии с производственной инструкцией и навыками, полученными на противоаварийных тренировках. При этом необходимо:

- отключить поврежденный участок путем закрытия его запорной арматуры;
- убедиться в плотности отключающей арматуры;
- остановить оборудование, связанное с поврежденным участком;
- открыть на поврежденном участке воздушники и дренажные линии;
- открыть все окна и двери в зоне запаривания и включить приточно-вытяжную вентиляцию.

9.5. При выявлении пропуска пара или воды через сальники или фланцевые соединения, свищей, трещин в питательных трубопроводах и главных трубопроводах, а также в их арматуре, аварийный участок должен быть отключен. Если при отключении трубопровода невозможно резервировать аварийный участок, то оборудование, связанное с ним, должно быть остановлено.

9.6. При обнаружении повреждений элементов ОПС, защемлений, непроектных перемещений из-за нарушения условий самокомпенсации температурных расширений обслуживающий персонал обязан оценить ситуацию, и если выявленный дефект представляет опасность для обслуживающего персонала или оборудования, принять меры, указанные в п.п. 10.5. В противном случае время отключение трубопровода для проведения ремонта определяется техническим руководителем ТЭС.

10. Техника безопасности

10.1. При эксплуатации трубопроводов для устранения риска возникновения несчастных случаев должны строго соблюдаться правила техники безопасности по работе с арматурой, в частности:

- не допускается применять резких воздействий на штурвал управления ручной арматуры при ее обтяжке, т.к. это может привести к его поломке, вмятинам или задирам на уплотнительных поверхностях затвора;
- состояние ручной арматуры должно позволять открывать и закрывать ее нормальным усилием одного человека; применение дополнительных рычагов для этих целей не допускается, поскольку это может вызвать повреждение уплотнительных поверхностей, задиры, смятие резьбы шпинделей и втулки, деформацию штока и повреждение редуктора;
- следует соблюдать особую осторожность при операциях с арматурой в слабо освещенных и трудно доступных местах;
- если при осмотре элементов арматуры выявлены дефекты, способные вызвать нарушение плотности, следует прекратить операции с арматурой до ее замены.

- все операции с арматурой, имеющей ручное управление должны выполняться в защитных рукавицах.

- персонал, ведущий продувку засорившегося штуцера, должен находиться на стороне, противоположной выходу дренажа или пара.

10.2. При открытии или закрытии арматуры следует:

- находиться в стороне от движущегося или вращающегося шпинделя (штока), так как в этот момент возможно выбивание сальника;

- находится в стороне от фланцевых соединений;

- при переводе задвижки на дистанционное управление следует исключить возможность попадания конечностей, одежды и т.п. в штурвал.

10.3. Обходы и осмотры оборудования должны производиться только с разрешения дежурного персонала, ведущего режим оборудования.

10.4. Запрещается находиться без производственной необходимости на площадках агрегатов, вблизи люков, лазов, водоуказательных стекол, а также около запорной, регулирующей и предохранительной арматуры и фланцевых соединений трубопроводов, находящихся под давлением.

10.5. При пуске, отключении, испытаниях оборудования и трубопроводов вблизи них разрешается находиться только персоналу, непосредственно выполняющему эти работы.

10.6. При повышении давления в условиях ГИ до пробного значения запрещается нахождение на оборудовании обслуживающего персонала. Осматривать сварные швы испытываемых трубопроводов и оборудования разрешается только после снижения пробного давления до рабочего значения.

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

10.8. Для устранения течи через резьбу, соединительные штуцеры контрольно-измерительной аппаратуры следует подтягивать только гаечными ключами, размер которых соответствует граням подтягиваемых элементов. При этом давление среды в импульсных линиях не должно превышать 0,3 МПа (3 кгс/см^2). Применение для этих целей других ключей, а также удлиняющих рычагов запрещается.

Перед подтягиванием следует проверить состояние видимой части резьбы, особенно на штуцерах воздушников.

При подтягивании резьбового соединения рабочий должен располагаться с противоположной стороны от возможного выброса струи воды или пара при срыве резьбы.

10.9. Грузы рычажных предохранительных клапанов должны быть надежно закреплены, чтобы исключалась возможность их самопроизвольного перемещения.

10.10. Запрещается заклинивать предохранительные клапаны котлов и трубопроводов или увеличивать нажатие на тарелки клапанов путем увеличения массы груза или каким-либо другим способом.

11. Консервация оборудования и подключенных к нему трубопроводов

Во время продолжительных остановов в оборудовании и подключенных к нему трубопроводах идут процессы окисления внутренней поверхности труб, которые в условиях эксплуатации контактируют с деаэрированной обессоленной водой, влажным или перегретым паром. Механизм и скорость протекания атмосферной (стояночной) коррозии зависят от увлажненности поверхности металла. Для сталей, находящихся в атмосфере чистого воздуха, критической величиной относительной влажности является 60%. При относительной влажности воздуха более 60% происходит резкое увеличение скорости атмосферной коррозии. При относительной влажности 60-100 %, скорость протекания коррозионных процессов в сталях, в 100-2000 раз выше, чем при значениях влажности 30-40%.

Консервация (защита поверхностного слоя металла от внешних воздействий) обеспечивает сохранность оборудования и трубопроводов, сокращает затраты на ремонт, восстановление и поддержание технико-экономических показателей тепловых электростанций. Способы консервации регламентируются [36].

Различают сухую и влажную консервацию, а также пароводокислородную обработку.

Сухая консервация производится подогретым воздухом, осушенным воздухом, ингибированным воздухом, азотом, газообразным аммиаком.

Влажная консервация производится деаэрированной водой с поддержанием избыточного давления, гидразинно-аммиачным раствором, раствором аммиака, нитритно-аммиачным раствором, аммиачным раствором трилона Б, контактными ингибиторами (М-1, МСДА) октадециламином (ОДА).

Каждый из представленных выше видов консервации имеет свои достоинства, недостатки и особенности применения.

При выполнении на электростанциях консервации тем или иным способом (при сроке останова 30 дней и более), ее качество должно контролироваться в соответствии со специальной рабочей программой.

Такая программа должна составляться химслужбой ТЭС. Контроль качества консервации производится по данным химических анализов.

Способ консервации выбирается с учетом особенностей электростанций и особенностей оборудования. На одной электростанции на разном оборудовании могут использоваться несколько различных способов консервации. При выборе конкретного способа во внимание принимаются:

- используемый водный режим;
- наличие на ТЭС схем консервации и возможность выполнения консервации собственными силами;
- возможность сброса и нейтрализации отработанных консервирующих растворов;
- продолжительность останова;
- необходимость ввода оборудования в эксплуатацию, без затрат времени на отмывку.

Ниже описываются несколько наиболее распространенных видов сухой и влажной консервации.

11.1. Сухая консервация

11.1.1. Более 65 % остановов оборудования в резерв или ремонт имеют срок останова не превышающий 30 суток. В этом случае наиболее часто используется так называемый «сухой останов» - длительное поддержание высокой температуры в пароводяном тракте котла и паропроводах. Сухой останов является заключительным этапом останова оборудования. Он не требует дополнительных затрат как при самом останове, так и при включении котла в работу после останова.

11.1.2. Консервации осушенным воздухом [37] применяется, главным образом, при длительных остановках оборудования, а также в зимнее время.

При консервации осушенным воздухом наиболее целесообразной является замкнутая схема: оборудование - осушитель - компрессор - ресивер - оборудование. В этом случае все элементы оборудования с помощью штатной арматуры и временных трубопроводов объединяются в замкнутый контур и продуваются воздухоосушительной установкой включенной в схему. Перед проведением консервации осушенным воздухом после останова, оборудование и трубопроводы должны быть дренированы, а также исключен пропуск среды через отключающую арматуру со стороны работающего оборудования.

11.1.3. Сухая консервация с применением инертных газов требует заполнения и закупорки трубопровода. При ее реализации требуется специальное оборудование: емкости с инертным газом, регуляторы давления и присоединительные трубопроводы, а также предъявляются повышенные требования к плотности отключающей арматуры и сухости внутренней поверхности оборудования. Трубопроводы с наличием контруклонов и не дренируемыми зонами не могут быть подвергнуты этому виду консервации.

11.2. Влажная консервация

При остановах на срок от 30 до 60 суток применяются гидразинные, гидразинно-аммиачные, трилонные или фосфатно-аммиачные методы консервации, которые совмещаются с сухим остановом котла.

11.2.1. При остановах энергетического оборудования в длительный ремонт или резерв на срок более 60 суток (например, на летний период) используется октадециламин (ОДА) и контактные ингибиторы (М-1, МСДА).

ОДА это воскообразное вещество, которое создает на внутренней поверхности элементов оборудования гидрофобный слой, препятствующий поступлению влаги и кислорода к металлу, и тем самым предотвращает коррозию. Применение ОДА требует подготовительных работ на остановленном оборудовании, поэтому до консервации может пройти несколько дней, в течение которых оно не будет надежно защищено. Применение ОДА требует дополнительной растопки котла для выполнения консервации, операций по расконсервации (отмывки). При консервации ОДА для прямоточных котлов необходимо исключить его попадание в БОУ.

11.2.2. Контактные ингибиторы, также как ОДА, создают на поверхности металла гидрофобную пленку, которая сохраняется и после слива консервирующего раствора. Они могут использоваться при меньшей температуре, чем ОДА, поэтому для них не нужно дополнительной растопки котла.

11.2.3. В случае влажной консервации деаэрированной водой к этой воде предъявляются такие же требования по солесодержанию и содержанию кислорода, как и к питательной воде котлов. Эти требования обычно представлены в местных инструкциях по эксплуатации котлов.

Для деаэрации в химически обессоленную воду вводятся химические вещества-поглотители кислорода. Поглотители кислорода работают наиболее эффективно при температуре воды не менее 60°С. Зимой, для влажной консервации деаэрированной водой может потребоваться ее предварительный подогрев.

Применение для влажной консервации химических веществ обычно требуют решения вопросов утилизации отработанного консерванта.

11.3. Пароводокислородная обработка

Пароводокислородная обработка оборудования и трубопроводов [38] проводится в режиме растопки при отключенной турбине и сбросе рабочей среды в атмосферу, циркуляционный канал или конденсатор. Для реализации этого способа консервации необходим запас кислорода и обессоленной воды.

После пароводокислородной обработки котел может быть остановлен в резерв (ремонт) или пущен в эксплуатацию. Дополнительных мероприятий по расконсервации оборудования не требуется. Для проведения пароводокислородной обработки требуются подготовительные операции и монтажные работы на остановленном котле (подготовка схемы дозировки кислорода, анализ состояния поверхностей нагрева и т.п.), а также дополнительная растопка котла для выполнения консервации.

12. Указания по составлению производственных инструкций

12.1. Производственная инструкция по эксплуатации трубопровода разрабатываются на основании инструкций заводов-изготовителей оборудования, с учетом требований настоящего Руководства, [1, 8, 9] и других нормативных документов по безопасной эксплуатации трубопроводов.

12.2. В производственной инструкции по эксплуатации трубопровода должны быть отражены конкретное содержание операций, выполняемых с трубопроводами, в последовательности, отвечающей условиям надежной, долговечной и безопасной эксплуатации.

12.3. Инструкции могут быть составлены для одного трубопровода или группы трубопроводов.

12.4. Как правило, инструкция по эксплуатации трубопровода должна содержать в себе:

- наименование трубопровода;
- краткое описание назначения трубопровода и его ответвлений;
- разрешенные параметры рабочей среды, типоразмеры труб, металл, из которого они изготовлены, тип установленной арматуры и характеристики ее привода;
- данные по категории опасности;
- технологическую схему трубопровода, байпасов, воздушников, дренажных трубопроводов, специальных линий прогрева, а также мнемонические обозначения номеров, присвоенных установленной арматуре;
- резервирующие линии с их арматурой;
- расположение и наименование средств контроля параметров;
- скорость изменения рабочих параметров, пределы их регулирования, а также другие технологические ограничения, связанные с работой самого трубопровода и присоединенного к нему оборудования;
- раздел, описывающий расположение отдельных элементов трубопровода, его узлов и арматуры на строительных конструкциях и, при необходимости, - описание доступа к ним;
- схемы прогрева и охлаждения трубопровода;
- раздел по организации эксплуатации трубопровода, в том числе включающий:
- подготовку трубопровода к операциям прогрева;
- перечень и последовательность проведения операций прогрева и включения трубопровода в эксплуатацию из различных состояний;
- требования к ВХР;

- перечень и последовательность проведения операций охлаждения трубопровода, с различными целями, в том числе - при останове в ремонт;
- порядок проведения испытаний;
- порядок допуска к осмотру, испытаниям и ремонту;
- описание действий персонала в различных ситуациях;
- основные признаки опасных и аварийных ситуаций;
- противоаварийные указания;
- основные требования по технике безопасности;
- раздел по консервации трубопровода;
- порядок обслуживания оборудования, находящегося в резерве.

13. Эксплуатационная документация трубопровода

Каждый трубопровод в соответствии с [1, 14] должен иметь паспорт установленного образца.
К паспорту прилагаются:
13.1. Перечень лиц, ответственных за эксплуатацию трубопровода.
13.2. Расчетные и исполнительные схемы трубопровода с указанием на них:
- марок стали, диаметров (условных проходов) и толщин стенок труб;
- расположения опор, компенсаторов, подвесок, арматуры, воздушников и дренажных трубопроводов, фланцев, заглушек, контрольных участков;
- значения нагрузок на пружинные опоры и подвески, а также высоты пружин в холодном и рабочем состояниях трубопровода;
- сварных соединений с указанием расстояний между ними и их номерами (сварочный формуляр);
- расположения указателей температурных перемещений и значений проектных величин перемещений;
- расположение устройств замера ползучести.
13.3. Свидетельство о монтаже трубопровода.
13.4. Копии удостоверений сварщиков.
13.5. Паспорта арматуры.
13.6. Акт приемки трубопровода владельцем от монтажной организации.
13.7. Первичные документы, в том числе:
- сертификатные данные на металл элементов трубопровода и электроды;
- журнал сварочных работ на трубопроводе, сертификаты, подтверждающие качество примененных при ремонте материалов и качество сварных стыков;
- документация по входному контролю металла трубопровода;
- акты ревизии и отбраковки элементов трубопровода;
- акты скрытых работ;
- удостоверения о качестве ремонтов трубопроводов.
13.8. Акты:
- периодического наружного осмотра трубопровода;
- гидроиспытаний трубопровода;
- ревизии, ремонта и испытания арматуры.
13.9. Журналы:
- эксплуатационный;
- установки-снятия заглушек;
- журнал термической обработки сварных соединений трубопроводов.
13.10. Заключения:
- о качестве сварных стыков;
- экспертных организаций и документация по продлению срока службы трубопровода.
13.11. Ремонтные формуляры на запорную и регулирующую арматуру с установленными на ней приводами.

14. Список литературы

1. ПБ 10-573-03 (РД-03-94) «Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды». Документ введен постановлением Госгортехнадзора России № 90 от 11.06.2003.

2. «Правила работы с персоналом в организациях электроэнергетики Российской Федерации». Документ введен Минтопэнерго России приказом № 49 от 19.02.2000 и зарегистрирован Минюстом России 16.03.2000 № 2150.

3. РД 10-249-98. «Нормы расчета на прочность стационарных паровых и водогрейных котлов и трубопроводов пара и горячей воды» (с изм. 1). Документ введен постановлением Госгортехнадзора России № 50 от 28.08.1998.

4. РД 153-34.1-003-01. «Сварка, термообработка и контроль трубных систем котлов и трубопроводов при монтаже и ремонте энергетического оборудования». Документ введен постановлением Минэнерго России № 197 от 02.07.2001.

5. ОСТ 24.125.60-89. «Детали и сборочные единицы трубопроводов пара и горячей воды тепловых электростанций. Общие технические условия». Документ введен постановлением Минэнерго СССР 01.01.1992.

6. РД 03-606-03. «Инструкция по визуальному и измерительному контролю». Документ введен постановлением Госгортехнадзора РФ № 92 от 11.06.2003.

7. РД 34.17.310-96 (ПВК, ТПГВ) «Сварка, термообработка и контроль при ремонте сварных соединений трубных систем котлов и паропроводов в период эксплуатации». Документ введен Госгортехнадзором России 11.04.1996.

8. «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей». Документ введен приказом Минэнерго РФ № 229 от 19.06.2003 и зарегистрирован Минюстом России № 4799 от 20.06.03.

9. РД 34.03.201-97. «Правила техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей» (с дополнениями и изменениями 2000 г.). Документ введен Минэнерго России 03.04.1997 г.

10. СО 34.39.504-00 (РД 153-34.1-39.504-00, ОТТ ТЭС-2000). «Общие технические требования к арматуре ТЭС». Документ утвержден РАО «ЕЭС России» 09.02.2000.

11. РД 153-34.1-26.304-98. «Инструкция по организации эксплуатации порядку и срокам проверки предохранительных устройств котлов теплоэлектростанций». Документ введен РАО «ЕЭС России» 22.01.1998.

12. СО 34.39.502-98 (РД 153-34.1-39.502-98). «Инструкция по эксплуатации, порядку и срокам проверки предохранительных устройств сосудов, аппаратов и трубопроводов», Документ введен РАО «ЕЭС России» 27.07.1998.

13. РД 34.26.508. «Типовая инструкция по эксплуатации редукционно-охладительных установок (БРОУ, РОУ, ПСБУ и ПСБУ СН)». Документ утвержден Главтехуправлением Минэнерго СССР 01.08.1983. Дата последней редакции 14.08.2003.

14. СО 34.39.401-00 (РД 153-34.1-39.401-00). «Методические указания по наладке трубопроводов тепловых электростанций, находящихся в эксплуатации». Документ введен РАО «ЕЭС России» 26.06.2000.

15. СО 34.39.604-00 (РД 153-34.0-39.604-00) «Методические указания по раскреплению опорно-подвесной системы при ремонте трубопроводов и приемке опорно-подвесной системы креплений после завершения ремонтных работ». Документ введен РАО «ЕЭС России» 10.08.2000.

16. СО 34.35.101-2003. «Методические указания по объему технологических измерений, сигнализации, автоматического регулирования на тепловых электростанциях». Документ введен РАО «ЕЭС России» 23.10.2003.

17. РД 34.39.309-87. «Методические указания по контролю за тепловыми перемещениями паропроводов тепловых электростанций». Документ введен Минэнерго СССР. 01.1987.

18. РД 10-577-2003. «Типовая инструкция по контролю металла и продлению срока службы основных элементов котлов, турбин и трубопроводов тепловых электростанций». Документ введен Госгортехнадзором России 18.06.2003, зарегистрирован Минюстом России № 4748 19.06.2003.

19. СНиП 41-03-2003. «Тепловая изоляция трубопроводов». Документ введен постановлением Госстроя России № 114 от 26.06.2003.

20. СО 34.20.585-00 (РД 153-34.0-20.585-00). «Руководящие указания по анализу качества пуска (останова) основного теплоэнергетического оборудования ТЭС». Документ введен РАО «ЕЭС России» 28.12.1999.

21. СО 34.25.505-00 (РД 153-34.1-25.505-00). «Методические указания по расчету допустимых скоростей прогрева основных деталей котлов и паропроводов энергетических блоков». Документ введен РАО «ЕЭС России» 29.12.2000.

22. РД 34.26.516-96. «Типовая инструкция по пуску из различных тепловых состояний и останову паровых котлов среднего и высокого давления тепловых электростанций с поперечными связями». Документ введен РАО «ЕЭС России» 03.06.1996.

23. РД 34.25.101-87. «Энергоблоки с турбинами Т-180/210-310 и К-215-130 и барабанными котлами. Типовая пусковая схема». Документ введен Минэнерго СССР 27.05.1986.

24. СО 34.25.105-00 (РД 153-34.1-25.105-00). «Типовая пусковая схема моноблока мощностью 300-330 МВт». Документ введен РАО «ЕЭС России» 29.06.2000.

25. СО 153-34.25.106 (РД 34.25.106). «Типовая пусковая схема дубль-блока мощностью 300 МВт». Документ введен Минэнерго СССР в 1969 году.

26. СО 34.25.507-97 (РД 153-34.1-25.507-97). «Типовая инструкция по пуску из различных тепловых состояний и останову моноблока 250 МВт с турбиной Т-250/300-240 и газомазутными котлами». Документ введен РАО «ЕЭС России» 03.07.1997.

27. СО 153-34.17.459-2003. «Инструкция по восстановительной термической обработке элементов теплоэнергетического оборудования». Документ введен РАО «ЕЭС России» 30.06.2003.

28. СО 153-34.17.455-2003 (РД 153-34.1-17.455-98). «Инструкция по контролю и продлению срока службы паропроводов из центробежнолитых труб на тепловых электростанциях». Документ введен РАО «ЕЭС России» 17.11.1998.

29. РД 153-34.1-17.467-2001. «Экспрессный метод оценки остаточного ресурса сварных соединений котлов и паропроводов по структурному фактору». Документ введен РАО «ЕЭС России» 03.05.2001.

30. СО 153-34.17.470-2003. «Инструкция о порядке обследования и продления срока службы паропроводов сверх паркового ресурса». Документ введен Минэнерго России 24.06.2003.

31. СО 153-34.17.464-2003. (РД 153-34.0-17.464-00). «Инструкция по продлению срока службы трубопроводов II, III и IV категорий». Документ введен приказом Минэнерго России № 275 от 30.06.2003.

32. ГОСТ 14202-69. «Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки». Документ введен постановлением Госстандарта СССР № 168 от 07.02.1969.

33. СО 34.20.591-97 (РД 34.20.591-97). «Методические указания по консервации теплоэнергетического оборудования». Документ введен РАО «ЕЭС России» 14.02.1997. С дополнением, утвержденным приказом РАО «ЕЭС России» № 34.20.596-97 от 04.06.1998.

34. СО 34.30.502-00 (РД 153-34.1-30.502-00) «Методические указания по организации консервации теплоэнергетического оборудования воздухом». Документ введен РАО «ЕЭС России» 15.09.2000.

35. РД 153-34.0-37.411-2001 «Методические указания по эксплуатационной пароводокислородной очистке и пассивации внутренних поверхностей энергооборудования». Документ утвержден РАО «ЕЭС России» 28.09.2001.

36. РД 34.39.503-89. «Типовая инструкция по эксплуатации трубопроводов тепловых электростанций». Утверждена Главтехуправлением Минэнерго СССР 12.04.89.

Содержание

Введение
1. Область применения
2. Обозначения и сокращения
3. Организация эксплуатации трубопроводов
4. Устройство трубопроводов
4.1. Трубы
4.2. Прокладка трубопроводов
4.3. Арматура трубопроводов
4.4. Дренажные трубопроводы и воздушники
4.5. Опорно-подвесная система креплений трубопровода (ОПС)
4.6. Средства контроля и защиты трубопроводов
4.7. Тепловая изоляция трубопроводов
5. Принципы организации эксплуатации трубопроводов в нестационарных режимах
5.1. Факторы, влияющие на надежность трубопроводов в нестационарных режимах
5.2. Совместные нестационарные режимы оборудования и трубопроводов
5.3. Допустимая скорость изменения температуры металла трубопроводов
6. Нестационарные режимы эксплуатации трубопроводов
6.1. Общие положения
6.2. Схемы прогрева и расхолаживания трубопроводов и требования, предъявляемые к ним
6.3. Предпусковые проверки и операции
6.4. Прогрев трубопровода до температуры насыщения
6.5. Прогрев трубопровода от температуры насыщения до рабочей температуры
6.6. Прогрев трубопровода из неостывшего (горячего) состояния
6.7. Останов оборудования без расхолаживания трубопроводов
6.8. Останов оборудования с расхолаживанием трубопроводов
6.9. Особенности останова трубопроводов в ремонт
7. Периодический контроль трубопроводов в процессе эксплуатации
7.1. Осмотры, проверки, испытания
7.2. Инструментальный контроль трубопроводов и его критерии
8. Контроль трубопроводов во время длительного останова
8.1. Контроль и регулировка нагрузки элементов ОПС
8.2. Измерение и исправление уклонов
8.3. Контроль металла элементов трубопроводов
8.4. Техническое освидетельствование трубопровода
8.5. Испытания арматуры
8.6. Содержание трубопровода
9. Противоаварийные указания
10. Техника безопасности
11. Консервация оборудования и подключенных к нему трубопроводов
11.1. Сухая консервация
11.2. Влажная консервация
11.3. Пароводокислородная обработка
12 Указания по составлению производственных инструкций
13. Эксплуатационная документация трубопровода
14. Список литературы

ООО «Информационная система «ТЕХНОРМАТИВ»
111024, г. Москва, ш. Энтузиастов, 19, стр.1
Тел.: (495) 772-78-81

Отпечатано с готового оригинал-макета
на участке оперативной полиграфии
Компании «Технорматив» 01.08.08
Адрес: 420021, г. Казань, а/я 210

gost.e-ecolog.ru